TESAB
TÜRKİYE ELEKTRİK SANAYİ BİRLİĞİ

Güç Sistemleri Konferansı
2025

CIGRE
Türkiye

IV. GÜÇ SİSTEMLERİ KONFERANSI

E - BİLDİRİ KİTABI

TÜRKİYE ELEKTRİK SANAYİ BİRLİĞİ
Mustafa Kemal Mahallesi, Dumlupınar Bulvarı 7.Km No: 166
Çankaya-Ankara/TÜRKİYE
Yayıncı Sertifika No: 53255
www.tesab.org.tr tesab@tesab.org.tr
www.cigreturkiye.org.tr info@cigreturkiye.org.tr

IV. GÜÇ SİSTEMLERİ KONFERANSI BİLDİRİ E-KİTABI
ISBN: 978-625-94054-5-2

Editör
Ayten SÜMER

Mizanpaj ve Tasarım
Sevda ALAN

Bu yayının tüm hakları saklıdır.
Aralık 2025 TESAB

"IV. Güç Sistemleri Konferansı e-Bildiri" kitabında 5-6 Kasım 2025 tarihlerinde Ankara'da düzenlenen IV. Güç Sistemleri Konferansı'nda sözlü ve poster sunum olarak sunulan bildirilerin tam metni yayınlanmıştır. Bildirilerin güncelliği, doğruluğu, güvenirliği ve tamlığı konusunda tüm titiz çalışmalara rağmen, olabilecek hatalardan Türkiye Elektrik Sanayi Birliği (TESAB) hiçbir taahhüt altına girmez ve sorumluluk kabul etmez. Kitaptaki bilgilerin yanlış kullanımı/yorumlanması sonucunda veya teknik nedenlerle siteye (www.cigregsk.com.tr) ulaşılamamasından ötürü doğrudan veya dolaylı bir zarar doğması halinde, TESAB'a hiçbir borç, sorumluluk veya mükellefiyet yüklenemez. Kitapta yer alan görüş ve yorumlar yazarların kendisine ait olup ilgili olduğu/çalıştığı kurumların düşüncelerini yansıtmamaktadır. Telif hakkı ve diğer her türlü hakları TESAB'e aittir. Kitap içerisindeki bilgiler, kaynak bildirmek kaydıyla, kullanılabilir.



Değerli Enerji Sektörü Paydaşlarımız,

Elektrik şebekeleri; yenilenebilir enerji kaynaklarının artan payı, güç elektroniği temelli teknolojilerin yaygınlaşması, dijitalleşme ve iklim değişikliğinin etkileriyle birlikte köklü bir dönüşüm sürecinden geçmektedir. Bu dönüşüm, iletim ve dağıtım şebekelerinde yalnızca teknik çözümleri değil; aynı zamanda sistem güvenliği, esneklik ve dayanıklılık odaklı bütüncül yaklaşımları da zorunlu kılmaktadır.

Bu anlayışla düzenlenen CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi – GSK 2025 Konferansı, enerji sektörünün güncel ihtiyaçlarını ele alan akademik çalışmalar ile saha uygulamalarını bir araya getiren önemli bir platform olmuştur. Konferans kapsamında; güç sistemleri analizi, yenilenebilir enerji entegrasyonu, enerji depolama sistemleri, dijital şebekeler, güç elektroniği tabanlı çözümler ve sistem güvenliği gibi başlıklar, alanında uzman akademisyenler, sektör profesyonelleri ve genç araştırmacılar tarafından kapsamlı biçimde tartışılmıştır.

Konferans kapsamında ayrıca iki önemli panel düzenlenmiştir. “2035 Ulusal Enerji Eylem Planı Çerçevesinde Kurumsal Hedefler” başlıklı panelde, ilgili kurumların üst düzey yöneticileri tarafından ulusal enerji vizyonu, kurumsal yol haritaları ve sektörel öncelikler değerlendirilmiştir. “Şebeke Dönüşüm Sürecinde HVDC Sistemleri” başlıklı ikinci panelde ise yurt içi ve yurt dışından uzman katılımcıların katkılarıyla HVDC teknolojilerinin iletim şebekelerindeki rolü, teknik ve stratejik boyutlarıyla tartışılmıştır.

Bilim Kurulu üyelerinin titiz hakem değerlendirmeleri sonucunda kabul edilen, farklı üniversitelerden akademisyen ve sektör uzmanlarının sunumlarıyla 28 adet sözlü ve 25 adet poster olmak üzere toplam 53 adet bildiri enerji sektörüne kazandırılmıştır. Bununla birlikte, konferans tarihinde ilk kez CIGRE Türkiye NGN (Next Generation Network) temsilcilerinin katkılarıyla düzenlenen ilk bildirim oturumu gerçekleştirilmiş; genç araştırmacıların ve mühendislerin sektöre aktif katılımı teşvik edilmiştir. Bu yönüyle konferans, bilgi paylaşımının yanı sıra sürdürülebilir bir bilimsel ekosistemin oluşmasına da katkı sağlamıştır.

Elinizde bulunan bu bildiri kitabı, konferans süresince sunulan ve bilimsel değerlendirme sürecinden geçen çalışmaların kalıcı bir çıktısıdır. Kitapta yer alan bildirilerin, akademik literatüre katkı sunmanın ötesinde, ülkemizin enerji altyapısının planlanması ve işletilmesine de değerli girdiler sağlayacağına inanıyorum.

Bu başarılı organizasyonda emeği geçen tüm düzenleme kurulu üyelerine, hakemlerimize, yazarlarımıza ve katılımcılara teşekkür eder, çalışmaların güvenli, esnek ve sürdürülebilir enerji sistemlerine katkı sağlamasını temenni ederim.

Saygılarımla.

Dr. Ümit ÇETİNKAYA
GSK 2025 Bilim Kurulu Başkanı

Organizasyon Komitesi

Zafer Benli (Başkan)	EÜAŞ Genel Müdürü – TESAB Yönetim Kurulu Başkanı
Ayten Sümer (Başkan Yrd.)	Türkiye Elektrik Sanayi Birliği Genel Sekreteri
Bilgehan Tekşut (CIGRE Türkiye Yürütme Kurulu Başkanı)	Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)
Dr. Hayriye Gürbüz (CIGRE Türkiye Yürütme Kurulu Üyesi)	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.(TEİAŞ)
Zafer Sonbay (CIGRE Türkiye Yürütme Kurulu Üyesi)	Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ)
Erkan Alan (Genel Sekreter Yardımcısı)	Türkiye Elektrik Sanayi Birliği(TESAB)
Sevda Alan (Grafik Tasarımcı)	Türkiye Elektrik Sanayi Birliği(TESAB)
Fırat Tartan (Uzman Yrd.)	Türkiye Elektrik Sanayi Birliği(TESAB)

Danışma Kurulu

Zafer Benli (Yönetim Kurulu Başkanı)	Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ)
Orhan Kaldırım	Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)
Ömer Ali Aydıner	Ayen Enerji A.Ş.
Ömer Sami Yapıcı	Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ)
Dr. Tamer Emre	Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.
Muhammed Ali Oflaz	ELTEM-TEK
Fakir Hüseyin Erdoğan	Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği (ELDER)
Batuhan Özdemir	Limak Enerji Yatırımları A.Ş.
İhsan Erbil Bayçöl	Enerjisa Enerji Üretim A.Ş.
Memet Atalay	Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş.
Mustafa Taşdemir	Bireysel Üye
Müzeyyen Ekmekçi	Bireysel Üye
Hilal Yücel	Bireysel Üye
Yücel Kartal	Bireysel Üye

Bilim Kurulu

Dr. Ümit Çetinkaya	GSK Bilim Kurulu Başkanı - Türkiye Elektrik İletim A.Ş
Prof. Dr. Ali Öztürk	Düzce Üniversitesi
Prof. Dr. Aydoğan Özdemir	Kadir Has Üniversitesi
Prof. Dr. Bora Alboyacı	Kocaeli Üniversitesi
Prof. Dr. Erdal Irmak	Gazi Üniversitesi
Prof. Dr. Ertuğtul Çam	Samsun Üniversitesi
Prof. Dr. K. Çağatay Bayındır	Ankara Yıldırım Beyazıt Üniversitesi
Prof. Dr. M. Hakan Hocaoğlu	İstanbul Ticaret Üniversitesi
Prof. Dr. Mehmet Ali Yalçın	Sakarya Üniversitesi
Prof. Dr. Mehmet Bayrak	Sakarya Üniversitesi
Prof. Dr. Mehmet Timur Aydemir	Kadir Has Üniversitesi
Prof. Dr. Murat Erhan Balcı	Balıkesir Üniversitesi
Prof. Dr. Murat Fahrioğlu	Orta Doğu Teknik Üniversitesi-KKK
Prof. Dr. Murat Göl	Orta Doğu Teknik Üniversitesi
Prof. Dr. Nuran Yörükeren	Kocaeli Üniversitesi
Prof. Dr. Ramazan Bayındır	Gazi Üniversitesi
Prof. Dr. Saffet Ayasun	Gazi Üniversitesi
Prof. Dr. Sezai Taşkın	Celal Bayar Üniversitesi
Prof. Dr. Şevki Demirbaş	Gazi Üniversitesi
Prof. Dr. Tahir Çetin Akıncı	İstanbul Teknik Üniversitesi
Doç. Dr. Fatih Mehmet Nuroğlu	Karadeniz Teknik Üniversitesi
Doç. Dr. Hamza Feza Carlak	Akdeniz Üniversitesi
Doç. Dr. Metin Varan	Sakarya Uygulamalı Bilimler Üniversitesi
Doç. Dr. Ö. Fatih Keçecioğlu	Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi
Doç. Dr. Salih Barış Öztürk	İstanbul Teknik Üniversitesi
Doç. Dr. Serdar Koçkanat	Sivas Cumhuriyet Üniversitesi
Doç. Dr. Suat İlhan	İstanbul Teknik Üniversitesi
Doç. Dr. Tuğçe Demirdelen	Adana Alparslan Türkeş Bilim ve Teknoloji Üniversitesi
Doç. Dr. Ümmühan Başaran Filik	Eskişehir Teknik Üniversitesi
Doç. Dr. Recep Çakmak	Samsun Üniversitesi

Bilim Kurulu

Doç. Dr. Yavuz Ateş	Yıldız Teknik Üniversitesi
Doç. Dr. Yiğit Arabul	Yıldız Teknik Üniversitesi
Dr. Mehmet Murat İspirli	Marmara Üniversitesi
Dr. Öğr. Üyesi Alper Nabi Akpolat	Marmara Üniversitesi
Dr. Öğr. Üyesi Ayetül Gelen	Bursa Teknik Üniversitesi
Dr. Öğr. Üyesi Canan Karatekin	İstanbul Teknik Üniversitesi
Dr. Öğr. Üyesi Erdal Kılıç	Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi
Dr. Öğr. Üyesi Farzin Asadi	Maltepe Üniversitesi
Dr. Öğr. Üyesi Hacer Şekerci Öztura	Yaşar Üniversitesi
Dr. Öğr. Üyesi Mehmet Onur Gülbahçe	İstanbul Teknik Üniversitesi
Dr. Öğr. Üyesi Merve Güleryüz Halaçlı	İstanbul Gedik Üniversitesi
Dr. Öğr. Üyesi Mert Bekir Atsever	Milli Savunma Üniversitesi Deniz Harp Okulu
Dr. Öğr. Üyesi Mikail Pürlü	Sivas Cumhuriyet Üniversitesi
Dr. Öğr. Üyesi Özgür Çelik	Adana Alparslan Türkeş Bilim ve Teknoloji Üniversitesi
Dr. Öğr. Üyesi Seda Kül	Karamanoğlu Mehmetbey Üniversitesi
Dr. Öğr. Üyesi Yunus Yalman	Ankara Yıldırım Beyazıt Üniversitesi
Arş. Gör. Turgut Karademir	İzmir Demokrasi Üniversitesi
Dr. Adnan Tan	TÜBİTAK MAM
Dr. Ahmet OVA	Türkiye Elektrik İletim A.Ş
Dr. Erdi Doğan	EPRA
Dr. Hasan Basri Çetinkaya	Siemens TR
Dr. Melih Güneri	KRATIS
Dr. Özgür Karacasu	TÜBİTAK MAM
Dr. Sinan Eren	TÜBİTAK MAM
Dilek Gürsu	T Desing - CIGRE SC B2 ÜYE
Ertuğrul Partal	GDZ EDAŞ - CIGRE SC B3 -WG B3.54 Asil Üye

İçindekiler

Konferans Programı.....11

Tam Metin Sözel Bildiriler

87 - Enerji Dönüşümüne Uyum: Türkiye'de Çoklanmış Piyasalar ve Simüle PTF.....14
Tamer Emre

89 -Terminal'den Yük Tevzi'ye: Hızlandırılmış Doğrulama için Otomatik Sinyal Testi.....19
Onur Durak, Burak Tahincioğlu

95 - Genetik Algoritma İle Üç Katmanlı Toprak Modeli Parametrelerinin Tahmini İçin IEEE Standardına Dayalı Yeni Modeller (Gürsu-3L Modelleri) 25
Barış Gürsu

97 - OG Dağıtım Şebekelerinde Online Kısmi Deşarj Tespiti ve Konumu için Cihaz Geliştirilmesi....32
Mert Bekir Atsever, Serhan Yarkan, Mehmet Hakan Hocaoğlu

98 - Konverter Transformatörlerinde Sonlu Elemanlar Yöntemi ile Sargı Eddy Kaybı Bileşenlerinin Hesaplanması.....38
Erkan Akyüz, Serenay Çürükova Kale, Oluş Sönmez, Bora Alboyacı, Yunus Berat Demirol

105 - HVDC Sistemlerde Komütasyon Arızalarını Önleme Yöntemleri.....44
Vedat Taşdemir

112 - Havai Hat Yoğun Orta Gerilim Radyal Dağıtım Şebekelerinde Arıza Yer Tespiti Kısım I: CBS Tabanlı İz Tespit Algoritması.....50
Mehmet Köse, Batuhan Yaman, Mert Bekir Atsever, Mehmet Hakan Hocaoğlu

113 - Elektrikli Araç Şarj Altyapısı ve Yük Dengesizliklerinin Dağıtım Şebekelerinde Neden Olduğu Zorluklar ve Çözüm Stratejileri.....56
Fatma Avli Fırış

126 - Yüksek Gerilim Kesici Arızalarına Yönelik Test Temelli Yaklaşımlar.....63
Emrah Kılıç, Ayça Hatice Sert, Fatma Taşdemir Aydın, Buket Nur Toker, Yasin Bilge

128 - Sınırlı GSM Kapsamasında Sub-GHz 6TiSCH ile Uzaktan Sayaç Okuma.....69
Eyyüp Karahan, Mustafa Çelikpence, Fatih Kaymak, Sedat Görmüş, Hakan Aydın, Burak Aydın

129 - Elektrik Dağıtım Şirketleri İçin SCADA Noktadan-Noktaya (PTP) Test Emülatörü Geliştirilmesi: Tasarım, Uygulama ve Kazanımlar.....75
Mücahit Karaman, Umur Uğurlu, Fatma Yıldırım, Canan Şişman Korkmaz, Kardelen Kamişli, Tuğbanur Taşdemir Özdemir, Tugay Eren Güzelyol, Tuğçe Gökçen Aydın, Zelal Kocamış, Umur Deveci

132 - SonuOG Şebekenin 5G ile İzlenilmesi ve Kontrolü.....81
Büşra Töre, Vedat Eliş, Tuğbanur Taşdemir

133 - USB Ethernet Adaptörü Üzerinden Modbus TCP/IP ile Bağlantılı LFC Sistemine Yönelik Siber Saldırıların XGBoost-SVM ile Tespit Edilmesi.....86
Feyza Nur Çakıcı, İbrahim Eke,Süleyman Sungur Tezcan

134 - Oval Sargılı 12-Darbeli Deney Transformatöründe Kaçak Reaktans Matrisinin Sonlu Elamanlar Yöntemi Hesaplanması.....92
Bora Alboyacı, Mehmet Aytaç Çınar, İbrahim Gürsu Tekdemir, Rukiye B. Aymaz, Yunus Berat Demirol

İçindekiler

147 - Enerji Yönetimi ve Arbitraj Odaklı Hibrit Enerji Depolama Sistemi.....98
Ömer Faruk Tunçbilek, Feyzullah Gülpınar, Zeynep Sena Doğan
150 - IEC ve TEDAŞ Standartlarının Transformatör Kayıpları, Ağırlığı ve Maliyeti Üzerindeki Etkisi: H0 ve M4 Çekirdek Malzemelerinin Değerlendirilmesi.....105
Kamran Dawood, Muhammed Alperen Çakır, Güven Kömürgöz Kırış, Semih Tursun
153 - Transformatörler için Dijital Varlık Yönetim Sistemi ve Elektrikli Araç Bağlanabilirlik Öngörü Algoritması.....110
Burak Altın, Bora Alboyacı
165 - Kirlenmiş Yüksek Gerilim İzolatörlerinde Elektrik Alan Dağılımının Derin Öğrenme Tabanlı Tahmini.....116
İrem Görgöz, Mehmet Cebeci
168 - Kontrollü Anahtarlama Konseptinde Kesici Operasyon Süresine Adaptivitenin Farklı Parametreler Bazında İncelenmesi..... 122
Canberk Çuhadar, Dr.Muhsin Civelek, Mahmut Antik, Volkan Karaduman, Tugay Güzelyol, Turgay Özzeftci
174 - Tasarımdan İşletmeye İnvertörlü Santrallerde Reaktif Güç Kapasitesi Sınırları ve Şebeke Yönetmeliklerinde Dikkat Edilmesi Gereken Hususlar.....128
Erdi Doğan, Osman Bülent Tör, Kasım Kaan Yılmaz, Ibrahim Omar Mohammed, Erkut Cebeci
175 - Atmos48: WRF Tabanlı Tahminlerle Enerji İletim Hatlarında Direk Bazlı Risk Analizi ve Erken Uyarı Platformu.....136
Furkan Demetgül, Tarık Kaya, Mehmet Talha Meral, Muhammed Furkan Taştan, Ümit Çetinkaya, Mete Uzar, Şehri Nur Güler
177 - Dijital Dönüşümün Enerji Bedeli: Türkiye Veri Merkezlerinin Gelecekteki Enerji Talebi.....142
Mutlu Bektaş
183 - Güç Transformatörü Sargılarında SFRA Yöntemi ile Arıza Tespiti.....146
Cemal Keleş, Mehmet Salih Mamiş, Müslüm Arkan, Murat Köseoğlu
189 - V2G'nin Türkiye'de Depolama Kapasitesi ve Şebeke Esnekliğine Katkısı: Duyarlılık Analizi....150
Büşra Nergiz Erdem, Mehmet Demirtaş
190 - Hibrit Fotovoltaik-Elektrikli Araç Entegrasyonu ile Gelişmiş Ev Enerji Yönetim Sistemi.....157
Sertay Bulut, Mahire Salmaz, Kübra Nur Yıldırım, Emir Kaan Tutuş, Alper Kağan Candan, Nevzat Onat
194 - 154 kV Yeraltı Kablosunda Ekran Topraklama Sürekliliğinin Sağlanması: Düşük Maliyetli Yerinde Onarım Yaklaşımı.....163
Hasan Hüseyin Çalışkan, Mehmet Efe Elvanoğlu, Cihan Aksakal
198 - Dağıtım Şebekelerinde OG & Pilot AG Şebeke Modelleri ve Saatlik Çözünürlükte Yüklenme Profillerine Dayalı Yıllık Teknik Kayıp Simülasyonu.....168
Osman Bülent Tör, Hüseyin Oğuz, Metehan Küçükler, Ali Temiz, İlimbey Arslan, Süleyman Kırışıkoğlu, İsmail Bağcı, Hüseyin Emre Erdoğmuş
199 - ATP-EMTP ile 34,5 kV Dağıtım Sistemlerinde Yıldırım Kaynaklı Aşırı Gerilimlerin Modellenmesi: Karaburun Bölgesi Örneği.....173
Ertuğrul Partal, Mustafa Şeker, Ahmet Aksöz, Emre Ünsal, Fatma Nur Vurgeç, Tuğba Nur Taşdemir Özdemir, Kardelen Kamişli1, Rabia Nur Kalem, Suat Pat, Koray Aktar

İçindekiler

Tam Metin Poster Bildiriler

85 - İletim Hattı Direklerinde Kullanılan Temel Tiplerinin Zayıf Zemin Koşullarındaki Tasarımlarının Değerlendirilmesi.....179
Ö. Burak Yücel, Selahattin Selcuk Çıplak, Ahsen Hanay
96 - Jeotermal Enerji Santrali Net Güç Üretim Tahmininde Çeşitli Regresyon Modellerinin Performans Karşılaştırması.....183
Fatih Mercan, Ceyhun Yılmaz, Ahmet Yıldız
107 - Güç Sistemlerinde Birleşik Güç Akışı Kontrolörü (UPFC) Kullanılarak Optimum Güç Akışı ve Acil Durum Voltaj Kontrolü.....188
Ergin Kayar, Hamza Feza Carlak
110 - Dinamik Hat Kapasitesi Tahmininde Makine Öğrenmesi Yöntemlerinin Kullanılması.....196
Ahmet Doğan, Sevgi Samyeli, Mustafa Alçı
117 - Güç Sistemlerinde Faz Kaydırıcı Transformatör Bağlantıları Kullanılarak Beş Fazlı İletim Hattı Modeli Oluşturulması.....201
Doğa Keskin, Ergin Kayar, Hamza Feza Carlak
120 - Sonlu Elemanlar Yöntemiyle Al–Cu Bimetalik Baralarda Akım Kaynaklı Isıl Davranışının İncelenmesi.....209
Baran Karahan, Hüseyin Alptekin, Omran Alabedalkhamıs
125 - Buz Yüküyle Mücadelede Yeni Bir Yaklaşım Önerisi: Lidar ve Lazer Donanımlı Otonom İHA....215
Faik Delibalta, Levent Gökrem, Fatih Kaymak, Mustafa Çelikpençe
130 - Offshore Rüzgar Santrali Topraklama Transformatöründe Sargılar Arası Mesafenin Kısmi Deşarj Açısından Değerlendirilmesi.....222
Arda Kızıldeli, İrem Hazar, Mahmut Aksoy
131 - VPP4Islands Projesi: Adalar İçin Sürdürülebilir, Esnek ve Akıllı Enerji Sistemleri Yaklaşımı.....227
Barış Görkem Aslan, Mehmet Koç, Samed Pekdemir, Feride Ramiz
136 - Havai Hat Sistemlerinde Operasyonel Güvenilirlik, Riskler ve Çözüm Stratejileri.....232
İbrahim İdiz, Omran Alabedalkhamıs, Hüseyin Alptekin, Baran Karahan, Nur Hasan Adıgüzel, Enver Ediz Erol, Sercan Toptancı
149 - Transformatör Standartları ve Alçak Gerilim Seviyelerinin Elektriksel ve Ekonomik Etkisi: 4000 kVA Yağlı Dağıtım Transformatörleri Üzerine Karşılaştırmalı Bir Çalışma.....240
Kamran Dawood, Samet Kılıç, Semih Tursun
151 - Transformatör Standartlarının Karşılaştırmalı Değerlendirmesi: 1250 kVA Yağlı Transformatör İçin Ağırlık ve Fiziksel Boyutlar Üzerindeki Etkisi.....245
Kamran Dawood, Zekiye Esra Şahin, Semih Tursun
154 - Üç Fazlı Altı Darbeli Kontrolsüz Doğrultucu Tarafından Beslenen Kablosuz Güç Transferi Devresinin Dengesiz Şebeke Gerilimleri Altında Performans Analizi.....250
Zeki Zürey, Şevket Cantürk, Murat Erhan Balcı
155 - Kırsal Alanlarda Elektrik Dağıtımı: Tek Telli Toprak Dönüşlü Elektrik Dağıtım Sisteminin Potansiyeli ve Sınırlamaları.....256
Mehmet Gezer, Bora Alboyacı, Buğra Şen, Mustafa Çelikpençe, Caner Özen, Oğuz Kaan Atar

İçindekiler

157 - Enerji İletim Hatlarında Farklı Buzlanma Tiplerinin (Freezing Rain Ve Rime Ice) Deneysel Analizi.....262
Necati Ocak, Sinan Seheryeli, Osman Urhan, Sadullah İmancı
160 - Transformatör Merkezlerinin Oblik Fotogrametri Yöntemi İle Oluşturulan Model Verileri Kullanılarak Varlık Yönetimi.....269
Adil Yasin Baştuğ, Emre Kılcı, Bedirhan Mermertaş, Şahin Çevik, Selçuk Çelebi
161 - Elektrikli Araç Şarj İstasyonlarının Dağıtım Şebekelerine Etkileri.....275
Umut Yılmaz, Naim Süleyman Tınğ
171 - Elektrik Dağıtım Şebekesi Yatırım Kararlarında Jeo-Uzamsal Yük Tahmini Yaklaşımı Tabanlı bir Karar Destek Sistemi.....282
Emre Hangül, Burak Özsoy, Arda Sarı, Benhür Satır
184 - Dijital İkizlerle Enerji Santrallerinin Yönetimi: Hidroelektrik, Güneş, Rüzgâr, Termik Santrallar ve Batarya Depolama Sistemleri.....288
Mustafa Ersan, Erdal Irmak
185 - Katmanlı Yazılım Mimarisi ve Gerçek Zamanlı Veri Haberleşmesine Dayalı Şebeke Eğitim Simülatörü.....298
Zeynep Deniz Özcan, Arda Atatüzün, Büşra Töre, Yiğit Şahin, Erdi Doğan, Ümit Çetinkaya, Şehri Nur Güler
191 - İndüksiyon Motorlarında Daire Diyagramının ve Verim Sınıflarının Web Ara Yüzü ile Gösterimi.....304
Rahmi Elibol
193 - Aydınlatma Direğinin Altyapısı Kullanan Elektrikli Araç Şarj İstasyonlarının Dağıtım Sistemine Etkilerinin İncelenmesi.....308
Sıtkı Güner, Koray Aktar, Tevfik Akıncı, Başak Güner, Tugay Eren Güzelyol, İrem Şimşek, Furkan Işıkdere, Tuğbanur Taşdemir Özdemir, Ayberk Erkasap, İrfan Güven Çömezoğlu, Mert Kaplan, Ebubekir Şenoğlu, Mustafa Serhat Beyazay
195 - TEDAŞ Şartnamesi Göre Kuru Tip Dağıtım Transformatörlerinin Maliyet, Ağırlık ve Fiziksel Boyutlarının Analizi ve Karşılaştırması.....313
Kamran Dawood, Furkan Gezer, Güven Kömürgöz Kırış, Semih Tursun
197 - Dağıtım Seviyesinde Canlı Hat Bakımı Uygulamaları.....317
Sümeyye İleri, İsmail Furkan Aydeğer, Yaşar Sevim
200 - Lityum İyon Bataryalarda Modern Şarj Tekniklerinin İncelenmesi.....323
Mustafa Buğra Okumuş, Erdem Akboy

Not: Sıralama bildiri numarasına göre; önce sözlü sonra poster olmak üzere küçükten büyüğe olacak şekilde yapılmıştır.

GÜÇ SİSTEMLERİ KONFERANSI IV
Konferans Programı

05 Kasım 2025, Çarşamba

09.00 - 10.00 — **Kayıt**

10.00- 11.00 — **Açılış Konuşmaları**

Zafer BENLİ - *EÜAŞ Genel Müdürü, CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi Başkanı*
Konstantin PAPAILIOU - *CIGRE Başkanı*
Dr. Zafer DEMİRCAN - *T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakan Yardımcısı*

11.00 - 11.20 — **Ara**

11.20 - 11.40 — **Davetli Konuşmacı**

Konstantin PAPAILIOU - *CIGRE Başkanı*

11.40 - 11.50 — **Ana Sponsor Konuşması: Ali Gökhan ÖZTÜRK** - *Girişim Elektrik Yönetim Kurulu Başkan Vekili*

11.50 - 13.00 — **Özel Oturum: Enerji Arz Güvenliği, Şebeke Esnekliği ve Karbon Nötr Dönüşüm Hedeflerinde Kurumsal Perspektif**

Moderatör: Zafer BENLİ - *EÜAŞ Genel Müdürü, CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi Başkanı*
Ahmet ÖZKAYA - *Enerji İşleri Genel Müdürü*
Hacı Ali ULUTAŞ - *EPDK Başkan Yardımcısı*
Deniz COŞKUN - *TEİAŞ Genel Müdür Yardımcısı*
Memet ATALAY - *ELDER Başkan Yardımcısı*

13.00 - 14.00 — **Öğle Yemeği**

14.00 - 15.15

I. Oturum: Havai Hatlar ve Trafo Merkezleri (Ana Salon)

Oturum Başkanı: Prof. Dr. Belgin Emre Türkay
Sunum1: **95** - Genetik Algoritmalar İle Üç Katmanlı Toprak Modeli Parametrelerinin Tahmini İçin IEEE Standardına Dayalı Yeni Modeller (Gürsu-3L Modelleri) - Barış Gürsu
Sunum 2: 105 - HVDC Sistemlerde Komütasyon Arızalarını Önleme Yöntemleri - Vedat Taşdemir
Sunum 3: 194 - 154 kV Yeraltı Kablosunda Ekran Topraklama Sürekliliğinin Sağlanması: Düşük Maliyetli Yerinde Onarım Yaklaşımı - Hasan Hüseyin Çalışkan, Mehmet Efe Elvanoğlu, Cihan Aksakal
Sunum 4: 199 - ATP-EMTP ile 34,5 kV Dağıtım Sistemlerinde Yıldırım Kaynaklı Aşırı Gerilimlerin Modellenmesi: Karaburun Bölgesi Örneği - Ertuğrul Partal, Mustafa Şeker, Ahmet Aksöz, Emre Ünsal, Fatma Nur Vurgeç, Suat Pat, Koray Aktar, Kardelen Kamişli, Rabia Nur Kalem

Altın Sponsor Oturumu(Astor) 14.00 - 15.00 (Yan Salon III)

Hitap: Murat İyipilavcı - *Özel Trafolar Tasarım Direktörü*
Sunum 1: Sargı Malzemesi Seçiminin Transformatör Tasarımı Üzerindeki Elektriksel Etkisi: Düzenleyici TEDAŞ ve Tier 2 Şartnameleri Arasındaki Bir Karşılaştırma - Kamran Dawood, Muhammed Alperen Çakır, Güven Kömürgöz Kırış, Semih Tursun
Sunum 2: Kuru Tip Dağıtım Transformatörlerinin Yükte Kayıpları ve Boşta Kayıplarının TEDAŞ Şartnameleri Kapsamında Karşılaştırmalı Analizi - Kamran Dawood, Furkan Gezer, Güven Kömürgöz Kırış, Semih Tursun
Sunum 3: Transformatör Nüve Malzemesi Değerlendirilmesi: H0 ve M4 Çeliklerinde Tier 2 Avrupa Standardı ile TEDAŞ MLZ Şartnamesinin Karşılaştırması - Kamran Dawood, Furkan Gezer, Güven Kömürgöz Kırış, Semih Tursun
Sunum 4: Transformatörlerde Sargı Malzemesi Seçiminin Tekno-Ekonomik ve Fiziksel Etkileri: TEDAŞ ve Tier 2 Şartnameleri Arasındaki Düzenleyici Karşılaştırma - Kamran Dawood, Muhammed Alperen Çakır, Güven Kömürgöz Kırış, Semih Tursun

NGN İlk Bildiri Oturumu (Yan Salon II)

Oturum Başkanları: A. Kerem Köseoğlu - Ergin Kayar
- Hava Hatları - Mert Yılmaz - Sivas Cumhuriyet Üniversitesi
- Vehicle to Grid - Mehmet Eren Kocatepe - Yıldız Teknik Üniversitesi
- Arc Fault Detection Device - İbrahim Yıldız - Yıldız Teknik Üniversitesi
- ARM Tabanlı Mikroişlemci Kullanarak Solar MPPT Şarj Kontrol Cihazı Tasarımı ve Simülasyonu - Arda Nemutlu - Akdeniz Üniversitesi
- Batarya Enerji Depolama Sistemlerinin Güç Sistemlerine Entegrasyonu - Atakan Ata - Akdeniz Üniversitesi
- Trafo Merkezlerinde Dijital Teknolojilerin Entegrasyonu - NisaTürk - Akdeniz Üniversitesi
- Türkiye'nin Enerji Depolama Geleceği Sodyum İyon Bataryalar - Nil Gülru Yüce - Akdeniz Üniversitesi
- Elektrikli araç şarj istasyonlarının dağıtım şebekesine etkileri - Kaan Öztürk - Kocaeli Üniversitesi

14.00 - 15.15 — **Poster Sunum (Fuaye Alanı)**

Oturum Başkanları: Dr. Sinan Eren - Arş. Gör. Turgut Karademir
85 - İletim Hattı Direklerinde Kullanılan Temel Tiplerinin Zayıf Zemin Koşullarındaki Tasarımlarının Değerlendirilmesi - Ömer Burak Yücel, Selahattin Selçuk Çıplak, Ahsen Hanay
96 - Jeotermal Enerji Santrali Net Güç Üretim Tahmininde Çeşitli Regresyon Modellerinin Performans Karşılaştırması - Fatih Mercan, Ahmet Yıldız, Ceyhun Yılmaz
107 - Güç Sistemlerinde Birleşik Güç Akışı Kontrolörü (UPFC) Kullanılarak Optimum Güç Akışı Ve Acil Durum Voltaj Kontrolü - Ergin Kayar, Hamza Feza Carlak
154 - Üç Fazlı Altı Darbeli Kontrolsüz Doğrultucu Tarafından Beslenen Kablosuz Güç Transferi Devresinin Dengesiz Şebeke Gerilimleri Altında Performans Analizi - Zeki Zürey, Şevket Cantürk, Murat Erhan Balcı
117 - Güç Sistemlerinde Faz Kaydırıcı Transformatör Bağlantıları Kullanılarak Beş Fazlı İletim Hattı Modeli Oluşturulması - Doğa Keskin, Ergin Kayar, Hamza Feza Carlak
Sonlu Elemanlar Yöntemiyle Al–Cu Bimetalik Baralarda Akım Kaynaklı Isıl Davranışının İncelenmesi - Baran Karahan, Nur Hasan Adıgüzel, Omran Alabedalkhamıs, İbrahim İdiz, Hüseyin Alptekin, Enver Ediz Erol
184 - Dijital İkizlerle Enerji Santrallerinin Yönetimi: Hidroelektrik, Güneş, Rüzgâr, Termik Santrallar ve Batarya Depolama Sistemleri - Mustafa Ersan, Erdal Irmak
120 - Sonlu Elemanlar Yöntemiyle Al–Cu Bimetalik Baralarda Akım Kaynaklı Isıl Davranışının İncelenmesi - Baran Karahan, Nur Hasan Adıgüzel, Omran Alabedalkhamıs, İbrahim İdiz, Hüseyin Alptekin, Enver Ediz Erol

15.15 - 15.30 — **Ara**

15.30 - 16.45

II. Oturum: Güç Trafoları ve Reaktörler (Ana Salon)

Oturum Başkanı: Doç. Dr. Hamza Feza Carlak
Sunum 1: 98 - Konverter Transformatörlerinde Sonlu Elamanlar Yöntemi ile Sargı Eddy Kaybı Bileşenlerinin Hesaplanması - Erkan Akyüz, Serenay Çürükova Kale, Oluş Sönmez, Bora Alboyacı, Yunus Berat Demirol
Sunum 2: 134 - Oval Sargılı 12-Darbeli Deney Transformatöründe Kaçak Reaktans Matrisinin Sonlu Elamanlar Yöntemi Hesaplanması - Bora Alboyacı, Mehmet Aytaç Çınar, İbrahim Gürsu Tekdemir, Rukiye B. Aymaz, Yunus Berat Demirol
Sunum 3: 150 - IEC ve TEDAŞ Standartlarının Transformatör Kayıpları, Ağırlığı ve Maliyeti Üzerindeki Etkisi: H0 ve M4 Çekirdek Malzemelerinin Değerlendirilmesi - Kamran Dawood, Muhammed Alperen Çakır, Güven Kömürgöz Kırış, Semih Tursun
Sunum 4: 183 - Güç Transformatörü Sargılarında SFRA Yöntemi ile Arıza Tespiti - Cemal Keleş, Mehmet Salih Mamiş, Müslüm Arkan, Murat Köseoğlu

III. Oturum (Yan Salon I)

Oturum Başkanı: Prof. Dr. Murat Erhan Balcı
Sunum 1: 113 - Elektrikli Araç Şarj Altyapısı ve Yük Dengesizliklerinin Dağıtım Şebekelerinde Neden Olduğu Zorluklar ve Çözüm Stratejileri - Fatma Avli Fırış
Sunum 2: 147 - Enerji Yönetimi ve Arbitraj Odaklı Hibrit Enerji Depolama Sistemi - Ömer Faruk Tunçbilek, Feyzullah Gülpınar, Zeynep Sena Doğan
Sunum 3: 153 - Transformatörler için Dijital Varlık Yönetim Sistemi ve Elektrikli Araç Bağlanabilirlik Öngörü Algoritması - Burak Altın, Bora Alboyacı
Sunum 4: 190 - Hibrit Fotovoltaik-Elektrikli Araç Entegrasyonu ile Gelişmiş Ev Enerji Yönetim Sistemi - Sertay Bulut, Kübra Nur Yıldırım, Mahire Salmaz, Emir Kaan Tutuş, Alper Kağan Candan, Nevzat Onat, Ali Rıfat Boynueğri

WIE Oturumu (Yan Salon II)

Enerji Sektöründeki Teknik Olmayan Kadın Çalışanların Görünümü

Moderatör : Dilek KOCA GÜRSU - *CIGRE Türkiye WIE Başkanı*
Alkım BAĞ GÜLLÜ - *SHURA Direktörü*
Selma ÜLKER - *EÜAŞ Genel Müdürlüğü*
Ayten SÜMER - *TESAB-CIGRE Genel Sekreteri*

Poster Sunum (Fuaye Alanı)

Oturum Başkanları: Dr. Öğr. Üyesi Mert Bekir Atsever - Dr. Erdi Doğan
151 - Transformatör Standartlarının Karşılaştırmalı Değerlendirmesi: 1250 kVA Yağlı Transformatör İçin Ağırlık ve Fiziksel Boyutlar Üzerindeki Etkisi - Kamran Dawood, Zekiye Esra Şahin, Semih Tursun
125 - Buz Yüküyle Mücadelede Yeni Bir Yaklaşım Önerisi: Lidar ve Lazer Donanımlı Otonom İHA - Faik Delibalta, Levent Görkem, Fatih Kaymak, Mustafa Çelikpençe
130 - Offshore Rüzgar Santrali Topraklama Transformatöründe Sargılar Arası Mesafe Optimizasyonu - Arda Kızıldeli, İrem Hazar, Mahmut Aksoy
131 - VPP4Islands Projesi: Adalar İçin Sürdürülebilir, Esnek ve Akıllı Enerji Sistemleri Yaklaşımı - Barış Görkem Aslan, Mehmet Koç, Samed Pekdemir, Feride Ramiz
136 - Havai Hat Sistemlerinde Operasyonel Güvenilirlik, Riskler ve Çözüm Stratejileri - İbrahim İdiz, Omran Alabedalkhamıs, Hüseyin Alptekin, Baran Karahan, Nur Hasan Adıgüzel, Enver Ediz Erol
149 - Transformatör Standartları ve Alçak Gerilim Seviyelerinin Elektriksel ve Ekonomik Etkisi: 4000 kVA Yağlı Dağıtım Transformatörleri Üzerine Karşılaştırmalı Bir Çalışma - Kamran Dawood, Samet Kılıç, Semih Tursun

GÜÇ SİSTEMLERİ KONFERANSI IV
Konferans Programı

06 Kasım 2025, Perşembe

09.00 - 09.45 — **Kayıt**

09.45- 11.15 — **Panel: HVDC Systems in Türkiye's Grid Transformation Process (İngilizce)**

Moderatör: Zia EMİN - *EPRİ Teknik Yönetici*
Serhat METİN - *TEİAŞ Planlama ve Yatırım Yönetimi Dairesi Başkanı*
Benedikt KURTH - *HITACHI*
Doç. Dr. Hakan ERGÜN - *KU Leuven University*
Stefano MALGAROTTI - *CESI İtalya*

11.15 - 11.30 — **CIGRE Türkiye Ödül Töreni**

11.30 - 11.45 — **Ara**

11.45 - 13.00

IV. Oturum: Bilgi Sistemleri, Telekomünikasyon ve Siber Güvenlik (Ana Salon)	V. Oturum: İletim ve Dağıtım Teçhizatları (Yan Salon I)	Çalıştay Sponsor Oturumu I (Lean Power Solutions) 12.00 -13.00 (Yan Salon II)
Oturum Başkanı: Prof. Dr. Bora ALBOYACI **Sunum 1: 89 -** Terminal'den Yük Tevzi'ye: Hızlandırılmış Doğrulama için Otomatik Sinyal Testi - Onur Durak, Burak Tahincioğlu **Sunum 2: 128 -** Sınırlı GSM Kapsamasında Sub-GHz 6TiSCH ile Uzaktan Sayaç Okuma - Eyyüp Karahan, Mustafa Çelikpence, Fatih Kaymak, Sedat Görmüş, Hakan Aydın, Burak Aydın **Sunum 3: 132** - OG Şebekenin 5G ile İzlenilmesi ve Kontrolü -Büşra Töre, Vedat Eliş, Tuğbanur Taşdemir **Sunum 4: 133** - USB Ethernet Adaptörü Üzerinden Modbus TCP/IP ile Bağlantılı LFC Sistemine Yönelik Siber Saldırıların XGBoost-SVM ile Tespit Edilmesi - Feyza Nur Çakıcı, İbrahim Eke, Süleyman Sungur Tezcan	***Oturum Başkanı: Prof. Dr. Erdal Irmak*** **Sunum 1: 97 -** OG Dağıtım Şebekelerinde Online Kısmi Deşarj Tespiti ve Konumu için Cihaz Geliştirilmesi - Mert Bekir Atsever, Serhan Yarkan, Mehmet Hakan Hocaoğlu **Sunum 2: 165 -** Kirlenmiş Yüksek Gerilim İzolatörlerinde Elektrik Alan Dağılımının Derin Öğrenme Tabanlı Tahmini - İrem Görgöz, Mehmet Cebeci **Sunum 3: 168 -** Kontrollü Anahtarlama Konseptinde Operasyon Süresi Tahmini Hatalarının Adaptif Olarak Azaltılması İçin Seçilebilecek Parametreler ve Bunların Tahmin Süresinin İyileştirilmesine Etkisi - Canberk Cuhadar, Muhsin Civelek, Tugay Eren Güzelyol, Turgay Özzeftci, Mahmut Antika, Volkan Karaduman **Sunum 4: 126 -** Yüksek Gerilim Kesici Arızalarına Yönelik Test Temelli Yaklaşımlar - Emrah Kılıç, Ayça Hatice Sert, Fatma Taşdemir Aydın, Buket Toker, Yasin Bilge	***Geleceğin Güç Sistemlerinde Modelleme ve Analiz Yaklaşımları*** Insulation & Coordination Analysis - Celal Gökçe - TEİAŞ Modeling and Analysis of HVDC Systems - Gökhan Önal - Lean Power Solutions

11.45 - 13.00 — **Poster Sunum (Fuaye Alanı)**

Oturum Başkanları: Dr. Öğretim Üyesi Yunus Yalman - Dr. Adnan Tan
155 - Kırsal Alanlarda Elektrik Dağıtımı: Tek Telli Toprak Dönüşlü Elektrik Dağıtım Sisteminin Potansiyeli ve Sınırlamaları - Mehmet Gezer, Bora Alboyacı, Buğra Şen, Mustafa Çelikpençe, Caner Özen, Oğuz Kaan Atar
157 - Enerji İletim Hatlarında Farklı Buzlanma Tiplerinin (Freezing Rain Ve Rime Ice) Deneysel Analizi - Necati Ocak, Sinan Seheryeli, Osman Urhan, Sadullah İmancı
160 - Transformatör Merkezlerinin Oblik Fotogrametri Yöntemi İle Oluşturulan Model Verileri Kullanılarak Varlık Yönetimi - Adil Yasin Baştuğ, Emre Kılcı, Bedirhan Mermertaş, Şahin Çevik, Selçuk Çelebi
110 - Dinamik Hat Kapasitesi Tahmininde Makine Öğrenmesi Yöntemlerinin Kullanılması - Ahmet Doğan, Sevgi Samyeli, Mustafa Alçı
161 - Elektrikli Araçların Şarj Yöntemleri Ve Şarj İstasyonlarının Dağıtım Şebekelerine Etkileri - Umut Yılmaz, Naim Süleyman Tınğ
171 - Elektrik Dağıtım Şebekesi Yatırım Kararlarında Jeo-Uzamsal Yük Tahmini Yaklaşımı Tabanlı bir Karar Destek Sistemi - Emre Hangül, Burak Özsoy, Arda Sarı, Benhür Satır, Selen Kılıç Akgün, İbrahim Can Taştan, Nilsu Halcı, Erdinç Berkin Konca, Fatma Nur Vurgeç

13.00 - 14.00 — **Öğle Yemeği**

14.00 - 15.15

VI. Oturum: Sistem İşletimi, Kontrolü ve Gelişimi (Ana Salon)	VII. Oturum: Güç Sistemi Teknik Performans ve Elektrik Piyasaları (Yan Salon I)	Çalıştay Sponsor Oturumu II (Lean Power Solutions) 14.00 -15.00 (Yan Salon II)
Oturum Başkanı: Dr. Öğretim Üyesi Seda Kül **Sunum 1: 129 -** Elektrik Dağıtım Şirketleri İçin SCADA Noktadan-Noktaya (PTP) Test Emülatörü Geliştirilmesi: Tasarım, Uygulama ve Kazanımlar - Mücahit Karaman, Umur Uğurlu, Fatma Yıldırım, Canan Şişman Korkmaz, Kardelen Kamişli, Tuğbanur Taşdemir Özdemir, Tugay Eren Güzelyol, Tuğçe Gökçen Aydın, Zelal Kocamış, Umur Deveci **Sunum 2: 177 -** Dijital Dönüşümün Enerji Bedeli: Türkiye Veri Merkezlerinin Gelecekteki Enerji Talebi - Mutlu Bektaş **Sunum 3: 189 -** V2G'nin Türkiye'de Depolama Kapasitesi ve Şebeke Esnekliğine Katkısı: Duyarlılık Analizi - Büşra Nergiz Erdem, Mehmet Demirtaş **Sunum 4: 198 -** Dağıtım Şebekelerinde OG & Pilot AG Şebeke Modelleri ve Saatlik Çözünürlükte Yüklenme Profillerine Dayalı Yıllık Teknik Kayıp Simülasyonu - Osman Bülent Tör, Hüseyin Oğuz, Metehan Küçükler, Ali Temiz, İlimbey Arslan, Süleyman Kırışıkoğlu, Serhat Evin, İsmail Bağcı, Hüseyin Emre Erdoğmuş	***Oturum Başkanı: Dr. Öğretim Üyesi Mikail Pürlü*** **Sunum 1: 87 -** Enerji Dönüşümüne Uyum: Türkiye'de Çoklanmış Piyasalar ve Simüle PTF - Tamer Emre **Sunum 2: 112 -** Havai Hat Yoğun Orta Gerilim Radyal Dağıtım Şebekelerinde Arıza Yer Tespiti Kısım I: CBS Tabanlı İz Tespit Algoritması - Mehmet Köse, Batuhan Yaman, Mert Bekir Atsever, Mehmet Hakan Hocaoğlu **Sunum 3: 174 -** Tasarımdan İşletmeye İnvertörlü Santrallerde Reaktif Güç Kapasitesi Sınırları ve Şebeke Yönetmeliklerinde Dikkat Edilmesi Gereken Hususlar - Erdi Doğan, Osman Bülent Tör, Kasım Kaan Yılmaz, Ibrahim Omar Mohamed, Erkut Cebeci **Sunum 4: 175 -** Atmos48: WRF Tabanlı Tahminlerle Enerji İletim Hatlarında Direk Bazlı Risk Analizi ve Erken Uyarı Platformu - Furkan Demetgül, Tarık Kaya, Mehmet Talha Meral, Muhammed Furkan Taştan, Ümit Çetinkaya, Mete Uzar, Şehri Nur Güler	***Geleceğin Güç Sistemlerinde Modelleme ve Analiz Yaklaşımları*** Grid Forming Modeling of IBR Systems - Dr. Nurhan Rizqy Averous - Lean Power Solutions Hardware in the Loop Tests (RTDS-Novacor) - Ramin Ebadi - Lean Power Solutions

14.00 - 15.15

Poster Sunum (Fuaye Alanı)	WIE Toplantısı 14.00 - 14.35 (Yan Salon III)
Oturum Başkanları: Dr. Ümit Çetinkaya - Dr. Ahmet Ova **195 -** TEDAŞ Şartnamesi Göre Kuru Tip Dağıtım Transformatörlerinin Maliyet, Ağırlık ve Fiziksel Boyutlarının Analizi ve Karşılaştırması - Kamran Dawood, Furkan Gezer, Güven Kömürgöz Kırış, Semih Tursun **185 -** Katmanlı Yazılım Mimarisi ve Gerçek Zamanlı Veri Haberleşmesine Dayalı Şebeke Eğitim Simülatörü - Zeynep Deniz Özcan, Arda Atatüzün, Büşra Töre, Yiğit Şahin, Erdi Doğan, Ümit Çetinkaya, Şehri Nur Güler **191 -** İndüksiyon Motorlarında Daire Diyagramının ve Verim Sınıflarının Web Sayfası ile Gösterimi - Rahmi Elibol **193 -** Aydınlatma Direğinin Altyapısı Kullanan Elektrikli Araç Şarj İstasyonlarının Dağıtım Sistemine Etkilerinin İncelenmesi - Sıtkı Güner, Koray Aktar, Tevfik Akıncı, Başak Güner, Tugay Eren Güzelyol, İrem Şimşek, Furkan Işıkdere, Tuğbanur Taşdemir Özdemir, Ayberk Erkasap, İrfan Güven Çömezoğlu, Mert Kaplan, Ebubekir Şenoğlu, Mustafa Serhat Beyazay **197 -** Dağıtım Seviyesinde Canlı Hat Bakımı Uygulamaları - Sümeyye İleri, İsmail Furkan Aydeğer, Yaşar Sevim **200 -** Lityum İyon Bataryalarda Modern Şarj Tekniklerinin İncelenmesi - Mustafa Buğra Okumuş, Erdem Akboy	**NGN Toplantısı 14.40 - 15.15 (Yan Salon III)**

15.15 - 15.30 — **Kapanış**

DESTEKLEYEN KAMU KURUMLARI

T.C. ENERJİ VE TABİİ KAYNAKLAR BAKANLIĞI
EPDK T.C. ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME KURUMU
TENMAK
EÜAŞ
TEİAŞ
TEDAŞ
TEMSAN TÜRKİYE ELEKTROMEKANİK SANAYİ A.Ş.

SPONSORLAR

ANA SPONSOR

GİRİŞİM Elektrik Sanayi Taahhüt ve Tic. A.Ş.

ALTIN SPONSOR

ASTOR®

GÜMÜŞ SPONSOR

EKOS electric beyond current
saves
mensis.

ÇALIŞTAY SPONSORU

LEAN POWER SOLUTIONS

BRONZ SPONSOR

marke
MİTAŞ ENERJİ
Roxtec
doble Türkiye Yetkili Temsilcisi! EYMA Power
ŞA-RA

DESTEKLEYEN SİVİL TOPLUM KURULUŞLARI

Elder Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği
GÜNDER
EMSAD

Enerji Dönüşümüne Uyum: Türkiye'de Çoklanmış Piyasalar ve Simüle PTF

Aligning with the Energy Transition: Türkiye's Multi-Market Simulation Approach to Electricity Pricing

Tamer Emre[1]

[1]Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.
tamer.emre@akenerji.com.tr

Özet

Türkiye elektrik piyasası, 2000'lerin fosil yakıt odaklı yapısına göre kurgulanmışken, yenilenebilir enerjinin %50'yi aşan payı ve 2021–2023 enerji krizi gibi dinamikler nedeniyle günümüz koşullarına uyum sağlayamamaktadır. Fiyat tavanı, AUF ve YEKDEM gibi piyasa dışı müdahaleler kısa vadeli istikrar sunsa da yatırım sinyallerini bozmakta, maliyet bazlı fiyatlamayı engellemektedir. Bu çalışma, kaynak bazlı çoklanmış gün öncesi piyasa modeliyle sürdürülebilir fiyatlama potansiyelini test etmektedir. Faz-1'de 2000–2025 üretim verisiyle geliştirilen regresyon modeli, %3'ün altında MAPE ile PTF'yi başarıyla tahmin etmiştir. Faz-2'de ise her kaynak için CAPEX, OPEX ve yakıt maliyetlerine dayalı simüle PTF'ler hesaplanmış; bu fiyatlar, kriz dönemlerinde daha düşük oynaklık ve öngörülebilirlik sunmuştur. Türkiye'nin üretim yapısındaki dönüşüm, çoklanmış piyasaların yatırım dostu ve düşük maliyetli alternatifler sunduğunu göstermektedir.

Anahtar kelimeler: *Türkiye elektrik piyasası, çoklanmış piyasalar, simüle PTF, enerji dönüşümü, piyasa reformu*

Abstract

Türkiye's electricity market, originally designed around a fossil-fuel-dominant structure in the 2000s, is now misaligned with current dynamics such as over 50% renewable energy penetration and the 2021–2023 energy crisis. Market interventions like price caps, Minimum Settlement Prices (AUF), and feed-in tariffs (YEKDEM) have offered short-term stability but disrupted investment signals and hindered cost-reflective pricing. This study tests the potential of a source-specific multi-market day-ahead pricing model for sustainable outcomes. In Phase 1, a regression model built on 2000–2025 generation data estimated Market Clearing Prices (PTF) with under 3% Mean Absolute Percentage Error (MAPE). In Phase 2, source-based PTFs were simulated using CAPEX, OPEX, and fuel costs without price caps or external interventions. The results show that these simulated prices are more stable and predictable during crisis periods. As Türkiye transitions from a 70% fossil mix in 2000 to over 50% renewables by 2024, source-specific markets emerge as a more cost-efficient and investment friendly alternative..

Keywords: *Türkiye electricity market, multi-market structures, simulated market clearing price (PTF), energy transition, market reform.*

1. Giriş

Elektrik piyasaları, yatırım kararlarını yönlendirecek güvenilir fiyat sinyalleri üretmek amacıyla kurgulanmış olup, bu amacın gerçekleştirilmesi piyasa tasarımının üretim yapısı, şebeke işletmeciliği ve teknolojik gelişmelerle uyumlu olmasını gerektirir. Ancak 2000'li yıllarda Avrupa modeli temel alınarak kurulan Türkiye elektrik piyasası, geçen çeyrek yüzyıl içinde ciddi yapısal dönüşümler yaşamıştır. O dönemin ekonomik koşulları, enerji politikaları ve sistem tasarımı, bugünkü piyasa dinamikleriyle büyük ölçüde uyumsuz hale gelmiştir. Yenilenebilir enerjinin hızla artan payı, dijitalleşen ticaret sistemleri, döner kütle eksikliği ve siber güvenlik gibi yeni risk unsurları, mevcut piyasa yapısının sürdürülebilirliğini tehdit etmektedir [1,2].

Bu süreçte 2021–2023 enerji krizi, küresel doğalgaz fiyatlarındaki aşırı oynaklık ve döviz kuru volatilitesi nedeniyle üretim maliyetlerinin tarihsel zirvelere çıkmasına yol açmıştır. Türkiye bu dönemde fiyat tavanı, AUF (Asgari Uzlaştırma Fiyatı) ve kapasite mekanizması gibi piyasa dışı müdahalelerle kısa vadeli istikrar sağlamaya çalışmış; ancak bu müdahaleler, yatırım sinyallerinin bozulmasına ve fiyat oluşumunun şeffaflığını yitirmesine neden olmuştur. 2024 sonrası ise Avrupa Birliği'nin "Fit-for-55" paketi ve kömürden çıkış politikaları, yalnızca üretim portföyünü değil, aynı zamanda piyasa mimarisini de yeniden değerlendirme zorunluluğu doğurmuştur. Özellikle İspanya ve Portekiz gibi ülkelerde döner kütle eksikliği nedeniyle yaşanan sistem kesintileri, Türkiye için de benzer yapısal kırılganlıkları gündeme getirmiştir.

Bu bağlamda, geçmişte arz güvenliği temelinde kurgulanan piyasa yapısının, artık yeşil dönüşüm, karbonsuzlaşma ve gazdan çıkış hedefleriyle uyumlu, maliyet temelli serbest fiyat oluşumunu esas alan bir yapıya evrilmesi gerekmektedir. Öte yandan, elektrik piyasasında hem dengeleme sorumluluğunu sistem işletmecisine devretmeyen, hem de yatırımcı için öngörülebilir ve sürdürülebilir fiyat sinyalleri üretebilen

yeni nesil bir piyasa yapılanması ihtiyacı giderek daha görünür hale gelmiştir.

Türkiye özelinde, 2000 yılında toplam kurulu gücün %70'inden fazlası fosil kaynaklardan oluşurken, 2024 itibarıyla hidroelektrik, rüzgâr ve güneş enerjisi kaynaklarının toplam içindeki payı %50'yi aşmıştır. Bu köklü dönüşüm, yalnızca üretim kaynaklarının değil, bu kaynakların ekonomik değere dönüştüğü piyasa mekanizmalarının da yeniden tasarımını zorunlu kılmaktadır [3,4,5,6,7]. Son yıllarda yapılan çalışmalar da, depolama ve değişken yenilenebilirlerin ağırlık kazandığı piyasalarda mevcut fiyat oluşum mekanizmalarının uzun vadeli dengeyi sağlayamadığını göstermektedir [9,10,11]. Literatürde bu dönüşüme adaptasyon için önerilen modellerden biri de, kaynak bazlı çoklanmış piyasa yaklaşımıdır. Benzer şekilde, Latin Amerika örneklerinde de enerji dönüşümünün yüzeysel kaldığı ve "enerji çeşitlendirmesi"nin adil enerji geçişiyle karıştırıldığı eleştirilmektedir [8]. Bu bağlamda dönüşüm süreçlerinin yalnızca teknolojik değil, toplumsal adalet, dağıtım eşitliği ve temsil gibi boyutlarla birlikte değerlendirilmesi gerektiği vurgulanmaktadır. Bu yaklaşımda, her bir üretim kaynağı kendi maliyet parametreleriyle ayrı bir piyasada değerlendirilmekte ve bu yolla piyasa dışı mekanizmalara ihtiyaç duymadan rekabetçi ve sürdürülebilir fiyat sinyalleri üretilebilmektedir.

Bu çalışma, Türkiye elektrik piyasasının 2000–2025 dönemi verilerini esas alarak, Covid-19 pandemisi ve enerji krizi gibi olağanüstü koşulların etkisinde gelişen piyasa yapısını incelemekte ve piyasa dışı müdahaleler yerine kaynak bazlı maliyet temelli fiyatlamanın uygulanabilirliğini test etmektedir. İlk fazda, gerçekleşmiş üretim portföyü kullanılarak geliştirilen çok değişkenli regresyon modeliyle %3'ün altında Ortalama Mutlak Yüzde Hata (MAPE) ile yüksek doğrulukta fiyat tahminleri elde edilmiştir. İkinci fazda ise, 2020 yılı sabit maliyet parametreleri (CAPEX, OPEX, iletim gideri, hammadde maliyetleri) ve farklı kâr marjları (%10–30) üzerinden, piyasa dışı müdahalelerden arındırılmış, kaynak bazlı çoklanmış piyasa senaryoları oluşturulmuş ve rekabetçi marjinal fiyatlar (PTF) simüle edilmiştir.

Bu bildiri, söz konusu simülasyonların ilk bulgularını sunmakta; kaynak bazlı rekabetçi fiyatlamanın hem yatırımcı açısından öngörülebilirlik sağladığını, hem de toplam sistem maliyetini düşüren yapısal bir alternatif olabileceğini ampirik olarak ortaya koymaktadır.

2. Yöntem

Bu çalışma, Türkiye elektrik piyasasında 2000 sonrası gelişen yapısal sorunları analiz etmek üzere sistem dinamikleri yaklaşımını temel almıştır. 1 Ocak 2000 – 31 Mayıs 2025 tarihleri arasındaki gün öncesi piyasa (GÖP) verileri, saatlik bazda kaynak türlerine göre ayrıştırılmış üretim miktarları, döviz kurları ve Piyasa Takas Fiyatı (PTF) verileri ile entegre edilmiştir. Yöntem, iki temel fazda yapılandırılmıştır; bu faz yapısı, Energy Transitions Commission (2025) tarafından önerilen sistem dönüşümü metodolojileriyle paralel biçimde kurgulanmıştır. Böylelikle bir taraftan tarihsel veriyle model doğrulamasının diğer taraftan da maliyet tabanlı senaryoların aynı çerçevede ele alınması olanağı doğmuştur [12]:

2.1. Faz-1: Gerçekleşen Üretim Portföyünden Fiyat Modellemesi

İlk fazda, piyasa fiyatlarının arz tarafı sinyallerinden türetilebilir olup olmadığı sorgulanmıştır. EPİAŞ tarafından sağlanan saatlik kaynak bazlı üretim verileri (doğalgaz, ithal kömür, taş kömürü, linyit, güneş, rüzgar, barajlı ve akarsu HES) ile döviz kurları ve gerçekleşmiş PTF değerleri birleştirilmiştir. (PTF verileri EPİAŞ Şeffaflık Platformu'ndan alınmış olup, USD cinsinden değerler Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası (TCMB) günlük ortalama USD/TL kuru kullanılarak hesaplanmıştır). Kaynakların toplam üretim içindeki saatlik payları dikkate alınarak çok değişkenli regresyon modelleri kurulmuştur. Modelleme sonucunda, %3'ün altında ortalama mutlak yüzde hata (MAPE) elde edilerek fiyatın üretim bileşiminden başarıyla modellenebileceği gösterilmiştir. Böylece, piyasa fiyatının salt tüketici talebiyle değil; üretim portföyünün yapısıyla da yüksek doğrulukla açıklanabileceği ortaya konmuştur. Bu aşamada piyasa fiyatlarının üretim portföyü bileşiminden türetilebilirliği sınanmıştır. Model, 1 Ocak 2000 – 31 Mayıs 2025 döneminde toplam N ≈ 220.000 saatlik gözlemden oluşan veri setiyle kurulmuştur. Regresyon denklemimizin genel formülü:

$$PTF_t = \beta_0 + \sum_i (\beta_i S_{i,t} + \epsilon_t)$$

Burada:

PTF_t : Saat t'deki Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh,

$s_{i,t}$: Saat t'de üretim portföyünde her kaynak türünün (doğalgaz, ithal kömür, linyit, barajlı HES, akarsu HES, rüzgâr, güneş) payını (%) gösteren bağımsız değişken

β_i : Her kaynak payının PTF üzerindeki marjinal etkisini temsil eden katsayı

ϵ_t : Modelin artık hatası

Değişken seçimi stepwise (ileri-geri) regresyon yöntemiyle yapılmış, çoklu doğrusal bağlantı VIF < 5 olacak biçimde kontrol edilmiştir. Model doğruluğu 5-fold cross-validation yöntemiyle test edilmiş, R^2=0.87, MAPE<3% bulunmuştur.

2.2. Faz-2: Kaynak Bazlı Çoklanmış Piyasa Modeli ve Maliyet Tabanlı Simüle Marjinal Fiyatlar

İkinci fazda, piyasa yapısı kaynak tiplerine göre "çoklanmış" ve her enerji kaynağı, ayrı bir rekabetçi piyasa varsayımıyla bağımsız biçimde modellendirilmiştir. Bu aşamada, fiyat tavanları, kapasite ödemeleri, YEKDEM ve AUF gibi piyasa dışı müdahaleler dışlanmış; yalnızca teknik ve ekonomik parametrelerle fiyat simülasyonları yapılmıştır. Kullanılan girdiler şunlardır:

- CAPEX (USD/MW) – 2020 sabit yatırım maliyetleri
- OPEX (USD/MWh) – İşletme ve bakım giderleri

- İletim ve taşıma maliyetleri (USD/MWh)
- Fosil kaynaklar için hammadde maliyetleri
- Verimlilik oranları ve proje ömrü

Her kaynak için %10, %20 ve %30 kâr marjı senaryoları çalışılmıştır. Böylece, kaynakların serbest piyasa koşullarında zarar etmeden sürdürülebilir şekilde çalışabileceği fiyat aralıkları hesaplanmıştır. Bu fiyatlar, simüle edilmiş PTF olarak tanımlanmış ve hem kendi içlerinde hem de aynı dönemdeki gerçekleşmiş PTF ve AUF uygulama fiyatları ile karşılaştırılmıştır. Karşılaştırmalar, 2020–2025 dönemi için saatlik bazda yapılmış, sapmalar grafiklerle analiz edilmiştir.

Elde edilen sonuçlar, fiyat tavanı ya da AUF gibi dışsal müdahalelere ihtiyaç duymadan; maliyet temelli, rasyonel ve sürdürülebilir fiyatların oluşturulabileceğini göstermiştir. Böylece, kaynak bazlı çoklanmış piyasa yapısının hem fiyat istikrarını hem de yatırım sinyalini güçlendirebileceği teorik ve görsel olarak ortaya konmuştur.

Bu metodoloji, yalnızca geçmiş dönem analizlerine değil, aynı zamanda kömürden çıkış ve yenilenebilir enerji penetrasyonu senaryoları üzerinden gelecek öngörülerine de uygulanabilir niteliktedir. Ayrıca, bir sonraki fazda ele alınacak olan toplam sistem maliyetleri ve politika etkileri için sağlam bir analitik temel sunmaktadır.

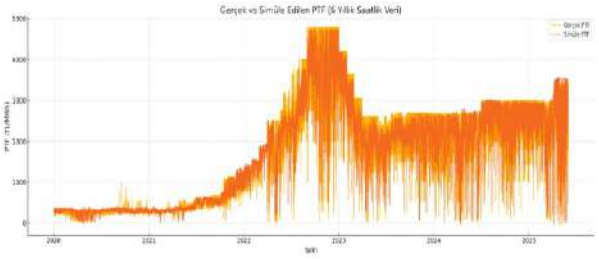
Faz-2 kapsamında kullanılan CAPEX ve OPEX değerleri, IEA (2020) [15], Lazard (2020) [16] ve IRENA (2023) [17] raporlarından alınmış; tüm maliyetler USD bazında hesaplanmıştır. PTF verileri, EPİAŞ Şeffaflık Platformu'ndan temin edilmiş ve TCMB günlük ortalama USD/TL kuru kullanılarak USD cinsine dönüştürülmüştür. Bu yapı, Energy Transitions Commission (2025) tarafından önerilen sistem dönüşümü metodolojileriyle paraleldir [12].

3. Bulgular

Elde edilen bulgular, Türkiye elektrik piyasasının mevcut yapısının 2000–2025 dönemi dinamiklerine uyumsuzluğunu açık biçimde ortaya koymakta; buna karşılık kaynak bazlı çoklanmış piyasa modelinin hem istikrarlı fiyat sinyalleri hem de yatırım sürdürülebilirliği açısından daha uygun bir alternatif sunduğunu göstermektedir.

3.1. Faz-1 Bulguları: Gerçekleşen Üretim Portföyü ile PTF Modelleme Başarısı

EPİAŞ tarafından sağlanan saatlik kaynak bazlı üretim, döviz kuru ve PTF verileri kullanılarak oluşturulan çok değişkenli regresyon modeli, gerçekleşmiş üretim kompozisyonundan hareketle gün öncesi piyasa fiyatlarını %3'ün altında Ortalama Mutlak Yüzde Hata (MAPE) ile başarıyla tahmin etmiştir. Bu bulgu, fiyat sinyallerinin sistem çıktılarından geri modellenebileceğini ve mevcut piyasa davranışlarının analitik temelde çözümlenebileceğini ortaya koymaktadır.



Şekil 1. Gerçek ve model tahmini PTF'lerin yıllık karşılaştırması, 2020–2025 dönemi

Model performansı: $R^2 = 0.87$, RMSE = 48.2 TL/MWh, MAPE = 2.9 %.

Regresyon formu: $PTF_t = \beta_0 + \Sigma\, \beta_i\, s_{i,t} + \varepsilon_t$.

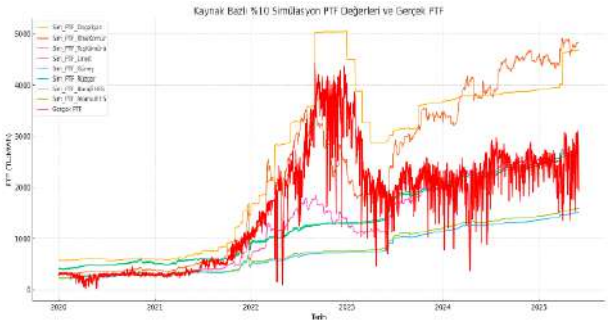
3.2. Faz-1 Bulguları: Kaynak Bazlı Çoklanmış Piyasa Simülasyonları ve AUF Etkisi

Bu fazda her kaynak için ayrı maliyet temelli piyasa kurgusu yapılmış, sabit parametrelerle (2020 yılına ait CAPEX, OPEX, iletim-taşıma, verimlilik, hammadde maliyetleri) simüle PTF'ler hesaplanmıştır. %10, %20 ve %30 kâr marjı senaryoları uygulanmış; fiyat tavanı, kapasite ödemesi ve YEKDEM gibi piyasa dışı mekanizmalar dışlanmıştır.

2020–2025 dönemi karşılaştırmasında:

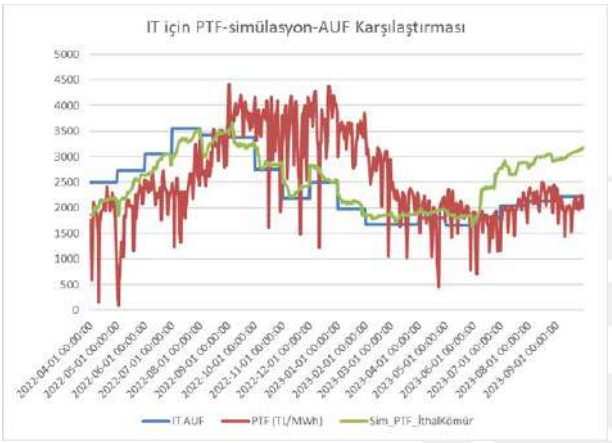
- Doğalgaz ve ithal kömür gibi fosil kaynaklarda, simülasyon PTF'lerinin özellikle 2021–2023 kriz dönemlerinde gerçek PTF'ye göre daha düşük ve öngörülebilir olduğu görülmüştür. Bu farklar, AUF uygulamasıyla fiyat sinyallerinin bastırıldığını ortaya koymaktadır.
- Yenilenebilir kaynaklarda (güneş, rüzgâr) simülasyon PTF'leri düşük ve istikrarlıdır. Bu durum, mevcut sistemin bu maliyet avantajlarını fiyatlara tam olarak yansıtamadığını göstermektedir.
- Barajlı ve akarsu tipi HES'lerde, su mevcudiyeti ve mevsimsellik etkisiyle fiyat sapmaları düzensiz seyretmektedir.

Bu bulgular, arz-talep optimizasyon mekanizması kullanılmaksızın, yalnızca maliyet temelli bir yaklaşımla oluşturulan kaynak bazlı çoklanmış piyasa modelinin; hem daha sağlıklı fiyat sinyalleri üretebildiğini hem de toplam sistem maliyetlerini azaltma potansiyeline sahip olduğunu ve AUF gibi destekleme mekanizmalarına ihtiyaç duymadan sürdürülebilirlik sağlayabileceği ampirik olarak göstermektedir. Benzer biçimde, Avrupa elektrik piyasalarında yenilenebilir kaynakların birbirinin piyasa değerini baskıladığı (cross-border cannibalization) yönündeki bulgular, kaynak bazlı fiyatlandırmanın önemini desteklemektedir [13].



Şekil 2. Kaynak bazlı simülasyon PTF'leri ve gerçek PTF karşılaştırması (2020–2025)

Senaryo: Kâr marjı = %20, CAPEX/OPEX = IEA (2020) tabanlı, $R^2 = 0.82$.



Şekil 3. AUF fiyatları ile simüle fiyatların karşılaştırması (ithal kömür, 2022–2023)

Sonuç: Simülasyon fiyatları kriz dönemlerinde ≈ %12 daha düşük varyans göstermiştir.

Tablo 1. 2020–2025 Döneminde Kaynak Bazlı Gerçek ve Simülasyon PTF Karşılaştırması

Kaynak Türü	Gerçek PTF (TL/MWh)	Simülasyon PTF (TL/MWh)	Fark (%)	Varyans Gerçek	Varyans Simülasyon
Doğalgaz	1610.63	2562.42	+59.1 %	1.18×10^6	2.40×10^6
İthal Kömür	1610.63	2214.22	+37.5 %	1.18×10^6	2.44×10^6
Taş Kömürü	1610.63	1283.70	−20.3 %	1.18×10^6	7.07×10^5
Linyit	1610.63	1283.70	−20.3 %	1.18×10^6	7.07×10^5
Güneş	1610.63	746.88	−53.6 %	1.18×10^6	1.74×10^5
Rüzgâr	1610.63	1354.87	−15.9 %	1.18×10^6	5.72×10^5
Barajlı HES	1610.63	1329.84	−17.4 %	1.18×10^6	5.51×10^5
Akarsu HES	1610.63	788.90	−51.0 %	1.18×10^6	1.94×10^5

Not: Gerçek PTF verileri EPİAŞ Şeffaflık Platformu'ndan alınmış, simülasyon fiyatları çalışmanın Faz-2 modeliyle hesaplanmıştır. Tüm değerler nominal TL/MWh bazındadır.

Simülasyon sonuçları, yenilenebilir kaynaklarda (güneş, rüzgâr, hidro) fiyat düzeylerinin mevcut PTF'ye göre %15–50 daha düşük ve varyansın 3–6 kat az olduğunu göstermektedir. Fosil kaynaklarda ise maliyet bazlı fiyatlar, kriz dönemindeki piyasa tavanlarının üstünde gerçekleşmiştir; bu fark, AUF müdahalelerinin bastırıcı etkisini doğrulamaktadır.

4. Sonuç ve Tartışma

Bu çalışma, Türkiye elektrik piyasasının 2000–2025 döneminde yaşanan enerji dönüşümüne uyum için piyasa dışı önlemlere başvurduğunu; buna karşın kaynak bazlı çoklanmış piyasa modelinin, fiyatlama doğruluğu ve sürdürülebilirlik açısından daha işlevsel bir yapı sunduğunu ortaya koymuştur.

Faz-1 kapsamında geliştirilen çok değişkenli regresyon modeli, gerçekleşen üretim portföyünden hareketle %3'ün altında MAPE değeriyle piyasa fiyatlarını başarıyla modellemiş; fiyat sinyallerinin yalnızca üretim çıktılarından geri üretilebileceğini göstermiştir. Bu model, mevcut sistemin davranışsal analizine yönelik güçlü bir temel sunmaktadır.

Faz-2'de ise, fiyat tavanı, kapasite ödemesi, YEKDEM ve AUF gibi piyasa dışı mekanizmaların dışlandığı bir ortamda, her kaynak için teknik ve ekonomik maliyet parametrelerine dayalı olarak simüle marjinal fiyatlar hesaplanmıştır. Uygulanan %10–30 arası kâr marjı senaryolarıyla elde edilen fiyatlar, kriz dönemlerinde bile istikrar göstermiş; özellikle 2024 sonrası artan yenilenebilir üretimin fiyatlara olumlu katkısı belirginleşmiştir.

Simülasyon çıktıları ile 2022–2023 döneminde uygulanan AUF seviyeleri karşılaştırıldığında, bu müdahalenin doğalgaz ve ithal kömür bazlı üretimde piyasa fiyatlarını yapay olarak dengelemeye çalıştığı, ancak yatırım kararları üzerinde bozucu etkiler yarattığı tespit edilmiştir. Bu durum, yalnızca AUF'un değil, genel olarak tüm piyasa dışı müdahalelerin sistem verimliliği ve kaynak tahsisi açısından yeniden değerlendirilmesi gerektiğini ortaya koymaktadır.

Elde edilen bulgular, arz-talep optimizasyon mekanizmasına ihtiyaç duymadan yalnızca maliyet temelli parametrelerle oluşturulmuş çoklanmış piyasa yapısının, yatırım sinyallerini daha net ve oynaklığı düşük şekilde iletebildiğini göstermektedir. Önerilen çoklanmış piyasa modelinin Türkiye elektrik piyasası kurumlarıyla entegrasyonu aşağıdaki adımlarla mümkündür:

- Pilot Deneme Fazı: EPİAŞ bünyesinde, kaynak bazlı fiyat eşleştirmesinin test edileceği sanal bir "gölge piyasa" (shadow market) modülü oluşturulabilir.
- Yatırımcı Sinyal Mekanizması: Simülasyon PTF çıktıları, EPDK'nın yatırım fizibilite onaylarında referans fiyat olarak kullanılabilir; böylece maliyet-temelli kârlılık hesapları güçlenir.
- Düzenleyici Etki Analizi: Enerji dönüşümü kapsamında fiyat tavanı, AUF ve YEKDEM gibi müdahalelerin kaldırılmasının sistem maliyeti üzerindeki etkisi bu model aracılığıyla ölçülebilir.

Bu adımlar, mevcut piyasa yapısının kademeli biçimde kaynak bazlı yapıya evrilmesine ve yatırımcı güveninin artmasına katkı sağlayacaktır.

Bu model, Avrupa Birliği'nin "Fit-for-55" hedefleriyle ve kömürden çıkış süreciyle uyumlu olmakla birlikte, döner kütle eksikliği, piyasa oyuncularının adaptasyonu ve düzenleyici çerçevenin belirsizlikleri gibi bazı uygulama engelleri de barındırmaktadır.

Türkiye'nin enerji dönüşümü süreci, AB'nin 2024 sonrası piyasa reform vizyonu [11] ve çoklu piyasa kurgularının etkinliği üzerine yapılan ampirik araştırmalar [10;9] ile örtüşmektedir. Bu açıdan çalışma, küresel literatürde önerilen hibrit piyasa tasarımlarına Türkiye örneği üzerinden özgün bir katkı sağlamaktadır. Sonuç olarak bu çalışma, Türkiye gibi gelişmekte olan enerji piyasalarında piyasa reformuna dair veri temelli bir yaklaşım sunmakta ve kaynak bazlı ayrıştırılmış fiyat mekanizmalarının, merkezi ve tekil fiyat yapılarından daha etkin olabileceğini ampirik olarak ortaya koymaktadır.

Bu çalışma, arz-talep optimizasyon mekanizması veya kısa vadeli marjinal üretim kısıtlarını içermemektedir; fiyat tahminleri yalnızca maliyet temelli kaynak payları üzerinden türetilmiştir. Ayrıca, yenilenebilir üretim tahmin hataları, yakıt fiyatlarındaki volatilite ve döviz kuru dalgalanmaları modele dâhil edilmemiştir. Bu nedenle, gelecekteki çalışmaların bu unsurları stokastik varyans analizleriyle bütünleştirmesi, modelin öngörü gücünü artıracaktır.

5. Kaynaklar

[1] Türkyılmaz, O., & Öztürk, M. (2020). Türkiye elektrik piyasasının liberalleşme süreci: Başarılar ve sorunlar [Liberalization process of Türkiye's electricity market: Achievements and challenges]. Energy Policy, 145, 111742. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111742

[2] Newbery, D. (2018). "Evaluating the case for supporting renewable electricity." Energy Policy, 120, 684-696. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.05.029

[3] Acar, S. (2021). Türkiye'de elektrik piyasası düzenlemelerinin ekonomik ve çevresel etkileri [Economic and environmental impacts of electricity market regulations in Turkey]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 147, 111207. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111207

[4] Jenkins, N., et al. (2018). "The evolution of electricity markets and the rise of renewables." Nature Energy, 3(2), 171-180. DOI: https://doi.org/10.1038/s41560-018-0096-1

[5] Joskow, P. L. (2019). "Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale: The US experience." Oxford Review of Economic Policy, 35(2), 291-331. DOI: https://doi.org/10.1093/oxrep/grz009

[6] Hirth, L. (2015). "The market value of variable renewables." Energy Economics, 38, 218-236. DOI: https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.02.004

[7] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), (2023) Türkiye elektrik piyasası değerlendirme raporu (Türkiye electricity market evaluation report), https://www.epdk.gov.tr

[8] Lampis, A., Ibáñez Martín, M. M., Zabaloy, M. F., Soares, R. S., Guzowski, C., Mandai, S. S., Lazaro, L. L. B., Hermsdorff, S. M. G. L., & Bermann, C. (2022). Energy transition or energy diversification? Critical thoughts from Argentina and Brazil. Energy Policy, 171, 113246. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113246

[9] Tarel, G. (2024). Long-term equilibrium in electricity markets with variable renewables and storage. Energy Systems, 15(2), 221–240. https://link.springer.com/article/10.1007/s12667-024-00654-y

[10] Li, Q., Zhang, H., & Liu, S. (2024). Hybrid transaction model for optimizing distributed power trading markets. Humanities and Social Sciences Communications, 11, 4012. https://www.nature.com/articles/s41599-024-04012-2

[11] Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK). (2024). Electricity market design of the future: Options for a secure, affordable and sustainable electricity system. Berlin: BMWK. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/20240801-electricity-market-design-of-the-future.html

[12] Energy Transitions Commission (ETC). (2025). Power Systems Transformation: Global Pathways to 2035. London: ETC. https://www.energy-transitions.org/wp-content/uploads/2025/07/Power-Systems-Transformation_Main-report_vf.pdf

[13] Stiewe, J., Xu, Y., Eicke, A., & Hirth, L. (2024). Cross-border cannibalization: Spillover effects of wind and solar energy on interconnected European electricity markets. arXiv preprint, arXiv:2405.17166. https://arxiv.org/abs/2405.17166

[14] EPİAŞ Şeffaflık Platformu – Gün Öncesi Piyasası PTF verileri: https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/piyasalar/gop/ptf.xhtml

[15] International Energy Agency (IEA) & Nuclear Energy Agency (NEA). (2020). Projected costs of generating electricity 2020. OECD Publishing. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2020/12/projected-costs-of-generating-electricity-2020_9f0efddc/a6002f3b-en.pdf

[16] Lazard. (2024). Lazard's levelized cost of energy plus (LCOE+)—June 2024. Lazard LLC. https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf

[17] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2024). Levelized cost of electricity—Renewable energy technologies (2024). Fraunhofer ISE. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2024_ISE_Study_Levelized_Cost_of_Electricity_Renewable_Energy_Technologies.pdf

Terminal'den Yük Tevzi'ye: Hızlandırılmış Doğrulama için Otomatik Sinyal Testi

From Terminal to Control Center: Automated Signal Testing for Reduced Verification Time

Onur Durak[1], Burak Tahincioğlu[1]

[1]OMICRON Electronics GmbH Avusturya
onur.durak@omicronenergy.com, burak.tahincioglu@omicronenergy.com

Özet

Trafo Merkezi Otomasyon Sistemlerinin (TMOS) doğru işlevselliğinin test edilmesi, proje yürütme süresinin ve toplam uygulama maliyetlerinin önemli bir kısmını oluşturmaktadır. Otomasyon sistemlerinin artan karmaşıklığı, SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition - Denetleyici Kontrol ve Veri Toplama) sistemlerine iletilen tüm sinyallerin iletişim ve düzgün çalışmasını test etme çabalarını büyük ölçüde artırmıştır. Önemli bir ilk adım, geleneksel yöntemlerden, iletişim bağlantılarının yaygınlaşması nedeniyle SCL (Substation Configuration Language) dosyasının ağ mesajlarına karşı dijital doğrulamasına evrilen bir kablolama kontrolüdür.

Bu makale, doğrulama süresini azaltmayı amaçlayan, TMOS'nde otomatik sinyal testi için bir metodoloji sunmaktadır. Bu yaklaşım, test senaryolarının bir kez oluşturulmasına olanak tanır. Ayrıca, trafo merkezleri arasında test dosyalarının alışverişini sağlayarak birlikte çalışabilirliği ve satıcıdan bağımsız mühendisliği teşvik eder, IEC 61850 standardı hedefleriyle uyumludur. Metodoloji, bakım veya bellenim güncellemesinden sonra tekrarlayan testleri de destekler.

Önemli bir yenilik, fabrika kabul testi sırasında proses sinyallerini simüle etme zorluğunu ele almaktadır. Makale, geleneksel mekanik anahtarların yerini alarak terminallerden gelen proses sinyallerinin testini otomatikleştirmek için Ethernet ve IEC 61850'yi destekleyen akıllı Giriş/Çıkış (G/Ç) kutularının entegrasyonunu önermektedir. Bu, terminallerden trafo merkezi ağları aracılığıyla kontrol merkezi simülatörüne kadar kapalı döngü bir TMOS test sürecine olanak tanır. Metodoloji, TEC'ın (Test Edilen Cihaz) ikili giriş ve çıkışlarının G/Ç kutusu aracılığıyla test edilmesini kolaylaştırır. Ayrıca, GOOSE ve İstemci/Sunucu iletişimi dahil IEC 61850 İstasyon veri yolu iletişiminin otomatik testini ve IEC 60870-5-104 protokol testi için bir SCADA Yük Tevzi simülatörü kullanarak geçit protokolü çevirisini kapsar.

Anahtar kelimeler: *RTU, IEC 61850, IEC 104, Yük Tevzi, Trafo Merkezi Otomasyonu*

Abstract

Testing Substation Automation Systems (SAS) for correct functionality significantly contributes to project execution time and total implementation costs. The growing complexity of automation systems has dramatically increased the effort required to test communication and operation of signals transmitted to Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) systems. A crucial initial step is a wiring check, which has evolved from traditional manual methods to a digital verification of Substation Configuration Language (SCL) files against network messages due to the prevalence of communication links.

This paper introduces a methodology for automated signal testing in SAS, aiming to reduce verification time. This approach allows for the creation of test cases once, which can then be duplicated for similar bays, promoting interoperability and vendor-independent engineering, aligning with IEC 61850 goals. The methodology also supports repetitive testing for maintenance or after firmware updates.

A key innovation addresses the challenge of simulating process signals during Factory Acceptance Testing (FAT). The paper proposes integrating intelligent I/O boxes that support Ethernet and IEC 61850 to automate the testing of process signals from terminals, replacing traditional switches. This allows a closed-loop SAS testing process, from terminals through substation networks to the control center simulator. The methodology facilitates testing of binary inputs and outputs of the Device Under Test (DUT) via the I/O box. Furthermore, it covers automated testing of IEC 61850 Station bus communication, including GOOSE and Client/Server communication, and gateway protocol translation using a SCADA simulator for IEC 60870-5-104 testing.

Keywords: *RTU, IEC 61850, IEC 104, Control Center, Substation Automation*

1. Giriş

Koruma, Otomasyon ve Kontrol (KOK) konfigürasyonları nedeniyle Trafo Merkezi Otomasyon Sistemlerinin (TMOS) mühendisliği, devreye alınması ve bakımı sırasında, alt sistemlerin doğru işlevselliğinin test edilmesi, proje yürütme süresinin ve TMOS'nin toplam uygulama maliyetinin önemli bir bölümünü oluşturmaktadır. Son yıllarda, Otomasyon sistemleri giderek daha karmaşık hale gelmiş ve Kontrol Merkezi (SCADA) sistemlerine iletilen tüm sinyallerin iletişimini ve düzgün çalışmasını test etme çabaları önemli ölçüde artmıştır.

Trafo merkezi otomasyon sistemleri testine başlamadan önce, ilk kablolama kontrolü gereklidir. Geleneksel kablolama kontrolü, devreleri şemalarda işaretlerken panellerdeki kabloları kontrol etmekten ibarettir. Neredeyse tüm kablolar yerini haberleşme teknolojilerine bıraktığından, yeni bir sinyal test metodu ihtiyacı doğmuştur ve bu makale bu metodu anlatmaktadır.

Ayrıca, makale otomatik test olanaklarını açıklamaktadır. Lojik testlerindeki tipik zorluklar göz önünde bulundurularak bir değerlendirme yöntemi geliştirilecektir. Bu metodoloji, TMOS'nde test için uygulanacaktır. Bu tür testlerin tipik adımlarını - izleme, seçme, belgeleme ve tekrarlama - ele almaktadır. Bu yöntemin avantajı, bir kez gerçekleştirilen testlerin bakım testi veya yazılım (firmware) güncellemesinden sonra tekrarlanabilmesidir. Dahası, metodoloji her tipik fider için yalnızca bir kez test senaryosu oluşturulmasını ve sonunda aynı türdeki (tipik) diğer tüm fiderlere kopyalanmasını desteklemektedir.

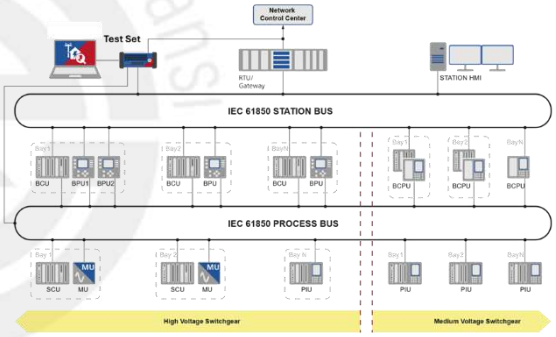
Elektrik dağıtım şirketlerinin Fonksiyonel Adlandırma (Functional Naming) kullanan IEC 61850 Yukarıdan Aşağıya (Top-Down) Mühendisliğe geçiş yaptığı göz önüne alındığında, şablon tabanlı trafo merkezi spesifikasyonları daha yaygın hale gelecektir. Bu nedenle test yöntemi, trafo merkezleri arasında test dosyalarının paylaşılmasına olanak tanır. Bu, IEC 61850'nin temel hedeflerinden biri olan birlikte çalışabilirlik ve tedarikçiden bağımsız mühendislik ve testlere hizmet eder.

Fabrika Kabul Testi sırasında, şalt cihazlarının proses sinyallerini simüle etmenin zorluğu bilinen bir sorundur. Pratikte bu, geleneksel mekanik giriş/çıkış anahtar anahtarları ile aşılır. Modern teknoloji, bu kutuları Ethernet teknolojisini ve IEC 61850'yi destekleyen akıllı G/Ç kutularıyla değiştirmemize olanak tanır. Bu makale, terminallerden gelen proses sinyallerinin testini otomatikleştirmek için akıllı G/Ç kutularını test senaryosuna entegre etmek üzere bir test prensibi sunmaktadır.

Sonuç olarak, terminallerden başlayarak, IED (Intelligent Electronic Device – Akıllı Elektronik Cihaz)'ler ve ağ geçitleri (Remote Terminal Unit - RTU/Gateway) aracılığıyla trafo merkezi ağlarından geçirilerek ve Yük Tevzi rolü oynayan test cihazıyla değerlendirme yapılarak kapalı devre bir TMOS testi gerçekleştirilir. Bu, IEC 60870-5-104 telekontrol protokolünün kullanımıyla mümkün olur. Test yöntemi, devam eden gelişmelerle uyumlu sanallaştırılmış platformlarda gözetimsiz uzaktan test imkanını destekler.

Makale, bir trafo merkezi şalt ekipmanlarını simüle etmek için sinyalleri taklit eden bir G/Ç kutusu kullanan örnek bir testi paylaşmaktadır. Bu, dijital girişleri IED - Test Edilen Cihaz (TEC)'ye beslemek içindir. TEC'nin dijital çıkışları da G/Ç kutusu tarafından alınıp tepki verildiğinden, yaklaşım her iki yönde de çalışır. Bir sonraki aşamada, TEC'nin IEC 61850 Station Bus ağı otomatik olarak test edilip değerlendirilmektedir. Bu, diğer IED'lere ve trafo merkezinin Ağ Geçidine GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) ve MMS (Manufacturing Message Specification) iletişimini içerir. Son olarak, ağ geçidi protokol tercümesi, test seti tarafından SCADA Kontrol Merkezi'nin bir simülasyonu kullanılarak test edilmektedir. SCADA Kontrol merkezi simülatörü, Ağ Geçidi iletişiminin hem izleme hem de kontrol yönlerini test ederek, IEC 60870-5-104 protokolünün otomatik kontrolünü ve değerlendirmesini gerçekleştirmektedir. Son olarak, oluşturulan bir test raporu paylaşılmaktadır.

2. Bir Trafo Merkezinin İki Ucu



Şekil 1 Tipik bir dijital trafo merkezi test topolojisi

2.1. Terminaller: Proses Veri Yolu

Dijital bir trafo merkezinde, yüksek gerilim (YG) ekipmanlarının saha dağıtım kutuları veya bağlantı kutularına kablolanması, bu analog sinyallerin dijital IEC 61850 standardına dönüştürülmesinden önceki kritik bir adımdır. Bu dönüşüm, Proses Arayüz Birimleri (Process Interface Unit - PIU), Şalt Kontrol Birimleri (Switchgear Control Unit - SCU) veya Birleştirme Birimleri (Merging Unit - MU) kullanılarak proses veri yolu seviyesinde gerçekleştirilir. Bu bileşenler gelen sinyalleri sayısallaştırarak trafo merkezinin şebekesi genelinde verimli ve güvenilir iletişimi sağlar. Bu, proses mesajlarını taşıyan veriyoludur ve bu kısma "proses veri yolu" denir. Genellikle, IEC 61850 standardının GOOSE ve Sampled Values (SV) protokolleri şebekenin bu kısmında iletilir.

Konvansiyonel/kablolu trafo merkezlerinde, bu sinyaller, röleler vb. gibi ek ekipmanlar kullanılarak elektrik devrelerinde çoğaltılarak, bakır kablolarla sinyalle ilgilenen diğer tüm cihazlara iletilir. Dolayısıyla, sonuç olarak, yarı veya tamamen dijitalleştirilmiş trafo merkezlerinde, "analog" terimi bu noktadan sonra artık

geçerli değildir [1]. Terminaller, dijitalleşmenin başlangıç noktası olsa da, trafo merkezi testleri açısından ilk "ucu"dur.

2.2. Geçiş: İstasyon Veri Yolu

Sinyaller dijitalleştirildikten sonra, Proses veri yolundan istasyon veri yoluna iletilir ve burada Fider Kontrol Üniteleri veya koruma röleleri (IED'ler) tarafından alınır. Proses veri yolundan istasyon veri yoluna iletilen dijital sinyaller, bağlı IED'ler tarafından işlenir. İstasyon veri yolunda çoğunlukla kullanılan protokol, IEC 61850'nin yaygın olarak kullanılan MMS protokolüdür [2].
Bu bölümde, proses veri yolunda yer alan GOOSE/SV'leri, raporlama amacıyla ilgili mantıksal düğümlerine (Logical Node) bağlanmıştır. Bu, IED'ler içinde yapılandırılır ve genellikle kopyala-yapıştır işlemleriyle birlikte gelir; bu da yapılandırmanın doğrulanması için kaçınılmaz bir neden oluşturur. Test yöntemlerinde, GOOSE/SV'nin dönüştürülmesi ve MMS yoluyla iletilmesi veya bu veri yoluna GOOSE olarak yansıtılması, test edilecek noktalardan biri olarak kritik öneme sahiptir.

2.3. Kontrol Merkezi: Yük Tevzi Haberleşmesi

Kontrol Merkezi haberleşme protokolü, bir elektrik şebekesindeki trafo merkezlerinin verimli ve güvenilir bir şekilde izlenmesi ve kontrolü için olmazsa olmazdır. Şebekenin manevra planlarını önemli ölçüde etkiler, trafo merkezinden gerçek zamanlı izleme için kritik veriler toplar ve buna göre tepki verilmesini sağlar. IEC 60870-5-104 (IEC 104) haberleşme protokolü, yüksek hızlı gerçek zamanlı aktarım kabiliyeti ve güvenlik önlemleri nedeniyle bu iletim için kullanılan en yaygın protokollerden biridir.
IEC 61850 (Trafo Merkezi) ve IEC 104 (Yük Tevzi) arasındaki çeviri, her iki ağa da bağlı ve ağ geçidi görevi gören RTU'lar (Remote Terminal Unit – Uzak Terminal Birimi) ile yapılandırılmıştır. Bu yapılandırma genellikle sinyal listelerinin kopyalanıp yapıştırılmasına ve toplu olarak sinyal yapılandırmalarına dayalıdır, bu da hatalara açık hale getirir. İletilen sinyallerin kritikliği nedeniyle, bu protokol çevirisi devreye alınmadan önce tamamen test edilip doğrulanmalı ve her yazılım güncellemesi, yapılandırma değişikliği veya genişletme projesinden sonra tekrarlanmalıdır.

3. Trafo Merkezlerinde Kablolama Kontrolü

Trafo merkezlerinde noktadan noktaya test (nokta testi), çeşitli bileşenler arasındaki elektrik bağlantılarının bütünlüğünü ve işlevselliğini sağlayan kritik bir prosedürdür. Bu test türü, trafo merkezindeki koruma röleleri, kontrol sistemleri ve SCADA sistemleri gibi farklı cihaz ve sistemler arasında doğru sinyallerin iletildiğini ve alındığını doğrulamak için gereklidir.
Noktadan noktaya testlerin yönetimi titiz bir planlama ve koordinasyon gerektirir. Başlangıçta, gerçekleştirilecek belirli testleri, test sırasını ve kabul kriterlerini ana hatlarıyla belirten test planları ve prosedürleri geliştirilmelidir. Bu planlar, gerekli tüm bağlantıların kapsamlı bir şekilde kapsanmasını sağlamak için tasarım dokümantasyonu ve sistem özellikleriyle uyumlu olmalıdır.
Test, trafo merkezindeki belirli noktalara test sinyalleri enjekte edilerek ve belirlenen test noktalarındaki ilgili çıktılar izlenerek gerçekleştirilir. Bu işlem genellikle, çalışma koşullarını simüle edebilen ve sistemin tepkilerini ölçebilen özel test ekipmanlarının kullanımını içerir. Test mühendisleri, tutarlılık ve doğruluğu sağlamak için önceden tanımlanmış test prosedürlerini izleyerek bu testleri sistematik olarak gerçekleştirir.
Noktadan noktaya testlerin gerekliliği abartılamaz. Bu testler, trafo merkezinin elektrik altyapısının doğru kurulum ve yapılandırmasını teyit etmeye, işletme sırasında arızalara veya bozulmalara yol açabilecek kablolama hatalarını veya arızalarını tespit etmeye yarar. Tespit edilemeyen herhangi bir sorun, ekipman hasarı, elektrik kesintileri veya güvenlik tehlikeleri gibi ciddi sonuçlara yol açabileceğinden, bu düzeydeki doğrulama, trafo merkezinin güvenilirliğini ve emniyetini sağlamak için çok önemlidir.
Kapsamlı noktadan noktaya testler yapmanın çok sayıda faydası vardır. İlk olarak, tüm bağlantıların ve yolların amaçlandığı gibi çalışmasını sağlayarak trafo merkezinin genel güvenilirliğini ve performansını artırır. İkinci olarak, trafo merkezinin işletim güvenliği konusunda daha yüksek bir güvence sağlayarak hem personeli hem de ekipmanı olası tehlikelerden korur. Son olarak, daha sorunsuz devreye almayı kolaylaştırır ve sürecin ilerleyen aşamalarında maliyetli ve zaman alıcı sorun giderme ve onarım olasılığını azaltır.
Özetle, noktadan noktaya test, trafo merkezinin devreye alınması ve bakımının temel bir unsuru olup, sistem bütünlüğü, güvenilirliği ve emniyeti konusunda hayati önem taşıyan güvenceler sunar. Dikkatli yönetim ve hassas uygulama sayesinde bu testler, sorunların önlenmesine ve trafo merkezinin sorunsuz ve verimli bir şekilde çalışmasının sağlanmasına yardımcı olur.

3.1. Geleneksel Nokta Kontrol

Geleneksel trafo merkezlerinde elektrik şemalarına göre kablo kontrolü genellikle zahmetli ve karmaşık bir iştir. Bu geleneksel yaklaşımın dezavantajları şu şekilde özetlenebilir [3]:

- Somut bir test planının olmaması
- Kapsamlı bir test raporunun olmaması, genellikle yalnızca bir kontrol listesine indirgenmesi
- Test adımları genellikle şalt ekipmanı lojik konfigürasyonlarının alışılmış bir alt kümesini içerir ve bu da birçok kombinasyonun test edilmeden kalmasına neden olur
- Şalt ekipmanı konum göstergelerinin ara ve hatalı durumları sıklıkla göz ardı edilir
- Olumsuz test vakaları ve komut değerlendirmeleri kapsamlı olarak ele alınmamıştır
- Test sürecinin otomasyonu mümkün değildir

Yukarıdakilerle sınırlı olmamak üzere, geleneksel kablo kontrolünün bir diğer dezavantajı, kontrolün gerçekleştirilmesi için en az 2 teknisyen ve olası bir

gözlemci gerektirmesidir. Ancak insan yapımı bağlantılar arızalara eğilimlidir; bir sorun olduğunda, hata görüldüğü anda düzeltmek yaygın bir yaklaşımdır. Genel olarak, bu test yöntemi sistemin güvenilirliğini sağlamak için çok fazla zaman gerektirirken, bir zorunluluktur.
Trafo merkezi yarı veya tamamen dijitalleştirilmiş olsa ve test edilecek noktalar minimuma indirilmiş olsa bile, testin otomatikleştirilmemesi iki kişilik bir çaba gerektirecek ve bu da bir kişinin yapılan testlerin mutlak gözlemcisi ve not alıcısı olmasını sağlayacaktır [4]. Ancak rapor oluşturma işlemi hataya açık ve zahmetlidir. Bazı durumlarda, zaman sınırlaması yapılan test üzerinde etkili olabilir ve daha az kritik sinyallerin daha sonraki bir aşamada yeniden işlenmesi için bazı adımların atlanmasına veya atlanmasına yol açabilir. Bu nedenle, sinyal testini gerçekleştirmek için yeni ve otomatik bir yaklaşım gereklidir.

3.2. Yeni Bir Konsept: Dijital Nokta Kontrolü

Bu makalede daha önce de belirtildiği gibi, otomasyon ve kontrol işlevlerinin testleri geleneksel olarak manuel olarak gerçekleştirilir. IED başına veya tüm sistem bazında test olanakları sunan araçlar mevcuttur ve bu araçlar, IED'lerin veya tüm sistemin ayrı ayrı test ve simülasyonuna olanak tanır. Makalede açıklanacağı gibi, test aracı teknisyenin sisteme genel bir bakış elde etmesini ve otomatik sinyal testleri hazırlamasını sağlar.

Burada sunulan test yöntemi, tek bir IED testi ve simülasyonundan, Terminal'den Yük Tevzi Merkezi'ne kadar tüm sinyal akışını test edecek şekilde genişletilmiştir. Test, sistemin SCD (Substation Configuration Description – Trafo Merkezi Konfigürasyon Tanımlama) yapılandırma dosyasına dayanmaktadır. SCD dosyası içe aktarılarak tüm sistem görselleştirilebilir ve SCD'de bulunan tüm bilgiler kullanılabilir. Bahsedilen iki uç arasındaki döngüyü kapatmak için aşağıdaki destekleyici yapılandırma dosyaları gereklidir [5]:
- Dijital G/Ç eşleme dosyası (CSV – comma-separated values – virgülle ayırılmış metin dosyası)
- IEC 104 eşleme dosyası (CSV formatı)

3.2.1. İkili G/Ç Eşlemesinin Oluşturulması

Fabrika kabul testleri sırasında, otomasyon ekipmanı yerinde hazır bulundurulabilse de, büyük boyutlu primer ekipman getirmek pratik değildir. Bu nedenle, tüm sinyaller SCU (Switchgear Control Unit – Şalt cihazı kontrol birimi)'ya, işlem arayüz birimine (PIU) veya doğrudan BCU (Bay Control Unit – Fider Koruma Cihazı) giriş ve çıkışlarına bağlanır. Bu sinyaller için fabrika kabul testinde bit testleri adı verilen işlemlerin gerçekleştirilmesi, geçici bir dijital G/Ç cihazı değişimi gerektirir. Geleneksel olarak, bu cihazlar anahtarlar ve konum göstergeleridir ve bazen LED (Light Emiting Diode)'lerle birlikte gelir. Günümüzde, bu amaçla PLC'ler (Programmable Logic Controller - Programlanabilir Mantık Denetleyicileri) veya IEC 61850 MMS protokolünü destekleyen bir G/Ç kutusu olarak yapılandırılmış herhangi bir IED kullanılmaya başlanmıştır. Bu metodda kullanılan test sistemi bir G/Ç'yi kontrol edebilir. Test edilen IED ile bu IED'ye bağlı G/Ç kutusu arasındaki dahili kablolama, test sistemine tanıtılacaktır. İşlem, cihazlar arasındaki ilgili kablolamanın bir eşleme dosyasının içe aktarılmasından oluşur. Kaynak ve hedef sinyaller IEC 61850 adreslerinde verilmiştir. Daha sonra, G/Ç kutusu başka bir araç kullanmadan doğrudan test sisteminden kontrol edilebilir ve sinyaller test durumlarına atanabilir. Test yönteminde, bu makale bir SCU (Şalt Cihazı Kontrol Birimi) olarak kullanılacak bir G/Ç kutusunu tanıtmaktadır. Basitçe söylemek gerekirse, test, kabloların sonlandığı yerden, simüle edilen şalta konum göndermek için Dijital Çıkış üzerinden bir komut gönderilerek ve Yüksek Gerilim ekipmanının istenen konumda olup olmadığını belirlemek için Dijital Girişler değerlendirilerek başlayacaktır.

3.2.2. RTU'larda IEC 61850'den IEC 104'e dönüşüm

Trafo merkezi ile kontrol merkezi arasındaki iletim çift yönlüdür. Önem düzeyine göre filtrelenen sinyaller, prosesten kontrol merkezine iletilir. Ayrıca, kontrol merkezi kontrol komutları gönderir. Trafo merkezindeki RTU, kontrol merkezine ağ geçidi görevi görür. RTU, IED'lerin MMS raporlarının istemcisi haline gelir ve gerekli bilgileri toplar. Ardından, RTU'lar bu IEC 61850 sinyal değerini IEC 104 iletişim protokolüne çevirerek bir IEC 104 Sunucusu haline gelir. Kontrol Merkezi, istenen bir rota üzerinden trafo merkezine bağlanır ve RTU'nun IEC 104 Sunucusu'nun İstemcisi olur.
Genel olarak trafo merkezinden kontrol merkezine iletilen sinyaller şunlardır [6]:

- Çiftli sinyaller (Şalt ekipman konumları, Lokal/Uzak anahtar konumları, vb. - Çift Nokta durumu)
- Tekil sinyaller (SF6 uyarısı, koruma çalıştı sinyali, vb. - Tek Nokta Durumu)
- Analog ölçümler (Gerilim, Akım, Güç, Enerji, Musluk pozisyonu vb. - Sayısal)
- Diğer kritik bilgiler

Öte yandan kontrol merkezinden trafo merkezlerine şu tür kontrol komutları iletiliyor:

- Şalt cihazı konum komutları (açık, kapalı, vb. – Çift Nokta Kontrolü)
- Tekil komutlar (parametre değişimi, açma/kapama anahtarı komutu, vb . – Tek Nokta Kontrolü)
- Adım düzenleme komutları (kademe değiştirici konum komutu, vb.)
- Ayar noktası komutları (istenilen voltaj veya akım seviyesini ayarlayın, vb.)

Bu komutlar gerçek zamanlı olarak kendiliğinden iletilir. İletişim protokolünün dönüşümü, Kontrol Merkezi'ne aktarılacak ve Kontrol Merkezi tarafından kontrol edilecek veri nesnelerinin tanımlandığı, hedefin kaynak protokole eşlendiği ve IEC 104 iletişim protokolü parametrelerinin tanımlandığı bir sayfayla başlar. IEC

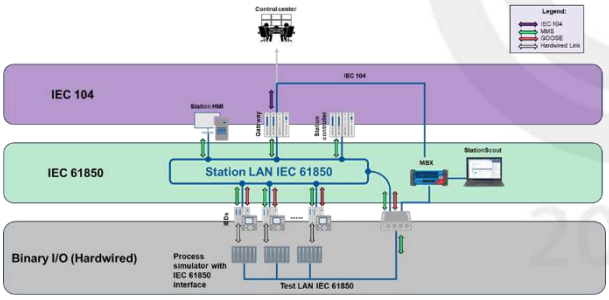
61850 – IEC 104'ün bir RTU içinde çevrilmesine yönelik yaklaşım tedarikçiye özgüdür ve IEC 104 sinyalleri (henüz) SCD dosyalarının bir parçası değildir. Bu nedenle, test aracının hangi IEC 61850 sinyalinin IEC 104'e çevrildiğini bilmesi için bir CSV (Comma-separated Values – Virgülle ayırılmış metin) dosyası oluşturulmalıdır. IEC 104 sinyal adresleri kullanıcı tanımlı sayılar olduğundan, bu eşlemenin otomatik olarak algılanması mümkün değildir. Bu CSV dosyasını test aracına aktarmak için, oluşturulacak CSV dosyasının test ekipmani gereksinimleri karşılaması gerekir

4.Otomatik Kapalı Çevrim uçtan uca nokta Testi

4.1. Test Kurulumu

Test kurulumu şunlardan oluşur (Şekil 2):

- İstasyon Veri Yolu: İletişim için IEC 61850 iletişim protokolünün kullanıldığı,
- RTU: RTU'nun IEC 61850 MMS Protokolü ve farklı bir alt ağdaki IEC 104 Sunucusu aracılığıyla IED'lere İstemci olduğu bir ağ geçidi olarak,
- Test aracı: Test ve izleme yazılımını çalıştıran ve İstasyon Ağı seviyesinde IED'leri simüle eden ve RTU'nun IEC 104 Sunucusuna İstemci olan donanım (MBX)
- IED'ler: Test düzeneğinde IED bulunmamaktadır; hazırlanan SCD dosyasına göre test aracı tarafından simüle edilmektedir.



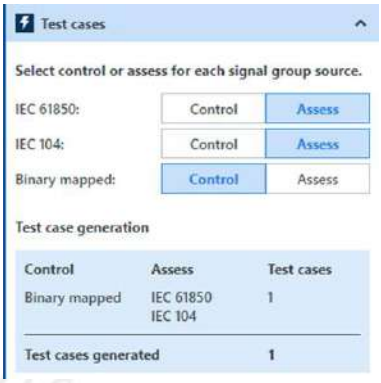
Şekil 2. Test kurulum mimarisi

Bu test kurulumunda, IED'ler aynı zamanda SCL dosyasında açıklandığı gibi ilgili Veri Nesnelerini (Data attributes) de simüle eder. Bu nedenle, IED'deki bir veri değişikliği, IEC 61850 aracılığıyla Ağ Geçitlerine (RTU) bildirilir. Veri değişikliği Ağ Geçidi tarafından alındığında, ilgili değişikliğin eşleştirilmiş IEC 104 sinyali, Kontrol Merkezi (IEC 104 İstemcisi) görevi gören test aracına eş zamanlı olarak aktarılır.

Test Aracının bu eşlemeyi anlayabilecek şekilde ayarlanması için, SCL dosyası ve IEC 104 eşlemesi .csv dosyası ve İkili G/Ç eşlemesi .csv dosyasının içe aktarılması gerekir. Bu dosyalar içe aktarıldıktan sonra, sinyal eşlemesi kullanıcı arayüzünden izlenebilir.

Uçtan uca testin bu örneğinde, AA1D1Q01Q1 IED'nin simüle edildiği Fider1'in devre kesicisi olan ekipman QA1'in konumları, Açık -> Kapalı->Ara konum->Arıza->Açık konumları sıralamasıyla test edilecektir.

"AA1D1Q01Q1QA1/CSWI1.Pos.stVal" Mantıksal Düğümü test senaryosu oluşturma işlemine aktarıldıktan sonra, "IO_BOXLD0/binOutGGIO1.SPCSO3.stVal, IO_BOXLD0/binOutGGIO1.SPCSO4.stVal" G/Ç kutusunun (işlem simülatörü) bağlı IEC 104 ve GGIO mantıksal düğümleri otomatik olarak test senaryosuna dahil edilir. Sinyaller test senaryosuna aktarıldıktan sonra, test senaryosunun rotası seçilmelidir. Bu örnekte, Şekil 3'de gösterildiği gibi, test senaryosunun rotası tanımlanmalıdır



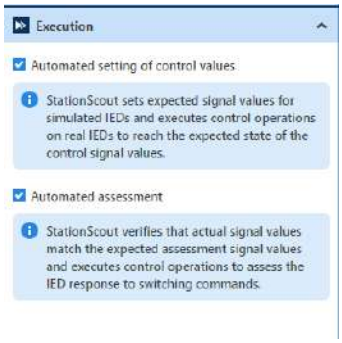
Şekil 3. Test durumu içinde test rotasının tanımlanması

Bu durumda test rotası, test aracının sıralamada açıklandığı gibi pozisyonları uyaracağı "İkili eşlenmiş" G/Ç kutusundan başlayarak İstasyon veri yolunda IEC 61850 eşdeğerinde ve RTU/Ağ Geçidinden Kontrol Merkezine iletilen sinyallerin IEC 104 eşdeğerinde izlenecek değerlendirme olarak tanımlanır. Test aracı, sıralamada açıklandığı gibi pozisyonları içerecek 1 test adımı oluşturacaktır.

4.2. Uygulama Yaklaşımları

4.2.1. Otomatik kontrol ve otomatik değerlendirme

Bu yaklaşım, prosesten kontrol merkezine kadar sinyal akışını doğrulamak için gözlemci bir göze ihtiyaç duymayan, doğrulanması gereken birden fazla sinyal olduğunda kullanılabilir. Bu yöntemde, Test aracı G/Ç kutusundan gelen sinyali otomatik olarak uyarır ve sinyal değişikliği İstasyon Ağı ve Kontrol Merkezi'nde doğrulandıktan sonra, test edilecek başka bir sinyali içeren bir sonraki test adımına otomatik olarak geçer. Bu ayarı elde etmek için, Test aracında oluşturulan test durumu, Şekil 4'de açıklanan değerlere ayarlanmalıdır

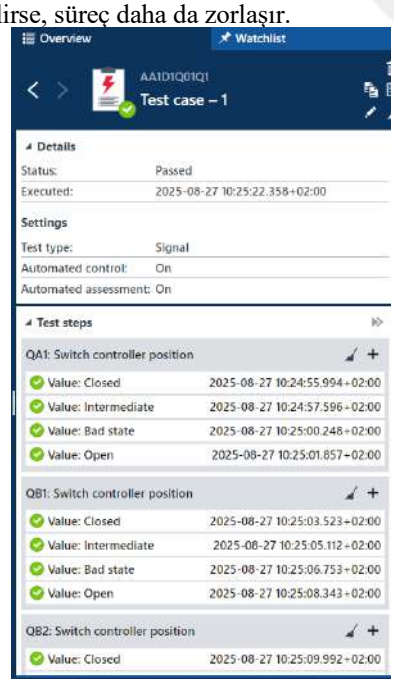


Şekil 4. Test yürütme ayarı

Sistem yanıt süresi, sinyal değeri milisaniyeler cinsinden değiştiği için minimum değere ayarlanmıştır. Ancak, yukarıda açıklanan bazı sinyaller döngüsel (cyclic) olarak iletilebilir ve döngü süresi ayarlanan süreyi aşabilir. Bu makalede açıklanan test durumu için, veri değişikliğinin 1 saniye içinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

5. Sonuç

Tipik olarak, Kapalı Çevrim - Uçtan Uca test prosedürü, dijital trafo merkezlerinin mühendislik, fabrika kabul testi ve saha kabul testi sırasında gerçekleştirilir ve [7] birden fazla teknisyenin manuel iş gücü gerektirmesidir. Bu, tüm ekipmanın (IED'ler, şalt ekipmanı ve ağ, RTU, test/mühendislik PC'si, paneller, vb.) test amaçları için hazır ve nazır olması anlamına gelir. Bir yandan, tüm sorunları toplamak her zaman mümkün değildir. Hazırlık ve yapılandırma aşaması çok fazla zaman alır. Sistemin geçerliliği ve doğrulanması, fabrika kabul testinden sonra gönderime veya saha kabul testinden sonra devreye almaya devam etmek için eksiksiz bir rapora sahip olmak için her şeyin hazır olmasını gerektirir. Diğer yandan, bu aşamada bir hata veya yanlış yapılandırma keşfedilirse, sistemi yeniden tasarlamak ve yapılandırmak zahmetlidir. Özellikle Kontrol Merkezi iletişim testi için, mühendislik ve fabrika testi sırasında, genellikle bir örnekleme yöntemi kullanılır. Bu yöntemde, test edilecek sinyal sayısının yüksek olması nedeniyle test edilmek ve doğrulanmak üzere bazı tipik sinyaller seçilir. Bununla birlikte, Kontrol Merkezi'ne iletilen tüm sinyaller yüksek önceliğe sahiptir ve tamamen test edilmeleri gerekir. Çok sayıda fidere sahip trafo merkezlerinde, tüm sinyalleri test etmek inanılmaz derecede yüksek bir mühendislik süresi gerektirir. Bu aşamada bir yanlış yapılandırma tespit edilirse, süreç daha da zorlaşır.



Şekil 5. Test sonucu özeti

Bu makalede açıklanan yeni yöntem, mühendislerin, donanımdan IEC 61850'ye ve ardından IEC 104 iletişim protokollerine dönüştürülen kritik sinyallerin test edilmesine harcanan iş gücünü ve süreyi azaltmalarına olanak tanır. Gerçek fiziksel kablo uyarımına olan ihtiyacı ortadan kaldırarak değerlendirme süresini azaltır ve tekrarlanabilir olması, bu çevirinin doğrulanması için harcanan süreyi azaltır. Geleneksel bir yöntemde bir Devre Kesicinin tek bir konumunu (Açık/Kapalı) test etmek için harcanan sürenin, ilgili teknisyenlere bağlı olarak 5-10 saniyeye kadar sürdüğü düşünüldüğünde, bu yeni yaklaşım, aynı test için sinyal başına harcanan süreyi <1,5 saniyeye düşürdüğünde, yaklaşık %50'lik bir iyileştirme düşünülebilir. Bu sonucu, tüm test sisteminin doğrulamaya hazır olmasına gerek kalmadan bile, bir dijital trafo merkezindeki tam bir sistem kontrolüne genişletildiğinde, test sürecinde proje başına %70'e kadar bir iyileştirme uygulanabilir. Üstelik, Şekil 5'te gösterildiği gibi otomatik rapor oluşturma imkanı sunduğu için, bu iyileştirme, hem hataları hızlıca ve erken sürede tespit edip düzeltme imkanı sağlamasıyla, test bitiminde raporun hızlıca oluşturabilmesiyle, daha da yüksek oranlara ulaşabilir.

6. Kaynaklar

[1] F. Steinhauser ve C. Pritchard, «The Digital Transformation of Protection, Automation and Control System,» *PACWorld Magazine,* no. September, 2024.

[2] A. Klien ve T. Schossig, «NEW METHODS FOR TESTING AUTOMATION AND CONTROL,» %1 içinde *PACWORLD*, Gleigh, 2018.

[3] B. Tahincioglu, B. Heimisson ve T. Schossig, «A novel approach for fully automated testing of interlockings,» %1 içinde *PACWorld Conference*, Glasgow, 2023.

[4] T. Schossig, «From Substation Automation Systems to Protection. Developing an Approacj for Testing of Protection, Automation and Control,» *DPSP,* 2020.

[5] OMICRON GmbH, «Testing Protocol Translation of RTU between IEC 61850 and IEC 60810-5-104,» OMICRON, Klaus, 2024.

[6] BECKHOFF Automation, «ST_IEC870_5_104ProtocolParams,» BECKHOFF, [Çevrimiçi]. Available: https://infosys.beckhoff.com/english.php?content=../content/1033/tf6500_tc3_iec60870_5_10x/983963275.html&id=. [Erişildi: 10 2024].

[7] A. F. S. Melo, J. M. Roldan-Fernandez, F. Gonzalez-Longatt, M. Burgos-Payan ve U. C. Netto, «Novel IEC 61850-based off-site engineering and validation methodology for protection, automation, and control systems,» *Science Direct,* cilt Volume 232, no. 110409, 2024.

Genetik Algoritma İle Üç Katmanlı Toprak Modeli Parametrelerinin Tahmini İçin IEEE Standardına Dayalı Yeni Modeller (Gürsu-3L Modelleri)

New Models Based on the IEEE Standard for Estimating Three-Layer Soil Model Parameters via Genetic Algorithm (Gürsu-3L Models)

Barış Gürsu

TEİAŞ 13. Bölge Müdürlüğü-Elazığ
baris.gursu@teias.gov.tr

Özet

Elektrik üretim ve dağıtım sistemi arasında köprü görevi gören, iletim sisteminin en önemli bileşenlerinden biri olan trafo merkezlerinin topraklama sistemi, toprağın altına yatay olarak gömülen topraklama iletkenleri ve bu iletkenlere bağlanan, toprağa dikey olarak çakılan topraklama çubuklarından oluşan topraklama ağlarıdır. İnsan ve güç sistemi teçhizatlarının güvenliği için, topraklama ağlarının emniyetli tasarımı çok önemlidir. Topraklama ağlarının tasarımının başlangıcı, toprak özgül direnci ölçümleriyle toprağın yapısının ve sonrasında uygun toprak modelinin ve parametrelerinin belirlenmesidir. Genellikle, dikeyine homojen toprağa nadiren rastlanır. Bu nedenle, emniyetli bir topraklama ağı tasarımı için, toprak modeline göre parametrelerinin doğru belirlenmesi gerekir. Bu çalışmada, IEEE Std.81-2012'de verilen iki katmanlı toprak modeli görünür toprak özdirencinden faydalanılmış, çok pahalı ticari yazılımlara ihtiyaç duyulmadan üç katmanlı toprak modeli parametreleri, özgün olarak ve minimum hata oranıyla tahmin edilmiştir. Bu amaçla, Gürsu-3L Modelleri olarak adlandırılan (literatürde, IEEE Std.81-2012'ye dayalı böyle modellere rastlanmadığı için) 2 farklı model önerilmiş, toprak özgül direnci ölçümlerine dayalı olarak üç katmanlı toprak modeli parametreleri Genetik Algoritma yardımıyla belirlenmiştir. Sonuçlar hem birbirleriyle hem de literatürle karşılaştırılmıştır. Gürsu-3L modellerinde, üç katmanlı toprak modeli, IEEE Std. 81.2012'de gösterilen iki katmanlı toprak modeline benzetilmiştir.

Anahtar kelimeler: *Toprak özdirenci, Üç katmanlı toprak modeli, İki katmanlı toprak modeli görünür toprak özdirenci, Topraklama ağı, Genetik Algoritma.*

Abstract

Substations, which serve as a bridge between electricity generation and distribution systems, are among the most important components of the transmission system. The grounding grids of substations are composed of horizontally buried conductors and vertically driven ground rods connected to these conductors. The safe design of grounding grids is crucial for the safety of both personnel and power system equipment. The starting point of grounding grid design is the characterization of the soil structure through soil resistivity measurements and the subsequent identification of an appropriate soil model and its parameters. In most cases, soil is not vertically homogeneous. Therefore, accurate estimation of soil model parameters is necessary for a reliable grounding grid design. In this study, the two-layer soil model defined in IEEE Std. 81-2012 is utilized to estimate the apparent soil resistivity of the three-layer soil model, and its parameters are determined through an original approach with minimal error, without the need for expensive commercial software. For this purpose, two distinct models, referred to as Gürsu-3L Models, which are based on IEEE Std. 81-2012 and have not been previously reported in the literature, are proposed. Three-layer soil model parameters are estimated via Genetic Algorithm. The results are compared both with each other and with literature. In the Gürsu-3L models, the three-layer soil model is approximated using the two-layer soil model presented in IEEE Std. 81-2012.

Keywords: *Soil resistivity, Three-layer soil model, Apparent soil resistivity of the two-layer soil model, Grounding grid, Genetic Algorithm.*

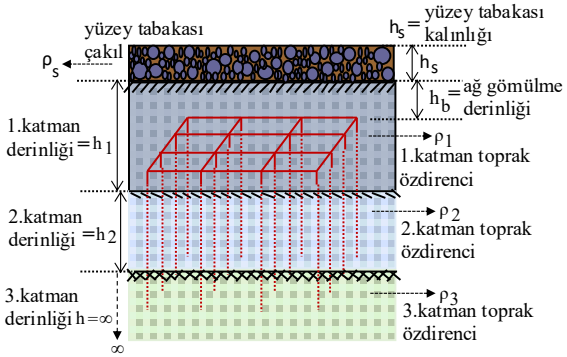
1. Giriş

Özelllikle kaynağa yakın olması nedeniyle, tüketicilerden uzakta kurulan elektrik üretim santrallerinde generatör çıkış gerilimi çok yüksek değildir (örneğin 14.4 kV). Bu gerilimin uzaklara, tüketicilere yakın yerlere güç kaybı olmadan uygun kesitli iletkenlerle iletimi için öncelikle bu gerilim yükseltilir. Güç transformatörü yardımıyla yüksek gerilime (örneğin 14.4 kV'tan 380 kV'a) çevrilen elektrik enerjisi, enerji iletim hatlarıyla tüketim noktalarına doğru taşınır. Elektriğin tüketicilere ulaştırılması için, bu yüksek gerilimin düşürülmesi gerekir (örneğin 380 kV'tan 154 kV'a, 154 kV'tan 34.5 kV'a). Gerilimin güç transformatörleri yardımıyla düşürüldüğü bu yerler trafo merkezleridir. Trafo merkezleri, elektrik enerjisini üreten kaynaklar ile tüketici kaynakları arasındaki güç iletim zincirinin önemli bir halkasını oluşturur. Bir veya daha fazla yüksek gerilimli enerji iletim hatlarından elektrik enerjisinin alınarak, güç transformatörü aracılığıyla orta gerilime dönüştürülüp, enerjinin dağıtım sistemine verildiği yerler trafo merkezleridir [1]. Bir trafo merkezinde, her bir bileşenin kendine göre çok büyük önemi vardır. Bu önemli bileşenlerden biri de trafo

merkezinin topraklama sistemi olan topraklama ağlarıdır. Örneğin, bir faz-toprak kısa devre arızası ya da yıldırım düşmesi durumunda; tehlikeli potansiyel farkların oluşmasının engellenmesi, dokunma ve adım gerilimlerinin izin verilebilir seviyede tutulması, aşırı gerilimlere karşı güç sistemi teçhizatlarının korunması, farklı noktalarda oluşabilecek toprak potansiyel farklarının dengelenmesi, ölçü ve scada sistemlerinin kararlı ve doğru çalışması, röle selektivitesinin sağlanması, yönlü rölelerin doğru çalışması, yıldırım gibi geçici ani olayların hızlıca sönümlenmesi vs. gibi insan güvenliği, güç teçhizatı emniyeti ve nihayetinde iletim sisteminin bütününe etki edecek şekilde, topraklama ağları çok önemli işlevleri yerine getirir. Topraklama ağı, trafo merkezi inşa edilecek yerin, toprak özgül direnci ölçümleri, bu ölçümlere göre uygun toprak modelinin ve parametrelerinin belirlenmesi ve güvenlik kriterlerine (adım, dokunma, GPR) göre (maliyet analiziyle birlikte de olabilir) tasarlanarak, toprak altına gömülen ve birbirine bağlı olan çıplak topraklama iletkenleri (genellikle bakır) ve topraklama çubuklarından oluşur. Toprak özgül direnci ölçümleri, toprağın yapısını (yatayına, dikeyine) gösterir. Hangi toprak modeline göre, topraklama ağının tasarlanacağını da işaret edebilir. Emniyetli tasarım, toprak modellerine göre, emniyet şartlarını sağlayandır. Uniform toprak modeli toprak özgül direnci, toprak özgül direnci ölçümlerinin aritmetik ortalamasıdır. İki katmanlı toprak modeli parametreleri [2]' de bulunmuştu. Bu çalışmada, üç katmanlı toprak modeli parametreleri, [3]'e dayalı olarak, ulusal ve uluslararası literatürde rastlanmayan modellerle, özgün olarak tahmin edilmiştir. Genetik Algoritma kullanılmış, MATLAB R2018a'da kodlanmıştır. Gürsu-3L modellerinde, [4]'teki çalışmadan esinlenilmiştir. Bu 2 modele göre belirlenen 3 katmanlı toprak modeli parametreleri birbirleriyle ve [5] ile karşılaştırılmıştır.

2. Üç Katmanlı Toprak Modeli

Şekil 1'de görüldüğü gibi 3 katmanlı toprak modelinde, toprağın dikeyine 3 katmandan oluştuğu varsayılmıştır. Toprak özgül direnci ölçümleri, toprağın 3 katmandan oluştuğunu işaret edebilir. Katmanlar arasındaki özdirenç değişiklikleri barizdir.

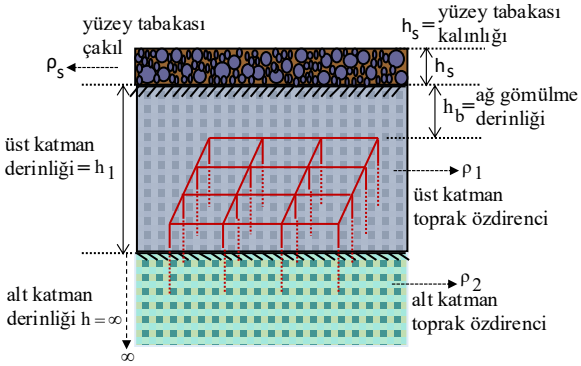


Şekil 1. Üç katmanlı toprak modeli

3 katmanlı toprak modelinde tahmin edilecek parametreler, 1.katman toprak özdirenci (ρ_1), 1.katman derinliği (h_1), 2.katman toprak özdirenci (ρ_2), 2.katman derinliği (h_2) ve 3.katman toprak özdirenci (ρ_3)'dir. En alttaki katmanın derinliği sonsuz kabul edilir.

3. İki Katmanlı Toprak Modeli Görünür Toprak Özdirenci

Şekil 2'de görüldüğü gibi, 2 katmanlı toprak modelinde, toprak dikeyine 2 katmandan oluşur ve katmanların toprak özdirençleri birbirinden belirgin farklıdır. Alt katman sonsuz derinliktedir.



Şekil 2. İki katmanlı toprak modeli

2 katmanlı toprak modelinde, görünür toprak özgül direnci (1) denklemindeki gibi hesaplanabilir [3].

$$\rho_a = \rho_1 \cdot \left[1 + 4 \cdot \sum_{n=1}^{\infty} \frac{k^n}{\sqrt{1+\left\{\frac{2 \cdot n \cdot h_1}{a}\right\}^2}} - \frac{k^n}{\sqrt{4+\left\{\frac{2 \cdot n \cdot h_1}{a}\right\}^2}}\right] \quad (1)$$

$$k = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1} \quad (2)$$

(1) ve (2) denklemlerinde;
ρ_1 üst katman toprak özgül direnci (Ωm), ρ_2 alt katman toprak özgül direnci (Ωm), h_1 üst katman toprak derinliği (m), a toprak özgül direnci ölçümlerinde elektrotlar arası mesafeleri (m) göstermektedir. (1) denklemi çözülerek 2 katmanlı toprak modeli parametreleri bulunur [2].

4. Üç Katmanlı Toprak Modeli Parametrelerinin Tahmini

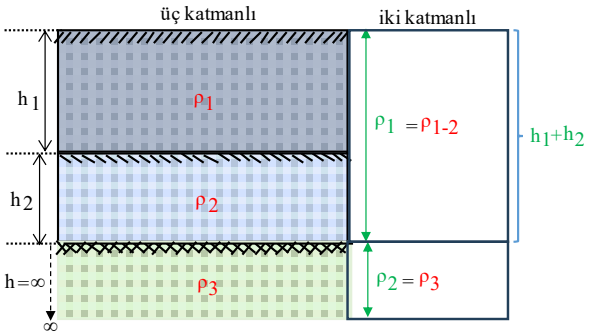
3 katmanlı toprak modeli parametrelerinin GA ile tahmininde 2 farklı model (Gürsu-3L modelleri olarak adlandırılmıştır) kullanılmıştır. Bu modellerin temeli, 2 katmanlı toprak modeli ve bu modelin görünür toprak özdirenci hesabı olan (1) denklemidir. 3 katmanlı toprak modeli, 2 katmanlı toprak modeline benzetilmiştir.

4.1. Gürsu-3L Model-1

Şekil 3'te 3 katmanlı toprak modelinin parametrelerini tahmin etmek için kullanılan Gürsu-3L Model-1 gösterilmiştir. Bu modelde, toprak özdirenci ölçümlerine dayalı olarak, 3 katmanlı toprak modelinin, önce, 1. ve 2.katmanları 2 katmanlı toprak modelindeki gibi ele alınarak (1) denklemi çözülür. Bulunan ρ_a (şekilde ρ_{1-2}) ve 3.katmanın toprak özdirenci (ρ_3) tekrar iki katmanlı toprak modelindeki gibi ele alınarak çözülür. Bu son çözüm için (1) denkleminde,

$\rho_1 = \rho_{1-2}$ $\quad \rho_2 = \rho_3$ $\quad h_1 = h_1 + h_2$ alınır.

3 katmanlı toprak modeli parametrelerini bulmak için önerilen Gürsu-3L Model-1'de, 1. ve 2.katmanların 2 katmanlı toprak modeline benzetilerek çözümünde kullanılan denklemler (1) ve (2) ile aynıdır.



Şekil 3. 3 katmanlı toprak modelinin 2 katmanlı toprak modeline benzetimi (Gürsu-3L Model-1)

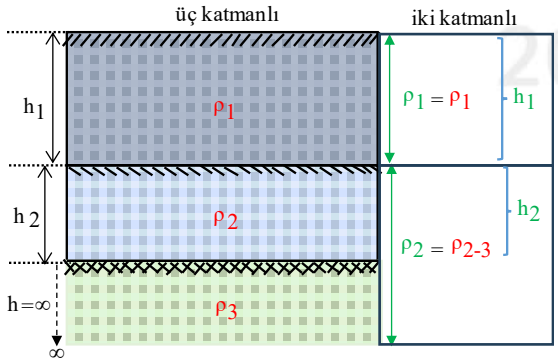
1. ve 2.katmanların 2 katmanlı toprak modeline benzetilerek çözümünden elde edilen görünür toprak özdirenci ve 3.katmanın toprak özdirencinin 2 katmanlı toprak modeline benzetilerek çözümünde kullanılan denklemler (3) ve (4)'teki gibidir.

$$\rho_a = \rho_{1-2} \cdot \left[1 + 4 \cdot \sum_{n=1}^{\infty} \frac{k^n}{\sqrt{1+\left\{\frac{2 \cdot n \cdot (h_1+h_2)}{a}\right\}^2}} - \frac{k^n}{\sqrt{4+\left\{\frac{2 \cdot n \cdot (h_1+h_2)}{a}\right\}^2}}\right] \quad (3)$$

$$k = \frac{\rho_3 - \rho_{1-2}}{\rho_3 + \rho_{1-2}} \quad (4)$$

4.2. Gürsu-3L Model-2

Şekil 4'te 3 katmanlı toprak modelinin parametrelerini tahmin etmek için kullanılan Gürsu-3L Model-2 gösterilmiştir. Bu modelde, toprak özdirenci ölçümlerine dayalı olarak, 3 katmanlı toprak modelinin, önce, 2. ve 3.katmanları 2 katmanlı toprak modelindeki gibi ele alınarak (1) denklemi çözülür. (1) denkleminde, ρ_1=ρ_2 ρ_2=ρ_3 $h_1 = h_2$ alınır. Bulunan ρ_a (şekilde ρ_{2-3}) ve 1.katmanın toprak özdirenci (ρ_1) tekrar iki katmanlı toprak modelindeki gibi ele alınarak çözülür. Bu son çözüm için (1) denkleminde, ρ_1=ρ_1 ρ_2=ρ_{2-3} $h_1 = h_1$ alınır.



Şekil 4. 3 katmanlı toprak modelinin 2 katmanlı toprak modeline benzetimi (Gürsu-3L Model-2)

3 katmanlı toprak modeli parametrelerini bulmak için önerilen Gürsu-3L Model 2'de, 2. ve 3.katmanların 2 katmanlı toprak modeline benzetilerek çözümünde kullanılan denklemler (5) ve (6)'da gösterilmiştir.

$$\rho_{2-3} = \rho_2 \cdot \left[1 + 4 \cdot \sum_{n=1}^{\infty} \frac{k^n}{\sqrt{1+\left\{\frac{2 \cdot n \cdot h_2}{a}\right\}^2}} - \frac{k^n}{\sqrt{4+\left\{\frac{2 \cdot n \cdot h_2}{a}\right\}^2}}\right] \quad (5)$$

$$k = \frac{\rho_3 - \rho_2}{\rho_3 + \rho_2} \quad (6)$$

3 katmanlı toprak modeli parametrelerini bulmak için önerilen Gürsu-3L Model 2'de, 2. ve 3.katmanların 2 katmanlı toprak modeline benzetilerek çözümünden elde edilen görünür toprak özdirenci ve 1.katmanın toprak özdirencinin 2 katmanlı toprak modeline benzetilerek çözümünde kullanılan denklemler (7) ve (8)'deki gibidir.

$$\rho_a = \rho_1 \cdot \left[1 + 4 \cdot \sum_{n=1}^{\infty} \frac{k^n}{\sqrt{1+\left\{\frac{2 \cdot n \cdot h_1}{a}\right\}^2}} - \frac{k^n}{\sqrt{4+\left\{\frac{2 \cdot n \cdot h_1}{a}\right\}^2}}\right] \quad (7)$$

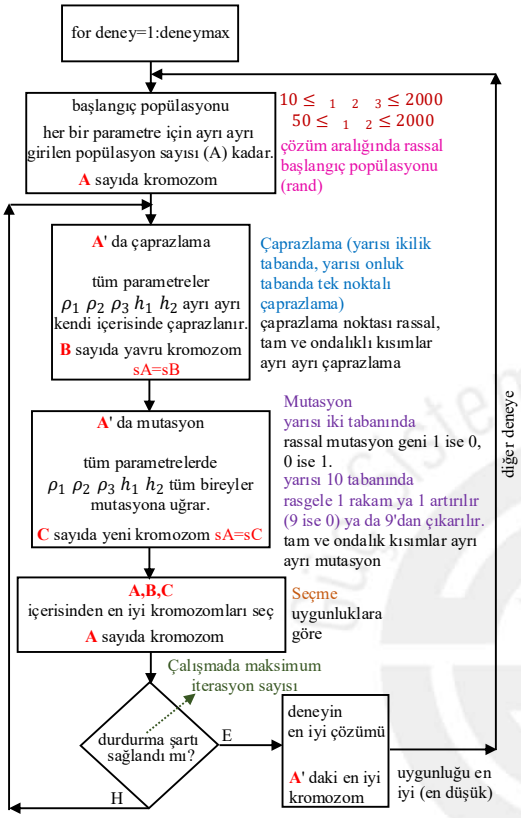
$$k = \frac{\rho_{2-3} - \rho_1}{\rho_{2-3} + \rho_1} \quad (8)$$

5. Genetik Algoritma

Uygunluk değerine göre daha iyi olanların yaşamasına ve üremesine devam ettiği, cılızların yaşama şansının olmadığı doğadan esinlenerek ortaya çıkmış, özellikle optimizasyon problemlerinde popüler olan Genetik Algoritmanın akış şeması [6,7] çalışmaya özgü gösterimle Şekil 5'te verilmiştir. 3 katmanlı toprak modeli parametrelerinin belirlenmesi için kullanılan 2 katmanlı toprak modeline benzetim denklemleri irrasyonel ifadeler içermekte, sonsuza kadar gidebilen (bu çalışmada 100 alınmıştır) terimler ihtiva etmekte, 2'si sonsuza kadar genişletilebilecek ($\sum$denklemleri) 4 nonlineer denklemle 5 değişken çözümü beklenmekte ve her bir değişkenin kendi sınırlayıcıları olduğundan bu denklemlerin analitik yönden çözümü neredeyse imkansızdır. Sayısal çözüm yöntemleri de başlangıç değerlerine ve bu değerlerin çok iyi seçilmesine bağlıdır [2]. Doğadaki canlıların davranışlarından, evrimsel süreçlerden veya biyolojik ve doğal süreçlerden ilham alınarak geliştirilmiş biyolojik esinli algoritmalar, karmaşık, doğrusal olmayan, yüksek boyutlu optimizasyon problemlerini çözmek için evrim, sürü davranışı, yiyecek arama, hayatta kalma, bağışıklık gibi doğal süreçleri taklit eder. Bu algoritmalar doğası gereği stokastik ve popülasyon tabanlı olup, geniş ve karmaşık arama alanlarında en iyi çözümü arar. Biyolojik esinli algoritmaların kökeni Genetik Algoritmadır (GA). Daha sonra, Diferansiyel Evrim Algoritması (DEA), Karınca Kolonisi Optimizasyonu (ACO), Parçacık Sürüsü Optimizasyonu (PSO), Bakteriyel Beslenme Optimizasyonu, Yapay Arı Kolonisi (ABC), Guguk Kuşu Arama, Yarasa Algoritması, Gri Kurt Optimizasyonu (GWO), Balina Optimizasyon Algoritması (WOA), Yusufçuk Algoritması gibi yöntemler, giderek daha spesifik biyolojik analojiler sunmuştur. Aslında, bu yeni yöntemlerin çoğunun gerçek anlamda çok az yenilik sunduğu analiz edilmiştir. Genellikle GA, PSO, ACO veya DEA'daki mevcut operatörleri, benzetimlerle yeniden düzenleyerek formüle edildikleri ortaya konulmuştur. Son zamanlarda, yeni algoritmalar önermek yerine, GA, PSO, ABC, WOA, GWO gibi teknikleri birleştirerek hibrit modellerin kullanımı da yaygınlaşmaktadır [8]. Bu çalışmada kullanılan, biyolojik esinli algoritmaların atası GA, başlangıç değerlerine bağlı olmadan bu denklemlerinin optimum çözümü için idealdir. Başlangıç popülasyonunda her bir

kromozom kendi çözüm aralığında rasgele üretilir. (bu çalışmada; $10 \leq \rho_1 \ \ \rho_2 \ \ \rho_3 \leq 2000$ Ωm, $50 \leq h_1 \ \ h_2 \leq 2000$ cm) GA'da uygunluk fonksiyonu denklem (9)'daki gibi alınmıştır [2,3].

$$F_{uygunluk} = \sum_{i=1}^{\text{ölçüm sayısı}} \left\{ \frac{\rho_{\text{ölçülen}} - \rho_{a_{hesaplanan}}}{\rho_{\text{ölçülen}}} \right\}^2 \quad (9)$$



Şekil 5. Genetik Algoritma akış şeması

6. Üç Katmanlı Toprak Modeli Parametrelerinin Bulunması Uygulamaları

Tablo 1'de 2 farklı trafo merkezi için yapılan toprak özgül direnci ölçümleri gösterilmiştir. Bu ölçüm değerlerine göre, 3 katmanlı toprak modeli parametreleri GA ile bulunacaktır. Çalışma, Intel Core i5-1035G1CPU (1.00 GHz) işlemciye ve 8 GB RAM belleğe sahip bir bilgisayarda, Windows 10 Home (64 bit) işletim sistemi altında, MATLAB R2018a' da kodlanmıştır.

Tablo 1. Toprak özgül direnci ölçümleri

Ölçüm 1 [5]		Ölçüm 2 [5]	
a (m)	$\rho_{\text{ölçülen}}$ (Ωm)	a (m)	$\rho_{\text{ölçülen}}$ (Ωm)
1	138	1	214
3	79	3	256
6	71	5	273
8	67	10	307
10	80	15	284
15	88	20	250
20	99	30	225
40	151	50	210
60	170	80	186

Tablo 1'deki ölçümlere göre, Tablo 2'deki GA parametreleri girilerek, üç katmanlı toprak modeli parametreleri Gürsu-3L Model-1 ile bulunmuştur.

Tablo 2. GA giriş parametreleri ve Gürsu-3L Model-1 optimizasyon sonuçları ($\rho_1, \rho_2, \rho_3, h_1, h_2, F_{\text{eniyi uygunluk}}$)

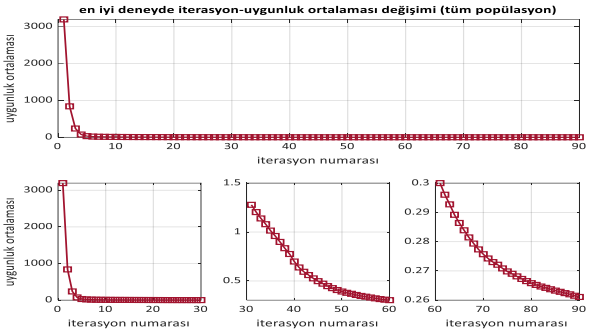
GA Giriş Parametreleri		GA Çıkış Parametreleri	Ölçüm 1'e göre	Ölçüm 2'ye göre
popülasyon sayısı	90	ρ_1 (Ωm)	195.1416	189.117
maksimum iterasyon sayısı	90	ρ_2 (Ωm)	45.3596	623.0959
deney sayısı	30	ρ_3 (Ωm)	320.0409	189.0066
çaprazlama oranı	1	h_1 (cm)	146.1707	557.634
birey mutasyon oranı	1	h_2 (cm)	1976.6693	536.1191
gen mutasyon oranı	tam:1/11 ondalık: 1/14	$F_{\text{eniyi uygunluk}}$	0.0120641	0.0064153
		en iyi deney	18	21
		Her bir deneyin en iyilerinin uygunluk ortalaması	0.0138362	0.0065727
		(9)'daki uygunluk fonksiyonunu kullanarak en iyi sonucun [5]'teki uygunluk fonksiyonu karşılığı ve [5]'teki en iyi uygunluk değeri	Bu çalışmada: 0.2729237 [5]'te: 0.3652	Bu çalışmada: 0.194414 [5]'te: 0.2662

Tablo 1'deki ölçümlere göre, Tablo 3'teki GA parametreleri girilerek, üç katmanlı toprak modeli parametreleri Gürsu-3L Model-2 ile bulunmuştur.

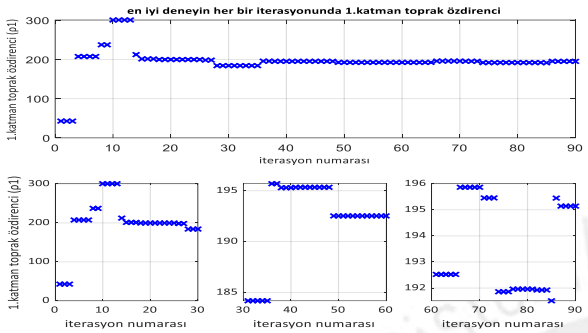
Tablo 3. GA giriş parametreleri ve Gürsu-3L Model-2 optimizasyon sonuçları ($\rho_1, \rho_2, \rho_3, h_1, h_2, F_{\text{eniyi uygunluk}}$)

GA Giriş Parametreleri		GA Çıkış Parametreleri	Ölçüm 1'e göre	Ölçüm 2'ye göre
popülasyon sayısı	90	ρ_1 (Ωm)	165.1797	210.7855
maksimum iterasyon sayısı	90	ρ_2 (Ωm)	64.0965	351.9661
deney sayısı	30	ρ_3 (Ωm)	249.4966	186.9815
çaprazlama oranı	1	h_1 (cm)	94.5819	206.2074
birey mutasyon oranı	1	h_2 (cm)	1262.2844	1098.082
gen mutasyon oranı	tam:1/11 ondalık: 1/14	$F_{\text{eniyi uygunluk}}$	0.010873	0.0062168
		en iyi deney	9	23
		Her bir deneyin en iyilerinin uygunluk ortalaması	0.0418397	0.0087123
		(9)'daki uygunluk fonksiyonunu kullanarak en iyi sonucun [5]'teki uygunluk fonksiyonu karşılığı ve [5]'teki en iyi uygunluk değeri	Bu çalışmada: 0.2406282 [5]'te: 0.3652	Bu çalışmada: 0.200602 [5]'te: 0.2662

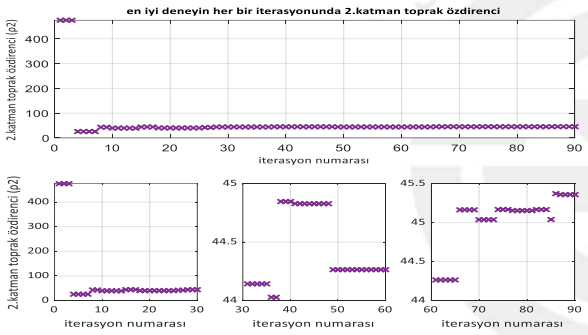
Şekil 6'da, örnek olarak Ölçüm-1'e göre Gürsu-3L Model-1 için GA optimizasyon sonuçları gösterilmiştir.



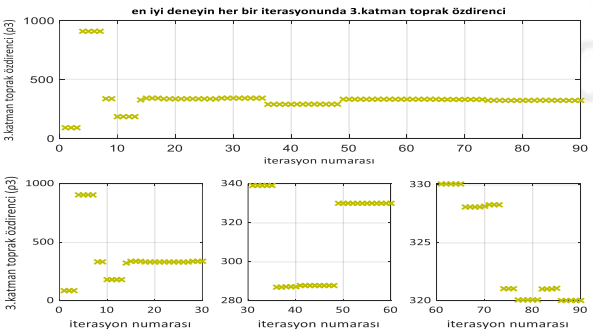
(a)



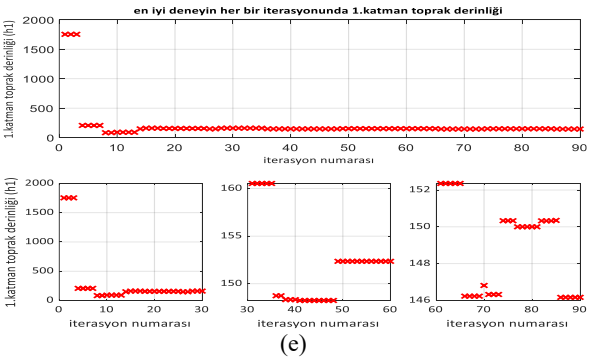
(b)



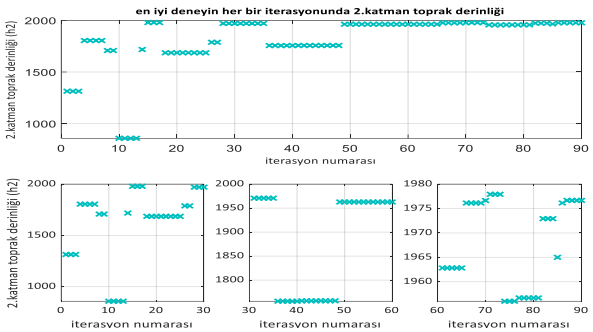
(c)



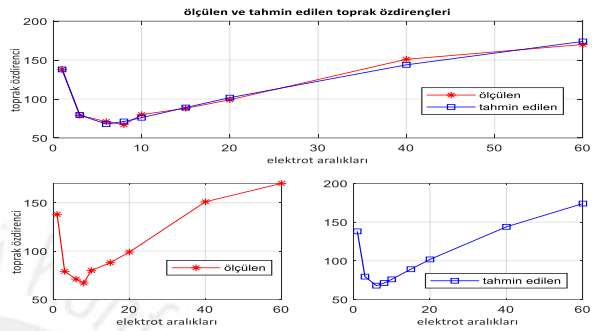
(d)



(e)



(f)

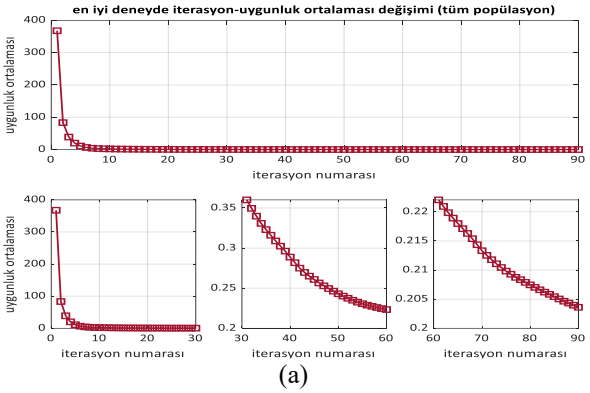


(g)

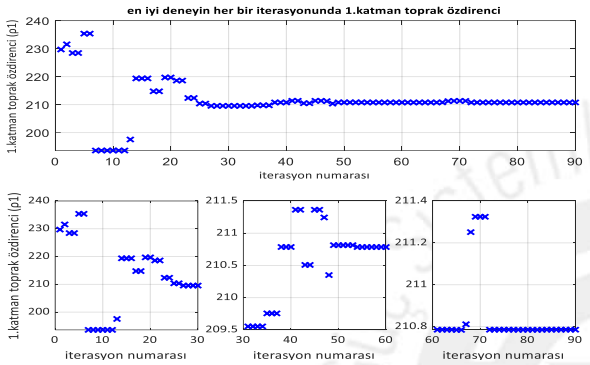
Şekil 6. Ölçüm 1'e göre üç katmanlı toprak modeli parametrelerinin GA kullanarak Gürsu-3L Model-1 ile tahmini; en iyi deneyde; (a) iterasyon-uygunluk ortalaması, (b) iterasyon-ρ_1, (c) iterasyon-ρ_2, (d) iterasyon-ρ_3, (e) iterasyon-h_1, (f) iterasyon-h_2 değişimleri, (g) tahmin edilen parametrelere tekabül eden özdirenç değerleri

Şekil 6, Gürsu-3L model-1 ile, ölçüm-1'e dayalı olarak, 3 katmanlı toprak modeli parametrelerinin tahminine aittir. Şekil 6 (a)'da görüldüğü gibi, amaca uygun şekilde iterasyon arttıkça uygunluk düşmektedir. En iyi deneyde, her iterasyondaki, en iyi popülasyonun uygunluk ortalaması gösterilmiştir. Şekil 6 (b), (c), (d), en iyi deneyde, her bir iterasyondaki, en iyi kromozomun, sırasıyla ρ_1, ρ_2, ρ_3 katman özdirenç değerlerini gösterir. Şekil 6 (e) ve (f) en iyi deneyde, her bir iterasyondaki, en iyi kromozomun, sırasıyla h_1, h_2 katman kalınlıklarını (cm) gösterir. Bu şekillerin hepsinde, iterasyon arttıkça ilgili değerin değişmiyormuş gibi görüntüsü, her şeklin altına aynı şekil 3 parçaya (iterasyon bölgesi) ayrılarak detaylı çizdirilmiş, aslında iterasyon arttıkça ilgili değerin değiştiği gösterilmiştir. Şekil 6 (g), sadece özdirenç ölçümleriyle tahmin edilen en iyi ρ_1, ρ_2, ρ_3, h_1, h_2 parametrelerine tekabül eden hesaplanan özdirenç değerlerini göstermektedir. Bu değerlerin, gerçekte (sahada) ölçülen değerlere oldukça yakın olması, parametre tahmininin doğru ve güvenilir olduğunu göstermektedir. Başarı oranları, ölçüm-1 model-1 için %96.97, ölçüm-1 model-2 için %97.37, ölçüm-2 model-1 için %97.84, ölçüm-2 model-2 için %97.77'dir. 3 katmanlı toprak modeli parametrelerinin tahmininde kullanılan Gürsu-3L model-1 ve Gürsu-3L model-2 denklemleriyle elde edilen toprak özgül direnci değerleri, gerçekte ölçülen değerlere çok yüksek başarı ortalaması oranıyla (≈%97) yaklaşmıştır.

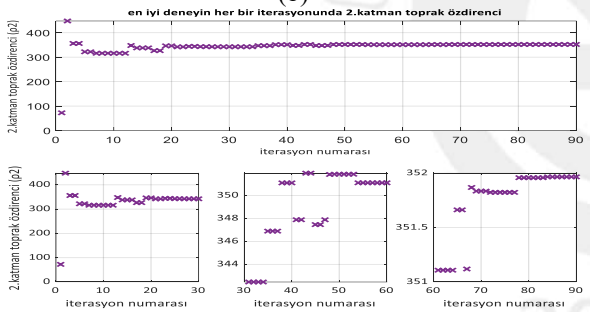
Şekil 7'de, örnek olarak Ölçüm-2'ye göre Model-2 için GA optimizasyon sonuçları gösterilmiştir.



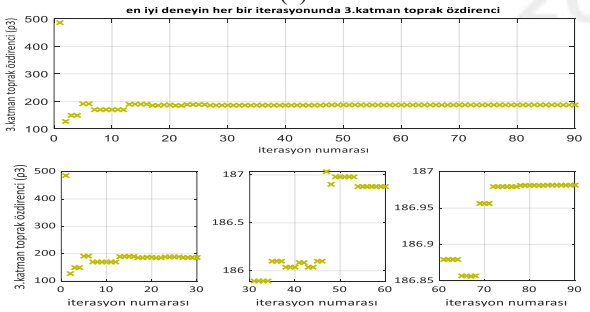
(a)



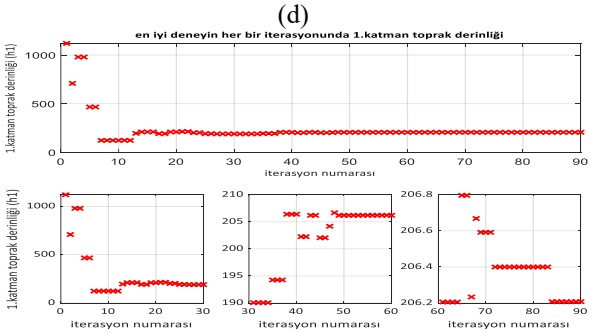
(b)



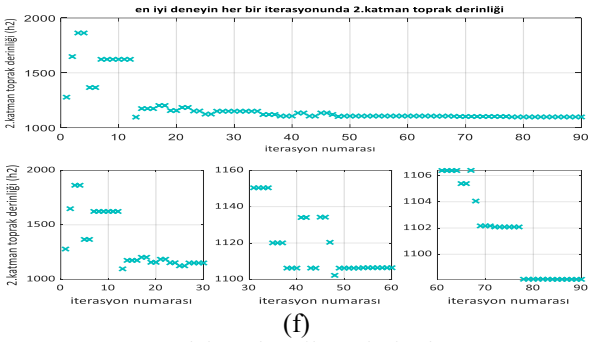
(c)



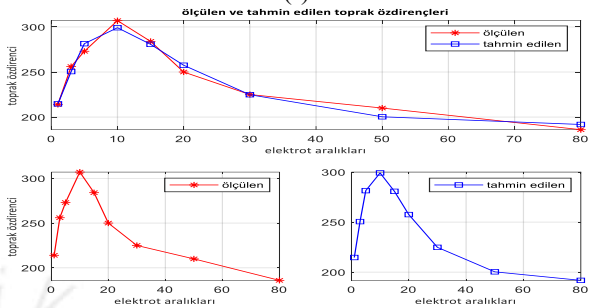
(d)



(e)



(f)



(g)

Şekil 7. Ölçüm 2'ye göre üç katmanlı toprak modeli parametrelerinin GA kullanarak Gürsu-3L Model-2 ile tahmini; en iyi deneyde; (a) iterasyon-uygunluk ortalaması, (b) iterasyon-ρ_1, (c) iterasyon-ρ_2, (d) iterasyon-ρ_3, (e) iterasyon-h_1, (f) iterasyon-h_2 değişimleri, (g) tahmin edilen parametrelere tekabül eden özdirenç değerleri

Şekil 7, Gürsu-3L model-2 ile, ölçüm-2'ye dayalı olarak, 3 katmanlı toprak modeli parametrelerinin tahminine aittir. Şekil 7 (a)'da görüldüğü gibi, amaca uygun şekilde Gürsu-3L model-2'de de iterasyon arttıkça uygunluk düşmektedir. En iyi deneyde, her iterasyondaki, en iyi popülasyonun uygunluk ortalaması gösterilmiştir. Şekil 7 (b), (c), (d), en iyi deneyde, her bir iterasyondaki, en iyi kromozomun, sırasıyla ρ_1, ρ_2, ρ_3 katman özdirenç değerlerini gösterir. Şekil 7 (e) ve (f) en iyi deneyde, her bir iterasyondaki, en iyi kromozomun, sırasıyla h_1, h_2 katman kalınlıklarını (cm) gösterir. Şekil 7 (g), sadece saha özdirenç ölçüm verileriyle tahmin edilen en iyi ρ_1, ρ_2, ρ_3, h_1, h_2 parametrelerine tekabül eden özdirenç değerlerini göstermektedir. Tablo 4'te gösterildiği gibi, her 2 modelde de tahmin edilen 3 katmanlı toprak modeli parametreleri, ölçüm değerlerine çok yakın özdirenç değerlerine ulaşmıştır.

Tablo 4. Ölçülen ve Gürsu-3L modelleriyle tahmin edilen parametrelere tekabül eden özdirençler

Ölçüm 1			Ölçüm 2		
$\rho_{ölçülen}$ (Ωm)	$\rho_{hesaplanan}$ model-1(Ωm)	$\rho_{hesaplanan}$ model-2(Ωm)	$\rho_{ölçülen}$ (Ωm)	$\rho_{hesaplanan}$ model-1(Ωm)	$\rho_{hesaplanan}$ model-2(Ωm)
138	137.988	137.820	214	213.735	214.626
79	79.500	78.811	256	253.735	250.510
71	67.845	69.679	273	280.125	281.460
67	71.156	71.438	307	297.799	299.153
80	75.968	74.969	284	281.222	280.757
88	89.031	87.360	250	258.316	257.515
99	101.739	101.190	225	224.573	224.791
151	143.875	146.146	210	199.929	200.300
170	173.921	174.087	186	192.578	191.783

Önerilen her iki modelde de amaçlandığı gibi, çok düşük uygunluk değerlerine ulaşılmıştır (ölçüm 1/Gürsu-3L model-1 için 0.0120641, ölçüm 1/Gürsu-3L model-2 için 0.010873, ölçüm 2/Gürsu-3L model-1 için 0.0064153, ölçüm 2/Gürsu-3L model-2 için 0.0062168).
Tablo 5, her iki ölçüm için Gürsu-3L modelleri, literatürde [5] ve CDEGS programına göre elde edilen 3 katmanlı toprak modeli parametrelerini göstermektedir.

Tablo 5. Yöntemlere göre 3 katmanlı toprak modeli parametrelerinin karşılaştırılması

Ölçüm	Yöntem	ρ_1 (Ωm)	ρ_2 (Ωm)	ρ_3 (Ωm)	h_1 (m)	h_2 (m)
Ölçüm-1	model-1(Ωm)	195.14	45.36	320.04	1.46	19.76
	model-2(Ωm)	165.18	64.09	249.49	0.94	12.62
	[5]	164.5	71.6	203.7	1.2	10.6
	CDEGS	160.21	62.19	234.58	1.04	11.04
Ölçüm-2	model-1(Ωm)	189.12	623.09	189	5.57	5.36
	model-2(Ωm)	210.78	351.96	186.98	2.06	10.98
	[5]	196.9	351.7	185.2	1.7	8.4
	CDEGS	208.23	348.95	185.56	1.86	9.02

Tablo 5'te görüldüğü gibi Gürsu-3L model-2, [5] ve CDEGS sonuçları birbirine çok yakındır. Gürsu-3L model-1 sonuçlarının bunlardan farklı olması, yapılan benzetimin farklı olmasından (model-1'de önce üst 2 katman (1,2) sonra en alt katman (3), model-2'de önce alt 2 katman (2,3) sonra en üst katman (1)) kaynaklanmaktadır. Ölçülen veriler ve Gürsu-3L model-1 ile hesaplanan özgül dirençler, birbirine oldukça yakındır, yani ölçüme karşılık gelen görünür direnç profilini çok iyi temsil etmektedir (Gürsu-3L model-2'deki gibi). CDEGS, [5] ya da bu çalışmada kullanılan Gürsu-3L modellerinin hepsi yaklaşımlar ve farklı algoritmalar ile 3 katmanlı toprak modeli parametrelerini tahmin etmektedir (3 katmanlı toprak modelinin kendisi de zaten bir varsayımdır). Sonuçlar, farklı modellerin (farklı özdirenç ve kalınlık kombinasyonları) ölçülen veriye aynı derecede iyi uyum sağlayabildiğini göstermiştir. Bu çalışmada 3 katmanlı toprak modeli parametrelerinin tahmini için önerdiğim, IEEE'ye dayalı Gürsu-3L model-2, CDEGS ve [5] ile neredeyse tam uyumludur. Yine IEEE'ye dayalı olarak önerdiğim Gürsu-3L model-1 de saha özdirenç ölçümlerini çok iyi (%96.97, %97.84) temsil ettiği için, 3 katmanlı toprak modeliyle, güvenilir topraklama ağı tasarımlarında (toprak modeli seçiminin ve toprak modeline göre parametrelerinin belirlenmesinin asıl amacı) göz önüne alınmalıdır. Ayrıca, parametre tahmini için, aynı program aynı ölçüm verileriyle, kendi içerisinde deney sayısı (çalışmada 30) kadar çalıştırıldıktan sonra en iyi sonuçlar alındığından Gürsu-3L modelleri güvenilirdir.

7. Sonuçlar

Yüksek gerilimli trafo merkezlerinin topraklama ağlarının emniyetli tasarımı için, toprak özgül direnci ölçümlerine göre, uygun toprak modelinin kullanılması ve bu modele göre parametrelerinin doğru bir şekilde belirlenmesi çok önemlidir. Bu amaçla, bu çalışmada 3 katmanlı toprak modeli parametrelerinin tahmini için IEEE Std.81-2012'ye dayalı bir yaklaşım ve yeni modeller (Gürsu-3L) önerilmiştir. Bu yaklaşımda, üç katmanlı toprak modeli, iki katmanlı toprak modeline benzetilmiştir. 2 model önerilmiştir. Gürsu-3L Model-1'de önce 1. ve 2.katmanlar iki katmanlı toprak modeli gibi düşünülerek görünür toprak özdirenci bulunur. Sonra, bu iki katmanın görünür toprak özdirenci, üst katman toprak özdirenci varsayılarak, üçüncü katmanla (en alt katman) yine iki katmanlı toprak modeli gibi ele alınır. Gürsu-3L Model-2'de önce 2. ve 3.katmanlar iki katmanlı toprak modeli gibi düşünülerek görünür toprak özdirenci bulunur. Sonra bu iki katmanın görünür toprak özdirenci, alt katman toprak özdirenci varsayılarak, 1.katmanla (en üst katman) yine iki katmanlı toprak modeli gibi ele alınır.Model-2'de Model 1'e göre daha düşük (daha iyi) uygunluk değerlerine ulaşılmıştır. Çalışmada kullanılan her iki model de literatürdeki ([5]) yöntemden daha iyi uygunluk değerine ulaşmıştır (en iyi uygunluk değerini sağlayan parametreler [5]'teki uygunluk fonksiyonuna uygulanmıştır). CDEGS, [5] ve Gürsu-3L model-2 sonuçları birbiriyle tam uyumludur. Gürsu-3L model-1, saha özdirenç ölçümlerini Gürsu-3L model-2 gibi çok iyi temsil ettiği için, 3 katmanlı toprak modeline göre, emniyetli topraklama ağı tasarımlarında değerlendirilmelidir. Gürsu-3L modelleri için, daha çok özdirenç ölçüm verisiyle parametre duyarlılık analizi ve bu modellere göre topraklama ağı tasarımları da yapılacaktır.

8. Kaynaklar

[1] Gürsu, B., "Sezgisel Algoritmalar Kullanarak Transformatör Merkezlerinde Topraklama Ağlarının Tasarımı", Fırat Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Doktora Tezi, Elazığ, 2009.

[2] Gürsu, B. ve Gürsu, A.B., "Topraklama Ağı Tasarımı İçin Toprak Özgül Direnci Ölçümlerinden İki Katmanlı Toprak Modeli Parametrelerinin Blum Blum Shub Dizili Genetik Algoritmalar İle Bulunması", *Eleco 2024, Elektrik-Elektronik ve Biyomedikal Mühendisliği Konferansı*, Bursa, 2024.

[3] IEEE Std 81-2012 (Revision of IEEE Std 81-1983), "IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System", 2012.

[4] Gouda O.E., El-Saied T., Salem W.A.A., Khater A.M.A., "Evaluations of the apparent soil resistivity and the reflection factor effects on the grounding grid performance in three-layer soils", *IET Science, Measurement & Technology*, Vol. 13, Iss. 4, pp. 572-581, 2019.

[5] Gonos I.F., "Estimation of Multilayer Soil Parameters Using Genetic Algorithms", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 20, No. 1, January 2005.

[6] Taha Z.Y., Abdullah A.A., Rashid T.A., "Optimizing Feature Selection with Genetic Algorithms: A Review of Methods and Applications", *Knowledge and Information Systems*, 2025.

[7] Katoch S., Chauhan S.S., Kumar V., "A review on genetic algorithm: past, present, and future", *Multimedia Tools and Applications* 80:8091–8126, 2021.

[8] Somvanshi S., Islam M., Javed S.A., Chhetri G., Islam K.S., Chowdhury T.I., Polock S.B.B., Dutta A., Das S., "A Review on Influx of Bio-Inspired Algorithms: Critique and Improvement Needs", *J. ACM*, Vol. 37, No. 4, 2025.

OG Dağıtım Şebekelerinde Online Kısmi Deşarj Tespiti ve Konumu için Cihaz Geliştirilmesi

Development of a Device for Online Partial Discharge Detection and Localization in Medium Voltage Distribution Networks

Mert Bekir Atsever[1], Serhan Yarkan[2], Mehmet Hakan Hocaoğlu[3,4]

[1]Milli Savunma Üniversitesi, Deniz Harp Okulu Dekanlığı, Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü, İstanbul, TÜRKİYE
mertbekir.atsever@msu.edu.tr

[2]Fenerbahçe Üniversitesi, Bilgisayar Mühendisliği Bölümü, İstanbul, TÜRKİYE
serhan.yarkan@fbu.edu.tr

[3]İstanbul Ticaret Üniversitesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü, İstanbul, TÜRKİYE
mhhocaoglu@ticaret.edu.tr

[4]Ahmed Yesevi Üniversitesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü, Türkistan, KAZAKİSTAN
mehmethakan.hocaoglu@ayu.edu.kz

Özet

Enerji kesintisi olmadan kablo şebekelerinde kısmi deşarjların ölçülmesi son zamanların ilgi çekici araştırma konularından biridir. Bu çalışmada geliştirilen online kısmi deşarj tespit cihazı kapsamlı bir şekilde tanıtılmıştır. Geliştirilen cihazın yüksek doğruluk performansı PD ölçüm aracı ile eş zamanlı yapılan saha ölçümleriyle karşılaştırılmıştır. Ölçüm sonucunda yaklaşık % 0,045 fark ile PD'nin konum ve büyüklüğü tespit edilebilmektedir.

Anahtar kelimeler: *kablo, kısmi deşarj takip, ölçüm*

Abstract

The measurement of partial discharges (PD) in cable networks without power interruption has recently become an attractive research topic. In this study, an online partial discharge detection device is introduced and performance of the device evaluated in the field. The high accuracy performance of the developed device was evaluated through field measurements conducted simultaneously with a PD measurement instrument. The results demonstrate that the location and magnitude of PD can be determined with an approximate error of only 0.045%

Keywords: *cable, partial discharge detection, measurement*

1. Giriş

Orta gerilim yeraltı güç kabloları, son kullanıcıya elektrik enerjisinin güvenilir ve sürekli sağlanabilmesi noktasında dağıtım sistemi içerisinde kullanılan en kritik ve mali değeri yüksek elektriksel ekipmanlardan biridir [1]. İşletme sırasında zamanla yaşlanma, nem, fiziksel darbe bağlı veya bir arızadan dolayı yeraltı kablosunu değiştirmek gerekebilir. Fakat yeraltı kablosunun değiştirilmesi oldukça zaman alıcı ve maliyetli bir süreçtir. Bu nedenle mevcut OG güç kablolarını mümkün olan en uzun süre kullanmak sürdürülebilirlik ve verim açısından önemlidir. Bu nedenle kabloların yalıtımı izlenmeli ve kablo yalıtımı bozulmadan tespiti yapılmalıdır. Böylece gömülü varlıkların kullanım ömrü artacaktır. Bu noktada Kısmi Deşarj (Partial Discharge: PD) takibi önemli bir göstergedir. PD, kablo yalıtım malzemesinde mikro saniyeler mertebesinde gerçekleşen hızlı boşalmalar şeklinde tanımlanabilir [2].

Literatürdeki çalışmalar incelendiğinde kablo şebekesinde PD çalışmaları üç süreçten oluşmaktadır. Birinci süreç PD'nin tespit edilmesi, ikinci süreç PD'nin konumunun belirlenmesi, üçüncü süreç ise PD büyüklüğüne, konumuna ve karakteristiğine göre alınacak karar destek sürecidir. PD Literatürünün sınıflandırılması Şekil 1 ile gösterilmiştir. PD tespiti için kullanılan geleneksel yöntem ölçümü yapılacak kabloya yüksüz durumda faz-toprak arasında yüksek gerilim uygulanmasıdır [3]. Yüksüz durumda kablo bir kapasite gibi davrandığı için yüksek reaktif güce ihtiyaç duyulmaktadır. Bu durum AC gerilim test yönteminin

pahalı olmasına neden olmaktadır. Bu nedenle düşük frekanslarda yüksek gerilim üretilerek VLF (Very-Low-Frequency) testi uygulanmaktadır [4]. Geleneksel ölçüm yöntemi düşük frekans değerinde yüksek gerilim üreten ekipmanlara, kapasitif gerilim bölücülere, PD'yi ölçüp konum tespiti yapan cihazlara ve bu bilgilerin işlendiği bir bilgisayara ihtiyaç duyulmaktadır. Bahsedilen tüm bu ekipmanlar genel olarak sahada kablo test aracı olarak isimlendirilen bir araç üzerine bindirilmektedir. Bu araçlar oldukça maliyetli olmak ile yıllık bakıma ihtiyaç duymaktadır. Geleneksel yöntemler genel olarak offline PD ölçümlerini kapsamaktadır. Offline PD ölçümü için ölçüm yapılacak olan kablo enerjisiz kalmaktadır. Bu durum dağıtım şebeke işletmecesi tarafından yük kaybına ve servis sürekliliğinin olumsuz etkilenmesine neden olabilir. Ayrıca offline PD ölçümü için ölçüm cihazlarının ve bakım ekiplerinin ilgili fidere intikal ettirilmesi insan gücü ve zaman gerektirmektedir.

PD sinyalinin tespitinin ardından kablo üzerindeki tahmini mesafesinin bilinmesi gerekmektedir. PD'nin gerçekleştiği konumu bulmak için temel olarak yürüyen dalga (travelling wave) yöntemi kullanılarak mesafe tahmini yapılmaktadır. Yürüyen dalga teorisinde PD iki farklı teknik ile bulunmaktadır. Birinci teknik TDR (Time Domain Reflectometry) tekniğidir [5]. Bu teknikte tek taraftan ölçüm yapılmaktadır. İkinci teknik ise ATA (Arrival Time Analysis) tekniğidir [6]. Bu teknikte her iki taraftan ölçüm yapılmaktadır. Son olarak, PD konum ve büyüklüğüne göre ekipler hangi işlemleri yapacağına karar verir

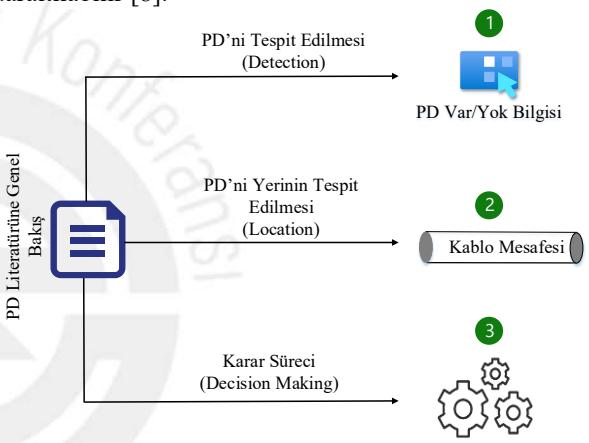
Geleneksel tespit yöntemleri için gerekli olan yüksek maliyet, fiziksel büyüklük, sürekli mühendislik için hizmet alımı yapılması gibi dezavantajların yanı sıra, her bir kısmı deşarj testi kablolar yüksek gerilime maruz kaldıkları için zaman içerisinde yalıtım özelliklerini kaybederek yaşlanmaktadırlar. Bu sebeple özellikle son zamanlarda geleneksel olmayan tespit yöntemleri kullanılmaktadır. Bu yöntemler online (enerji altında) ve yüksek ölçüm kabiliyeti olan sensörler vasıtasıyla gerçekleşmektedir [7].

Bu çalışmada kablo kılıflarına yerleştirilen HFCT'den (High Frequency Current Transormer: Yüksek Frekanslı Akım Trafosu) PD sinyallerini okuyan ve PD sinyalinin büyüklük ve konumunu tespit eden online PD cihazı tanıtılmıştır. Geliştirilen cihazın yüksek doğruluk performansı PD ölçüm aracı ile eş zamanlı yapılan saha ölçümleriyle karşılaştırılmıştır. Ölçüm sonucunda yaklaşık % 0,045 fark ile PD'nin konum ve büyüklüğü tespit edilebilmektedir.

Bildiri şu sıra ile kurgulanmıştır. İkinci kısımda OG kablolarda PD konum ve yer tespiti metotları detaylandırılmıştır. Üçüncü kısımda geliştirilen online PD cihazının tasarımı anlatılmıştır. Dördüncü bölümde online PD cihazının saha uygulaması ve sonuçları verilmiştir. Çalışmanın sonuçları son bölümde tartışılmıştır.

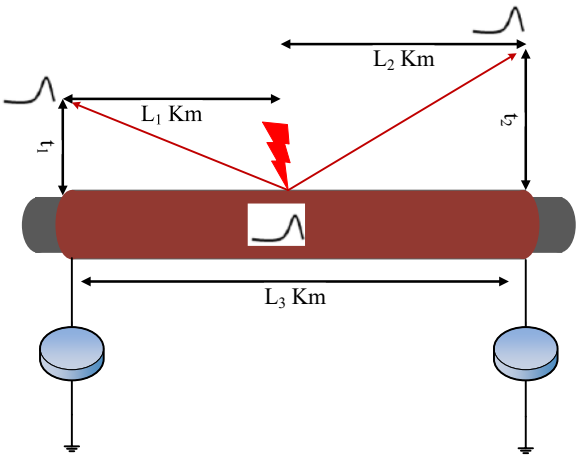
2. OG Kablolarda PD Konum ve Yer Tespiti

PD tespiti için geliştirilen uygulamalar offline ve online olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Offline yöntemlerde kablo şebekeden izole edilir. Ardından yüksek gerilim uygulanarak PD sinyalleri elde edilir. PD sinyallerinin integrali alınarak PD büyüklüğü pikocoloumb (pC) birimi cinsinden belirlenir. PD'nin büyüklüğü sonraki aşamada operatörün ne yapması gerektiğine karar vermeye yardımcı olacak bir göstergedir. EDAŞ'lar genellikle IEE Standart 400.3'e uygun olarak bu süreci yürütmektedir. 1000 pC altındaki ölçümler için herhangi bir işletme veya bakım çalışması takvime alınmaz iken 1000 pC ile 2000 pC arasındaki ölçümler 'Takip Seviyesinde' değerlendirilmektedir. 2000 pC ile 4000 pC arasındaki ölçümler 'Risk' seviyesinde değerlendirilmektedir. 4000 pC'un üstündeki PD'ler ise 'Çok Yüksek Risk' seviyesinde değerlendirilmekte olup işletme veya bakım çalışması takvime alınmaktadır. Fakat bilinmelidir ki bu değer aralıkları kablo fiderinin önem durumuna göre daha da daraltılabilir [8].



Şekil 1. PD literatürünün sınıflandırılması.

PD konumunu tespit etmek için, uzun mesafeli kablolarda veya pek çok çıkışı bulunan sistemlerde ATA tekniği kullanılmaktadır. ATA tekniğinde dalganın varış zamanı her iki uçtan ölçülerek mesafe tahmini yapılmaktadır. Online ölçümlerde tercih edilmektedir. Şekil 2 ile her iki uçtan PD ölçümüne ait prensip şeması gösterilmiştir. Ölçümün gerçekleştiği kablonun toplam uzunluğu L_3, hat başından PD kaynağına kadar olan mesafenin uzunluğu L_1, PD'nin hat başında bulunan HFTC'ye ulaşma süresi t_1, hat sonunda bulunan HFTC'ye ulaşma süresi t_2, PD'nin ilerleme hızı ν olmak üzere PD'nin tahmini mesafesi Denklem (1) ile hesaplanmaktadır.



Şekil 2. Her iki uçtan PD ölçümüne ve konumlandırılmasına ait prensip şeması.

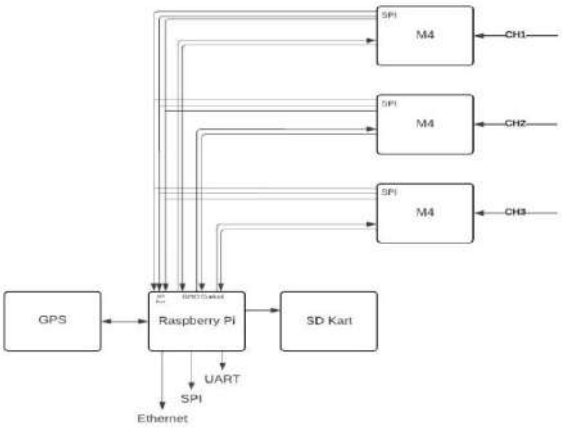
$$L_1 = \frac{L_3 - (t_2 - t_1).v}{2} \quad (1)$$

Yeraltı kablosunda PD olayı gerçekleştiğinde yüksek frekanslı dalga işareti Şekil 2 ile görüldüğü gibi her iki yönde ilerlemektedir. Kablo kılıflarına yerleştirilen HFCT yardımıyla PD sinyali ölçülmektedir. Faz yerine kılıflarına HFCT yerleştirilmesi yöntemin noninvaziv olma yeteneği kazandırmıştır [9]. Her iki tarafta HFCT olması konumlandırmanın daha yüksek doğrulukta elde edilmesine olanak sağlar. Fakat bu durumda sinyallerin senkronize edilmesi gerekmektedir. GPS (Global Position System) tekniği sinyallerin senkronize edilmesi için sahada kullanılan en yaygın yöntemdir [10]. GPS tekniğinin etkinliği ve online PD ölçümünün doğruluğu çevre şartlarından (gürültü, elektro manyetik etkileşim vb) etkilenmektedir. Gürültü veya elektromanyetik etkileşim PD sinyalinin konum tespit doğruluğunu ve ölçüm hassasiyetini düşürmektedir [11]. Bu durum Online PD ölçümünün saha dezavantajlarından biridir.

Önerilen PD konum çalışmalarının genel olarak tek tip kablo şebekesine uygulandığı görülmektedir. Fakat sahada kablo şebekesi farklı kesit ve tipte kabloya sahip olabilir. Bu probleme [12] numaralı çalışmada dikkat çekilmiştir. İlgili çalışmada XLPE ve PILC kabloların bulunduğu şebekede ileri işaret işleme teknikleri kullanarak PD'nin yeri tahmin edilmiştir. Önerilen yöntem 20 kV'luk 1540 metre uzunluğundaki hibrit kablo şebekesine uygulanmıştır.

3. Online PD Cihazı

Geliştirilen online PD cihazı iki aşamadan oluşmaktadır. Birinci aşama sinyalin tabiatını tanıyarak uygun işaret işleme algoritmaları kullanmaktadır. PD sinyalinin karakteristiğini elde edebilmek için pek çok çalışma yürütülmüştür. Bu çalışmalar büyük bir çoğunluk ile laboratuvar ortamında yürütülen çalışmalardır. Bu nedenle işaretler gürültüden arındırılırmış temiz sinyallerdir. Fakat saha uygulamalarında işaret yüksek oranda gürültü içerebilir. Bu durum online ölçümlerin performansını etkileyebilir. Geliştirilen online PD cihazında işaret işleme tekniği olarak Özelleştirilmiş Zarf Tekniği (Customized Envelope Detection) kullanılmıştır.



Şekil 3. Geliştirilen online PD cihazının donanım mimarisi.

Yöntemin uygulama adımları detaylı bir şekilde [13] numaralı yayında verilmiştir. Diğer önemli nokta HFCT'ler kablo fazlarına değil kılıflarına bağlanmıştır. Böylece geliştirilen cihazın saha montajı oldukça basit hale getirilmiştir. İkinci aşamada ise donanım tasarlama aşamasıdır. Geliştirilen online PD cihazının donanım mimarisi Şekil 3 ile gösterilmiştir. Geliştirilen online PD takip sisteminin, toplamda 12 farklı noktadan veri toplama kapasitesine sahip bir yapı sunması ve her biri 3 kanallı olan 4 ayrı slave modül ile bir master cihaz arasında işlevsel bir koordinasyon sağlaması beklenmektedir. Sistem, veri toplama, işleme ve iletme aşamalarını etkin bir şekilde gerçekleştirmek için tasarlanmıştır. Slave modüller, STM32F373 çipli ve özel olarak üretilmiş 16-bit ADC donanımlarını kullanarak, HFCT sensörlerinden gelen analog sinyalleri dijitale dönüştürmek üzere tasarlanmıştır. Bu modüller, 16-bit çözünürlükle çalıştığı için, yüksek hassasiyet gerektiren ölçümler için idealdir. 16-bit ADC kullanımı, küçük sinyal değişimlerinin bile doğru bir şekilde algılanmasını sağlamaktadır. Bu nedenle, sistemin doğru veri toplama kapasitesi son derece yüksektir.

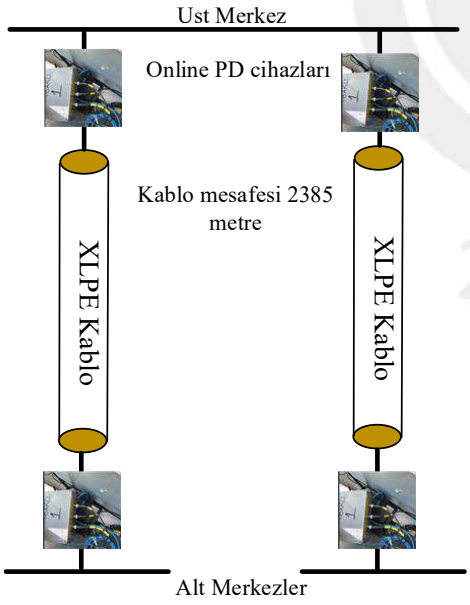
Slave modüllerden gelen veriler, SPI (Serial Peripheral Interface) protokolü kullanılarak Raspberry Pi'ye iletilir. SPI protokolü, veri transferinde yüksek hız ve düşük gecikme süreleri ile bilinen bir protokoldür. Sistem tasarımında SPI'nin tercih edilme nedeni, özellikle çoklu sensörlerden gelen verilerin hızla ve verimli bir şekilde işlenmesini sağlamaktır. SPI, master ve slave modüller arasında güvenilir bir veri iletimi sağlar ve bu iletim sürecinde senkronizasyon problemi yaşanmaz. Bu süreçte, Raspberry Pi 4 master cihaz olarak görev yapar ve slave modüller tarafından toplanan verileri işler ve merkezi bir sunucuya iletir. Sistemin genel tasarımı, veri toplama ağları ve endüstriyel kontrol sistemleri gibi birçok farklı uygulama için kullanılabilecek esnek ve modüler bir yapıya sahiptir.

Raspberry Pi 4, bu sistemin merkezi kontrol ünitesi olup, veri toplama, işleme ve iletme süreçlerini yönetir. Sistemin omurgasını oluşturan bu cihaz, hem işlem gücü hem de esnek bağlantı seçenekleri sayesinde çeşitli

endüstriyel veri toplama projelerinde yaygın olarak kullanılmaktadır. Raspberry Pi 4, düşük maliyeti, enerji verimliliği ve genişletilebilir donanım özellikleri ile özellikle IoT (Internet of Things) ve endüstriyel otomasyon projelerinde tercih edilen bir cihazdır. Bu projede, Raspberry Pi 4'ün sunduğu işlem gücü ve çok yönlü bağlantı seçenekleri, toplu veri işleme ve gerçek zamanlı veri aktarımı süreçlerinde önemli bir rol oynamaktadır.

4. Online PD Cihazı Saha Sonuçları

Online PD cihazının montajından önce bazı isterlere uygun yer tespiti yapılmıştır. Öncelikle kablonun yalıtkan malzemesinin XLPE olması tercih edilmiştir. Denklem (1) ile ifade edilen lokasyon hesapları XLPE yalıtkan için yapılmıştır. Bu nedenle yayılım hızı 83 m/µs olarak alınmıştır. Bu değer genel olarak ticari PD test araçlarında sıklıkla kullanılmaktadır. Kablo yalıtkan maddesinin değişmesi yayılım hızının dolayısıyla lokasyon hesabının değişmesine sebep olmaktadır.
Kablo fiderinin uzunluğu 2 km'den yüksek olması tercih edilmiştir. Tercihen kısmi deşarj yönünden riskli kablo olması tercih edilmiştir. Bu süreçte eski PD testleri incelenmiştir. Bu isterleri karşılayan iki paralel fider şeklinde çıkışı olan ve elektriksel uzunluğu 2895 metre olan bir merkez belirlenmiştir.
Şekil 4 ile Online PD cihazlarının hücrelere yerleşiminin şematik gösterimi verilmiştir. Cihazlar hücrelere yerleştirilmiştir. Toplam 4 set yerleştirilmiştir. Her set üç fazı temsilen üç BNC girişine sahiptir.



Şekil 4. Online PD cihazlarının hücrelere yerleşiminin şematik gösterimi.

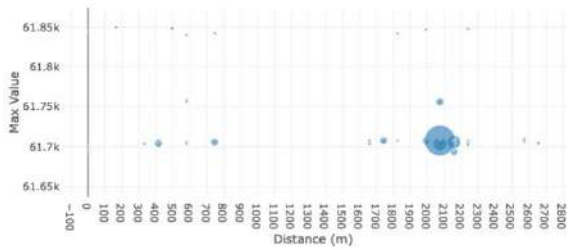
Şekil 5 ile proje kapsamı geliştirilen online PD cihazının montajına ait saha görüntüsü gösterilmiştir.



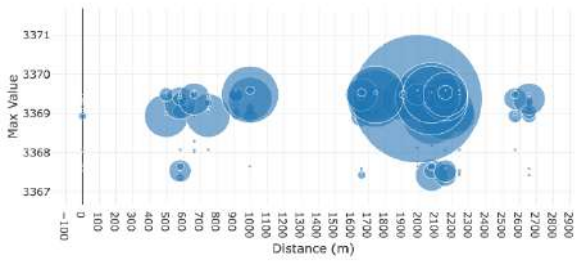
Şekil 5: Hücre içinin yakından görüntüsü ve Online PD cihazı.

Geliştirilen cihaz Faz-1, Faz-2 ve Faz-3 olmak üzere üç adet girişe sahiptir. Kablo kılıflarına bağlanan HFCT'ler yardımıyla PD ölçümü yapılmaktadır. HFCT'ler cihaza BNC kablosu üzerinden veri aktarımı sağlamaktadır. Ölçümü yapılan ham veri geliştirilen cihaz içeresinde işlenmektedir.
Geliştirilen online PD cihazının performansını değerlendirme amacıyla eş zamanlı PD ölçüm arabasıyla ölçümler geliştirilmiştir. Ölçüm sonucunda kablonun L_1 fazında ve ölçüm noktasından 2199 metre uzaklıkta 3000 pC civarlarında PD'ler tespit edilmiştir. Bu sebeple L_1 fazı riskli olarak işaretlenmiştir.

Şekil 6.a ile 13.12. 2024 tarihli Online PD cihazı tarafından elde edilen PD sonuçları gösterilmiştir. İlk merkezden yaklaşık 2200 metre mesafede yüksek genlikli PD'ler tespit edilmiştir. Böylece % 0,045 fark ile PD konumu başarılı bir şekilde tespit edilmiştir.



a) 13.12.2024 tarihli ölçüm.



b) 01.04.2025 tarihli ölçüm

Şekil 6. Online PD cihazından alınan iki farklı tarihe ait PD konum ve büyüklük grafikleri

Şekil 6.b ile yaklaşık dört ay sonra 01.04.2025 tarihli Online PD cihazı tarafından elde edilen PD sonuçları gösterilmiştir. Kablo fiderinin birden fazla noktasına yüksek genlikli PD sinyalleri tespit edilmiştir. Kablonun bir den fazla ek yeri olduğu düşünüldüğünde bu durum makuldür.
Şekil 6.b'de açıkça görüldüğü üzere 2200-2100 metre aralığında PD sayısı ve genliği zaman içerisinde artmıştır. Ayrıca kablo fiderinin diğer mesafeleri içinde yüksek genlikli PD'ler tespit edilmiştir. Şekil 6.b incelendiğinde 2600 metre civarında, 700 metre civarında ve 1000 metre civarında yüksek genlikli PD sinyalleri kümelenmiştir. Ayrıca bu değerler dışındaki mesafelerde de muhtelif PD sinyalleri tespit edilmiştir.

5. Sonuçlar

Geliştirilen online PD cihazı ile herhangi bir enerji kesintisi olmadan kablonun izolasyon sağlığını izlemek artık mümkündür. Geliştirilen online PD cihazının avantajları aşağıda sıralanmıştır.
i) Yeraltı kabloları sürekli olarak izlenebilmektedir. Böylece ölçüm için kablonun enerjisiz bırakılmasına ihtiyaç yoktur.
ii) Ölçümler fazlardan değil kablo kılıflarından gerçekleşmektedir. Böylece invaziv olmayan ölçüm yapılmaktadır.
iii) Ölçümler canlı şebekede yapıldığı için (1xU0) ilave gerilim uygulanarak kablonun strese maruz kalmasına ihtiyaç yoktur.
iv) Herhangi bir sinyal enjeksiyon veya kalibrasyon cihazına ihtiyaç yoktur. Büyük boyutlu kuplaj kapasitörlerine gerek yoktur.

6. Teşekkür

Bu çalışma EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu) tarafından desteklenmektedir.
Proje Adı: Yüksek Gerilim Kablo Şebekesini İleri Teknoloji Sinyal İşleme Teknikleriyle Canlı Ölçümleyen Kısmı Deşarj Tespit Cihazı Geliştirilmesi (Online PD Cihazı) Projesi
Proje No: 1353221
Yazarlar Boğaziçi EDAŞ'a ve C.K Enerji'ye destekleri için teşekkür eder.

7. Kaynaklar

[1] Yang, S., Zhao, K., Wang, L., Li, H., Zhang, L. ve Lv, Q., "Development of the accurate localization of partial discharges in medium-voltage XLPE cables based on pulse reconstruction", *IET Generation, Transmission & Distribution*, Cilt 16, No. 4, s. 682–688, 2021.
[2] Mashikian, M. S. ve Szarkowski, A., "Medium voltage cable defects revealed by off-line partial discharge testing at power frequency", *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Cilt 22, No. 4, s. 24–32, 2006.
[3] Chan, J. C., Duffy, P., Hiivala, L. J. ve Wasik, J., "Partial discharge. VIII. PD testing of solid dielectric cable", IEEE Electrical Insulation Magazine, Cilt 7, No. 5, s. 9-16, 1991.
[4] Institute of Electrical and Electronics Engineers., IEEE guide for field testing of shielded power cable systems using very low frequency (VLF). Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2005.
[5] Mohamed, F. P., Siew, W. H., Soraghan, J. J., Strachan, S. M. ve McWilliam, J., "Partial discharge location in power cables using a double ended method based on time triggering with GPS", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Cilt 20, No. 6, s. 2212-2221, 2013.
[6] Yan, Y., Zhao, Y., He, W., Stievano, I. S. ve Li, H., "On-line Partial Discharge Localization of 10-kV Covered Conductor Lines", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Cilt 38, No. 3, s. 1688–1698, 2023.
[7] CIGRE Working Group D1.33, Guidelines for Unconventional Partial Discharge Measurements, Tech. Rep., CIGRE Publication, 2010, Guidelines for Unconventional Partial Discharge Measurements.
[8] Atsever, M. B., Boyaci, A., Yarkan, S. ve Hocaoglu, M. H., "Onsite Partial Discharge Detection and Location System for Underground Cables Using USRP-Based Measurement System", 2024 6th Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM), Budapest, Hungary, s. 368-373, 2024.
[9] Atsever, M. B., Deveci, U., Yüzgüleç, S., Mesci, N., Yarkan, S. ve Hocaoglu, M. H., "EMTP-ATP Draw Based Model for Performance Evaluation of Onsite Partial Discharge Measurement for Underground XLPE Cables", 2024 3rd International Conference on Power Systems and Electrical Technology (PSET), Tokyo, Japan, s. 833–838, 2024.
[10] Mohamed, F. P., Siew, W. H., Soraghan, J. J., Strachan, S. M. ve McWilliam, J., "Partial discharge location in power cables using a double ended method based on time triggering with GPS", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Cilt 20, No. 6, s. 2212-2221, 2013.

[11] Yan, Y., Huo, P. ve Li, H., "Robust on-line partial discharge measurement of 35-kV cables in wind farms via dual sensors", *Energy Reports*, Cilt 9, s. 9–17, 2023.
[12] Herold, C. ve Leibfried, T., "Advanced signal processing and modeling for partial discharge diagnosis on mixed power cable systems", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Cilt 20, No. 3, s. 791-800, 2013.
[13] Atsever, M. B., Yarkan, S. ve Hocaoglu, M. H., "Onsite non-invasive partial discharge detection and location system for underground cables using customized envelope detection", *Measurement*, Cilt 256, s. 117911, 2025.

Konverter Transformatörlerinde Sonlu Elemanlar Yöntemi ile Sargı Eddy Kaybı Bileşenlerinin Hesaplanması

Calculation of Winding Eddy Loss Components in Converter Transformers by Finite Element Method

Erkan Akyüz[1], Serenay Çürükova Kale[1], Oluş Sönmez[1], Bora Alboyacı[2] Yunus Berat Demirol[3]

[1]Sönmez Transformatör San. ve Tic. A.Ş., Kocaeli, Türkiye
e.akyuz@sonmeztrafo.com.tr, s.curukova@sonmeztrafo.com.tr, osonmez@sonmeztrafo.com.tr,

[2]Kocaeli Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü, Kocaeli, Türkiye
alboyaci@kocaeli.edu.tr

[3]Genetek Güç Enerji Ltd., Kocaeli Üniversitesi Teknopark, Kocaeli, Türkiye
yunusberat.demirol@genetek.com.tr

Özet

Konverter transformatörlerinin kullanım alanları günümüzde artmaktadır. Genellikle yarı-iletken tabanlı güç elektroniği sistemleri ile birlikte kullanılan konverter transformatörleri harmonikli akımlar ile yüklenmektedir. Bu durumda transformatör sargıları üzerinde sargının doğru akım direncine ek olarak ekstra eddy kayıpları oluşmaktadır. Oluşan bu eddy kayıplarının tasarım aşamasında değerlendirilmesi gerekmektedir. Eddy kayıpları radyal ve eksenel olmak üzere iki bileşenden oluşmaktadır. Transformatör sargıları üzerinde oluşan eddy kayıpları, harmonikli akımlar ile yüklenmenin yanı sıra, saf sinüs ile yüklenme durumunda da oluşmaktadır. Harmonikli durumlardaki hesaplamanın yapılabilmesi için ise saf sinüs durumunda oluşan kayıpların bileşenlerinin bilinmesi gerekmektedir. Bu çalışmada örnek bir konverter transformatörü üzerinde sargı eddy kayıplarının bileşenleri hesaplanmıştır. Bu amaçla sonlu elemanlar modeli oluşturulmuştur ve iki yöntem ile hesaplama gerçekleştirilmiştir. İlk yöntemde sargılar üzerindeki indüksiyon değerleri ile teorik formülasyonlar birleştirilerek hesaplamalar gerçekleştirilmiştir. İkinci yöntemde ise direkt olarak sonlu elemanlar analizi çıktısı ile toplam eddy kayıpları da hesaplanıp, iki yöntem kendi arasında doğrulanmıştır.

Anahtar kelimeler: *Eddy kaybı, Transformatör, Sonlu elemanlar yöntemi*

Abstract

The usage areas of converter transformers are increasing. Generally used with semiconductor-based power electronics systems, converter transformers are loaded with harmonic currents. In this case, extra eddy losses occur on the transformer windings in addition to the direct current resistance of the winding. These eddy losses need to be evaluated at the design stage. Eddy losses consist of two components: radial and axial. The eddy losses on the transformer windings occur when the transformer is loaded with harmonic currents as well as when it is loaded with pure sine. To calculate harmonic conditions, it is necessary to know the components of the losses in pure sine condition. In this study, the components of winding eddy losses are calculated on a sample converter transformer. For this purpose, a finite element model was created, and the calculation was performed with two methods. In the first method, the induction values on the windings are combined with theoretical formulations, and calculations are performed. In the second method, the total eddy losses are calculated directly with the output of the finite element analysis, and the two methods are verified by each other.

Keywords: *Eddy loss, Transformer, Finite element method*

1. Giriş

Konverter transformatör tasarımında değerlendirilmesi gerekli olan önemli parametrelerden biri kayıplardır. Transformatörlerde akımın efektif değerinden dolayı sargılarda oluşan doğru akım direnci kayıpları, sargılar üzerinde oluşan eddy kayıpları ve yapısal bileşenler üzerinde oluşan eddy kayıpları bulunmaktadır. Bu kayıplardan sargı eddy kayıpları ise transformatörün harmonikli akımlar ile yüklenmesine bağlı olarak önemli derecede değişmektedir. Günümüzde kullanım alanları

artan konverter transformatörleri ise harmonikli akımlar ile işletilmektedir. Bu transformatörler rüzgar enerjisi santrallerinde, güneş enerjisi santrallerinde, enerji depolama tesislerinde, petrol ve doğalgaz tesislerinde, demiryolu sistemlerinde farklı amaçlara hizmet etmek için farkı dizaynlarda kullanılabilmektedir [1]. Transformatörün tasarımında ise, işletme durumunda oluşacak sargı eddy kayıplarının hesaplanması gerekmektedir. Bunun için IEC 61378-1:2011 standardına göre hesaplama yapılabilmektedir [2]. Bu hesaplamanın yapılabilmesi için transformatörün harmoniksiz durumda nominal yükte oluşan sargı eddy kayıplarının ve bu kayıpların bileşenlerinin hesaplanması gerekmektedir.

Transformatörlerde sargı eddy kayıplarının iki bileşeni bulunmaktadır. Bunlar radyal ve eksenel bileşenlerdir. Sargı eddy kayıplarının radyal bileşeni, kaçak akının radyal kısmından kaynaklanmaktadır. Sargı eddy kayıplarının eksenel bileşeni ise kaçak akının eksenel kısmından kaynaklanmaktadır. Sargı eddy kayıpları ile ilgili detaylı bilgi ve hesaplama yöntemleri Bölüm-2 içerisinde açıklanmıştır.

Literatürde transformatörlerde sargı eddy kayıpları ile ilgili olarak gerçekleştirilmiş çeşitli çalışmalar bulunmaktadır. Sargılardaki kayıpların ve buna bağlı sıcak nokta oluşumlarının farklı frekanslardaki davranışı, sonlu elemanlar yöntemiyle [3] çalışmasında incelenmiştir. Bu sayısal yaklaşım aynı zamanda, 6.6 MVA gücünde bir cer transformatörü [4] ve harmoniklere maruz kalan bir konverter transformatörü [5] gibi uygulamalardaki sargı eddy kayıplarının hesaplanmasında da kullanılmıştır. Harmonik olmayan non-lineer yükler altındaki dağıtım transformatörleri için sargı omik ve eddy kayıplarının hesaplandığı bir çalışma [6] numaralı kaynakta bulunmaktadır. Ek olarak, [7] ve [8] numaralı çalışmalarda, özellikle folyo sargılı transformatörlerin termal analizinde eddy kayıplarının dikkate alınmasının önemi vurgulanmıştır. Literatür incelendiğinde, özellikle sargı eddy kayıplarının IEC 61378-1:2011 standardının ihtiyaç duyduğu şekilde radyal ve eksenel bileşenlerine ayrılıp hesaplandığı çalışmaların sınırlı olduğu görülmektedir.

Bu çalışmada bir konverter trafosunun sargılarında oluşan eddy kayıplarının radyal ve eksenel bileşenleri ayrı ayrı hesaplanmıştır. Bu amaçla sonlu elemanlar yöntemi ile transformatör modeli oluşturulmuş ve sargılar üzerinde oluşan radyal ve eksenel manyetik alan dağılımları hesaplanmıştır. Hesaplanan manyetik alan dağılımları ile eddy kaybı hesaplamaları gerçekleştirilmiştir. Bunun yanında transformatör modeli, sargılar spir spir modellenerek oluşturulmuş ve toplam eddy kayıpları hesaplanmıştır. Bu iki yöntem kendi aralarında doğrulanmıştır ve bu kapsamda ilgili hesaplamaları yapmanın gerekliliği vurgulanmıştır. Bu amaçla, Bölüm-2 içerisinde hesaplama yöntemleri, Bölüm-3 içerisinde modelleme çalışmaları, Bölüm-4 içerisinde analiz çalışmaları gösterilmiştir.

2. Hesaplama Yöntemleri

Transformatör sargılarında oluşan eddy kayıplarının hesaplanması için teorik formülasyonlar bulunmaktadır, ancak bu formülasyonlarda radyal eddy kayıpları hesaplanamamaktadır. Sargılar arasında oluşan indüksiyonunu eksenel bileşenine göre, eksenel eddy kayıpları hesaplanabilmektedir. Ancak harmonikli durumlarda gerçekleştirilecek hesaplar için radyal eddy kayıplarının da bilinmesi gerekmektedir. Radyal eddy kayıplarını oluşturan, radyal kaçak alanın hesaplanması için ise sonlu elemanlar yöntemi gibi programların kullanılması gerekli olmaktadır. Bu bölümde, eddy kayıplarının hesaplanması için teorik yaklaşımlar ve sonlu elemanlar yöntemi ile gerçekleştirilen yaklaşımları açıklanmıştır.

2.1. Teorik Yöntem ile Eddy Kayıplarının hesaplanması

Transformatör sargısında oluşan eddy kayıplarının eksenel ve radyal bileşenleri sırası ile Denklem-1 ve Denklem-2 yardımı ile hesaplanabilir [9].

$$(P_E)_{eksenel} = \frac{(2\pi f)^2 B_y^2 t^2}{24 \rho} \quad (1)$$

$$(P_E)_{radyal} = \frac{(2\pi f)^2 B_x^2 w^2}{24 \rho} \quad (2)$$

Burada, $(P_E)_{eksenel}$ birim uzunluk başına eksenel girdap kayıpları, $(P_E)_{radyal}$ birim uzunluk başına radyal girdap kayıpları, f iletkenden geçen akımın frekansı, B_y^2 iletken üzerinde oluşan manyetik alanın y eksenindeki bileşeninin karesi, t iletkenin genişliği, B_x^2 iletken üzerinde oluşan manyetik alanın x eksenindeki bileşeninin karesi, w iletkenin yüksekliği, ρ malzemenin ilgili sıcaklıktaki direnç değeridir [9].

2.2. Sonlu Elemanlar Yöntemi

Sayısal yöntemlerden biri olan sonlu elemanlar yöntemi (FEM), güç sistemi ekipmanlarının elektriksel parametrelerinin hesaplanmasında kullanılabilmektedir, yüksek gerilim izolatörleri [10], korona halkaları [11], yüksek gerilim kablo başlıkları [12], bara sistemleri [13], ve kablo sistemleri [14] FEM ile modellenebilir, analiz edilebilir ve optimizasyon çalışmaları yüksek doğrulukla gerçekleştirilebilir. FEM ile analitik yöntemlerin yetersiz kaldığı karmaşık geometrik yapılarda dahi çözüm yapılabilmektedir.

Elektriksel analizler için sonlu elemanlar yöntemi ilgili model geometrisi üzerinde sonlu sayıda ağ elemanı oluşturarak, bu ağ elemanlarının her birinin üzerinde Maxwell denklemlerini (Denklem 3-6) çözerek sonuç elde etmektedir [9].

$$\nabla \times E = -\frac{\partial B}{\partial t} \quad (3)$$

$$\nabla \times H = J + \frac{\partial D}{\partial t} \quad (4)$$

$$\nabla . B = 0 \quad (5)$$

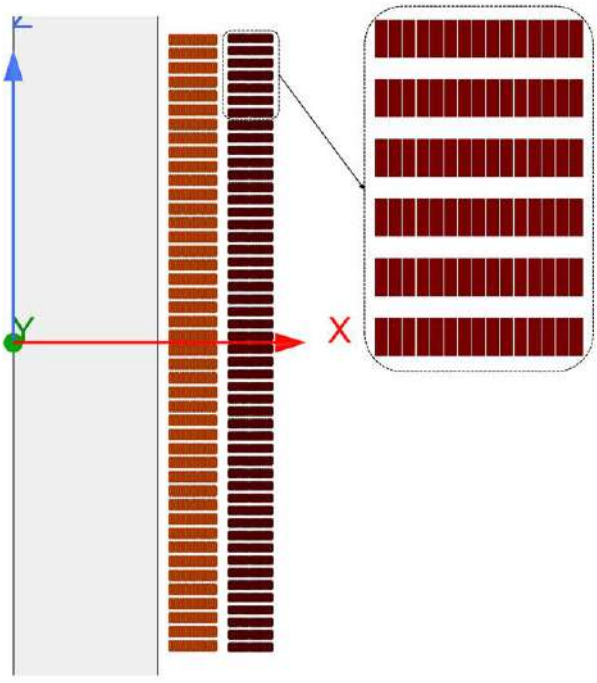
$$\nabla . D = \rho \quad (6)$$

Burada,
E, elektrik alan şiddeti (V/m)
B: manyetik akı yoğunluğu (Wb/m^2)
H: manyetik alan şiddeti (A/m)
J: akım yoğunluğu (A/m^2)
D: elektrik akı yoğunluğu (C/m^2)
ρ: yük yoğunluğu (C/m^3)
olarak tanımlanmaktadır.

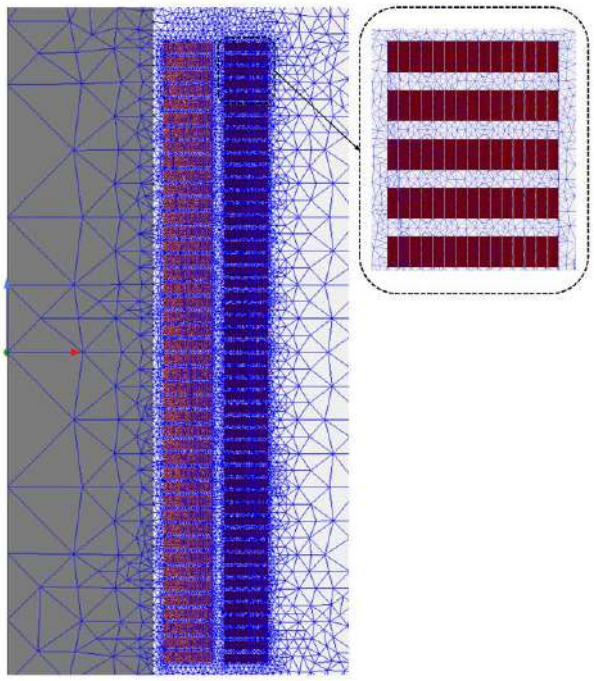
Sonlu elemanlar yöntemi ile sargı üzerinde oluşan manyetik alanın eksenel ve radyal bileşenleri ayrı ayrı hesaplanabilir. Bunun yanında spirler üzerinde oluşan toplam eddy kayıpları da ayrı ayrı hesaplanabilir.

3. Modelleme Çalışmaları

Transformatör sonlu elemanlar yöntemi ile iki boyutlu eksen sisteminde modellenmiştir. Oluşturulan model Şekil-1 üzerinde gösterilmiştir. Bu çalışmada Ansys Electronics Suite sonlu elemanlar yazılımı kullanılmıştır. Ekipmanlar üzerinde oluşturulan ağ yapısı Şekil-2 üzerinde gösterilmiştir. Analizlerin gerçekleştirildiği iş istasyonunda "128 Gb 1866 Mhz" bellek, "NVIDIA Quadro K2000" ekran kartı ve iki adet "Intel(R) Xenon(R) CPU E5-2683 v3 işlemci kullanılmıştır.



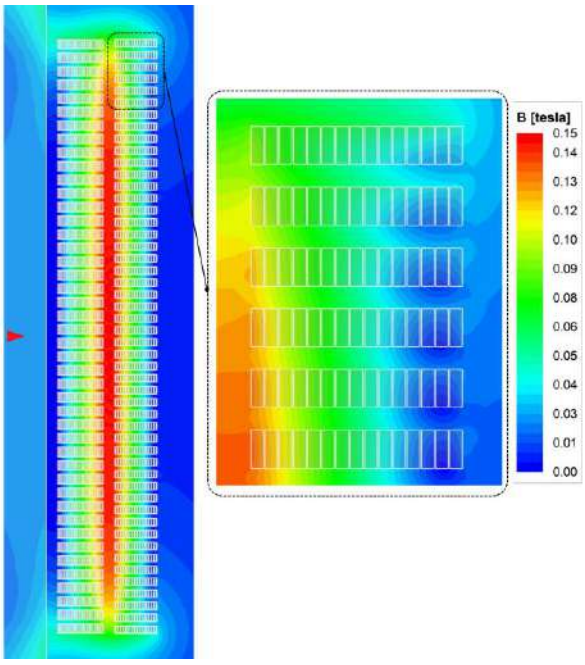
Şekil 1. Transformatör sargıları için oluşturulan sonlu elemanlar modeli



Şekil 2. Transformatör sargıları için oluşturulan sonlu elemanlar ağ yapısı

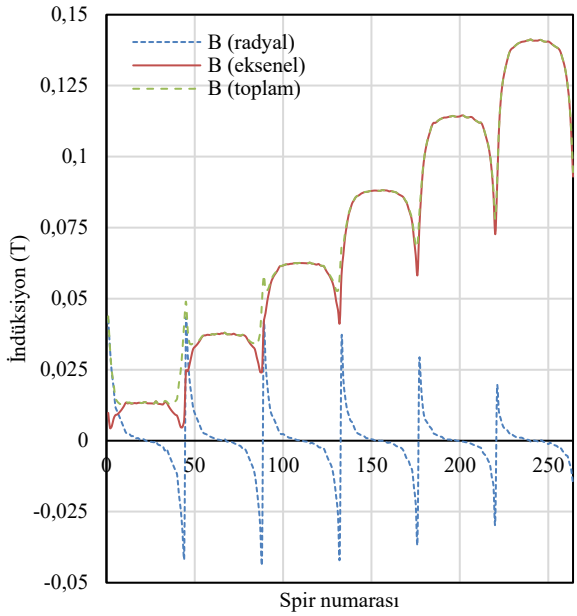
4. Analiz Çalışmaları

Analiz çalışmaları ile hem sargılar üzerinde oluşan manyetik alan dağılımları hesaplanmış, hem de spirler üzerinde oluşan toplam eddy kayıpları ayrı ayrı hesaplanmıştır. Radyal ve eksenel kayıpların ayrı ayrı hesaplanabilmesi için manyetik alan dağılımlarının bileşenlerine ayrılmış bir biçimde sonlu elemanlar yöntemi ile hesaplanması gerekmektedir. Modelde bulunan sargılar üzerinde oluşan manyetik alan dağılımları Şekil-3 üzerinde gösterilmiştir.



Şekil 3. Sargılar üzerinde oluşan manyetik alan dağılımının FEM görseli

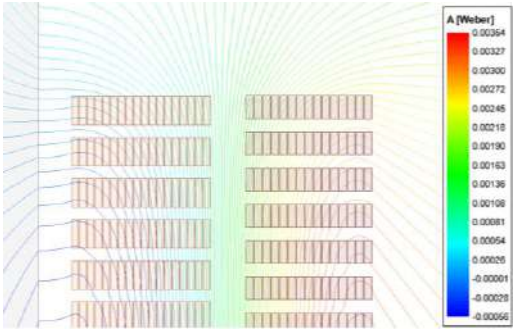
Spirler üzerinde oluşan manyetik alan dağılımları ve bileşenleri Şekil-4 üzerinde gösterilmiştir.



Şekil 4. Sargılar üzerinde oluşan manyetik alan dağılımının bileşenleri

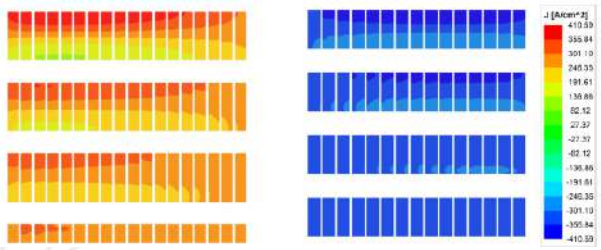
Şekil-4 üzerinde gösterilen indüksiyon dağılımları iç tarafta bulunan sargı üzerinde oluşan indüksiyon değerleridir. Sargıda 44 adet disk bulunmaktadır, her bir diskin eksenel doğrultudaki spirleri sıra ile adlandırılmıştır. Her 44 spir numarasında bir aynı diskin diğer spiri gelmektedir.

Alan dağılımları incelendiğinde, iç tarafta bulunan sargının en dış kısmında, dış tarafta bulunan sargının ise en iç kısmında alan dağılımının maksimum olduğu görülmektedir. Oluşan bu maksimum alan dağılımına sebebiyet veren durum iki sargı arasında bulunan hava aralığında maksimum eksenel alan olmasıdır. Bunun yanında radyal alanlar incelendiğinde, sargı uçlarında alan yoğunluklarının yükseldiği görülmektedir. Bu durum sargı uçlarında oluşan radyal eddy kayıplarının artmasına sebep olacaktır. Transformatör sargılarında oluşan manyetik alan dağılımının akı çizgileri ile gösterilmiş durumu ise Şekil-5 üzerinde gösterilmiştir. Buradan da sargı uçlarına doğru artan radyal alan çizgileri görülebilmektedir.



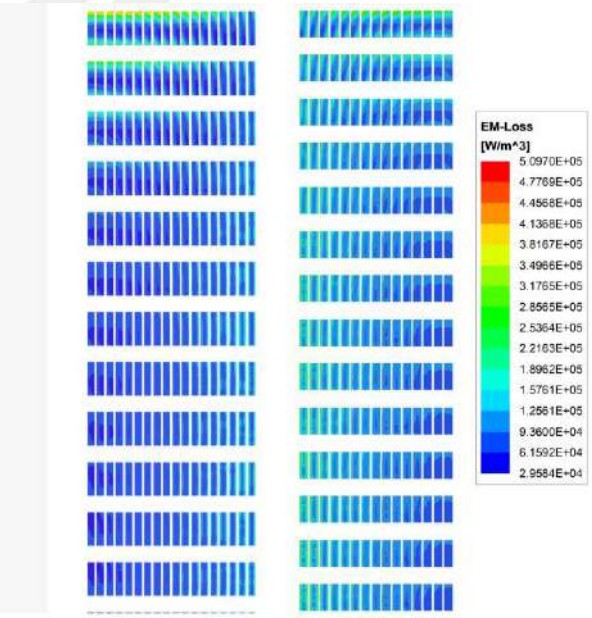
Şekil 5. Sargılar üzerinde oluşan manyetik alan dağılımının akı çizgileri ile gösterimi

Sonlu elemanlar yöntem ile spirler üzerinde oluşan akım yoğunluğu dağılımı Şekil-6 üzerinde gösterilmiştir. Akım yoğunlukları anlık olarak iç tarafta bulunan sargı üzerinden geçen akımın tepe değeri için gösterilmiştir. Bu an için diğer sargıdan ters yönde akım geçtiğinden dolayı akımı negatif olarak gözükmektedir. Gösterilen resim, sargının en üst kısmını ifade etmektedir. Sargı uçlarında akım yoğunluklarında artışlar olduğu görülmektedir. Bu durum manyetik alanın radyal bileşenlerinin sargı uçlarında artmasından dolayı olmaktadır ve transformatörlerde beklenen bir durumdur.



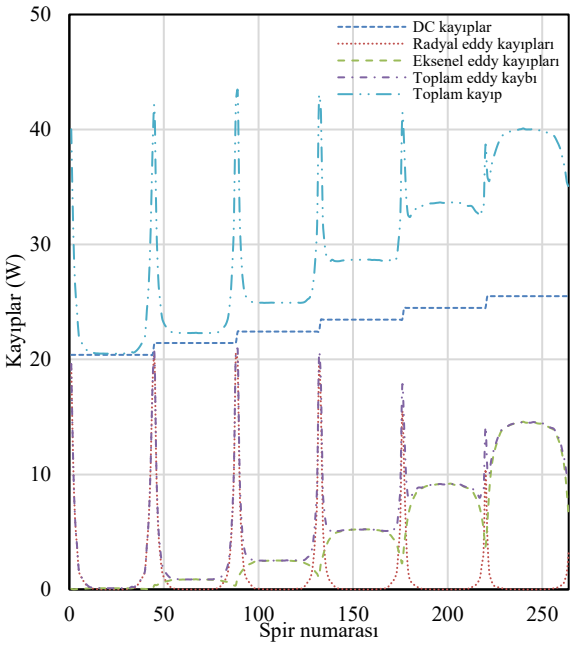
Şekil 6. Sonlu elemanlar yöntem ile spirler üzerinde oluşan akım yoğunluğu dağılımı

Spirler üzerinde oluşan kayıp yoğunluğu dağılımları ise Şekil-7 üzerinde gösterilmiştir. Kayıp yoğunluklarının iç sargının dış kısmında ve dış sargının iç kısmında ortalamaya göre fazla olduğu ve sargının en üst ve en alt noktalarında eddy akımlarının radyal bileşenlerinden dolayı ortalamaya göre fazla olduğu görülmektedir.



Şekil 7. Spirler üzerinde oluşan kayıp yoğunluğu dağılımları

Sonlu elemanlar yöntemi ile elde edilen indüksiyonun radyal ve eksenel bileşenleri ile hesaplanan spir başına kayıp değerleri ise iç tarafta bulunan sargı için Şekil-8 üzerinde gösterilmiştir.



Şekil 8. Sonlu elemanlar yöntemi ile elde edilen indüksiyonun radyal ve eksenel bileşenleri ile hesaplanan spir başına kayıp değerleri

Şekil-8 de görüldüğü üzere içte bulunan sargının dış spirlerine doğru ilerledikçe, doğru akım kayıpları artmaktadır. Bu durum sargı dışına doğru gidildikçe spir çaplarının artmasından dolayı olmaktadır. Radyal eddy kayıplarının sargının en üst ve en alt kısımlarında daha fazla ve sargı dışına doğru ilerledikçe azaldığı görülmektedir. Eksenel kayıplara bakıldığında ise sargı dışına doğru gittikçe arttığı görülmektedir.

Tablo-1 üzerinde iç tarafta bulunan alçak gerilim (AG) ve dış tarafta bulunan yüksek gerilim (YG) sargılarında oluşan toplam kayıplar gösterilmiştir. FEM (indüksiyonlar ile hesap) sütununda sonlu elemanlar yönteminden elde edilen indüksiyon değerleri ile yapılan hesaplamaların sonucu gösterilmiştir. FEM (direkt çıktı) sütununda ise sonlu elemanlar yönteminden elde edilen kayıp değerleri direkt olarak gösterilmiştir. Sonuçların birbirleri ile tutarlı olduğu görülmektedir.

Direkt FEM çıktısı sütununda eksenel ve radyal eddy kayıpları ayrı ayrı verilmemiştir çünkü program içerisinde kayıpların ayrımı yapılamamaktadır. Harmonikli durumlarda oluşacak eddy kayıplarının hesaplanması için eddy kayıplarının radyal ve eksenel bileşenlerinin ayrı ayrı hesaplanması gerekli olabileceğinden dolayı indüksiyonlar ile hesap önemli bir analiz olarak karşımıza çıkmaktadır.

Çalışmanın sonraki aşamalarında hesaplamalara harmonikli durumların dahil edilmesi ve IEC 61378-1:2011 standardına göre harmonikli yüklenme durumlarında eddy kayıplarının hesaplanması hedeflenmektedir.

Tablo 1. Sargılarda hesaplanan kayıp değerleri

	FEM (indüksiyonlar ile hesap)		FEM (direkt çıktı)	
Sargı	AG	YG	AG	YG
DC kayıp (kW)	18.18	27.35	18.18	27.35
Eksenel eddy kaybı (kW)	3.59	4.67	-	-
Radyal eddy kaybı (kW)	1.09	0.62	-	-
Toplam eddy kaybı (kW)	4.69	5.29	4.62	5.30
Toplam kayıp (kW)	22.86	32.63	22.80	32.65
Toplam AG ve YG (kW)	55.50		55.45	

5. Sonuçlar

Bu çalışmada bir konverter transformatörü üzerinde sargı eddy kaybı hesaplamaları gerçekleştirilmiştir. Bu amaçla ilgili transformatör yapısı gerçek ölçekli olarak sonlu elemanlar yöntemi ile modellenmiştir. Hesaplamalar iki farklı yöntem kullanılmıştır. Birincisi, sonlu elemanlar yönteminden elde edilen sargı indüksiyon dağılımları ile eddy kayıplarının radyal ve eksenel bileşenlerinin hesaplanmasıdır. İkincisi ise direk olarak sonlu elemanlar yöntemi ile toplam sargı eddy kayıplarının hesaplanmasıdır. Hesaplanan toplam eddy kayıplarına göre iki uygulama arasında oluşan farkın alçak gerilim sargısı için %1.52, yüksek gerilim sargısı için ise %0.19 olduğu görülmektedir.

Analiz ve hesaplama sonuçlarına göre bu iki uygulamanın tutarlı olduğu görülmektedir. Harmonikli yüklenme durumlarında gerçekleştirilecek eddy kaybı hesaplamalarında sargılardaki eddy kaynının radyal ve eksenel bileşenlerinin hesaplanması önemli olduğundan dolayı bu uygulama gerçekleştirilmiştir.

Sargı tasarım parametrelerine göre eddy kayıpları değişeceğinden dolayı dizayn aşamasında bu hesaplamaların yapılmasının gerekliliği vurgulanmıştır. Özellikle uygun olmayan iletken en ve boy oranlarında sargı eddy kayıpları yüksek miktarda artıp, sıcak nokta oluşumuna sebebiyet verebilmektedir. Bunun önüne geçebilmek için detaylı hesaplamaların gerçekleştirilmesi gerekli olmaktadır.

6. Kaynaklar

[1] B. A. Thango, U. B. Akuru, and A. F. Nnachi, "Corrected Estimation of the Transformer Winding Eddy Losses for Utility-Scale Solar Photovoltaic Plant Application," 2021, doi: 10.1109/ICECET52533.2021.9698754.

[2] IEC 61378-1, "IEC 61378-1:2011 - Converter transformers - Part 1: Transformers for industrial applications." 2011.

[3] J. Wu, C. Liu, X. Zhang, J. Hao, J. Sun, and Z. Li, "Influence of Harmonic Current on the Winding Loss and Temperature Distribution of AC Transformer," in *2021 6th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*, 2021, pp. 1492–1498, doi: 10.1109/ACPEE51499.2021.9437126.

[4] W. Song, J. Fang, Z. Jiang, M. Staines, and R. Badcock, "AC Loss Effect of High-Order Harmonic Currents in a Single-Phase 6.5 MVA HTS Traction Transformer," *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 29, no. 5, 2019, doi: 10.1109/TASC.2019.2901014.

[5] J. Smajic, J. Hughes, T. Steinmetz, D. Pusch, W. Mönig, and M. Carlen, "Numerical computation of ohmic and eddy-current winding losses of converter transformers including higher harmonics of load current," *IEEE Trans. Magn.*, vol. 48, no. 2, 2012, doi: 10.1109/TMAG.2011.2171926.

[6] M. Ghazizadeh, J. Faiz, and H. Oraee, "Derating of distribution transformers under non-linear loads using a combined analytical-finite elements approach," *IET Electr. Power Appl.*, vol. 10, no. 8, pp. 779–787, 2016, doi: https://doi.org/10.1049/iet-epa.2016.0103.

[7] Y. Li, X. Yan, C. Wang, Q. Yang, and C. Zhang, "Eddy Current Loss Effect in Foil Winding of Transformer Based on Magneto-Fluid-Thermal Simulation," *IEEE Trans. Magn.*, vol. 55, no. 7, 2019, doi: 10.1109/TMAG.2019.2897503.

[8] X. Yu, Y. Tan, H. Wang, X. Wang, Y. Zang, and P. Guo, "Thermal analysis and optimization on a transformer winding based on non-uniform loss distribution," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 226, 2023, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2023.120296.

[9] S. V. Kulkarni and S. A. Khaparde, *Transformer Engineering Design, Technology, and Diagnostics*. CRC Press, 2004.

[10] B. Alboyacı, M. A. Çınar, Y. B. Demirol, and M. Uzar, "Reducing the failures with adding glass insulators to composite insulators of 400 kV transmission line at high altitude," *Eng. Fail. Anal.*, p. 106678, 2022, doi: 10.1016/j.engfailanal.2022.106678.

[11] M. Uzar, Y. B. Demirol, M. A. Çınar, and B. Alboyacı, "Investigation of the Effect of Corona Ring Design Parameters on Electric Field Distribution by Finite Element Method," *Turk J Electr Power Energy Syst.*, vol. 3, no. 1, pp. 1–8, 2023, [Online]. Available: https://tepesjournal.org/en/investigation-of-the-effect-of-corona-ring-design-parameters-on-electric-field-distribution-by-finite-element-method-1679.

[12] B. Alboyacı, M. A. Çınar, Y. B. Demirol, and A. Ince, "Evaluation of the effect of structural defects in the heat-shrink cable terminal on electric field distribution," *Eng. Fail. Anal.*, vol. 132, no. 105920, pp. 1–15, 2022, doi: 10.1016/j.engfailanal.2021.105920.

[13] B. Alboyacı, M. A. Çınar, and Y. B. Demirol, "Influence of busbar trunking system design on thermal performance operating with non-sinusoidal currents," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 214, no. 108815, pp. 1–9, 2023.

[14] Y. B. Demirol and Ö. Kalenderli, "Investigation of effect of laying and bonding parameters of high-voltage underground cables on thermal and electrical performances by multiphysics FEM analysis," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 227, p. 109987, 2024, [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109987.

HVDC Sistemlerde Komütasyon Arızalarını Önleme Yöntemleri

Methods to Prevent Commutation Failures in HVDC Systems

Vedat Taşdemir[1]

[1]Türkiye Elektrik İletim A.Ş, Koruma Sistemleri Grup Baş Mühendisliği
vedat.tasdemir@teias.gov.tr, vedattasdemir65@gmail.com

Özet

Komütasyon arızası (CF), hat komütasyonlu çevirici kullanılan yüksek gerilim doğru akım (HVDC) sistemlerde görülen başlıca arıza türüdür. Dolayısıyla bu arızalar LCC-HVDC sistemlerinin temel dezavantajlarından biridir. Bu tür arızalar genellikle tristör valf bölmelerinde meydana gelir. Arızalara neden olabilecek durumlar arasında; komütasyon gerilim büyüklüğü, faz açısının terslenmesi ve ani değişimleri, doğru akımdaki ani değişiklikler ya da ateşleme kontrolü arızaları yer alır. CF'leri azaltmak amacıyla hem modelleme hem de kontrol yöntemleri üzerine önemli araştırmalar yapılmıştır. Ancak büyük kapasiteli HVDC projelerinin sayısı arttıkça, HVDC ile enerji şebekesi arasındaki bağlaşım özellikleri de daha karmaşık hale gelmiştir. Mevcut çalışmalar çoğunlukla tekil HVDC sistemlerindeki CF'lere odaklanmaktadır. Komütasyon arızası durumunda sistem, arıza tamamen giderildikten sonra tekrar devreye alınabilir. Eğer valf ateşleme devreleri önceden tanımlanmış düşük gerilimde bloke olacak şekilde tasarlanmış ve bu blokaj normal gerilim koşullarında kaldırılabiliyorsa, arıza sırasında kısmi bir koruma sağlanabilir. Aksi takdirde arıza süreci uzayabilir. Bu çalışma komütasyon arızalarına daha sistematik bir bakış sunmakta, arızanın oluşma anının komütasyon süreci üzerindeki etkileri nicel olarak incelenerek CF'lerin etkin biçimde öngörülmesi ve önlenmesi hedeflenmektedir. Kritik arıza gerilimi ve sönme açısına göre CF reaktansı hesaplanmış ve denklemlerle sunulmuştur. Komütasyon arıza bölgesi ve güvenlik bölgesi kavramları tanımlanarak, arıza olasılığı tahmin edilmiştir. Ayrıca asimetrik arızalar altında doğru akım ve RMS gerilim hesaplama yöntemleri sunulmuş, doğru akım gerçek zamanlı ölçüm yerine öngörülmüş ve RMS gerilim anlık olarak hesaplanabilmiştir. Özellikle çeşitli CF önleme yöntemlerinin avantaj ve sınırlamaları analiz edilerek en güncel araştırma sonuçları sunulmuştur.

Anahtar kelimeler: *CF, ESCR, HVDC, SCMVA,VDCOL*

Abstract

Commutation Failure(CF) is the main fault type in HVDC(High voltage direct current) system with line commuted converter. Therefore, commutation faults represent a major disadvantage of LCC-HVDC systems. Certain conditions cause these faults in thyristor valve compartments. These situations include variations in commutation voltage magnitude, phase angle reversals or sudden changes, abrupt changes in DC current, or ignition control failures. In studies on the operation of larger-capacity HVDC projects, existing reviews tend to focus only on CFs within a single HVDC system. Also in the event of any commutation fault, the system can be put back into operation after the fault is completely eliminated. However, because the valve ignition circuits are designed to block at a preset low voltage, only partial protection is provided, and the fault duration may be extended during commutation failure.
This paper provides a more systematic overview of CF's. Additionally, the influence of fault timing on the commutation process is quantitatively observed to predict and prevent commutation failures effectively."Based on critical fault voltage and extinction angle, the CF reactance is calculated and presented using analytical formulations.The commutation failure domain is determined to estimate the probability of commutation failures. Furthermore, methods for calculating direct current and RMS voltage under asymmetrical fault conditions are presented, where direct current is predicted rather than measured in real time. In particular, the advantages and limitations of various CF prevention methods are compared to reveal the latest research results.

Keywords: *CF, ESCR, HVDC, SCMVA, VDCOL*

1. Giriş

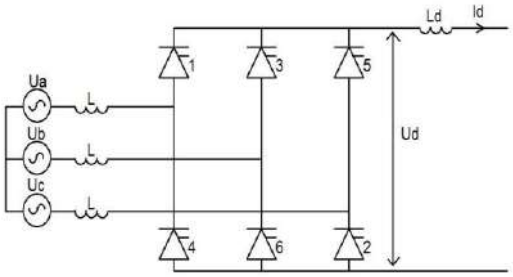
Yüksek Gerilim Doğru Akım (HVDC) teknolojisi; uzun mesafeli enerji iletimi ve senkron olmayan enerji şebekelerinin enterkoneksiyonu alanlarında uzun iletim mesafesi, yüksek iletim kapasitesi ve düşük iletim kaybı avantajları nedeniyle yaygın şekilde kullanılmaktadır [1,2]. Hat komütasyonlu çevirici (LCC) temeline dayalı HVDC teknolojisi ise daha düşük iletim kayıpları ve büyük güç iletimi gibi avantajlara sahiptir. İletim kayıplarını daha da azaltmak ve iletim kapasitesini artırmak amacıyla HVDC projelerinin sayısı hızla artmaktadır [3]. Ancak, komütasyon arızası (CF), HVDC sistemlerinde en sık karşılaşılan doğrultucu (inverter) arızalarından biridir. Komütasyon arızası, doğru akımda ani bir artışa ve doğru gerilimde keskin bir düşüşe neden olabilir. HVDC sistemlerinin daha büyük iletim kapasitesine sahip olması nedeniyle, konvertör istasyonlarındaki CF'ler doğru akım kutuplarının bloke olma riskini artırmaktadır [4,5]. DC blokaj arızası; gönderici uçta güç fazlasına, alıcı uçta ise güç yetersizliğine yol açar, bu da enterkonnekte birimin devreden çıkmasına, yük dalgalanmasına ve diğer arızalara neden olur [6,7]. Bu durum sistem güvenliği ve kararlılığı açısından ciddi tehditler oluşturur. Bundan dolayı komütasyon arızalarının mekanizmasının detaylı olarak incelenmesi ve bu arızalara karşı bağışıklığı artıracak önlemlerin geliştirilmesi büyük önem taşımaktadır. Komütasyon arızası, tristörlerden oluşan yarı kontrollü DC komütasyon valflerinin (örneğin tristör valfleri) doğal bir özelliğidir. Bu yarı kontrollü valfler yalnızca iletimlerini kontrol edebilirken, kesilmelerini kontrol edemezler. Bir valften diğerine geçiş sırasında, komütasyon döngüsünün endüktansı, valf akımının aniden değişmesini engeller ve bu geçiş süreci belirli bir zaman alır.

Birçok araştırmacı çeşitli tespit yöntemleri önermiştir ve bu yöntemler iki ana kategoriye ayrılabilir: İlk yol elektriksel niceliklerin ölçülmesi ve bunların eşik değerlerle ile karşılaştırılıp komütasyon arızaların tespit edilmesidir. Diğer yol ise elektriksel büyüklüklerin ölçülmesi bunlar; sönme açısı [8,9], komütasyon gerilimi [10,11], gerilim-zaman alanı [12,13] ve akım karakteristikleri olabilir [14]. Bu ölçüm yöntemleri yüksek doğruluk sunsa da korunumlu olduklarından yeterince hızlı değiller. Diğer yöntemlerde ise komütasyon arızalarını ölçmek ve tahmin etmek yerine elektriksel büyüklükler hesaplar.

Bugüne kadar yapılan başka bir çalışmada, CF önleme ve azaltma yöntemleri üç kategoriye ayrılmıştır: (i) vanalar, dönüştürücüler ve dönüştürücü trafoları dahil olmak üzere primer ekipmanların iyileştirilmesi, (ii) CF tahmini ve parametre optimizasyonu ile kontrol stratejilerinin iyileştirilmesi, (iii) Birden fazla HVDC dönüştürücü ve alıcı AC sistemleri içeren koordinasyon seviye stratejilerinin oluşturulması. Ancak bir CF tüm elektrik şebekesinde meydana gelen birçok faktör tarafından tetiklenebilir. Etkili faktörlerin alt değerleri dikkate alınarak birçok girişimde bulunulmasına rağmen, çeşitli CF modellerini tam olarak tespit etmek ve bunları önlemek yine de imkânsız olmuştur.

2. HVDC Komütasyon Arıza Süreci ve Analizi

LCC-HVDC sistemlerinin evrensel konfigürasyonu Graetz köprüsüdür. Bu yapı altı adet tristör valf içerir ve her bir valf, AC sistemdeki üç fazdan birine pozitif veya negatif DC terminallerinden biriyle bağlanır. Graetz köprüsü, tristör valflerinin ateşleme açısı ayarlanarak AC ve DC sistemleri arasında esnek güç aktarımı sağlar. Graetz köprüsünün invertör modundaki konfigürasyonu, üç fazlı üç bacak halinde dizilmiş altı tristörden oluşur. Her faz bacağında iki tristör bulunur ve bu bacakların orta noktaları üç fazlı güç kaynağına bağlanır (Şekil 1'de gösterilmiştir).



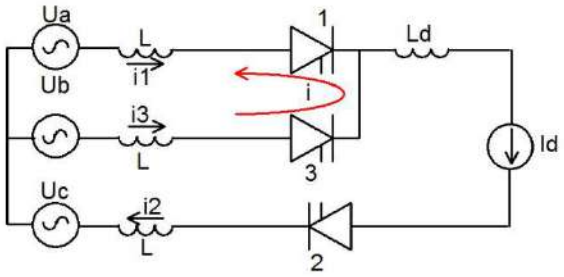
Şekil 1: Temel üç fazlı altı darbeli doğrultucu [15].

Şekil 1' de, tristör valfleri 1'den 6'ya kadar numaralandırılmıştır. L, her faz için valfler tarafından görülen toplam komütasyon endüktansını temsil eder, Ua,b,c AC şebekenin faz gerilimleridir. Ud ve Id ise sırasıyla DC gerilimini ve doğru akımı ifade eder. Ld, doğru akımın dalgalanmalarını önemli ölçüde azaltmak için kullanılan büyük bir DC endüktansıdır.

Valf 1, akımı iletecek şekilde ileri taraflı olduğu bir aralıkta ateşlenir. Bir alternatif iki faz (Uab) gerilimler valf 3 boyunca görülebilir, (Uab) negatif döngüde olduğundan ve valf 3 boyunca negatif bir gerilim olacağından, akımı iletemez. Ancak hat gerilimi pozitif döngüye geçerse valf 3 ileri kutuplanır ve eğer ateşlenirse valf 1'in uçları üzerinden negatif bir akım akar. Gelen tristör valfleri, çıkıştaki valf üzerine hat geriliminin uygulanmasına neden olur ve bu da çıkış valfini ters kutuplar. İleri alınan gerilim ve hesaplamaların başlaması arasındaki süre genellikle açısal olarak ölçülür ve ateşleme veya gecikme açısı olarak adlandırılır. Genelde gecikme açısı 0° ile 180° arasında değişir. Gecikme açısı 0°–90° arasındaysa doğrultucu(redresör), 90°–180° arasındaysa invertör olarak çalışır. Ancak doğrultucu için minimum gecikme açısı 5°, invertör için 110°–165° aralığında olmalıdır.

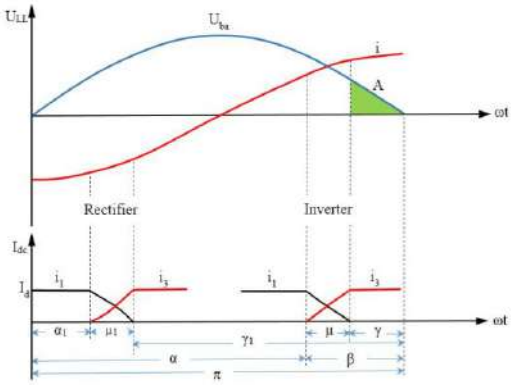
Komütasyon süresi, yani akımın bir valften diğerine geçtiği süre, derece ya da radyan cinsinden ölçülür ve örtüşme açısı (μ) olarak adlandırılır. Örneğin, valf 1 ve valf 2 doğru akımı iletirken, Şekil 1' in üst tarafında valf 1'den valf 3'e komütasyon yapılır. Ua-Ub gerilim farkı pozitif olduğu sürece komütasyon gerçekleşebilir. Komütasyon gerilimi, tristör valf üzerindeki ters gerilim olarak tanımlanır. Komütasyon sürecinde, dönüştürücü köprüsü Şekil 2'de gösterilen eşdeğer bir devre ile temsil edilir. Üst sırada valf 1 ve 3 iletimdeyken, alt sırada valf 2 önceden olduğu gibi akım iletmeye devam eder. Komütasyon gerilimi, valf 1 ve valf 3 üzerinden bir

komütasyon akımı i'yi tahrik eder. Bu akım zamanla artar, böylece valf 3'ten geçen akımı artırırken, valf 1'den geçen akımı azaltır [15].
Komütasyon süreci, komütasyon akımı artıp doğru akım Id 'ye eşit olduğunda tamamlanır. Bu durum Şekil 3'te gösterilmiştir. Burada Uba, komütasyon gerilimini; i, komütasyon akımını; i1 ve i3, sırasıyla valf 1 ve valf 3'ten geçen akımları ve A alanı ise invertör komütasyon marjını ifade eder.



Şekil 2: Komütasyon süreç devresi [15].

Doğrultucuda valf 3, α1'de ateşlenir ve akımın valf 1'den valf 3'e komütasyonu μ1 olarak alınır. Kalan alan γ1'dir, bu alan başarılı komütasyon için yeterlidir. Bu nedenle rektifier tarafta komütasyon arızaları nadiren meydana gelir. İnverterde, valf 3 α ateşlenir ve akımın valf 1'den valf 3'e komütasyonu μ olarak alır. AC şebekede meydana gelen bozulmalarda geriye kalan gerilim-zaman alanı A (komütasyon alanı) büyük ölçüde azaltılabilir.



Şekil 3: CF süreci ve açılar [15].

Burada komütasyon gerilimi pozitife döndükten sonra valf3'ün ateşlendiği zamana karşılık gelen gecikme açısı (α)'dır. Örtüşme açısı (μ) hem valf 1 hem de valf 3'ün aynı anda iletimde olduğu süreye karşılık gelen açıdır. Gama sönme açısı (γ) Valf 1'in sönmesinden sonra komütasyon geriliminin sıfırdan geçtiği ana kadar geçen süreyi gösterir ve kararlı çalışma durumunda bu açılar arasındaki ilişki şu şekildedir:
$\alpha + \mu + \gamma = 180°$.
Tristörün tekrar iletken olmadan önce belirli bir süre boyunca üzerine ters gerilim uygulanması gerekir. Bu süre, tristörde iletim sürecinde depolanan yüklerin boşaltılması ve ileri yöndeki gerilime dayanabilmesi için gereklidir [16].
DC mühendisliğindeki komütasyon süreci, dönüştürücü istasyonunun AC barası, AC filtresinin erişim noktası olduğunda, komütasyon reaktansı, dönüştürücü transformatörün kaçak reaktansı ile valf reaktasının (anot reaktansı olarak da adlandırılır) toplamına atıfta buluna bilir. Genel olarak, valf reaktansı göz ardı edilebilir, bu nedenle komütasyon transformatörünün kaçak reaktansı XT, komütasyon reaktansı olarak kullanılabilir. Aşağıdakiler, komütasyon transformatörünün kısa devre empedans değerinden (%) elde edilen komütasyon reaktans değeridir (Ω). Komütatörün direnç geriliminin düşüş yüzdesi U_r :

$$U_r = \frac{P_k}{P_r} x100, \% \quad (1)$$

Reaktans yüzdesinin düşümü:

$$U_x = \sqrt{U_z{}^2 - U_r{}^2}, \% \quad (2)$$

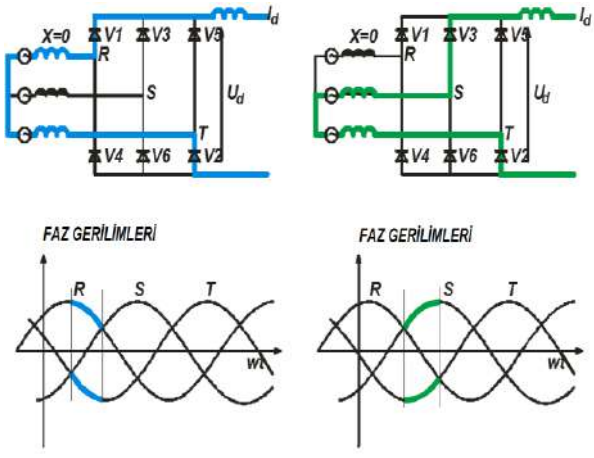
Bunlar arasında Pk, dönüştürücünün nominal kapasitesindeki yük kaybı W, Pr, dönüştürücünün nominal kapasitesi VA, Uz, dönüştürücünün tehdit edilen kapasitesindeki kısa devre empedansıdır %. Her faz sargısı için kısa devre reaktans geriliminin düşüş yüzdesi:

$$U_x = \frac{X_p I_p}{U_p} x100, \% \quad (3)$$

Bu nedenle, faz sargısının eşdeğer reaktansı şu şekilde elde edilebilir:

$$X_p = \frac{U_x U_p}{100 x I_p}, \Omega \quad (4)$$

Bunlar arasında Up, sargının V anma faz gerilimidir; Ip, sargının A anma faz akımıdır.
Valf tarafı sargısı bir Y bağlantısı olduğunda, komütasyon reaktansı (2XT), seri halindeki iki fazlı sargının reaktans değeridir (Ω) (Şekil.4)



Şekil 4: Komütasyon reaktansı

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

$$2(X_T) = 2X_P = 2x\frac{U_X U_p}{100xI_p} = 2x\frac{U_X}{100}x\frac{U_1/\sqrt{3}}{I_1} = \frac{2}{\sqrt{3}}x\frac{U_X}{100}x\frac{U_1}{I_1}, \Omega \quad (5)$$

Bunlar arasında: U_1 dönüştürücü değişken val tarafı V'nin nominal hat gerilimidir; I_1 Valf tarafı dönüştürücü değişken A'nın nominal hat akımıdır. Valf tarafı sargısı D-bağlantı olduğunda komütasyon reaktansı (2XT) seri iki sargının reaktans değeri (Ω) 'dur ve diğer faz sargısıda paraleldir.

$$2(X_T) = \frac{2X_P * X_P}{2X_P + X_P} = \frac{2X_P}{3} = \frac{2}{3}x\frac{U_X U_p}{100xI_p} = 2x\frac{U_X}{100}x\frac{U_X}{I_1/\sqrt{3}} = \frac{2}{\sqrt{3}}x\frac{U_X}{100}x\frac{U_1}{I_1}, \Omega \quad (6)$$

Bu nedenle, valf tarafı sargısının bir Y bağlantısı mı yoksa D bağlantısı mı olduğuna bakılmaksızın (2XT) aşağıdaki formülle hesaplanabilir:

$$2(X_T) = \frac{2}{\sqrt{3}}x\frac{U_X}{100}x\frac{U_1}{I_1}, \Omega \quad (7)$$

Genel olarak komütasyon dönüşümünün komütasyon reaktansı (teorik olarak hesaplanan değer) (1), (2) ve (7) formüllerinden elde edilir. Dönüştürücü kapasitesi büyükse Ur göz ardı edilebilir. O zaman da Ux≈Uz dir. Denklem (5) şöyle olur:

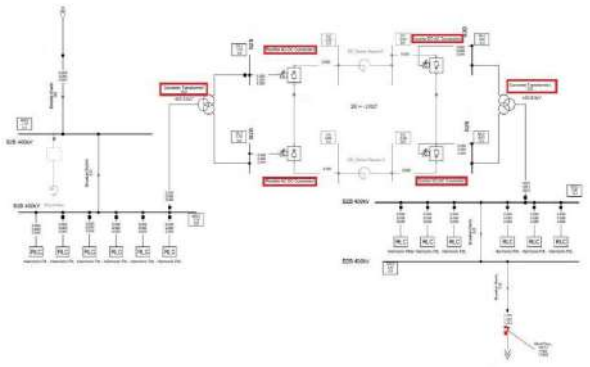
$$2(X_T) = \frac{2}{\sqrt{3}}x\frac{U_z}{100}x\frac{U_1}{I_1}, \Omega \quad (8)$$

Örneğin 400/85 kV bir dönüştürücü transformatör için CF'nin valf hol reaktansı hesaplanır ise;
$U_Z = 15{,}88\ \%$, $U_1 = 85/\sqrt{3}\ kV$, $I_1 = 2500\ A$

$X_T \approx 0{,}036\ \Omega$.

2.1. Simülasyon modeli

HVDC model konfigürasyonu Dig silent model Şekil 5'te gösterilmiştir. Simülasyon modeli iki dönüştürücü istasyon ve her istasyonda bulunan iki kutuptan oluşur. Bir istasyon doğrultucu modunda diğer istasyon invertör modunda çalıştırıldı. AC filtre ve smooting reaktörler bağlandı ve filtreler AC harmonikleri bastıracak şekilde ayarlandı. Diğer tüm parametreler Tablo 1'de verilmiştir.



Şekil 5: Simülasyon modeli

Bu model, AC havai hatları ile iki farklı şebekede, redresör ve AC ağı bir kaynak tarafında, invertör ve AC ağı ise başka bir kaynak tarafında olmak kaydıyla modellenmiştir.

Tablo 1: Simülasyon model parametreleri

	Doğrultucu (Rectifier)	Evirici (Inverter)	Birim
Sürekli Anma Gücü	550	550	MW
Anma DC Gerilimi	±100	±100	kV
Anma DC Akımı	2750	2750	A
Boşta İdeal DC Gerilim	±114	±114	kV
Görünür Güç	360	360	Mvar
Valf AC Etkin Gerilim	85	85	kV
Kontrol Karakteristiği	Pdc / Idc	Pdc / Idc	Güç/Akım
	Ateşleme Açısı (α)		Derece
Nominal	15	N/A	°C
Maksimum	15+2,5	N/A	°C
Minumum	15-2,5	N/A	°C
	Sönümleme Açısı (β)		Derece
Nominal	N/A	18	°C
Maksimum	N/A	18+1	°C
Minumum	N/A	18–1	°C

Şekil 5' gösterilen B2B-F1 hatları inverter tarafında AC arıza yeri olarak seçilmiş, arızaya göre kış ve bahar dönemi belirtilmiştir. Hattın kış arıza durumunda kısa devre akımı 1543 A ve bahar dönemi arıza kısa devre akımı 1631,7 A'dir. Benzer bağlantılı hatlarda meydana gelen arızalar sonuncunda hesaplanan taşınabilir güvenli PDC gücü ve hesaplanan kısa devre akımları Tablo 2'de gösterilmiştir.

Şebekenin kısa devre akımı $P_{DC} = \frac{SCMVA - S_{filter}}{ESCR}$ göre hesaplandı. PDC MW olarak güvenli DC gücü temsil eder. S_{filtre} MVar olarak filtre gücünü ve SCMA ise MVA olarak şebeke kısa devre gücünü temsil eder. Şebeke için Kabul edilen ESCR ≥ 2,5' tir.

Tablo 2: Bağlı AC hatların arıza durumlarında PDC

	B2B DÖNÜŞTÜRÜCÜ MERKEZ			
	Durum1-Kış		Durum2-Bahar	
Fider Adı	SCMVA	Güvenli P_{DC}	SCMVA	Güvenli P_{DC}
B2B-F1	1543.0	473,6	1631,7	508.7
F1-F2	1381.9	408,8	1453,6	437.4
F1-F3	1384.5	409,8	1459,3	439.7
F1-F4	1472.9	445,2	1552,8	477.1
F2-F5	2036.3	670.5	2254.1	757.6

[1]B2B Merkezde 360 MVar Filtre bağlı olduğu varsayılmıştır. PDC= MW
[2]B2B Merkezde F1,F2,F3,F4,F5 İnverter tarafta şebekeye bağlı hatlar.

Tablo 2'de gösterilen değerlere göre B2B merkezin çalıştırılması için gereken DC güç 408,8 MW'tır. Bu değer altında ve bağlı hatların arıza kısa devre akımlarıda dikkate alınarak komütasyon arızaları oluşabilir. Bu nedenle F, F2, F3, F4, F5 hatların bağlantı durumları kontrolü ve korumaları kontrol altında tutularak olası bir komütasyon arızasının önüne geçilmelidir. Hatlar şebekenin zayıf ve güçlü durumlarına göre seçilmiştir.

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

3. Komütasyon Arızalarının Önlenmesi

Komütasyon arızası, kapanması gereken bir dönüştürücü valf çalışmaya devam ettiğinde meydana gelen olumsuz bir dinamik olaydır. Bu nedenle ateşleme sırasında akım bir sonraki valfe aktarılmaz. Arızanın oluşması iletilen gücün geçici olarak kesilmesine ve dönüştürücü ekipmanın zorlanmasına neden olur [17]. Ayrıca önemli ölçüde doğru akımın artışına neden olduğu için valflerin daha da ısınmasına yol açar. Sonuç olarak ömürlerini kısaltır [18]. AC sistem arızalarından dolayı oluşan gerilim bozulmaları birçok komütasyon arızasına sebep olur ve bu durum hiçbir zaman tamamen önlenemez [19]. Yöntemler dört ana kategoriye ayrılabilir: (I) Koruma ve kontrol özelliğini optimize etmek, (II) Yardımcı ekipmanların kurulumu, (III) DC güç koordinasyonu, (IV) Dönüştürücünün yapısının değiştirilmesi. Bu yöntemlerin tamamı geleneksel HVDC sistemde kullanılabilir. HVDC sistemler yüksek gerilim seviyesi, büyük iletim kapasitesi, çoklu ve hiyerarşik besleme yapısı gibi özel bir yapıya sahiptirler. HVDC'nin özelliklerinin uygulanabilmesi için bu dört yöntemin geliştirilmesi gerekmektedir.

3.1. Koruma ve Kontrol Özelliğinin Optimize Edilmesi

HVDC'nin CF'lerini azaltmak için kullanılan en yaygın yöntem koruma ve kontrol özelliklerini optimize etmektir. İyi bir maliyete sahip olan HVDC dayanma gerilim seviyesi iletim kapasitesi ile sınırlı değildir. Gerilime bağlı akım sırası (VDCOŁ Gerilim kontrol fonksiyonu) ve komütasyon arızası ile ilgili parametrelere dayalı diğer kontrol yöntemleri CF'nin kestirimci kontrolüne bölünebilir.

3.2. Yardımcı Ekipmanların Kurulumu

HVDC sistemlerde, ortak yardımcı ekipmanlar arasında reaktif güç kompanzasyon cihazı, süper iletken arıza akımı sınırlayıcı (SCFL) ve birleşik güç akış kontrolörü (UPFC) bulunur. HVDC sistemlerin çok beslemeli ve hiyerarşik yapılardan dolayı, DC alt sistemlerde yardımcı ekipman yararlarının en üst seviyeye çıkarılması için nasıl bir koordinasyon yapılması gerektiği araştırmanın odak noktasıdır.

3.3. DC Güç Koordinasyonu

HVDC sistemlerde özellikle DC hatların büyük iletim kapasitesinden dolayı, her bir DC hattın ve DC gücün makul kullanımı ve birbiriyle koordinasyonu CF'leri etkili bir şekilde hafifletebilir. Sabit sönme açısının kontrol etkisi nedeniyle sönme açısının γ sabit olduğu varsayılmıştır. O zaman DC tarafından tüketilen güç iletimin aktif gücünün azalmasıyla azalır ve arızadan sonra sistemin kurtarma özellikleri iyileştirilir. Aynı zamanda yüksek DC gücü iletimi nedeniyle DC akım Id yüksek bir seviyede olur ve komütasyon sürecinde sönme açısı küçük olursa, CF riskide yüksek olur. DC iletim gücü ile ark sönme açısı arasındaki ilişki çıkarılabilir [20]. Şebeke durumuna göre DC gücündeki azalmanın sönümleme açısının artmasına ve dolayısıyla CF'lerin azalmasına neden olduğu görülebilir.

3.4. Dönüştürücünün Yapısının Değiştirilmesi

CF'lerin fizikel özü, tristörün kendi kendini kapatma kabiliyetinden yoksun olmasıdır. IGBT gibi tamamen kontrol edilen cihazların kullanılması CF'leri esasen ortadan kaldırabilir [21,22]. Ancak tam kontrollü cihazlara dayalı HVDC iletim sistemleri yüksek inşaat maliyeti, yüksek teknik zorluk, sınırlı gerilim seviyesi ve yetersiz iletim kapasitesi gibi bazı problemlere sahiptir [23]. Bu nedenle tristörler uzun süre değiştirilemezler. Bir tarafın hat komütasyon dönüştürücü (LCC) tabanlı dönüştürücü kullandığı ve diğer tarafın bir gerilim kaynağı dönüştürücü (VSC) veya modüler çoklu dönüştürücü (MMC) kullanıldığı bir değiş tokuş şeması önermektedir [24].

Bu dört CF önleme yöntemi HVDC iletim sistemlerinin CF direncini doğrudan iyileştirebilir, mevcut araştırmalar altında teknik zorluk seviyesi ve yatırım maliyetinden CF'leri önlemek için koruma ve kontrol stratejisini optimize etmenin daha avantajlı olduğu görülebilir [25].

4. Sonuçlar

Büyük ölçekli AC/HVDC hibrit güç sistemlerinin güvenlik ve kararlığına yönelik en büyük tehditlerden biri LCC-HVDC bağlantıların CF'leridir. Komütasyon temeline dayanarak bu makale mevcut stratejileri CF inhibisyon ve analizlerini için onların özelliklerini ve eksikliklerini gözden geçirir.

I. Tristör invertör topolojisi, dönüştürücü transformatörü ve diğer primer ekipman komütasyonunu artırabilir. Ancak primer ekipmanlar pahalıdır ve diğer yöntemlere göre daha az güvenilirdir.

II. Kontrol sistemindeki iyileştirmeler ana akım stratejileridir. Gelecek vaat eden bir yaklaşım kontrol stratejisinin hızlı ve güvenilir bir şekilde tahmin edilmesi optimisyonda yatan kestirimci kontroldür. Mevcut kestirimci yöntemler ve kötü gerçek zamanlı performans bu tür yöntemlerin bir başka zayıflığıdır.

III. HVDC sistemleri için CF önleme çalışmaları esas olarak küçük aralıklarda duyarlılık analizlerine dayanmaktadır. Büyük bozulmalar altında geçici süreçlerin nicel analizleri büyük ölçüde yetersiz kalmıştır. Bu durumda CF inhibisyonun kontrol stratejilerinin doğru bir şekilde değerlendirmesinde yöntem eksikliğine yol açmıştır.

Ayrıca komütasyon gerilim-zaman alanı teorisine dayanarak, komütasyon gerilim genliği, ateşleme açısı, harmonik bileşen, DC akımı ve DC kontrol karakteristiklerinin hepsinin HVDC'nin CF'lerini etkilediği belirtilmektedir. Ayrıca koruma ve kontrol özelliklerinin optimize edilmesi, yardımcı ekipmanların kurulması, DC gücünün koordine edilmesi ve dönüştürücü yapısının değiştirilmesi gibi dört çeşit CF önleme yöntemi özetlenmiştir.

5. Kaynaklar

[1] Y. Tang, F. Li, Q. Wang, et al., Power stability analysis of UHVDC systems hierarchically connected to AC systems, Electr. Power Syst. Res. 163 (B) (2017) 715–724.

[2] Y. Xiong, W. Yao, J. Wen, S. Lin, X. Ai, J. Fang, J. Wen, S. Cheng, Two-level combined control scheme of VSC-MTDC integrated offshore wind farms for onshore system frequency support, IEEE Trans. Power Syst. 36 (1) (2021)

[3] H. Son, H. Kim, An algorithm for effective mitigation of commutation failure in high-voltage direct-current systems, IEEE Trans. Power Deliv. 31 (4) (2016) 1437-1446.

[4] A. Alassi, S. Banales, ˜ O. Ellabban, et al., HVDC transmission: technology review, market trends and future outlook, Renew. Sustain. Energy Rev. 112 (2019) 530–554.

[5] Y. Zhu, S. Zhang, D. Liu, et al., Prevention and mitigation of high-voltage direct current commutation failures: a review and future directions, IET Gener. Transm. Distrib. 13 (24) (2019) 5449–5456.

[6] K. Sun, W. Yao, J. Fang, X. Ai, J. Wen, S. Cheng, Impedance modeling and stability analysis of grid-connected DFIG-based wind farm with a VSC-HVDC, IEEE Trans. Emerg. Sel. Top. Power Electron. 8 (2) (2020) 1375–1390.

[7] J. Liu, B. Wang, X. Dong, et al., Review of consecutive commutation failure research for HVDC transmission system, Electr. Power Autom. Equip. 29 (9) (2019) 116-123.

[8] Shao Y, Tang Y. Fast evaluation of commutation failure risk in multi-infeed HVDC systems. IEEE Trans on Power Syst 2018;33(1):646–53.

[9] Xiao H, Li Y, Zhu J, Duan X. Efficient approach to quantify commutation failure immunity levels in multi-infeed HVDC systems. IET Gener Transm Distrib 2016;10 (4):1032–8.

[10] Thio CV, Davies JB, Kent KL. Commutation failures in HVDC transmission systems. IEEE Trans Power Deliv 1996;11(2):946–57.

[11] Li G, Zhang S, et al. A method of detecting commutation failure in multi-infeed HVDC systems based on critical failure impedance boundary. 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting 2017:1–5.

[12] Liu L, Lin S, et al. A calculation method of pseudo extinction angle for commutation failure mitigation in HVDC, in IEEE Trans. on Power Deliv. 34(2) (2019) 777-779.

[13] Wei Z, Fang W, et al. A criterion for accurate identification of commutation failure in HVDC systems. Electr Power Syst Res 184(18) (2020) 106338.

[14] S. Ruan, K. Xu, D. Liu, et al., Statistical analysis and suggestions on resistance measures for commutation failures of HVDC transmission system, Autom. Electr.

[15] A. Ekström, High power electronics HVDC and SVC. Royal Institute of Technology, 1990.

[16] I. Oketch, Improvement in algorithm for commutation failure prevention in LCC HVDC

[17] Cigre, “Commutation failures–causes and consequences,” Cigre Working Group 14.05, Paris, 1995.

[18] E. Rahimi, A. Gole, J. Davies, I. T. Fernando, and K. Kent, “Commutation failure analysis in multi-infeed hvdc systems,” Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 26, no. 1, pp. 378–384, 2011.

[19] Y.-Z. Sun, L. Peng, F. Ma, G. Li, and P. Lv, “Design a fuzzy controller to minimize the effect of hvdc commutation failure on power system,” Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 23, no. 1, pp. 100–107, 2008.

[20] C. Thio, J. Davies, K. Kent, and G. Andersson, “Commutation failures in hvdc transmission systems. discussion,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, no. 2, pp. 946–957, 1996.

[21] X. Hao, Y. Li, J. Zhu, et al., Efficient approach to quantify commutation failure immunity levels in multi-infeed HVDC systems, IET Gener. Transm. Distrib. 10 (4) (2016) 1032–1038

[22] X. Ni, C. Zhao, Y. Guo, et al., Enhanced line commutated converter with embedded fully controlled sub-modules to mitigate commutation failures in high voltage direct current systems, IET Power Electron. 9 (2) (2016) 198–206.

[23] C. Guo, C. Li, C. Zhao, et al., An evolutional line commutated converter integrated with thyristor based full-bridge module to mitigate the commutation failure, IEEE Trans. Power Electron. 32 (2) (2017) 967–976.

[24] J. He, K. Chen, M. Li, et al., Review of protection and fault handling for a flexible DC grid, Prot. Control Mod. Power Syst. 5 (2020) 15, https://doi.org/10.1186/

[25] H. Zhou, W. Yao, X. Ai, et al., Comprehensive review of commutation failure in HVDC transmission systems.

Havai Hat Yoğun Orta Gerilim Radyal Dağıtım Şebekelerinde Arıza Yer Tespiti için CBS Tabanlı İz Tespit Algoritması Geliştirilmesi

A GIS-Based Trace Algorithm for Fault Location in Overhead Line Dense Medium Voltage Radial Distribution Networks

Mehmet Köse[1], Batuhan Yaman[2], Mert Bekir Atsever[3], Mehmet Hakan Hocaoğlu[4,5]

[1]Milli Savunma Üniversitesi, Atatürk Stratejik Araştırmalar ve Lisansüstü Eğitim Enstitüsü (ATASEREN), Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü, İstanbul, TÜRKİYE
m.kose@yahoo.com

[2]Ar-Ge Departmanı, C.K Enerji, İstanbul, TÜRKİYE
batuhan.yaman@bedas.com.tr

[3]Milli Savunma Üniversitesi, Deniz Harp Okulu Dekanlığı, Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü, İstanbul, TÜRKİYE
mertbekir.atsever@msu.edu.tr

[4]İstanbul Ticaret Üniversitesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü, İstanbul, TÜRKİYE
mhhocaoglu@ticaret.edu.tr

[5]Ahmed Yesevi Üniversitesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü, Türkistan, KAZAKİSTAN
mehmethakan.hocaoglu@ayu.edu.kz

Özet

Dağıtım şebekeleri tabiatları gereği genellikle radyal ve dal-budak yapıdadır. Dal-budak yapı ve ölçüm noktalarının kısıtlı olması empedans temelli arıza yer tespit algoritmalarının hatalı sonuç vermesine yol açmaktadır. Bu nedenle arıza yolunun doğru bir şekilde takip edilmesi gerekmektedir. Bu çalışmada havai hat yoğun radyal dağıtım şebekelerinde tek faz toprak arızasının yerinin tespiti için gerekli olan CBS tabanlı iz takip algoritması tanıtılmıştır. İz takip algoritması sayesinde arıza yerinin konumu yüksek doğruluk oranı ile tespit edilebilmektedir. İz takip algoritmasının etkinliği gerçek bir şebeke üzerine gösterilmiştir.

Anahtar kelimeler: *havai hatlar, arıza yer tespiti, Coğrafik Bilgi Sistemleri*

Abstract

Distribution networks are radial and inherently have multiple feeders, laterals and spurs. The lack of multiple measurements points and multiple laterals lead to inaccurate results in impedance-based fault location algorithms. Therefore, it is essential to accurately trace the fault path for such systems. In this paper, a GIS-based trace algorithm which is required for locating single-line-to-earth faults in overhead line-dense radial distribution networks is introduced. Thanks to the trace algorithm, the fault location can be identified with a high degree of accuracy. The effectiveness of the trace Algorithm has been demonstrated on a real-world network.

Keywords: *overhead lines, fault location, Geographic Information Systems*

1. Giriş

Her ne kadar büyük metropol şehirlerde ve şehir merkezlerinde yeraltı kablo kullanımı yaygın olsa bile, Türk orta gerilim dağıtım şebekelerinde yüksek oranda havai hat kullanılmaktadır. Havai hatlar fırtına, deprem, sel vb. doğa temelli olaylardan veya kuş çarpması, direkt devrilmesi gibi dış etmenlerden direkt olarak etkilenmektedir. Bu durum havai hatlarda gerçekleşen arıza sayılarının artmasına sebep olmaktadır. Açık literatürde bulunan çalışmalar incelendiğinde arızaların yaklaşık %50'si havai hatlarda gerçekleşmektedir. Benzer şekilde ulusal EDAŞ'ların istatistikleri de açık literatür ile uyumludur. Gerçekleşen arızalar arasında ise

tek faz toprak arızası en yüksek gerçekleşme oranına sahiptir [1].

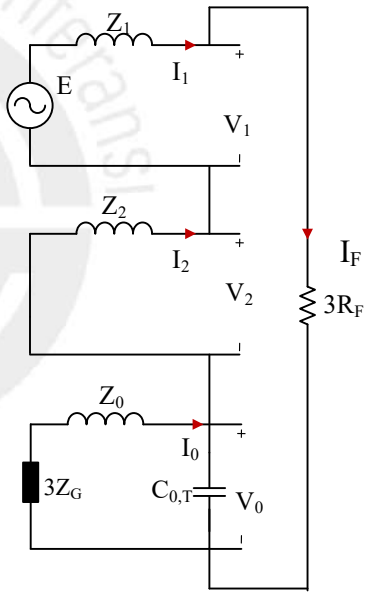
Saha pratiği olarak OG dağıtım şebekelerimizde tek faz toprak arızasının yeri camper ayırma yöntemi ile tespit edilmektedir. Bilinmelidir ki kırsal OG dağıtım şebekeleri genellikle uzun mesafeli havai hatlara sahiptir. Uzun mesafeli havai hatlarda arızanın yerinin bulunması için hattın ortasında yer alan direklerden camper ayrılarak enerjilendirme işlemi yapılır. Bu enerjilendirme işleminin başarısız olması durumunda arızanın hattın ilk yarısında olduğu, tutması durumunda ise ikinci yarısında olduğu belirlenmektedir. Fakat bu yöntem uzun zaman ve yüksek iş gücü gerektirmektedir. OG şebekelerinde yer alan havai hatlar birkaç yüz kilometreye kadar genişlemekte olup bakım ekiplerinin görerek tespit etmesi saatler sürebilmektedir. Dahası coğrafi şartlar göz önüne alındığı bakım ekiplerinin doğru noktaya intikal etmesi elzemdir. Dağıtım şebekesinin dallı budaklı topolojide olması fiziksel iş gücünü ve tespit süresini daha da uzatmaktadır. Ayrıca fiziksel bir iş yapıldığından olası iş kazalarına müsaittir. Bu nedenle arıza yerinin hızlı ve yüksek doğruluk ile tespit edilmesi gerekmektedir.

İletim hatlarında tek faz toprak arızasının yerinin tespit edilmesi için mesafe koruma röleleri sahada yaygın bir şekilde kullanılmaktadır [2]. Mesafe koruma rölelerinin doğrudan OG dağıtım şebekesinde kullanılması oldukça zordur. Ülkemizde OG dağıtım şebekeleri genelde etkin topraklanmamıştır. Bu nedenle iletim sistemleri ile kıyaslandığında arıza akım genliği daha düşüktür. Mesafe koruma rölesi için gerilim bilgisine ihtiyaç vardır. Oysa, dağıtım şebekelerinde koruma felsefesi aşırı akım temelli olduğu için gerilim trafoları genellikle sadece ilk merkezlerde bulunur. Dağıtım şebekeleri topolojik bakımdan homojen olmayan şebekelerdir. Dağıtım şebekeleri bir fider üzerinde farklı kesitlere sahip havai hat iletkenleri içermektedir [3]. Bu nedenle kilometre başına yapılan hesaplar hatalı sonuçlar verecektir. Dağıtım şebekesinin topolojisinin belirlenerek farklı empedansların analize dahil edilmesi arıza tespit algoritmalarının sağlıklı çalışması için elzemdir. Bu amaç için Coğrafik Bilgi Sistemi (CBS) kullanılmıştır. CBS verileri içerisinde; havai hatların güzergahları, trafo merkezlerinin konumları, havai hatların bağlantı ve branşman noktaları ile diğer topolojik bileşenlere ilişkin bilgiler yer almaktadır [4]. Okunan CBS verileri, elektriksel topolojiyi yazılım ortamında çizge ve ağaç temelli bir yapıya dönüştürecek şekilde modellenmiştir. Her bir trafo merkezi, hat ve branşman (lateral) noktası birer düğüm (node-vertex) veya kenar (edge) olarak yapılandırılmıştır. Bu yapı üzerinden topolojik analizler gerçekleştirilmiş ve sistemin yönlü çizge (graph) temsili çıkarılmıştır. Böylece iz takip algoritması tamamlanmıştır. İz takip algoritmasının etkinliği gerçek bir dağıtım şebekesi üzerinde gösterilmiştir.

Bildiri şu sıra ile devam etmektedir. İkinci başlıkta dağıtım şebekesinde tek faz toprak arıza yer tespitinin zorlukları ve literatürde kullanılan empedans temelli algoritmalar ele alınmıştır. Üçüncü başlıkta CBS verileri ve İz takip algoritması tanıtılmıştır. Dördüncü kısımda İz takip algoritmasının saha uygulaması ve performansı değerlendirilmiştir. Sonuçlar son kısımda tartışılmıştır.

2. Dağıtım Şebekelerinde TFT Arıza Yer Tespitinin Zorluğu

OG dağıtım şebekelerinde tek faz toprak arızasının yerini tespit etmek oldukça zordur. Tek faz toprak arızasının fiziksel toprak ile doğrudan teması bulunmaktadır. Bu nedenle arıza akım karakteristiği pek çok parametreden etkilenmektedir. Bu parametreleri arıza direnci, nötr topraklama yöntemi, hat yapısı, şebekenin topolojik yapısı şeklinde sıralamak mümkündür. Tek faz toprak arızasının büyüklüğü simetrili bileşenler yardımıyla ile hesaplanmaktadır. Şekil 1 ile tek faz toprak arıza hesabı için kullanılan simetrili bileşen devresi gösterilmiştir. Şekil 1'de açıkça görüldüğü üzere nötr topraklaması sıfır sıra eşdeğer devreyi dolayısıyla arıza akım karakteristiğini etkilemektedir.



Şekil 1. Tek faz toprak arıza hesabı için kullanılan simetrili bileşen (pozitif, negatif ve sıfır sıra) devresi.

Ülkemizde 154/33 kV'luk trafoların sekonder kısmı 20 Ω direnç üzerinden topraklıdır. Bu tür OG şebekeler etkin topraklanmamış şebeke olarak tanımlanmaktadır. Şebekenin toplam faz-toprak kapasitesini temsil eden $C_{0,T}$ genellikle arıza hesaplarında ihmal edilmektedir. Fakat bu durum kablo yoğun etkin topraklanmamış şebekelerde koruma problemine neden olabilir [5]. Direnç topraklı bir şebeke için arıza akımı Denklem (1) ile hesaplanmaktadır. Burada Z_G nötr noktasının empedans değerini, E nominal gerilimi; Z_1, Z_2, Z_0 Sırasıyla, pozitif sıra, negatif sıra ve sıfır sıra empedans değerini temsil etmektedir.

$$I_F = \frac{3E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_G} \quad (1)$$

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

Arıza akımı ile simetrili bileşen akımları arasındaki ilişki Denklem (2) ile ifade edilmektedir. Simetrili bileşenler ve faz akımları arasındaki ilişki ise Denklem (3) ile hesaplanmaktadır. Benzer ilişki gerilimler arasında da mevcuttur ve Denklem (4) ile gösterilmiştir. Arızalı fazın gerilimi V_F , simetrili bileşenler cinsinden Denklem (5) ile ifade edilmektedir.

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{1}{3} I_F \tag{2}$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \tag{3}$$

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \tag{4}$$

$$V_F = V_0 + V_1 + V_2 \tag{5}$$

Hat yapısı arıza akım genliğini dolayısıyla arıza yer tespit algoritmalarının performansını etkilemektedir. Tek faz toprak arızasının yerini tespit etmek için empedans temelli algoritmalar kullanılmaktadır. Bu algoritmalar pozitif sıra temelli, negatif sıra temelli ve reaktans temelli algoritmalardır. Literatürde çok iyi bilinen ve [6] numaralı standartta yer alan pozitif sıra empedans hesabı Denklem (6) ile hesaplanmıştır. Burada Z_P pozitif sıra empedansı, I_A arızalı fazın akımını, $3I_0$ homopolar akımı temsil etmektedir. k_0 katsayısı ise genel olarak mesafe koruma rölelerine girilen fazör ayar değeridir [7]. Bulunan Z_P değeri iletkenin kilometre başına empedansına bölünerek mesafe tahmini yapılır. Fakat bu durum homojen olmayan şebekeler için geçerli değildir. Farklı kesitte ve mesafede hatlar bulunduğu için arıza iz tespit algoritması kullanmak gerekmektedir.

$$Z_P = \frac{V_F}{I_A + 3I_0 k_0} \tag{6}$$

Guzman tarafından önerilen negatif sıra temelli empedans hesabı ile arıza metrajının hesaplanması dağıtım şebekelerinde teorik olarak mümkün kılınmaktadır [8]. Bu yöntem IEEE Standart C37.114'te de yer almaktadır. Tek faz-toprak arızaları için negatif sıra gerilimi Denklem (7) ile gösterilmiştir. R_F arıza direncini, k ise ölçüm noktası ile arıza yeri arasındaki hat sayısıdır. $Z1_i$ pozitif sıra empedans değerini, $Z2_i$ negatif sıra empedans değerini, $Z0_i$ ise sıfır sıra empedans değerini temsil etmektedir.

$$V_{faz} = \sum_{i=1}^{k} I_1 Z1_i + \sum_{i=1}^{k} I_2 Z2_i + \sum_{i=1}^{k} I_0 Z0_i + 3R_F I_0 \tag{7}$$

OG dağıtım şebekesinde kullanılan iletkenler iletim hatlarından kullanılan iletkenlerden daha yüksek resistif parçaya sahiptir. Dahası, tek faz toprak arızası genellikle bir arıza direnci üzerinden devresini tamamlamaktadır. Bu nedenle empedans büyüklüğü yerine reaktans büyüklüğü kullanılmıştır. Toplam reaktans değeri ise Denklem (8) ile hesaplanmaktadır. Doğru hesabın yapılması için negatif sıra akım değerinin yüksek doğrulukla hesaplanması veya ölçülmesi gerekmektedir.

$$X_{012} = \frac{\mathrm{Im}(V_{faz} \cdot I_2^*)}{|I_2|^2} \tag{8}$$

Dağıtım şebekelerinde genel olarak rölelerin faz bağlantıları sıralı bağlanmamaktadır. Her ne kadar hatalı faz bağlantı sırası arızanın tespiti noktasında probleme neden olmasa da arıza yerinin mesafesini hesaplarken probleme neden olacaktır. Vektörel hesaplama yapıldığı için ölçüm noktasından alınan verilerin faz bağlantı sıralarının düzgün olması gerekmektedir. Denklem (8) ile hesaplanan X_{012} değeri kilometre başına belirlenen X_{012} değerine bölünerek arıza metrajı hesaplanmaktadır. Fakat bu durum sadece homojen şebekelerde geçerlidir. Homojen olmayan şebekelerde ise her bir hat bölümü farklı değerde X_{012} değerine sahip olduğu için iz takip algoritma yardımıyla arıza yeri tespit edilmelidir.

3. Coğrafik Bilgi Sistemi Verileriyle Geliştirilen İz Takip Algoritması

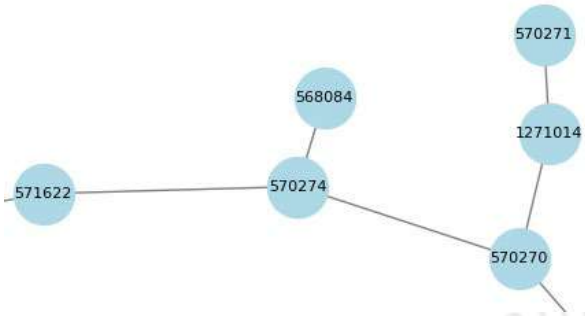
CBS, konum, geometri gibi mekânsal verileri ve bu verilere ait niteliksel bilgileri entegre eden, depolayan, analiz eden ve görselleştiren bütünleşik bir teknoloji olarak öne çıkmaktadır. Türkiye'nin coğrafiği konumu dikkate alındığında elektrik dağıtım şebekeleri, karmaşık ve geniş coğrafi alanlara yayılmıştır. Bu nedenle dağıtım şebekelerin etkin bir şekilde yönetilebilmesi için mekânsal verilerin doğru şekilde analiz edilmesi gerekmektedir. Bu durum enerji arz güvenliğini sağlama noktasında da önem taşımaktadır.

Dağıtım şebekelerinin aynı trafo merkezinden çıkan birden fazla fidere sahip olması, aynı fider üzerinde farklı iletken tiplerini içermesi, branşmanların bulunması topolojik yapının kompleks hale gelmesine neden olmaktadır. Tek faz toprak arızanın arıza yolunun hangi düğümden başlayıp hangi noktada sonlandığını belirlemek, bir izleme algoritması olmadan oldukça güçtür. Bu noktada CBS kritik bir rol üstlenmektedir. CBS tabanlı bir modelleme, şebekenin fiziksel yapısını dijital ortamda birebir temsil ederek yalnızca bir harita sunmakla kalmaz, aynı zamanda hatlarının coğrafi güzergâhını, trafoların ve direklerin kesin konumlarını, iletkenlerin tipi, kesiti ve empedans değerlerini, trafo kapasitelerini ve benzeri bilgileri de içermektedir. Böylece, CBS verilerinin işlenmesi sayesinde şebeke bilgileri kolayca sorgulanabilir ve analiz edilebilir hâle gelmektedir. Farklı kesit ve tiplerdeki iletkenlerin her birinin empedans değerleri kendine özgüdür. Arıza noktası tespitinde bu farklılıkların hesaba katılması gerekmektedir. Böylece, arıza noktası daha yüksek doğruluk oranı ile tespit edilebilecektir. Arıza yerinin hızlı ve doğru belirlenmesi ile kesinti süresi en aza indirilir. Dahası havai hat bakım ekiplerinin doğru noktaya yönlendirilir. Böylece müşteri memnuniyetini ve şebekenin genel güvenilirliğini artar.

Bu çalışmada geliştirilen iz takip algoritması, şebekenin CBS tabanlı modelini kullanarak arıza

noktasını yüksek doğrulukla belirlemek amacıyla tasarlanmıştır. Bu yaklaşımda, karmaşık şebeke topolojisini daha yönetilebilir bir veri yapısı olan çizge modeli şeklinde ele almaktadır. Bu modelde G elektrik şebekesinin çizge modelini, E kenar kümesini, V ise düğüm kümesini temsil edecek şekilde denklem (9) ile ifade edilmektedir.

$$G = (V, E) \tag{9}$$



Şekil 2. Denklem 9'da gösterilen çizge kenar ve düğümlerini şematik gösterimi.

Şekil 2.'de örnek hat segmentlerinin birbiri ile olan ilişkileri kullanılan sistemde tekil (unique) olan ABB ID'ler ile gösterilmiştir. Her kenar için simetrik bileşenler empedansı $Z_{012}(e_{ij})$, $e_{i,j} \in V$ şartını sağlaması gerekmektedir. Bu şartın matematiksel ifadesi Denklem (10) ile gösterilmiştir.

$$Z_{012}(e_{i,j}) = 2 \cdot Z_1(e_{i,j}) + Z_0(e_{i,j}) \tag{10}$$

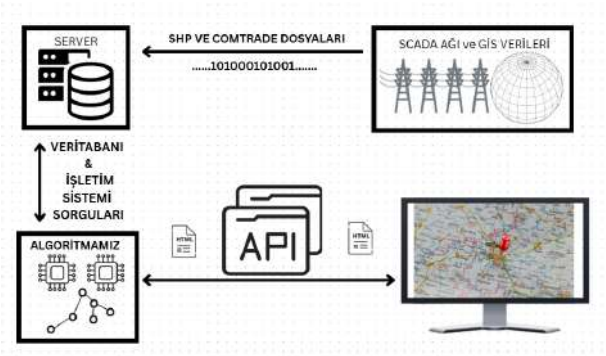
$X_{012}(e_{ij})$ hattın simetrik bileşenler reaktansı, L_{ij} ise $e_{i,j}$'nin (kenar-hat) uzunluğu olmak üzere Denklem (11) ile gösterilmiştir.

$$X_{012,}(e_{ij}) = \mathrm{Im}(Z_{012}(e_{ij}) \cdot L_{ij} \tag{11}$$

İz takip algoritması, arıza sonrası hesaplanan reaktans değerinin, şebeke üzerindeki hat segmentleri boyunca kümülatif olarak toplanan reaktans değerleri ile karşılaştırılması prensibine dayanmaktadır. Çizge veri yapılarının birlikte kullanıldığı bu yaklaşımda, öncelikle fider başında başlayan tüm yollar taranmakta, her adımda hattın maksimum reaktans değeri kümilatif toplanmakta ve bu toplam arıza reaktansını aştığında ilgili segment arıza adayı olarak işaretlenmektedir. Ardından grafik tabanlı en kısa yol aramalarıyla fider başı ve arıza noktası arasındaki toplam mesafe, hat üzerindeki empedans dağılımı kullanılarak metre cinsinden hesaplanmaktadır. Bu yöntem, hem topolojik hem de elektriksel parametreleri aynı anda dikkate alarak yüksek doğrulukta arıza konum tespiti sağlamaktadır.

4. İz Takip Algoritmasının Saha Uygulaması

Geliştirilen iz takip algoritmasının saha uygulaması, şebeke verilerini analiz etmek ve arıza yerini belirlemek için bir dizi entegre aşamadan oluşmaktadır.



Şekil 3. Yazılım çalışma şeması.

Şekil 3'te yazılımın çalışma şeması gösterilmiştir. Şekil 3'te gösterildiği gibi, sistem, CBS ve SCADA üzerinden gelen disturbans verilerini bir araya getiren bir mimari üzerine kurulmuştur. Bu mimari, gerçek zamanlı verilerle topolojik şebeke modelini birleştirerek operasyonel kararları desteklemektedir. Sistem, ilk olarak CBS verilerinden şebekenin dijital ikizini, yani düğüm (V) ve kenarlardan (E) oluşan bir çizge modelini oluşturur. Bu model, şebekenin fiziksel yapısını ve topolojik ilişkilerini temsil etmektedir. Bu çizge modeli, her bir kenarın (hat segmenti) uzunluğu (L_{ij}) ve simetrik bileşenler reaktansı ($X_{012}(e_{ij})$) gibi elektriksel parametreleri içermektedir. Bu parametreler, arıza lokalizasyonu için kritik öneme sahiptir. Sistem daha sonra kullanıcıdan gelen arıza kayıtlarını COMTRADE (.cfg, .dat) formatındaki dosyalardan alır. Bu dalga formu kayıtları, faz akımları ve gerilimleri ($I_{a,b,c}(t)$ ve $V_{a,b,c}(t)$) Denklem (12,13,14,15,16) üzerinden RMS ve kompleks fazörler hesaplanmaktadır.

$$\mathrm{RMS} = \frac{\sqrt[2]{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x[n] e^{-i\omega n} \tag{12}$$

$$\theta = \arg\left(\sum_{n=0}^{N-1} x[n] e^{-i\omega n} \right) \tag{13}$$

$$\omega = \frac{2\Pi f}{f_s}, f = 50\ \mathrm{Hz}\ \text{ve}\ f_s = 1600\ \mathrm{Hz} \tag{14}$$

$$V_{complex} = V_{rms} * \cos(\theta) + V_{rms} * j * \sin(\theta) \tag{15}$$

$$I_{complex} = I_{rms} * \cos(\theta) + I_{rms} * j * \sin(\theta) \tag{16}$$

Arıza sonrası elde edilen reaktans değeri (X_{fault}), iz takip algoritmasının temel girdisidir. Algoritma, çizge modeli üzerinde çalışarak olası aday arıza konumlarını belirlemektedir. Bu süreçte, arıza noktası ile kaynak (s) düğümü arasındaki en kısa yolun (ShortestPath) belirlenmesi esastır. En kısa yol, Denklem (17)'de belirtildiği gibi, reaktans değerlerinin toplamı en küçük olan yol olarak tanımlanır.

$$\text{En Kısa Yol}_{(s,t)} = \sum_{e_{ij} \in P(s,t)} X_{012}(e_{ij}) \tag{17}$$

Burada s kaynak düğümünü, t hedef düğümünü, P(s,t) ise bu iki düğüm arasındaki olası yolları temsil etmektedir. Bu en kısa yol, sadece topolojik uzaklığı değil, aynı zamanda hat segmentlerinin reaktans

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

büyüklüğünü de dikkate alarak arıza yerini daha yüksek doğrulukla belirlemektedir. En kısa yol (En Kısa Yol(s,t)) belirlendikten sonra, bu yol üzerindeki toplam uzunluk (L_{toplam}) ve toplam reaktans (X_{hat}) değerleri sırasıyla Denklem (18) ve Denklem (19) ile hesaplanır.

$$L_{toplam}(s,t) = \sum_{e_{ij} \in P(s,t)} L_{ij} \quad (18)$$

$$X_{(s,t)} = \sum_{e_{ij} \in P(s,t)} X_{012}(e_{ij}) \quad (19)$$

Bu hesaplanan değerler, algoritmanın temel çıktısını oluşturur. İzleme algoritması, hesaplanan X_{fault} değerini hat segmentleri boyunca biriken X_{012},i reaktans değerleri ile karşılaştırarak arıza noktasını izlemektedir. Bu sayede, arıza lokasyonu metre cinsinden hassas bir şekilde belirlenmektedir.

Şekil 4 ile iz takip algoritmasına ait örnek bir saha çıktısı gösterilmiştir. Fider başlangıç noktası röle konumudur. İz takip algoritmasının performansını göstermek amacı ile fider başlangıç noktasından itibaren rastgele üç nokta belirlenmiştir. Birinci nokta röle konumundan 6303,8 metre uzaklıktadır. Bu arıza yolu için bulunan hatların ID'leri şekil üzerinde gösterilmiştir. İkinci nokta fider başından 8225,6 metre uzaklıktadır. Bu arıza yolu için bulunan hatların ID'leri şekil üzerinde gösterilmiştir.



Şekil 4. İz takip algoritması örnek çıktısı

Son nokta ise fider başından 11265,7 metre uzaklıktadır. Bu arıza yolu için bulunan hatların ID'leri şekil üzerinde gösterilmiştir. Bu örnek için başlangıç ID'si 571630'dur. Bitiş ID'si ise 570271'dir.

5. Sonuçlar

OG dağıtım şebekeleri topolojik yapıları gereği alt merkezlere ve branşmanlara sahiptir. Bu durum arıza yer tespitini zorlaştırmaktadır. Dağıtım şebekelerinde en yüksek oranda gerçekleşen arıza tipi tek faz toprak arızasıdır. Tek faz toprak arızasının yerini tespit etmek için reaktans temelli arıza yer tespit algoritmaları kullanılmaktadır. Dağıtım şebekeleri iletken kesiti açısından homojen değildir. Bu durum kilometre başına yapılan hesapların hatalı çıkmasına neden olmaktadır. Bu sebep ile dağıtım şebekesinin topolojisi çıkarılmalıdır.
Bu amaç için CBS verileri kullanılarak arıza iz takip algoritması geliştirilmiştir. İz takip algoritmasının performansı verileri sahadan alının dağıtım şebekesi üzerinde gösterilmiştir. Arıza iz takip algoritması ile fider başından son noktaya kadar dağıtım şebekesinin topolojisi başarılı bir şekilde çıkartılmıştır.

6. Teşekkür

Bu çalışma EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu) tarafından desteklenmektedir.
Proje Adı: Havai Hat Ekiplerini Hızlı Yönlendirmek İçin Elektrik Verileri Üzerinden Tahmini Arıza Metrajının Çıkarılması Projesi, Proje No: 1457667.
Yazarlar Boğaziçi EDAŞ ve Çamlıbel EDAŞ'a destekleri için teşekkür eder.

7. Kaynaklar

[1] El-Naily, N. Saad, ve S. M., Mohamed, F. A., "Novel approach for optimum coordination of overcurrent relays to enhance microgrid Earth fault protection scheme", Sustainable Cities and Society, Cilt 54, Sayfa yok (Article no. 102006), 2020.S
[2] Ziegler, G., *Numerical Distance Protection, Publicis Publising, 2011.*
[3] Atsever, M. B., Şimşek, İ., Yıldız, A., Mesci, N., Can, E. ve Hocaoğlu, M. H., "Investigation into the Performance of Impedance-Based Fault Location Algorithms in Medium Voltage Distribution Networks using COMTRADE Data", 15th National Conference on Electrical/Electronics Engineering (ELECO), Bursa, Türkiye, 2024, ss. 1-5.
[4] Trussell, L. V., "GIS based distribution simulation and analysis," 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2001), Amsterdam, IEE Conference Publication No. 482, v5:30/1–v5:30/5
[5] Atsever, M. B., ve Hocaoglu, M. H., "Mitigation of sympathy trips in highly cabled non-effectively earthed radial distribution systems via MINLP", Electric Power Systems Research, Cilt 220, 2023.
[6] IEEE Standart, "C37.114™-IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines", 2014.
[7] Tsimtsios, A. M. ve Nikolaidis, V. C.,"Setting Zero-Sequence Compensation Factor in Distance Relays Protecting Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Delivery, Cilt 33, No. 3, ss. 1236–1246, 2018.
[8] Gong Y. ve Guzmán A., "Integrated fault location system for power distribution feeders," *2012 Rural Electric Power Conference*, Milwaukee, WI, USA, 2012,1-9.

Elektrikli Araç Şarj Altyapısı ve Yük Dengesizliklerinin Dağıtım Şebekelerinde Neden Olduğu Zorluklar ve Çözüm Stratejileri

Challenges and Mitigation Strategies of Electric Vehicle Charging Infrastructure and Load Unbalances in Distribution Networks

Fatma Avli Fırış[1]

[1]Ostim Teknik Üniversitesi, Elektrik ve Enerji Bölümü
fatma.firis@ostimteknik.edu.tr

Özet

Bu çalışma, modern elektrik dağıtım şebekelerinde ortaya çıkan yük dengesizliklerinin teknik ve işletmesel sonuçlarını bütüncül bir bakış açısıyla incelemektedir. Çalışmanın odak noktasını, elektrikli araç şarj altyapısının hızla yaygınlaşması ve dağıtık enerji kaynaklarının entegrasyonu ile birlikte artan yeni nesil dengesizlik sorunları oluşturmaktadır. Kontrolsüz EA dağılımı, tek fazlı yüklerin yaygınlığı ve yenilenebilir kaynakların kesintili yapısı; gerilim dalgalanmaları, enerji kayıpları, güç kalitesi sorunları ve ekipman ömründe azalmaya neden olmaktadır. Ayrıca koruma koordinasyonunu zayıflatarak işletme güvenliğini riske atmaktadır. Bulgular, akıllı şarj, araçtan şebekeye (V2G) teknolojileri, talep tarafı yönetimi ve veriye dayalı planlamanın dengesizlikleri azaltmada etkili olduğunu göstermektedir. Ancak standardizasyon eksiklikleri, yetersiz fiyatlandırma ve mekânsal eşitsizlikler altyapının ölçeklenmesini sınırlamaktadır. Çalışma, teknik analizlerle stratejik planlama ve politika önerilerini birleştirerek şebeke dayanıklılığını artırmaya, EA entegrasyonunu güvenli biçimde hızlandırmaya ve elektrifikasyon temelli sürdürülebilir geçişe katkı sunmaktadır.

Anahtar kelimeler: *Elektrik dağıtım, elektrikli araç, yük dengesizliği, şebeke, strateji.*

Abstract

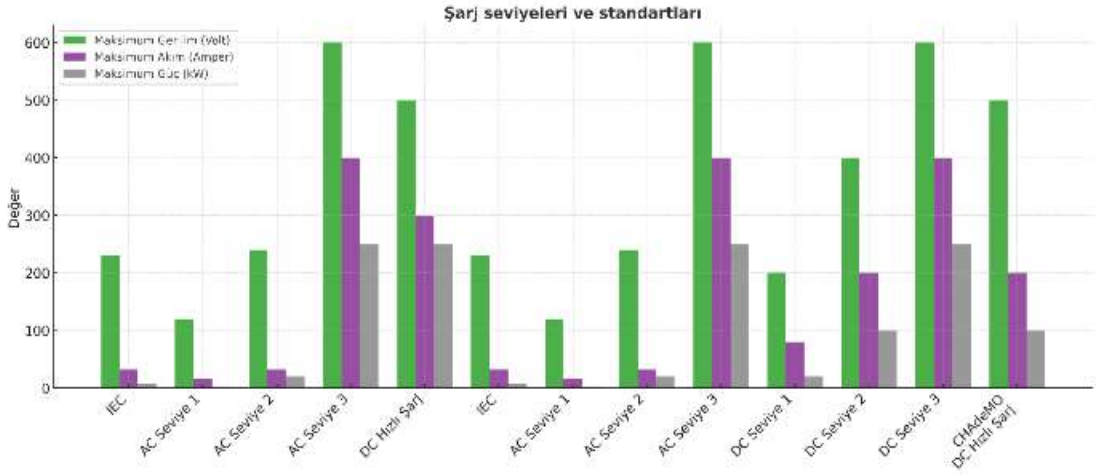
This study provides a comprehensive examination of the technical and operational implications of load imbalances in modern electrical distribution networks. The analysis primarily focuses on emerging imbalance challenges driven by the rapid expansion of electric vehicle (EV) charging infrastructure and the integration of distributed energy resources (DERs). Uncontrolled EV deployment, the predominance of single-phase loads, and the intermittent nature of renewable generation exacerbate voltage fluctuations, energy losses, power quality deterioration, and shortened equipment lifespans. Furthermore, these factors undermine protection coordination and compromise operational security. The findings highlight that smart charging strategies, vehicle-to-grid (V2G) technologies, demand-side management, and data-driven planning can effectively mitigate imbalance issues. Nevertheless, the absence of standardization, inadequate pricing mechanisms, and spatial inequities continue to constrain large-scale deployment. By combining technical analysis with strategic planning and policy recommendations, this work contributes to enhancing grid resilience, enabling the secure acceleration of EV integration, and supporting a sustainable electrification-driven transition.

Keywords: *Power distribution, electric vehicles, load imbalance, grid, strategy.*

1. Giriş

Son yıllarda elektrik dağıtım sistemlerinde doğrusal olmayan ve fazlar arası asimetrik yüklerin artışı, faz dengesizliği sorununu daha görünür hale getirmiştir. Farklı fazlardaki talep eşitsizlikleri, gerilim sapmaları, kayıplar ve güç kalitesinde bozulmalara neden olmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının (YEK), elektrikli araçların (EA) ve dağıtık üretimin hızla yaygınlaşmasıyla bu durum kritik bir işletme zorluğu haline gelmiştir. Özellikle FV panellerin ve rüzgâr türbinlerinin değişken üretimi ile EA'ların dinamik yük profilleri, faz dengesi ve transformatör işletimini daha karmaşık hale getirmektedir.

Literatürde bu etkiler ayrıntılı biçimde ortaya konmuştur. Chen ve ark. [1], küçük dengesizliklerin dahi reaktif güç talebini artırabileceğini; Kumar ve Lee [2], kentsel şebekelerde verimlilik kayıplarının %10'a ulaşabileceğini raporlamıştır. Kannan ve ark. [3], V2G entegrasyonunun verimlilik sağlayabileceğini; Mastoi ve ark. [4], bu entegrasyonun fırsat ve risklerini vurgulamıştır.



Şekil 1. Farklı şarj seviyelerinin ve ilgili standartların grafiksel karşılaştırması

Rajendran ve ark. [5], dönüştürücü optimizasyonları önerirken; Sachan ve ark. [6], veri analitiği ve standartların gerekliliğini öne çıkarmıştır. Ayrıca Khalid ve ekibi [7], şarj altyapısının güvenlik üzerindeki etkilerini; Hashmi ve ark. [8], enerji depolamanın dengeleyici katkısını göstermiştir. Bharati ve ark. [9], doğru modellemenin önemine; Horta ve ark. [10] ise yerel piyasalar ve faz kaydırmanın entegrasyon kapasitesini artırabileceğine işaret etmiştir.

Bu bulgular, EA ve dağıtık üretim entegrasyonuyla artan faz dengesizliklerinin teknik ve işletme açısından ciddi riskler taşıdığını ortaya koymaktadır. Çözüm için otomatik talep yönetimi, faz bazlı yük tahsisi ve akıllı kontrol yaklaşımları ön plana çıkmaktadır. Ayrıca IEEE 1547 gibi standartlarda yapılan güncellemeler ve talep tarafı yönetimi (DSM) uygulamaları, şebeke esnekliğini ve güvenliğini artırmaktadır [11], [12]. Bununla birlikte, dağıtık enerji kaynaklarının (YEK), elektrikli araç şarj altyapısının (EA) ve talep tarafı yönetimi uygulamalarının (DSM) faz dengesizlikleri üzerindeki etkileri çoğu çalışmada birlikte ele alınmamıştır. Oysa bu üç unsurun etkileşimi, modern dağıtım sistemlerinde gerilim kararlılığı ve işletme güvenilirliğini doğrudan etkilemektedir.

EA'ların hızlı benimsenmesi yalnızca toplam talebi artırmamakta, aynı zamanda faz bazlı dalgalanmaları tetikleyerek gerilim profilini bozmakta ve ekipman ömrünü kısaltmaktadır [13], [14]. Bu nedenle gelişmiş şarj altyapısı, çift yönlü V2G mekanizmaları ve faz duyarlı algoritmalar kritik önem taşımaktadır [15]. Bu bağlamda, faz dengesizliklerinin yalnızca teknik bir sonuç olmadığı; aynı zamanda enerji dönüşüm sürecinin planlama, düzenleme ve standardizasyon boyutlarını da etkileyen çok katmanlı bir sorun olduğu değerlendirilmektedir.

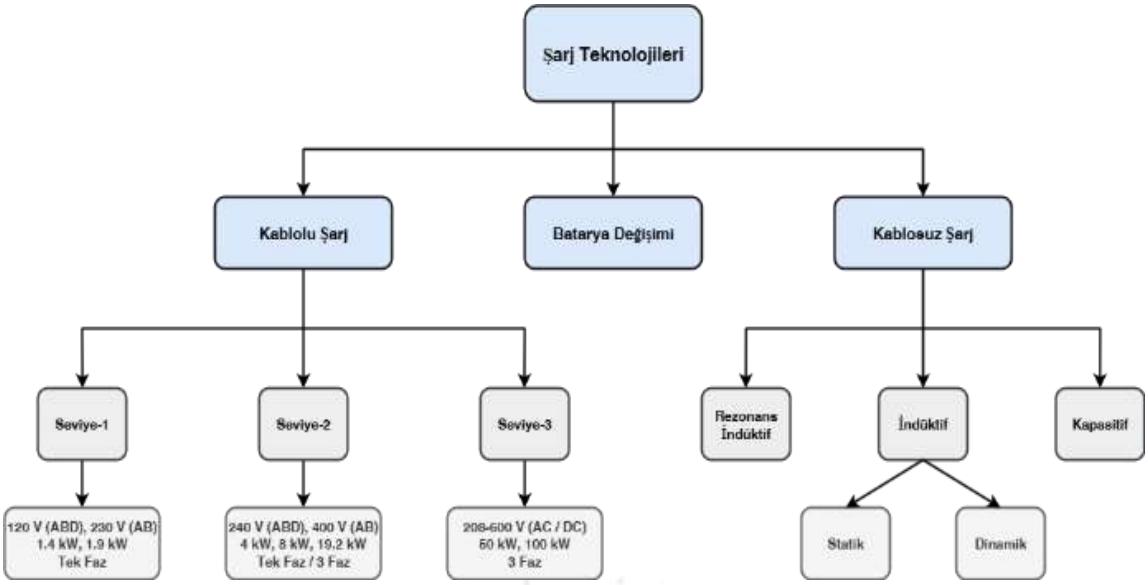
Bununla birlikte mevcut literatür çoğunlukla belirli teknik parametrelere odaklanmakta; dinamik yük profilleri, düzenleyici politikalar ve uzun vadeli planlama arasındaki etkileşimler bütüncül şekilde ele alınmamaktadır. Bu çalışmada ise faz dengesizliği yalnızca teknik yönüyle değil, aynı zamanda akıllı şebeke teknolojileri, düzenleyici gelişmeler ve stratejik planlama perspektifiyle incelenmektedir. Böylece dengesiz yüklemenin gerilim kararlılığı, güç kalitesi, varlık ömrü ve sistem verimliliği üzerindeki etkileri disiplinler arası bir bakışla değerlendirilmiştir. Bu çalışma, elektrikli araç (EA) entegrasyonu ve yenilenebilir enerji kaynaklarının (YEK) neden olduğu faz dengesizliklerini hem teknik hem de stratejik açıdan incelemekte; dengesizlik kaynaklarını ve azaltım stratejilerini bütüncül biçimde ele almaktadır.

Sonuç olarak, bu çalışma teknik yenilikleri stratejik karar süreçleriyle ilişkilendirmekte; yalnızca akademik katkı sunmakla kalmayıp, geleceğin dayanıklı ve uyarlanabilir güç sistemlerini tasarlayan planlamacılara ve politika yapıcılara da yol göstermektedir.

2. Elektrikli Araç Şarj Sistemleri Ve Standardizasyon

Tam elektrikli araçlar (EA), ulaşımda tam elektrifikasyonun temelini oluştururken, şarj edilebilir hibrit araçlar (PHEV) yalnızca kısmi katkı sağlamaktadır [16]. Şekil 1'de özetlenen farklı şarj stratejileri, seviye 1–2 iç ünitelerden yüksek güçlü dış istasyonlara kadar çeşitlenmektedir [18]. AC/DC destekli entegre modüller, harici istasyonların verimliliğini ev tipi çözümlerle birleştirerek esneklik sunmaktadır. Uluslararası standart kuruluşları, güç kapasitesi, gerilim ve konnektör tipleri üzerinden farklı sınıflandırmalar geliştirmiştir [17]. Bu çeşitlilik, şarj altyapısının batarya yapıları ve enerji yönetim sistemleriyle uyumlu tasarlanmasını zorunlu kılmaktadır. Çeşitli şarj stratejilerinin sınıflandırılması Şekil 1'de özetlenmektedir [18]. Şarj stratejilerinin çeşitlenmesi, fazlar arasında asimetrik yük dağılımlarının artmasına yol açmakta ve bu durum özellikle tek fazlı AC şarj noktalarında dengesizlik riskini büyütmektedir.

Elektrikli araç (EA) şarj yöntemleri üç ana grupta toplanmaktadır: iletken şarj, kablosuz şarj ve batarya değişimi. En yaygın yöntem, düşük maliyet, mevcut standartlara uyum ve olgun teknoloji avantajı nedeniyle,



Şekil 2. Çeşitli şarj ve batarya değişim teknolojilerine göre EA şarj yöntemlerinin sınıflandırılması

iletken şarjdır [19], [20]. Bu yöntemde enerji doğrudan kablo bağlantısı ile aktarılırken, kablosuz şarj elektromanyetik alanlara dayalı olup hâlâ verimlilik ve standardizasyon aşamalarındadır [21], [22]. Batarya değişim sistemi ise boş paketlerin dolu bataryalarla birkaç dakika içinde değiştirilmesini sağlayarak uzun şarj sürelerine alternatif sunmaktadır [23]. Bu üç yaklaşım Şekil 2'de sınıflandırılmıştır [24]. Özellikle iletken şarj sistemlerinde tek fazlı bağlantıların yaygın olması, faz bazlı akım dengesizliklerini artırmakta; buna karşılık çift yönlü V2G sistemleri bu etkiyi azaltabilme potansiyeline sahiptir.

Elektrikli araç ekosisteminde güvenilirlik, uyumluluk ve ölçeklenebilirlik, güçlü bir standardizasyon altyapısına bağlıdır. Enerji ve ulaşım sektörlerinin hızla bütünleşmesi, EA–şebeke etkileşimlerinin ortak bir çerçevede düzenlenmesini zorunlu kılmıştır. Bu kapsamda standartlar üç ana başlıkta toplanabilir:

- Şarj donanımı ve bileşenleri,
- EA–Şebeke Entegrasyonu (EVGI) protokolleri,
- Güvenlik ve uygunluk esasları.

ISO, IEC ve SAE gibi kuruluşlar; konnektör tipleri, iletişim altyapıları (ISO 15118) ve enerji aktarım protokolleri (IEC 61851) üzerine ayrıntılı rehberler yayımlamaktadır [25], [26]. NFPA ve NEC gibi ulusal otoriteler ise AC/DC izolasyonu, kaçak akım kontrolü ve yangın güvenliği konusunda bağlayıcı düzenlemeler getirmektedir. EA'lar yalnızca enerji tüketen birimler değil, aynı zamanda çift yönlü enerji aktarabilen dağıtık kaynaklar (DER) olarak konumlanmaktadır. Bu nedenle IEEE 1547 ve UL 1741 gibi bağlantı standartları, EVGI uygulamalarında senkronizasyon, güç kalitesi ve arıza sürekliliği gibi kritik performans kriterlerini güvence altına almaktadır [27]. Şarj protokolleri ile güç kalitesi standartları arasındaki bu ilişki, faz dengesizliği probleminin sadece donanımsal değil, aynı zamanda düzenleyici ve işletme bazlı bir konu olduğunu göstermektedir. Bu nedenle, standartların yalnızca bağlantı güvenliği değil, sistem dengesi açısından da belirleyici rolü bulunmaktadır.

Sonuç olarak, mobilite ile enerji altyapısının kesişiminde yalnızca mevcut güvenlik koşullarını karşılayan değil; aynı zamanda akıllı şebekelerin dönüşümünü destekleyen esnek ve uyarlanabilir düzenlemelere ihtiyaç duyulmaktadır [28], [29]. Bu kapsamda standartların sınıflandırmasına ilişkin ayrıntılar Tablo 1'de özetlenmektedir. Bu sınıflandırma, farklı şarj düzeylerinin gerilim aralıkları ve konnektör tipleriyle birlikte faz yük dağılımını doğrudan etkileyen teknik parametreleri de kapsamaktadır.

Tablo 1. EA şarj seviyelerinin, gerilim aralıklarının ve uyumlu konnektörlerin özet sınıflandırması.

Şarj İstasyonu	Güç (kW)	Gerilim (V)	Araç Türü	Uyumlu Şarj Cihazı Türü
Seviye-1 (AC)	≤35	240	4,3,2	Tip 1, Bharat, AC-001
Seviye-1 (DC)	≤15	≥48	4,3,2	Bharat DC-001, Tip 1, Tip 2, GB/T
Seviye-2 (AC)	≤22	380-400	4,3,2	Bharat, AD-001
Seviye-3 (AC)	22–4.3	200-1000	4	Tip 2
Seviye-3 (DC)	≤400	200-1000	4	Tip 2, CHAdeMO, CCS1, CCS2

3. Yük Dengesizlikleri ve Kaynaklarının Güç Dağıtım Sistemlerine Etkileri

Faz dengesizliklerinin temel kaynakları; tek fazlı elektrikli araç (EA) şarj üniteleri, kesintili üretim yapan yenilenebilir enerji kaynakları (YEK) ve dağıtık üretim sistemleridir. Bu etkenler birlikte değerlendirildiğinde, düşük gerilim seviyelerinde gerilim dengesizlik faktörünün (VUF) %3'ün üzerine çıkmasına yol açabilmektedir [30]. Bu değer IEC 61000-4-30 standardında belirlenen sınırın üzerindedir ve işletme kayıplarında belirgin artış yaratır.

Elektrik dağıtım şebekelerinde faz dengesizlikleri, sistem güvenilirliği ve verimliliği açısından kritik bir sorundur. Bu durum; gerilim kararlılığı, enerji kayıpları ve ekipman ömrü üzerinde doğrudan olumsuz etkilere yol açmaktadır [30]. Fazlar arasındaki eşitsizlik, şebeke performansını ideal koşullardan uzaklaştırarak uzun vadede daha ciddi işletme sorunları yaratır.

3.1. Faz Dengesizliğinin Gerilim Üzerindeki Etkileri

Faz dengesizlikleri en belirgin şekilde gerilim sapmaları olarak görülür. Bu sapmalar, hassas cihazların performansını düşürür ve güç kalitesi sorunlarını artırır [31]. Dengesizlik düzeyi, Gerilim Dengesizlik Faktörü (VUF) ile sayısal olarak belirlenir ve sistem risklerinin değerlendirilmesinde önemli bir göstergedir [32].

3.2. Enerji Kayıpları ve Donanım Üzerindeki Etkiler

Asimetrik akımlar, I^2R temelli ek kayıplara ve kritik ekipmanlarda termal strese yol açar. Bu da bakım ihtiyacını artırarak işletme maliyetlerini yükseltir ve ekipman ömrünü kısaltır [33]. Bu etki, dengesizlik oranı %2'nin üzerine çıktığında trafolarda ek %5–7 ısı kaybı oluşmasına neden olmaktadır [33].

3.3. Güç Kalitesi Üzerindeki Etkileri

Dengesizlikler; harmonik bozulma, gerilim dalgalanması ve faz açısı kararsızlığı gibi mevcut sorunları şiddetlendirir. Tek fazlı yükler akım harmoniklerini yayarak dönüştürücülerin hatalı çalışmasına ve ekipman ısınmasına neden olur. Ayrıca artan nötr akımı, yanlış koruma tetiklemelerine yol açabilir [34].

3.4. Nötr Akımı ve Transformatörler

Üç fazlı sistemlerde dengesiz akımlar, yüksek nötr akımı oluşturur. Bu durum aşırı ısınma, yalıtım zayıflaması ve yangın riskine neden olabilir. Transformatörlerde ise manyetik akı dengesizliği, yerel doygunluk ve sıcaklık artışı yaratarak ömrü kısaltır [35]. Türkiye'de TEDAŞ tarafından işletilen OG fiderlerinde yapılan ölçümler, bazı bölgelerde nötr akımının nominal akımın %15'ine ulaştığını göstermiştir [36].

3.5. Koruma Sistemleri

Koruma şemaları dengeli işletmeye göre tasarlandığından, dengesizlik röle koordinasyonunu bozabilir. Sonuç olarak arıza gideriminde gecikmeler veya gereksiz açmalar görülebilir, bu da hem güvenilirliği hem de güvenliği azaltır [36].

3.6. Ekonomik Etkiler

Faz dengesizliği; kayıpları artırarak CAPEX ve OPEX maliyetlerini yükseltir. Kentsel bölgelerde işletme giderlerinin %12'ye kadar arttığı raporlanmıştır [37].

3.7. DER Entegrasyonu

FV ve rüzgâr gibi inverter tabanlı kaynaklar, dengesizliklere karşı hassastır. Bu durum senkronizasyon kaybına, üretim düşüşüne ve inverterlerin devre dışı kalmasına neden olabilir. Ayrıca reaktif güç desteğinin azalması, güç faktörü düzeltimini zayıflatır [36]. Bu etki özellikle Türkiye'nin batı bölgelerinde, 1 MW altı dağıtık FV kurulumlarının yoğun olduğu şebekelerde gözlenmektedir [37].

3.8. Elektrikli Araçların Etkileri

Elektrikli araç entegrasyonu hem fırsatlar hem de riskler barındırır [40].

- Olumsuz etkiler: koordinasyonsuz şarjın yol açtığı tepe yükler, altyapı aşırı yüklenmesi, faz dengesizlikleri, harmonikler, ek kayıplar ve kararlılık sorunlarıdır [38].
- Olumlu katkılar: kontrollü şarjın güç kalitesini desteklemesi, V2G teknolojileriyle yük dengeleme ve frekans regülasyonu sağlaması, ayrıca yenilenebilir enerji entegrasyonunu kolaylaştırmasıdır [39].

Sonuç olarak, elektrikli araçlar yalnızca tüketici değil; doğru planlama, akıllı algoritmalar ve güçlendirilmiş altyapı ile esnek ve dayanıklı enerji sistemlerinin aktif bir bileşeni olabilir. Dolayısıyla, faz bazlı yük izleme ve koordineli şarj stratejilerinin uygulanması durumunda, gerilim dengesizlik faktörünün %50'ye varan oranlarda azaltılabileceği belirtilmiştir [38].

Bu bulgular, dağıtım şebekelerinde faz dengesizliği analizlerinin yalnızca teknik değil, planlama ve politika boyutlarıyla da ele alınması gerektiğini göstermektedir.

4. Elektrikli Araç Şarj Altyapısında Zorluklar ve Stratejiler

Elektrikli araçların (EA) hızla yaygınlaşması, ulaşım ve enerji sektörlerinde önemli bir dönüşüm başlatmıştır. Ancak bu sürecin başarısı, yalnızca teknolojik ilerlemelere değil; güçlü, ölçeklenebilir ve esnek bir şarj altyapısının kurulmasına bağlıdır. Düzenleyici çerçeveler, ekonomik koşullar ve kullanıcı deneyimi bu altyapının erişilebilirliğini ve sürdürülebilirliğini belirleyen temel unsurlardır. Bu bölümde, altyapı yayılımını sınırlayan başlıca engeller ve çözüm yaklaşımları özetlenmiştir. Ayrıca bu bölümde, şarj altyapısının güç dağıtım şebekeleriyle etkileşimi, dengesizlik riskleri ve akıllı kontrol stratejileri açısından

değerlendirilmiştir. Türkiye elektrik dağıtım altyapısında gözlenen tek fazlı bağlantı ağırlığı, koordinasyonsuz şarjın sistem güvenilirliğini sınırlayan temel unsurlardan biridir [EPDK, 2024].

4.1. Standardizasyon Eksikliği

Kuzey Amerika, Avrupa ve Asya farklı şarj standartları (SAE J1772/CCS1, CCS2, CHAdeMO, GB/T) ile ilerlemekte, bu da uyumluluk ve maliyet sorunlarına yol açmaktadır. ISO 15118 ve IEC 61851 gibi uluslararası standartların yaygınlaşması kritik görülmektedir [41].

4.2. EA-İstasyon Uyumsuzluğu

Farklı araç mimarileri ve şarj seviyeleri, özellikle kırsal ve uzun yolculuklarda erişim zorlukları doğurmaktadır. Katı hâl bataryalar ve yüksek gerilimli platformlara uyum sağlayacak esnek altyapılar gelecekteki darboğazları önleyebilir [42].

4.3. Yüksek Maliyetler ve Fiyatlandırma Sorunları

Hızlı şarj istasyonlarının yatırım ve işletim maliyetleri yüksektir. Sabit fiyatlandırma şebeke dostu davranışları teşvik etmezken, dinamik tarifeler (TOU, gerçek zamanlı fiyatlandırma) verimliliği artırabilir [43]. Örneğin, İstanbul ve Ankara'daki pilot TOU uygulamaları, talep yoğunluğu saatlerinde %8–10 oranında yük kaydırması sağlamıştır. Bu sonuç, fiyatlandırma stratejilerinin yalnızca ekonomik değil, aynı zamanda şebeke dengesine yönelik bir araç olarak kullanılabileceğini göstermektedir.

4.4. Kullanıcı Deneyimindeki Tutarsızlıklar

Arayüz, konnektör ve erişim standartlarının farklılığı kullanıcı memnuniyetini azaltmaktadır. Ergonomi ve erişilebilirlik odaklı birleşik kılavuzlar yaygın kabulü hızlandırabilir [44].

4.5. Düzenleyici Engeller

Yüksek güçlü şarj ünitelerinin kurulumu, uzun izin süreçleri nedeniyle gecikmektedir. Basitleştirilmiş prosedürler ve kamu–özel iş birlikleri süreci hızlandırabilir [45].

4.6. Mekânsal Dağılımdaki Eşitsizlik

Altyapı kentsel bölgelerde yoğunlaşırken kırsal alanlarda erişim sınırlıdır. Trafik akışına ve yük tahminlerine dayalı planlama, eşitsizlikleri azaltabilir [46]. Türkiye'de mevcut istasyonların yaklaşık %72'si üç büyük şehirde (İstanbul, Ankara, İzmir) yoğunlaşmaktadır. Bu dengesiz dağılım, özellikle düşük yoğunluklu bölgelerde faz yük dengesini bozarak güç kalitesini olumsuz etkileyebilmektedir [EPDK, 2024].

4.7. Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

EA şarjının sürdürülebilirliği, FV ve rüzgâr gibi yenilenebilirlerin entegrasyonu ile desteklenmelidir. FV + BESS + EMS hibrit çözümleri ve VIPV gibi yenilikçi yaklaşımlar öne çıkmaktadır [47]. 2024 yılında Türkiye'de lisanssız FV+Batarya hibrit kurulum sayısının 950'yi aşması, yenilenebilir tabanlı şarj altyapısının olgunlaşmaya başladığını göstermektedir. Bu hibrit sistemler, dağıtım trafolarında VUF değerini %30 oranında azaltarak sistem kararlılığına katkı sağlayabilmektedir [EPDK, 2024].

4.8. Şebeke İstikrarı

Koordinasyonsuz şarj, gerilim düşüşü ve aşırı yüklenmeye yol açabilir. Akıllı şarj ve V2G uygulamaları ile bu etkiler azaltılabilir, şebekeye esneklik ve regülasyon desteği sağlanabilir [48]. Basitleştirilmiş bir senaryo analizine göre, 10.000 EA'lık bir filonun % 40'ının zaman kontrollü akıllı şarj algoritmasıyla yönetilmesi, tepe yükü yaklaşık %6 oranında düşürmektedir. Bu sonuç, V2G ve faz duyarlı yük tahsisi stratejilerinin, dengesizlik azaltımında ölçülebilir fayda sağladığını göstermektedir.

Genel olarak değerlendirildiğinde, elektrikli araç şarj altyapısındaki zorluklar yalnızca teknolojik değil, aynı zamanda ekonomik, mekânsal ve düzenleyici boyutlara da sahiptir. Bu nedenle stratejik planlama, fiyatlandırma politikaları ve standart harmonizasyonu birlikte ele alındığında, hem enerji hem de ulaşım sektörlerinde bütüncül bir dönüşüm mümkün olacaktır.

5. Sonuç

Elektrik dağıtım sistemleri, artan elektrifikasyon, elektrikli araç (EA) penetrasyonu ve değişken tüketici davranışları ile hızlı bir dönüşümden geçmektedir. Bu çalışma, çoğunlukla göz ardı edilen bir unsur olan yük dengesizliklerini ele almıştır. Bulgular, faz asimetrilerinin yalnızca ikincil bir sorun olmadığını; aksine sistem güvenilirliği, güç kalitesi ve işletme maliyetleri açısından kritik bir kısıt oluşturduğunu göstermektedir. Çalışmada elde edilen sayısal bulgular, VUF oranının %3'ü aşması durumunda dağıtım trafolarında kayıpların %6–7, işletme maliyetlerinin ise %4 civarında arttığını göstermiştir.

Gerilim asimetrilerinin harmonik bozulmaları artırdığı, öngörülmeyen nötr akımlarına neden olduğu ve koruma şemalarının etkinliğini azalttığı tespit edilmiştir. Ayrıca, dengesiz işletme koşulları transformatörlerde termal stres yaratarak bileşen ömrünü kısaltmaktadır.

EA entegrasyonu bu sorunları hem ağırlaştırabilecek hem de doğru stratejilerle hafifletebilecek çift yönlü bir unsurdur. Yönetilmeyen şarj davranışları dengesizlikleri artırırken, akıllı şarj ve V2G uygulamaları şebeke kararlılığını destekleyen çözümler sunmaktadır. Simülasyon temelli analizler, akıllı şarj ve faz duyarlı yük yönetimi stratejilerinin dengesizlik seviyesini % 50'ye kadar azaltabildiğini göstermektedir.

Bununla birlikte, teknik çözümler tek başına yeterli değildir; özellikle ulusal bağlamda veri yönetimi ve izin süreçleri gibi yapısal faktörler de sistem esnekliğini sınırlamaktadır. Politika tasarımı, düzenleyici esneklik ve gerçek zamanlı veri yönetimi, altyapı engellerinin aşılmasında kilit rol oynamaktadır. Dinamik

fiyatlandırma, hızlandırılmış izin süreçleri ve eşitlikçi planlama gibi araçların akıllı şebeke teknolojileriyle bütünleştirilmesi, EA–şebeke etkileşiminin potansiyelini en üst düzeye çıkarabilir. Bu bütünleşik yaklaşım, Türkiye'deki mevcut altyapı dönüşüm stratejilerinde politika geliştirme açısından da uygulanabilir bir yol haritası sunmaktadır.

Sonuç olarak, bu çalışma yalnızca teknik teşhisi ortaya koymakla kalmamakta; aynı zamanda şebeke modernizasyonu, faz dengesizliği azaltımı ve akıllı şarj stratejilerinin yaygınlaştırılması için hem mühendislik temelli hem de politika odaklı çıkarımlar sunmaktadır. Böylece hem akademik araştırmalara hem de uygulamaya dönük stratejilere ışık tutmaktadır. Elde edilen sonuçlar, gelecekteki çalışmalar için sayısal doğrulama modelleri ve saha verisine dayalı ampirik analizlerin genişletilmesine yönelik güçlü bir temel oluşturmaktadır.

6. Kaynaklar

[1] Chen, X., et al. "Voltage Stability Analysis of Low-Voltage Distribution Networks under Unbalanced Loading Conditions." IEEE Transactions on Power Systems, vol. 30, no. 3, 2015, pp. 1234-1242.

[2] Kumar, S., and Lee, J. "Impact of Phase Imbalance on Power Losses in Urban Distribution Networks." International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 65, 2014, pp. 33-40.

[3] Kannan, R., et al. "Smart Grid Systems: Integration with Vehicle-to-Grid Technology and Intelligent Transportation Systems." Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 57, 2016, pp. 1330-1341.

[4] Mastoi, Q.U., et al. "Electric Vehicle Integration with the Grid: Roles of Distributors and Aggregators." Energy Reports, vol. 5, 2019, pp. 436-450.

[5] Rajendran, K., et al. "Converter Topologies for Efficient Energy Exchange between EVs and the Grid." IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 64, no. 12, 2017, pp. 9303-9315.

[6] Sachan, S., et al. "Integration of Distributed Energy Resources: Standards and the Role of Data Analytics." Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 6, no. 6, 2018, pp. 1163-1174.

[7] Khalid, M., et al. "Impact of EV Charging Stations on Grid Stability and Demand-Supply Balance." Energy Procedia, vol. 110, 2017, pp. 355-362.

[8] Hashmi, M.U., et al. "Towards Phase Balancing using Energy Storage." arXiv preprint arXiv:2002.04177, 2020.

[9] Bharati, A.K., and Ajjarapu, V. "Investigation of Relevant Distribution System Representation with DG for Voltage Stability Margin Assessment." arXiv preprint arXiv:1903.06002, 2019.

[10] Horta, J., et al. "Enhancing DER Hosting Capacity in Distribution Networks through Local Energy Markets and Dynamic Phase Switching." Applied Energy, vol. 250, 2019, pp. 1292-1306.

[11] Nudehi, S.S., and Groß, D. "Grid-forming Control of Three-phase and Single-phase Converters across Unbalanced Transmission and Distribution Systems." arXiv preprint arXiv:2211.06464, 2022.

[12] Xiao, Q., et al. "Assessment of Transmission-level Fault Impacts on 3-phase and 1-phase Distribution IBR Operation." arXiv preprint arXiv:2311.11339, 2023.

[13] Wang, W., et al. "Phase Balancing in Power Distribution Network with Data Center." In Proceedings of the 8th International Green and Sustainable Computing Conference, 2017, pp. 1-8.

[14] Czarnecki, L.S. "Currents' Physical Components (CPC) Theory: A Fundamental of Power Theory." IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 34, no. 3, 1985, pp. 399-404.

[15] Keljik, J. "Electricity 3: Power Generation and Delivery." Cengage Learning/Delmar, 2013.

[16] Shariff, S.M.; Alam, M.S.; Ahmad, F.; Rafat, Y.; Asghar, M.S.J.; Khan, S. System design and realization of a solar-powered electric vehicle charging station. IEEE Syst. J. 2019, 14, 2748–2758.

[17] Laporte, S.; Coquery, G.; Deniau, V.; De Bernardinis, A.; Hautiere, N. Dynamic wireless power transfer charging infrastructure for future EVs: From experimental track to real circulated roads demonstrations. World Electr. Veh. J. 2019, 10, 84.

[18] Khan, S.; Ahmad, A.; Ahmad, F.; Shemami, M.S.; Alam, M.S.; Khateeb, S. A comprehensive review on solar powered electric vehicle charging system. Smart Sci. 2018, 6, 54–79.

[19] Guo, L.; Ye, C.; Ding, Y.; Wang, P. Allocation of centrally switched fault current limiters enabled by 5G in transmission system. IEEE Trans. Power Deliv. 2020, 36, 3231–3241.

[20] Pandey, S. PV Array Based EV Charging Station with Efficient Charging and Storage System. i-Manag. J. Electron. Eng. 2022, 12, 15.

[21] Das, H.S.; Rahman, M.M.; Li, S.; Tan, C.W. Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review. Renew. Sustain. Energy Rev. 2020, 120, 109618.

[22] Lu, C.; Zhou, H.; Li, L.; Yang, A.; Xu, C.; Ou, Z.; Wang, J.; Wang, X.; Tian, F. Split-core magnetoelectric current sensor and wireless current measurement application. Measurement 2022, 188, 110527.

[23] Chitra, K., & Santhanakrishnan, R. Battery Swapping for Electric Vehicles: Challenges and Future Directions. Energy Storage 2022, 49, 102575.

[24] Nour, M.; Chaves-Ávila, J.P.; Magdy, G.; Sánchez-Miralles, Á. Review of positive and negative impacts of electric vehicles charging on electric power systems. Energies 2020, 13, 4675.

[25] Suarez, C.; Martinez, W. Fast and ultra-fast charging for battery electric vehicles—A review. In Proceedings of the 2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Baltimore, MA, USA, 29 September–3 October 2019; pp. 569–575.

[26] Fang, Y.; Min, H.; Wu, X.; Wang, W.; Zhao, X.; Mao, G. On-ramp merging strategies of connected and automated vehicles considering communication delay. IEEE Trans. Intell. Transp. Syst. 2022, 23, 15298–15312.
[27] Chen, P.; Wu, J.; Li, N. A Personalized Navigation Route Recommendation Strategy Based on Differential Perceptron Tracking User's Driving Preference. Comput. Intell. Neurosci. 2023, 2023, 8978398.
[28] Saldaña, G.; Martin, J.I.S.; Zamora, I.; Asensio, F.J.; Oñederra, O. Electric vehicle into the grid: Charging methodologies aimed at providing ancillary services considering battery degradation. Energies 2019, 12, 2443.
[29] Kumar, S., & Patel, R. Harmonizing DER and EV Interconnection Standards: A Path to Smarter Grids. Renewable Energy Focus 2020, 34, 19–27.
[30] Sadeghi-Mobarakeh, M., Saad, H., & Mitra, J. (2020). Impact of Load Imbalance on Power System Operation and Control. Electric Power Systems Research, 182, 106256.
[31] Bollen, M. H. J., & Ribeiro, P. F. (2011). Voltage Unbalance: Historical Review and Comparison of Different Indicators. IEEE Transactions on Power Delivery, 27(3), 1450–1457.
[32] Hu, J., Guerrero, J. M., & Vasquez, J. C. (2018). Load Flow Control and Voltage Regulation in Unbalanced Distribution Networks. IEEE Transactions on Smart Grid, 9(3), 1457–1466.
[33] Adefarati, F., & Bansal, R. C. (2017). Impact of Unbalanced Load on Energy Losses and Power Quality in Distribution Grids. Sustainable Energy, Grids and Networks, 10, 99–108.
[34] Mokryani, G., Ghavami, M., & Armstrong, M. (2019). Power Quality Effects of Unbalanced Residential Loads in Smart Distribution Systems. IET Generation, Transmission & Distribution, 13(6), 911–918.
[35] Baker, J., et al. (2023). Impact of Load Imbalance on Transformer Efficiency. Electric Power Systems Research, 215, 108764.
[36] Deng, W., et al. (2023). Effects of Unbalanced Loads on Photovoltaic Inverter Performance. Renewable Energy, 200, 345–357.
[37] Evans, P., et al. (2023). Economic Implications of Load Imbalances in Power Distribution. Energy Policy, 172, 113298.
[38] Tavakoli, A.; Saha, S.; Arif, M.T.; Haque, M.E.; Mendis, N.; Oo, A.M.T. Impacts of grid integration of solar PV and electric vehicle on grid stability, power quality and energy economics: A review. IET Energy Syst. Integr. 2020, 2, 243–260. [CrossRef]
[39] Rizvi, S.A.A.; Xin, A.; Masood, A.; Iqbal, S.; Jan, M.U.; Rehman, H. Electric vehicles and their impacts on integration into power grid: A review. In Proceedings of the 2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Beijing, China, 20–22 October 2018; pp. 1–6.
[40] Das, H.S.; Rahman, M.M.; Li, S.; Tan, C.W. Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review. Renew. Sustain. Energy Rev. 2020, 120, 109618.
[41] Hannon, M., Bolton, R., & Martiskainen, M. (2021). The co-evolution of electric vehicle and charging infrastructure systems: Evidence from the UK. Energy Research & Social Science, 75, 102027.
[42] Noel, L., Zarazua de Rubens, G., Sovacool, B. K., & Kester, J. (2019). The technical, economic and commercial viability of the vehicle-to-grid concept. Energy Policy, 137, 111102.
[43] Plötz, P., Moll, C., & Dütschke, E. (2020). Smart charging strategies and incentives for electric vehicles in the power system. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 122, 109716.
[44] Liu, C., Zhang, H., Wang, H., & Zhou, Y. (2022). Enhancing electric vehicle charging user experience through interface standardization: A field study. Transportation Research Part D: Transport and Environment, 105, 103210.
[45] Hall, D., & Lutsey, N. (2017). Emerging best practices for electric vehicle charging infrastructure. International Council on Clean Transportation (ICCT) White Paper.
[46] Sadeghian, O., et al. (2022). A data-driven approach for optimal EV charging station placement: Integrating user behavior and grid impact. Journal of Energy Storage, 50, 104622.
[47] Zhang, X., Li, Y., & Wang, C. (2021). Renewable energy-powered charging infrastructure for electric vehicles: Current status and future directions. Applied Energy, 306, 117998.
[48] Kempton, W., & Tomić, J. (2005). Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. Journal of Power Sources, 144(1), 280–294.

Yüksek Gerilim Kesici Arızalarına Yönelik Test Temelli Yaklaşımlar

Test-Based Approaches to High Voltage Circuit Breaker Faults

Emrah Kılıç[1], Ayça Hatice Sert[1], Fatma Taşdemir Aydın[2], Buket Nur Toker[2], Yasin Bilge[2]

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. İşletme ve Bakım Dairesi Başkanlığı
emrah.kilic@teias.gov.tr, ayca.sert@teias.gov.tr

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. İşletme ve Bakım Dairesi Başkanlığı
fatma.tasdemiraydin@teias.gov.tr, buketnur.toker@teias.gov.tr, yasin.bilge@teais.gov.tr

Özet

Yüksek gerilim kesicileri kısa devre akımlarını hızlı ve güvenilir şekilde keserek sistem güvenliğini sağlayan kritik anahtarlama elemanlarıdır. Bu çalışma kapsamında, TEİAŞ sahasında kullanılan yüksek gerilim kesicilerine yönelik TEİAŞ İşletme ve Bakım Dairesi Başkanlığı Saha Test Kılavuzu'nda yer alan saha testleri analiz edilmiştir. Üç saha vakası üzerinden gerçekleştirilen analizlerde; açısal hareket sapması, montaj hataları, mekanik boşluklar ve bobin tetikleme problemleri tespit edilmiştir. Bu sorunların çözümüne yönelik müdahaleler gerçekleştirilmiştir. İlk vakada, hareket kolunun yanlış montajı sonucu eksik açısal hareket ve artan statik kontak geçiş direnci belirlenmiştir. İkinci vakada, mekanizma içerisinde yer alan rulolu levye ve kapama kamı arasındaki boşluk, A fazında gecikmeli harekete ve kontak temas problemlerine yol açmıştır. Üçüncü vakada ise bobin boşta tetik mesafesinin fazlar arasında farklılık göstermesi nedeniyle kapama süresinde kararsızlık gözlenmiştir. Bobin boşta tetik mesafesi ayarı sonrası gecikme sorununun ortadan kalktığı görülmüştür. Çalışma; saha testlerinin kesici performansının izlenmesi, arızaların erken teşhisi ve müdahale stratejilerinin geliştirilmesi açısından kritik olduğunu göstermektedir. Ayrıca, test limitlerinin üretici spesifikasyonları doğrultusunda daraltılması, DRM analizlerinin sistematik kullanımı ve arıza tanımlarının standartlaştırılması önerilmektedir.

Anahtar Kelimeler: *Bobin akımı, dinamik kontak geçiş direnci (DRM), hareket analizi, montaj hataları*

Abstract

High-voltage circuit breakers are critical switching equipment that provide system safety by quickly and reliably interrupting short-circuit currents. Within the scope of this study, field tests included in the TEİAŞ Field Test Guide of the TEİAŞ Operations and Maintenance Department for high-voltage circuit breakers used in the TEİAŞ field were analyzed. In the analyses conducted on three field cases, angular movement deviation, installation errors, mechanical gaps, and coil triggering problems were identified. Interventions were carried out to resolve these issues. In the first case, insufficient angular movement and increased static contact transition resistance were determined as a result of the incorrect installation of the operational arm. In the second case, the gap between the roller lever and the closing cam in the mechanism caused delayed movement in phase A and contact problems. In the third case, instability in the closing time was observed due to differences in the coil free trip distance between phases. After adjusting the coil's free trip distance, the delay issue was resolved. The study highlights the critical importance of field tests for monitoring circuit breaker performance, early fault detection, and developing intervention strategies. Additionally, it recommends narrowing test limits in accordance with manufacturer specifications, systematically utilizing DRM analyses, and standardizing fault definitions.

Keywords: *Coil current, dynamic contact resistance (DCR), travel analysis, installation errors*

1. Giriş

Yüksek gerilim kesicileri, enerji iletim ve dağıtım sistemlerinin güvenli ve kesintisiz çalışmasını sağlayan temel anahtarlama ekipmanlarıdır. Bu cihazlar, sistemdeki kısa devre akımlarını hızlı bir şekilde keserek bağlı olduğu ekipmanları ve sistemi korurken, aynı zamanda yük akışını da sağlamaktadır. Bu kabiliyete haiz olması için kesicilerin çok yüksek hızda ve kararlı hareket etmesi gerekmektedir[1]. Dinamik koşullar altında çalıştıkları için hem elektriksel hem de mekaniksel test edilmeleri gerekmektedir. Bu testler sayesinde gevşeme, hizalama hataları ve temas problemleri gibi birçok riskli durum ciddi arızaya dönüşmeden tespit edilmektedir.

TEİAŞ tarafından işletilen yüksek gerilim kesicilerinde aşağıdaki test yöntemleri saha uygulamalarında en sık kullanılan tanı araçları hâline gelmiştir[3]:

- Zaman Testleri (Açma, Kapama, Kapama-Açma, Açma-Kapama-Açma Testleri): Her bir kesme hücresinin operasyon süresi ölçülerek senkronizasyon kontrol edilir. (IEC 62271-100:2021 Bölüm 8.101)
- Statik Kontak Geçiş Direnci (KGD): Kapalı konumda terminaller arasındaki geçiş direnci ölçülerek temas kalitesi değerlendirilir. (IEC 62271-100:2021 Bölüm 8.4)
- Dinamik Kontak Geçiş Direnci (DRM): SF_6 ark söndürme sistemine sahip kesicilerde kapama veya açma sırasında kontak direnci grafiği zaman bazlı ölçülerek ark ve ana kontakların durumu hakkında bilgi alınır. (TB 953 Tablo 3.3)
- Bobin Akımı Testleri: Açma ve kapama bobinlerinin akım eğrileri incelenerek bobin tetikleme karakteristiği değerlendirilir. (TB737 Bölüm 3.3.19) [6]
- Motor Şarj Akımı Analizleri: Yay mekanizması şarj motorunun çalışma akımı kontrol edilerek mekanik yük ve şarj sistemindeki sürtünmeler izlenir. (IEEE C37.04 Bölüm 7.3) [2]
- Hareket (Stroke) Testleri: Açma ve Kapama işlemi sırasında kontakların toplam hareket mesafesi, kontak silme, geri tepme ve fazla hareket verileri ölçülerek mekanik performansı izlenir. (IEC 62271-100:2021 Bölüm 8.10)
- AC İzolasyon Testleri: Kesme hücresi ve mesnetlerin izolasyon durumları izlenerek yalıtım seviyesi kontrol edilir. (TB 737 Bölüm 3.3.7)
- Minumum Pick-Up Testi: Kesici bobininin anahtarlama yapabildiği en düşük gerilimi belirler. (Saha Test Klavuzu)

Bu bildiride yukarıdaki test yöntemlerinin birlikte kullanılmasıyla elde edilen bulgular ve üç adet saha vaka analizi sunulmaktadır. Her bir vaka, farklı marka ve model kesici üzerinde tespit edilen farklı tipte arızaların uygun müdahale yöntemlerinin sahada uygulamasını içermektedir.

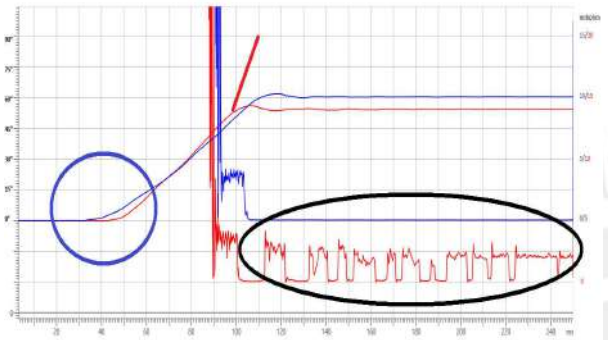
2. Vaka Analizleri

2.1. Vaka 1 – ****** **-*** ** Kesicide Açısal Hareket Sorunu ve Montaj Hatası[7]

U*** O** TM'de bulunan ****** **-*** ** tipli kesicide yapılan rutin testlerde yüksek kontak geçiş direnci, toplam hareket ölçümü değerlerinde farklılıklar (A ve C Fazları toplam hareketleri B fazına göre daha düşük bulunmuştur.) ve A fazı açma DRM grafiğinde beklenmeyen eğriler gözlemlenmiştir (Şekil 1'de yer alan siyah elips).

Detaylı fiziki incelemeler sırasında kesici hareket kolu bağlantı dişlisinin yanlış monte edildiği (bir diş kaymış şekilde) ve söz konusu kesicinin beklenen 60°'lik toplam hareketini (Açısal Dönüş) 54° ile tamamlayarak eksik hareket yaptığı görülmüştür. Kesicinin kontak silme değerinin ise eksik hareketten dolayı düşük olduğu görülmüş, aynı zamanda kesicinin ana kontak temasının da nihai pozisyonu

sağlayamadığı düşünülmüştür. İlgili kol diş hizalaması yeniden yapılarak hareket açısı düzeltilmiş ve ardından yapılan testlerde normal hareket karakteristiği elde edilmiştir. Müdahale sonrası yapılan testlerde düşük KGD, uygun kapama DRM eğrisi, fazlar arası zaman senkronizasyonu ve hareket uyumu sağlandığı görülmüştür.



Şekil 1. Müdahale Edilen Kesiciye Ait (A Faz) Müdahale Öncesi (Kırmızı) ve Müdahale Sonrası (Mavi) Hareket Analizi (Üst) ve DRM Grafiği (Alt)

Yukarıda yer alan grafik A fazına ait müdahale öncesi ve sonrası test sonuçlarını göstermektedir. Hareket kolunda yanlış montaj sebebiyle oluşan boşluğun alınması ile müdahale sonrası kesici bir önceki pozisyona göre daha yumuşak harekete başlamış (Şekil 1'de yer alan mavi daire), toplam hareket 60° (Tablo 1) derece olmuş ve kapama pozisyonunda ana kontak teması kesintisiz olarak sağlanmıştır.

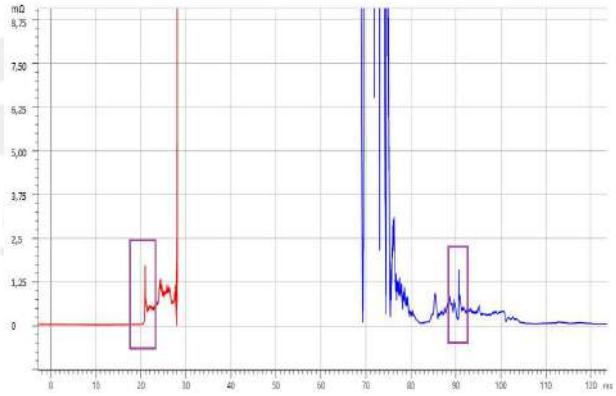
Testler (18/10/2020)	A	B	C
Kapama (ms)	89,30	86,50	89,40
Açma (ms)	34,50	36,50	37,50
KGD (μΩ)	**563**	39	45
Kapama Toplam Hareket	**54,15**	**57,16**	**55,98**
Kapama Silme	**13,35**	19,44	**11,54**
Testler (01/11/2020)			
Kapama (ms)	91,90	88,70	89,20
Açma (ms)	36,50	37,10	37,20
KGD (μΩ)	39,90	39,26	38,39
Kapama Toplam Hareket	60,46	60,64	60,65
Kapama Silme	17,85	18,01	17,63

Tablo 1. Vaka 1 Müdahale Öncesi ve Müdahale Sonrası Test Sonuçları

2.2. Vaka 2 – Z*** TM ******* Tipli Kesicide Mekanik Boşluk Kaynaklı Gecikme[8]

Z*** TM'de bulunan ******* tipli kesicide tüm test sonuçları, firmanın verdiği toleranslar içindedir ve fazlar birbiriyle uyumlu gözükmektedir. Ancak Kapama-Açma test sonucunda **A fazı 40,5 ms** ve **B fazı 47,95ms** ve **C fazı 48,2 ms** olarak ölçülmüşür. Test sonuçları firmanın verdiği Kapama-Açma Zamanı <60 ms limitine fazlar hem senkron olarak hem de münferit olarak uymaktadır.

Hareket grafikleri incelendiğinde A fazının B ve C fazlarına göre operasyona geç başladığı görülmüştür (Şekil 1'de mavi daire içerisinde yer alan kırmızı renkli hareket grafiği ile benzer). A faz harekete geç başlamasına rağmen B ve C fazları ile senkron kapatmıştır. Bu durum sebebiyle kesici mekanizması içerisinde yer alan rulolu levye ve kapama kamı arasında yanlış montaj kaynaklı bir boşluk olabileceği düşünülmüştür.

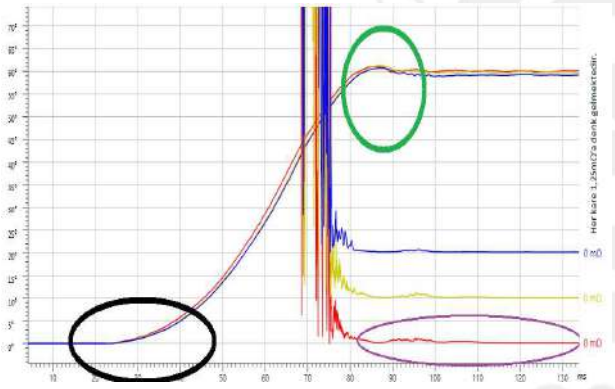


Şekil 2. Müdahale Edilen Kesiciye Ait A Faz Açma (Kırmızı) ve Kapama (Mavi) DRM Grafikleri

Şekil 2'de yer alan grafik A fazına ait açma (kırmızı) ve kapama (mavi) DRM grafiklerini göstermektedir. Açma testinde oluşan, dikdörtgen çerçeve içinde yer alan pik tüm kesicilerde açma esnasında görülen ana kontak ayrımını göstermektedir. Ancak benzer pikin kapama sırasında da (dikdörtgen içinde) oluştuğu

görülmektedir. Test verileri incelendiğinde ilgili grafiklerin açıklaması 'Kesici A fazının eksik hareket gerçekleştirmekte ve fazı kutbu geri tepme esnasında ana kontaktan ayrılmaktadır ve normal pozisyonuna geldiğinde ana kontak temasını yakalamaktadır.' şeklinde olmuştur.

Kesici mekanizması için kullanma kılavuzunda yer alan 'Tahrik tertibatını mümkün olduğu kadar sola, kutup B yönünde bastırın ve dört somunu sıkın.' Talimatı doğrultusunda işlem uygulanmıştır[4]. İşlem sonrası Kapama-Açma Zamanı Test sonuçları sırasıyla 46,52ms-47,95ms-48,62ms (Tablo 2) olarak ölçülmüştür. Kapama sırasında oluşan ana kontak ayrımı (Şekil 3 - mor elips) ve harekete geç başlama (Şekil 3 – siyah elips) sorunları ortadan kalkmıştır. A fazı toplam hareket 60°'ye çıkmıştır (Şekil 3 – yeşil daire).



Şekil 3. Müdahale Sonrası Test Sonuçları

Testler (18/10/2020)	A	B	C
Kapama (ms)	68,82	68,35	68,32
Açma (ms)	28,12	30,17	29,80
Kapama-Açma (ms)	**40,50**	47,95	48,20
Kapama Toplam Hareket	**57,07**	59,81	59,56
Kapama Silme	**12,39**	17,58	17,64
Testler (01/11/2020)			
Kapama (ms)	68,37	68,62	68,65
Açma (ms)	29,05	30,02	29,80
Kapama-Açma (ms)	46,52	47,95	48,62
Kapama Toplam Hareket	59,09	59,89	58,95
Kapama Silme	16,55	17,69	17,45

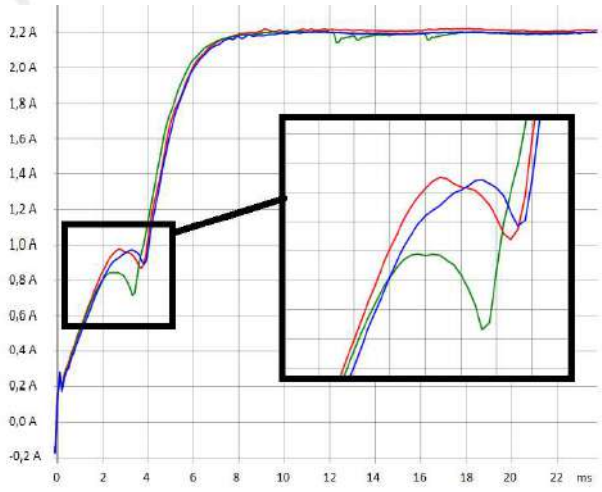
Tablo 2. Vaka 2 Müdahale Öncesi ve Müdahale Sonrası Test Sonuçları

2.3. Vaka 3 – *** *****/*** Tipli 420kV Kesicide Geç Kapama Sorunu[10],[7]

T****** TM'de bulunan *** *****/*** kesicide, B fazı kapama süresinde düzensizlik gözlemlenmiştir. B fazı ayda bir kaç kez kapama sırasında 400ms'ye varan gecikme yapmaktadır.

Kapama esnasındaki gecikmeler genellikle kapama hızı, tetik mekanizması sorunları ve zero pioint olmak üzere üç nedenden kaynaklanmaktadır. Ancak bu örnekte her kapamada gecikme yaşanmaması kesicide zero-point sorununun olmadığını düşündürmüştür.

Kapama hızı hakkında TB953 Cigre teknik broşüründe yer alan '52a ve 52b yardımcı kontaklarının pozisyon değişikliği arasındaki zaman farkı, kontakların hareket süresi hakkında bilgi sağlar.' açıklamasına istinaden yardımcı kontak bilgileri ile yorum yapılmıştır[5]. İlgili kesicide 52b yardımcı kontak role bağlantısı olmadığı için 52b yerine kesici fiderine ait operasyon sonrası ilk akım bilgisi kullanılmıştır. 400ms gecikmenin yaşandığı ve normal olan iki operasyon için 52a yardımcı kontağı ile ilk akım bilgisi arasındaki süre farkı kıyaslandığında farkların benzer olduğu görülmüştür. Bunun üzerine sorunun kesici tetik mekanizması kaynaklı olabileceği düşünülmüş ve kapama bloğunda yer alan tetik mekanizmasına yoğunlaşılmıştır.



Şekil 4. Üç Faz Kapama Bobin Akım Grafiği - A Faz (Kırmızı), B Faz (Yeşil), C Faz (Mavi)

Şekil 4'te yer alan kapama bobini akım grafikleri incelendiğinde B fazı akım çukurunda farklılık görülmüştür. Daha önce yapılan saha vaka çalışmalarda bobin boşta tetik mesafesinin fazla olmasının akım çukurunu derinleştirdiği tecrübesi edinilmiştir.

Fiziki incelemelerde B fazı bobininin boşta tetik mesafesinin diğer fazlara göre daha fazla olduğu görülmüştür.

Kapama bloğu sökülerek bobinin bağlı olduğu civatalar gevşetilmiştir. Bobin aşağı yönde bastırılarak boşta tetik mesafesi azaltılarak civatalar tekrar sıkılmıştır. Yapılan işlem sonucunda bobin boşta tetik mesafesi azaltılması ile yükte tetik mesafesi artırılmıştır.

İşlem öncesi bobin akım grafiği ile işlem sonrası bobin akım grafiği incelendiğinde akım çukurunun azaldığı tespit edilmiştir. Yapılan işlem sonrası kapama bloğu yerine takılmış ve Şekil 5'te yer alan bobin akımı grafiği (yeşil grafik) elde edilmiştir.



Şekil 5. İşlem Sonrası A Faz (Kırmızı) ve B Faz (Yeşil) Kapama Bobin Akım Grafiği

Grafikler incelendiğinde A ve B fazının bobbin akımı grafiklerinin benzer olduğu görülmüştür.

Genel olarak yapılan bobin çalışmalarında boşta tetik mesafesi arttığında kesicinin daha erken operasyon yaptığı tecrübe edilmiştir. Bu örnekte ise boşta tetik mesafesinin artması yükte mesafesini azalttığı için kesicinin kararsız çalışmasına sebebiyet verdiği mütalaa edilmiştir.

3. Sonuç ve Öneriler

Bu bildiride sunulan üç ayrı vaka, yüksek gerilim kesicilerinde gerçekleştirilen saha testlerinin, arızaların erken teşhisi ve hedefe yönelik müdahalelerin ne denli etkili olduğunu göstermektedir. Test verileri sayesinde arıza sebepleri lokalize edilmiştir. Montaj, hizalama, tetikleme gibi birbirinden farklı problemler demonte edilmeksizin en uygun şekilde çözülmüştür.

Bulgulara göre:

- Üreticiler tarafından kendi ürünlerini korumak amacıyla zaman testlerinde hem üst hem de alt limitlerin tanımlanarak daha dar referans aralıkları belirtilmelidir.
- DRM eğrileri sayesinde ana ve ark kontak davranışları ayrıntılı izlenebilir. Şu ana kadar TEİAŞ saha çalışmalarında elde edilen DRM verileri hatalı montajları bulmakta faydalı olmuştur.
- Bobin akımı test sonuçlarıyla tetikleme ölçümü ve kıyaslaması yapılabilir. Bobin akımı testi olası arıza kaynaklarını gösterdiği için öncelikli incelenmesi gereken testtir.
- Arıza testine başlamadan önce ilgili sorunlar mutlaka tespit edilip, sorunun doğru ve eksiksiz aktarılması gerekmektedir.

4. Kaynaklar

[1] *IEC 62271-100:2021 High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: Alternating-current circuit-breakers*

[2] *IEEE Std C37.04 -1999 Standard Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers*

[3] *TEİAŞ İşletme ve Bakım Dairesi Başkanlığı Saha Test Kılavuzu Doküman No 14.01.KL.01.00.00*
[4] *High Voltage Circuit Breaker GL313 F3/4031 P/VE Operating Instructions No.282 (EN) Sayfa 38*
[5] *Technical Brochure 953 (2025) Tools for lifecycle management of T&D switchgear based on data from condition monitoring systems WG A3.43*
[6] *Technical Brochure 737 A3.32-Non Intrusive methods for condition assessment of distribution and transmission switchgear*
[7] *HPL 245-550(T)B2 1HSB449954-6en Kumanda Mekanizması BLG1002A 1 Kutuplu Çalışma*
[8] *TEİAŞ Genel Müdürlüğü E-50317517-251.04.02-392484 Sayılı, 03.11.2020 tarihli ve 170kV Kesicilerde Saha Çalışmaları konulu yazısı*
[9] *TEİAŞ Genel Müdürlüğü E-50317517-251.04.02-1179966-11779966 Sayılı, 11.04.2022 tarihli ve 170kV Kesicilerin Düzeltici Faaliyetleri konulu yazısı*
[10] *TEİAŞ Genel Müdürlüğü E-50317517-259.01.01-3217581 Sayılı, 22.07.2025 tarihli ve Kesici Saha Çalışması konulu yazısı*

Sınırlı GSM Kapsamasında Sub-GHz 6TiSCH ile Uzaktan Sayaç Okuma

Remote Meter Reading with Sub-GHz 6TiSCH under Limited GSM Coverage

Eyyüp Karahan[1], Mustafa Çelikpence[1], Fatih Kaymak[1],

Sedat Görmüş[2], Hakan Aydın[2], Burak Aydın[2]

[1]Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş.
eyyup.karahan@dedas.com.tr, mustafa.celikpence@eksim.com.tr, fatih.kaymak@dedas.com.tr

[2]Karadeniz Teknik Üniversitesi Bilgisayar Mühendisliği Bölümü
sedatgormus@ktu.edu.tr, hakanaydin@ktu.edu.tr, burakaydin@ktu.edu.tr

Özet

Akıllı şebekeler, enerji dağıtım sistemlerinde güvenilirlik ve verimlilik sağlamak amacıyla akıllı sayaçlardan periyodik veri toplanmasını gerektirmektedir. Bu amaçla düşük güçlü, ölçeklenebilir ve düzenlemelere uyumlu iletişim protokolleri önem taşımaktadır. Bu çalışmada, ETSI uyumlu 868 MHz alt-GHz bandında çalışan ve 6TiSCH protokol yığınına dayalı bir akıllı ölçüm uygulaması sunulmaktadır. Önerilen mimari, bağlantı kalitesi, düğüm mesafesi ve görev döngüsü kısıtlarına göre frekans tahsisini dinamik biçimde düzenleyen alt-bant farkındalıklı zamanlama ve uyarlanabilir kanal atlama mekanizmalarını içermektedir. Gerçek saha uygulaması, Siirt ili, Şirvan ilçesi, Halenze Köyü'nde gerçekleştirilmiştir. Deney düzeni bir toplayıcı düğüm ve 11 haneye bağlı akıllı sayaç istemci düğümlerinden oluşmuş, sistem bir hafta süreyle kesintisiz çalıştırılmıştır. Ölçümler günlük ortalama Paket Teslim Oranı (PDR), alınan sinyal gücü (RSSI) ve ortalama atlama sayısı üzerinden değerlendirilmiştir. Sonuçlar, PDR'nin %85'in üzerinde, RSSI'nin yaklaşık -64 dBm düzeyinde ve ortalama atlama sayısının 1–2 aralığında olduğunu göstermektedir. Elde edilen bulgular, 868 MHz bandında 6TiSCH tabanlı ağların kırsal koşullarda dahi güvenilir veri iletimi sağlayabildiğini doğrulamaktadır. Bu yaklaşım, enerji açısından verimli ve spektrum uyumlu akıllı ölçüm sistemleri için pratik bir çözüm sunmaktadır.

Anahtar kelimeler: *Akıllı Şebeke, Akıllı Ölçüm, 868 MHz, Alt-GHz iletişim, 6TiSCH.*

Abstract

Smart grids require periodic data collection from smart meters to ensure reliability and efficiency in energy distribution systems. To achieve this, low-power, scalable, and regulation-compliant communication protocols are essential. This paper presents a smart metering application based on the 6TiSCH protocol stack, operating in the ETSI-compliant 868 MHz sub-GHz band. The proposed architecture integrates sub-band aware scheduling and adaptive channel hopping mechanisms to dynamically allocate frequencies according to link quality, node distance, and duty-cycle constraints. The real-world deployment was carried out in Halenze Village, Sirvan District, Siirt Province, Türkiye. The testbed consisted of one border router and 11 smart meter client nodes, operating continuously for one week. Performance was evaluated in terms of daily average Packet Delivery Ratio (PDR), Received Signal Strength Indicator (RSSI), and hop count. Results show that the PDR remained above 85%, RSSI averaged around -64 dBm, and the hop count stayed between 1 and 2. These findings confirm that 868 MHz 6TiSCH-based networks can provide reliable data transmission even under rural deployment conditions, offering a practical and regulation-compliant solution for energy-efficient smart metering systems.

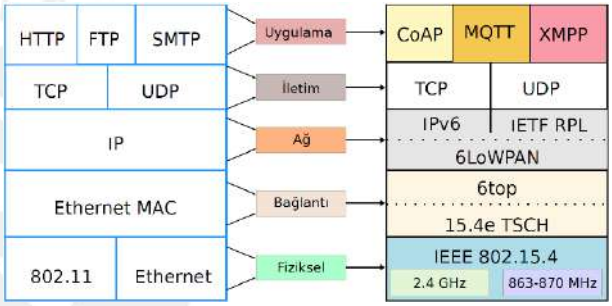
Keywords: *Smart Grid, Smart Metering, 868 MHz, Sub-GHz Communication, 6TiSCH.*

1. Giriş

Modern enerji sistemlerinin karmaşıklığı, akıllı ve verimli ölçüm altyapılarına olan ihtiyacı artırmıştır [1]. Akıllı şebekeler, gelişmiş iletişim teknolojileri ile ayrıntılı izleme, enerji dağıtımı ve talep yönetiminde esneklik sağlamaktadır. Bunun temel unsurlarından biri geniş alana yayılmış akıllı sayaçlardan verilerin güvenilir şekilde toplanabilmesidir. Geleneksel çözümler, büyük ölçekli dağıtımlarda gecikme, düşük güvenilirlik ve yüksek enerji tüketimi gibi sorunlar yaşamaktadır. Bu nedenle, deterministik zamanlama ve enerji verimliliği sunan kablosuz iletişim protokolleri önemlidir [2]. 6TiSCH, IEEE 802.15.4e'nin TSCH modunu IPv6 ile bütünleştirerek düşük güçlü, senkronize ve güvenilir örgü ağ iletişimi sağlar [3]–[4]. Bu çalışmada, ETSI uyumlu 868 MHz bandında 6TiSCH tabanlı bir akıllı ölçüm çerçevesi sunulmaktadır. 2.4 GHz'e göre 868 MHz, daha geniş kapsama, daha az girişim ve daha iyi duvar penetrasyonu sunar [5]. Sistem, alt-bant farkındalıklı zamanlama ve ETSI görev döngüsü kısıtlarına uygun uyarlanabilir kanal stratejileri ile uzun menzilli iletişim sağlamaktadır [6].Önerilen sistem Contiki-NG üzerinde uygulanmış, bağlantı mesafesine dayalı alt-bant seçimi ve MAC katmanı istatistikleriyle değerlendirilmiştir. Elde edilen sonuçlar, 868 MHz alt-GHz yaklaşımının iletişim güvenilirliğini doğrulamaktadır. Bildirinin geri kalan bölümleri şu şekilde düzenlenmiştir: Bölüm 2, akıllı şebeke iletişim gereksinimlerine, Otomatik Sayaç Okuma Sistemi (OSOS) rolüne ve 6TiSCH protokol yığını gibi temel teknolojilere değinmektedir. Bölüm 3, akıllı şebeke iletişimi ve alt-GHz kablosuz teknolojilere dair çalışmaları incelemektedir. Bölüm 4, önerilen mimariyi ve uygulamayı açıklamaktadır. Bölüm 5, deneysel sonuçları ve performans analizini sunmaktadır. Son olarak, Bölüm 6 çalışmayı sonlandırmakta ve gelecekteki çalışmalara yönelik öneriler sunmaktadır.

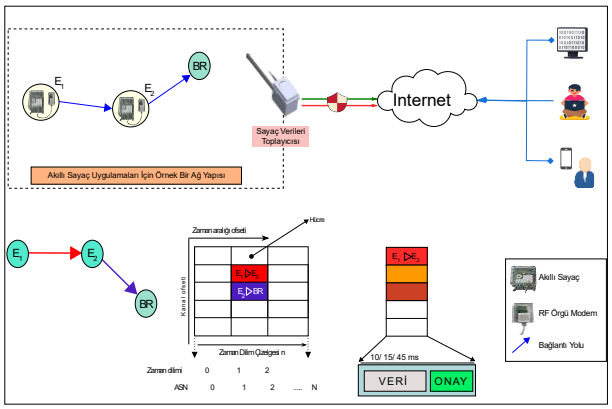
2. 6TiSCH Protokolü ve Gelişmiş Ölçüm Altyapısı

Akıllı şebekeler, çift yönlü iletişim, gerçek zamanlı izleme ve otomatik kontrol mekanizmaları ile geleneksel dağıtım sistemlerinin gelişmiş bir formunu temsil etmektedir. Bu yapıların temel unsuru, hane, ticari ve endüstriyel birimlerdeki akıllı sayaçlardan periyodik veri toplanmasını sağlayan OSOS'tur. OSOS, düşük gecikmeli ve güvenilir iletişim ile enerji verimliliğini gözetirken, büyük ölçekli kurulumlarda ölçeklenebilirlik ve dayanıklılık gerektirir. Bu gereksinimler doğrultusunda 868 MHz bandı, bodrum veya kalın duvar arkasındaki sayaçlar için menzil avantajı ve 2.4 GHz'e kıyasla düşük girişim düzeyi nedeniyle öne çıkmaktadır. Ancak görev döngüsü ve güç sınırları gibi düzenleyici kısıtlamalar dikkatli tasarımı zorunlu kılar[7]. Kablosuz iletişim için öne çıkan çerçevelerden biri IETF 6TiSCH'tir. Bu protokol yığını, 6LoWPAN, RPL ve CoAP'ı TSCH MAC katmanı ile birleştirerek çok atlamalı IPv6 tabanlı örgü iletişimini mümkün kılar. TSCH, zaman dilimli yapısı sayesinde deterministik erişim ve frekans çeşitliliği sağlar. Böylece akıllı sayaçlar, oluşturdukları çok atlamalı topoloji üzerinden tüketim verilerini merkezi sınır yönlendiriciye (BR) iletir. Şekil 1, katmanlı iletişim yığınını; Şekil 2 ise 868 MHz bandındaki örnek topolojiyi göstermektedir.



Şekil 1. Akıllı şebeke ölçüm altyapıları için 6TiSCH tabanlı kablosuz iletişim yığınına ait katmanlı tasarım.

BR, RF mesh modem ve internet bağlantısı üzerinden iki ortam arasında köprü görevi görür. Cihazların zaman senkronizasyonu, Gelişmiş İşaretçiler (EBs) ile sağlanmakta; TSCH zaman çerçevesi ve kanal atlama mekanizmaları ise deterministik ve girişime dayanıklı iletişimi garanti etmektedir.



Şekil 2. 868 MHz RF örgü (mesh) iletişimi kullanan, RPL tabanlı 6TiSCH akıllı şebeke ağının örnek topolojisi.

3. Literatür

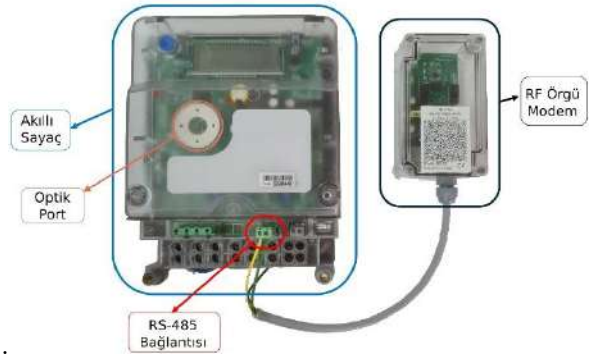
Düşük güçlü ve güvenilir kablosuz protokoller, özellikle OSOS kapsamında akıllı şebekeler için kritik öneme sahiptir. Bu bağlamda 6TiSCH, akıllı ölçüm uygulamaları için öne çıkmaktadır. Önceki çalışmaların çoğu 2.4 GHz bandına odaklanırken, son araştırmalar 868 MHz'in daha iyi sinyal yayılımı ve düşük girişim avantajlarını ortaya koymuştur. Rady vd. farklı IEEE 802.15.4g fiziksel katmanlarını kullanarak 868 MHz'de ayrıntılı performans analizi yapmış, alt-GHz'in 2.4 GHz'e kıyasla üstünlüğünü göstermiştir [8]. Aynı ekip, yoğun kentsel ortamlarda uyarlanabilirliği artıran g6TiSCH mimarisini önermiştir [9]. Kabalci, 868 MHz'in yüksek penetrasyon ve düşük girişim avantajlarını vurgulamış [10]; Lekić ve Gardašević ise çoklu fiziksel katmanlarla yaptıkları testlerde alt-GHz kurulumlarının kentsel ve kapalı alanlarda üstünlüğünü doğrulamıştır [11]. Genel olarak 868 MHz tabanlı 6TiSCH ağları, paket teslimi, enerji verimliliği ve menzil açısından güvenilir bir alternatif sunmaktadır.

4. Sistem Mimarisi

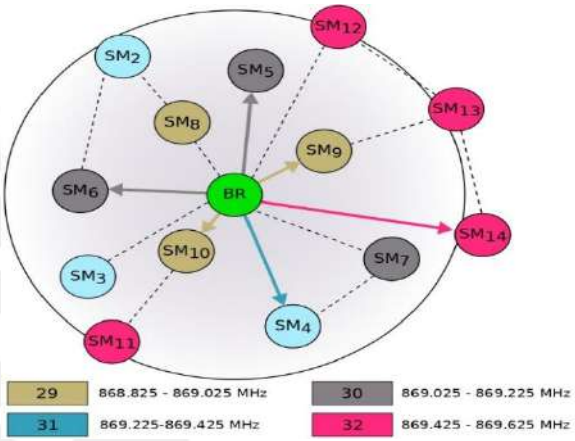
Önerilen mimari, 6TiSCH protokol yığını üzerine kurulmuş olup ETSI EN ve CEPT düzenlemelerine uygun şekilde 868 MHz bandında uygulanmaktadır. Alt-GHz spektrumu, 2.4 GHz'in kesintisiz 16 kanalına kıyasla farklı frekans genişliği, ERP ve görev döngüsü kısıtlarıyla heterojen bir yapı sunar. Bu nedenle düzenlemelere uyum ve girişimden kaçınma önemlidir. Her akıllı sayaç, IEEE 802.15.4g uyumlu CC1312R1 tabanlı RF mesh modemi ile donatılmıştır. Şekil 3'te gösterilen bu modem; programlanabilir alıcı-verici, RS-485 arabirimi ve opsiyonel optik port içermektedir. Mavi Alp Bilgi Teknolojileri tarafından geliştirilen Umote, Contiki-NG üzerinde TSCH zamanlaması ve dinamik alt-bant seçimini desteklemektedir. Ağ başlatma sürecinde düğümler, BR tarafından yayınlanan EB paketlerini dinleyerek bant başına ERP bilgisini kullanır ve bağlantı bütçesini tahmin eder.

$$\text{PathLoss}_{db} = P_{TX} + G_{TX} + G_{RX} - P_{RX} \quad (1)$$

Burada, P_{TX} EB'nin iletim gücünü, P_{RX} ise sinyal kalite metriklerinden elde edilen alınan gücü temsil etmektedir. Alınan sinyal gücü göstergesi veya sinyal-gürültü oranı gibi metriklerden elde edilen değerinin yanında, G_{TX} ve G_{RX} anten kazançlarını temsil etmektedir. Bu yol kaybı (path loss) değeri, sinyalin her bir frekans bandında karşılaştığı zayıflamayı yansıtmaktadır.



Şekil 3. RF mesh modeminin donanımsal gerçekleştirilmesi.



Şekil 4. Bağlantı bütçesi ve BR'a (Sınır Yönlendirici) yakınlığa göre alt bant tahsisi.

Düğüm, bağlantı bütçesini ilgili bant için tanımlanan ERP sınırlarıyla karşılaştırır. Birden fazla düşük güçlü bant uygunsa seçim bu bantlar arasından yapılır ve liste 6Top ADD komutu ile iletilir. Yalnızca tek bant (ör. 869.4–869.65 MHz) uygun olduğunda ise kanal atlaması devre dışı bırakılarak zamanlama bu banda sabitlenir.

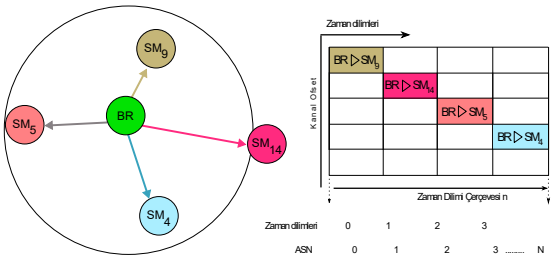
Algoritma 1 Alt Bant Seçimi ve Slotframe Tahsisi

Girdi: *EB* (işaret çerçevesi) → ERP_{list}, $Channels_{list}$ içerir
Alınan Sinyal Gürültü Oranını SNR_{rx} ölç
Yol zayıflaması hesapla: $PathLoss \leftarrow TXEB - SNRrx$
for her bir kanal c_i için $Channels_{list}$ **do**
  if $ERP_{ci} - PathLoss > RX_{threshold}$ **then**
    ci kanalını Geçerli Kanallar listesine ekle (*ValidChannels)*
  end if
end for
if $|ValidChannels| == 1$ **then**
  Kanal Atlamayı devre dışı bırak
  $ADD \leftarrow$ Tek kanallı zamanlama oluştur
else
  ValidChannels arasında kanal atlamayı etkinleştir
  $ADD \leftarrow$ Çok kanallı zamanlama oluştur
end if

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

Her düğüm, komşu tablosunu aşağıdaki bilgileri ekleyerek/güncelleyerek oluşturur:

- *Neighbor ID* — Komşunun benzersiz kimliği
- *Assigned_SubBand* — Bağlantı bütçesine dayalı olarak seçilen uygun bant
- *ETX* — Beklenen iletim sayısı



Şekil 5. Alt bant tahsisli zaman-frekans ataması. Sol: Renkli alt bantlarla topoloji. Sağ: Zaman-frekans slot matrisi.

Bu girdiler, dinamik olarak güncellenir ve zaman-frekans kaynaklarını belirlemek için tarifeleyici tarafından kullanılır. Şekil 4, düğümlerin alt-bant tahsisine göre nasıl gruplandırıldığını göstermektedir. BR'ye yakın olan düğümler düşük güçlü bantları kullanırken, uzak düğümler bağlantının sürekliliğini sağlamak amacıyla yüksek ERP bantlarına dayanmaktadır. Zaman dilimi çerçevesi, her dilimin 17 ms sabit süreye sahip olduğu TSCH mekanizmasıyla yönetilmekte olup, her kanal ofsetinin bir veya birden fazla alt-bant frekansına karşılık geldiği 57 dilimden oluşmaktadır; standart frekans atlama ise aşağıdaki formülle uygulanmaktadır.

$$f = f_{base} + (ASN + channelOffset) mod\ N_{ch} \quad (2)$$

Spektrumun öngörülebilir ve düzenlemelere uyumlu kullanımını garanti eden, zaman-frekans tahsisi ve kanal istiflenmesini içeren alt-bant tabanlı zamanlama yapısının ayrıntılı gösterimi Şekil 5'te sunulmaktadır. Düğümler, ebeveyn seçiminde yalnızca ETX ve atlama sayısına değil, aynı zamanda mevcut alt-bant kısıtlamalarına da bakarak daha az yoğun veya daha düşük güçlü bağlantılar üzerinden yolları tercih etmektedir. Bu mimaride kullanılan her bir alt-bantın özellikleri Tablo 1'de özetlenmiştir.

Tablo 1. ETSI Uyumlu Alt Bant Yapılandırması

Frekans Aralığı (MHz)	Görev Döngüsü	Max ERP (mW)
865.0–868.0	1%	25
868.0–868.6 (Band M)	1%	25
868.7–869.2 (Band N)	1%	25
869.4–869.65 (Band P)	10%	500

ETSI standardında belirtildiği üzere, 865–868 MHz aralığı %1 görev döngüsüne veya Net Kanal Değerlendirmesi (Clear Channel Assessment, CCA) ile Dinle-Sonra-Konuş (Listen-Before-Talk, LBT) işletimine izin vermektedir [12]. Önerilen sistem, 6TiSCH protokolünü temel alarak alt-GHz frekansları üzerinden uyarlanabilir, enerji verimli ve düzenlemelere uygun akıllı ölçüm iletişimini mümkün kılmaktadır. Bu tasarım, gerçek donanım ve standartlara uyumlu yazılım bileşenleri kullanılarak alt-GHz frekansları üzerinden uyarlanabilir, enerji farkındalığına sahip ve düzenlemelere uygun akıllı ölçüm iletişimini mümkün kılmaktadır.

5. Test Sonuçları

Bu bölümde, 868 MHz frekans bandında çalışan 6TiSCH tabanlı akıllı ölçüm sisteminin Halenze Köyü'nde gerçekleştirilen gerçek saha uygulaması üzerindeki performans değerlendirmesi sunulmaktadır. Deney düzeneği, bir adet toplayıcı düğüm (BR) ile 11 farklı haneye bağlı Umote istemci sayaç düğümlerinden oluşmaktadır. Tüm cihazlar Contiki-NG işletim sistemi üzerinde çalıştırılmış, IEEE 802.15.4g standardı desteğiyle 868 MHz alt-GHz bandında haberleşmiştir. Böylelikle, gerçek kırsal dağıtım senaryosunda iletişim güvenilirliği ve verimliliği incelenmiştir.

A. Test Ortamı ve Ölçüm Yöntemi

Tablo 2'de verilen test sahası yapılandırması ve cihaz özellikleri dikkate alınarak sistem kurulumu gerçekleştirilmiştir. Şekil 6'da gösterilen saha yerleşiminde düğümler köyün farklı noktalarına yerleştirilmiş olup, bazıları toplayıcıya yakın ve açık konumlarda, bazıları ise ev içlerinde veya engel arkasında konumlandırılmıştır. Sistem bir hafta boyunca sürekli çalıştırılmış ve her gün için ortalama performans metrikleri kaydedilmiştir.

Tablo 2. Test Sahası Yapılandırması ve Cihaz Özellikleri

Kategori – Değer	
Cihaz Yapılandırmaları	
RF Mote	Umote
RF Modül	CC1312R1 + CC1190 Güç Yükselteci (IEEE 802.15.4g uyumlu)
RAM / Flash	80 KB RAM / 352 KB Flash
Desteklenen Bantlar	868 ve 902 - 928 MHz
TX Güç Aralığı	0 to 27 dBm
İşletim Sistemi	Contiki-NG
Testbed Parametreleri	

Umote Mote	1 BR + 11 SM
Veri Hızı	200 kbps (PHY katmanı)
Trafik Örüntüsü	Her 5×60 saniyede bir CoAP mesajı
Zamanlama ve Kanal Ayarları	
Slotframe Uzunluğu	57
Hard Slot Sayısı	7
TSCH Kuyruk Boyutu	8
Slot Süresi	17 ms
EB Aralığı	(5, 10) s
DIO Sıklığı	(4, 17.5) s
Keep-Alive Sıklığı	30 s
RPL Modu	Depolamalı (Storing)
Zamanlama Fonksiyonu	Dağıtık (Distributed)

Değerlendirilen metrikler şunlardır:

- **Paket Teslim Oranı (PDR, %):** Uygulama katmanında ölçülen bu metrik, istemci düğümler tarafından gönderilen toplam paket sayısına (N_{sent}) karşılık, toplayıcı düğüm tarafından başarıyla alınan paket sayısını ($N_{received}$) ifade etmektedir.

$$PDR(\%) = \frac{N_{received}}{N_{sent}} \times 100 \quad (3)$$

- **Alınan Sinyal Gücü (RSSI, dBm):** BR üzerinde ölçülen ortalama sinyal gücü, bağlantı kalitesinin göstergesi olarak kullanılmıştır.
- **Ortalama Atlama Sayısı:** Kaynak düğümden toplayıcıya ulaşan yolların ortalama çok atlama uzunluğunu ifade etmektedir.



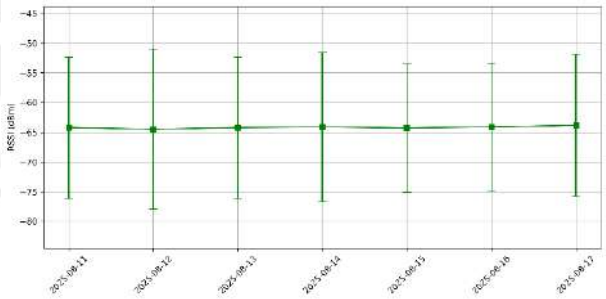
Şekil 6. Siirt İli, Şirvan İlçesi, Halenze Köyü (Umote (868 MHz) düğümleri akıllı sayaçlardan veri toplamaktadır.)

B. Deneysel Bulgular

Saha uygulamasından elde edilen veriler Şekil 7, Şekil 8 ve Şekil 9'da sunulmaktadır. Ölçümler 11–17 Ağustos 2025 tarihleri arasında günlük ortalama değerler üzerinden değerlendirilmiştir. Şekil 7'de verilen sonuçlara göre günlük ortalama uygulama katmanındaki PDR değerleri %85.40 ile %90.26 arasında değişmiş ve haftalık ortalama %87.5 olarak hesaplanmıştır. En yüksek değer 12 Ağustos'ta, en düşük değer ise 17 Ağustos'ta gözlenmiştir. Standart sapmalar 0.94 ile 2.58 arasında değişmektedir. Bu sonuçlar, günlük dalgalanmalara rağmen sistemin haftanın tamamında %85'in üzerinde güvenilirlik sağladığını göstermektedir. Şekil 8'de görülen RSSI değerleri, -63.85 dBm ile -64.51 dBm arasında değişmiştir. Standart sapmalar 10.74 ile 13.44 dB aralığında olup, sinyal koşullarının çevresel faktörlere bağlı olarak zaman zaman değiştiğini ortaya koymaktadır. Ancak ölçülen seviyeler, toplayıcı düğüm ile istemciler arasındaki bağlantının güvenilirliğini sürdürebilecek düzeydedir. Şekil 9'da sunulan ortalama atlama sayıları 1.60 ile 1.68 arasında değişmiş ve haftalık ortalama 1.66 olarak hesaplanmıştır. Standart sapmalar ise 0.31 ile 0.34 arasında kalmıştır.



Şekil 7. Günlük Paket Teslim Oranı değerleri



Şekil 8. Günlük RSSI değerleri



Şekil 9. Günlük ortalama atlama sayıları

Genel olarak elde edilen sonuçlar, önerilen 868 MHz tabanlı sistemin kırsal ölçüm ortamında

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

yüksek PDR, kabul edilebilir sinyal seviyesi ve düşük ortalama atlama sayısı ile güvenilir bir şekilde çalıştığını doğrulamaktadır.

6. Sonuç

Bu bildiride, ETSI uyumlu 868 MHz alt-GHz bandında akıllı ölçüm uygulamalarına yönelik alt-bant farkındalıklı zamanlama ve uyarlanabilir kanal atlama stratejilerini içeren 6TiSCH tabanlı bir iletişim çerçevesi sunulmuş ve gerçek saha koşullarında değerlendirilmiştir. Siirt'in Şirvan ilçesi Halenze Köyü'nde 11 sayaç düğümüyle yürütülen bir haftalık ölçümlerde PDR değerleri %85'in üzerinde, RSSI ortalaması -64 dBm seviyesinde ve ortalama atlama sayısı 1–2 aralığında bulunmuştur. Bulgular, sistemin kırsal koşullarda dahi güvenilir veri iletimi sağladığını ve akıllı şebeke uygulamalarında yüksek güvenilirlik ile enerji verimliliği sunduğunu göstermektedir. Gelecek çalışmalarda, sistemin farklı mevsimsel koşullar, topografik yapılar ve düğüm yoğunlukları altında uzun süreli performansı analiz edilecektir.

7. Teşekkür

Bu çalışma, *Özgün Yerli ve Milli Kablosuz Datalink* Projesi kapsamında gerçekleştirilmiş olup yazarlar, bu çalışma süresince sağladıkları değerli katkı ve desteklerinden ötürü Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na (EPDK), Dicle Elektrik'e ve Mavi Alp Bilgi Teknolojileri Firmasına teşekkür etmektedir.

8. Kaynaklar

[1] J. J. Moreno Escobar, O. Morales Matamoros, R. Tejeida Padilla, I. Lina Reyes, ve H. Quintana Espinosa, "A Comprehensive Review on Smart Grids: Challenges and Opportunities", Sensors, c. 21, sy 21, s. 6978, Eki. 2021, doi: 10.3390/s21216978.

[2] N. Suhaimy, N. A. M. Radzi, W. S. H. M. W. Ahmad, K. H. M. Azmi, ve M. A. Hannan, "Current and Future Communication Solutions for Smart Grids: A Review", IEEE Access, c. 10, ss. 43639-43668, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3168740.

[3] J. Jasperneite ve V. Lohweg, Ed., Kommunikation und Bildverarbeitung in der Automation: Ausgewählte Beiträge der Jahreskolloquien KommA und BVAu 2018, c. 12. içinde Technologien für die intelligente Automation, vol. 12. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2020. doi: 10.1007/978-3-662-59895-5.

[4] G. Oikonomou, S. Duquennoy, A. Elsts, J. Eriksson, Y. Tanaka, ve N. Tsiftes, "The Contiki-NG open source operating system for next generation IoT devices", SoftwareX, c. 18, s. 101089, Haz. 2022, doi: 10.1016/j.softx.2022.101089.

[5] A. W.-L. Wong, S. L. Goh, M. K. Hasan, ve S. Fattah, "Multi-Hop and Mesh for LoRa Networks: Recent Advancements, Issues, and Recommended Applications", ACM Comput. Surv., c. 56, sy 6, ss. 1-43, Haz. 2024, doi: 10.1145/3638241.

[6] "ETSI Lower Band Channel Selection Guide - Impinj Support Portal," https://support.impinj.com/hc/en-us/articles/202756618-ETSI-Lower-Band-Channel-Selection-Guide, accessed: 2025-03-14.

[7] D. Van Leemput, J. Bauwens, R. Elsas, J. Hoebeke, W. Joseph, ve E. De Poorter, "Adaptive multi-PHY IEEE802.15.4 TSCH in sub-GHz industrial wireless networks", Ad Hoc Networks, c. 111, s. 102330, Şub. 2021, doi: 10.1016/j.adhoc.2020.102330.

[8] M. Rady, Q. Lampin, D. Barthel, ve T. Watteyne, "No Free Lunch—Characterizing the Performance of 6TiSCH When Using Different Physical Layers", Sensors, c. 20, sy 17, s. 4989, Eyl. 2020, doi: 10.3390/s20174989.

[9] M. Rady, Q. Lampin, D. Barthel, ve T. Watteyne, "g6TiSCH: Generalized 6TiSCH for Agile Multi-PHY Wireless Networking", IEEE Access, c. 9, ss. 84465-84479, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3085967.

[10] Y. Kabalci, IEEE 802.15.4 Technologies for Smart Grids. Singapore: Springer Singapore, 2019, pp. 531–550.

[11] M. Lekic and G. Gardašević, "Performance evaluation of 6tisch network ´ with multiple physical layers," in 2021 International Balkan Conference on Communications and Networking (BalkanCom), 2021, pp. 138–142

[12] "ETSI EN 300 220-1 V2.3.1: Electromagnetic Compatibility and Radio Spectrum Matters (ERM); Short Range Devices (SRD)," accessed: 2025-03-14. [Online]. Available: https://etsi.org/deliver/etsi en/300200 300299/30022001/02.03.01 60

Elektrik Dağıtım Şirketleri İçin SCADA Noktadan-Noktaya (PTP) Test Emülatörü Geliştirilmesi: Tasarım, Uygulama ve Kazanımlar

Development of a SCADA Point-to-Point (PTP) Test Emulator for Electricity Distribution Companies: Design, Implementation and Achievements

Mücahit Karaman[1], Umur Uğurlu[1], Fatma Yıldırım[1], Canan Şişman Korkmaz[1], Kardelen Kamişli[2], Tuğbanur Taşdemir Özdemir[2], Tugay Eren Güzelyol[2], Tuğçe Gökçen Aydın[2], Zelal Kocamış[3], Umur Deveci[3]*

[1]Endoks Enerji A.Ş.

mucahit.karaman@endoks.com, umur.ugurlu@endoks.com, fatma.yildirim@endoks.com, canan.korkmaz@inavitas.com

[2]Gdz Elektrik Dağıtım A.Ş.

kardelen.kamisli@gdzelektrik.com.tr, tugbanur.tasdemir@gdzelektrik.com.tr, tugayeren.guzelyol@gdzelektrik.com.tr, gokcen.aydin@gdzelektrik.com.tr

[3]Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.

zelal.kocamis@bedas.com.tr, umur.deveci@bedas.com.tr

Özet

Modern elektrik dağıtım şebekelerinde otomasyon ve kontrol sistemlerinin rolü giderek artmaktadır. Dağıtık enerji kaynakları, yenilenebilir enerji entegrasyonu ve gelişmiş koruma mekanizmalarının yaygınlaşmasıyla birlikte, SCADA (Merkezi Kontrol ve Veri Toplama Sistemi) sistemleri kritik hale gelmiştir. SCADA sistemleri, dağıtım şirketlerine şebekeyi gerçek zamanlı izleme, kontrol etme ve analiz etme olanağı sunarken; güvenilirlik, dayanıklılık ve güvenlik açısından da büyük önem taşır. Ancak SCADA sistemlerinin devreye alınması bazı zorluklar içerir. En kritik adımlardan biri, kontrol merkezinden RTU (Uzak Terminal Birimi), koruma röleleri ve akıllı elektronik cihazlara (IED) iletilen sinyallerin uçtan uca doğruluğunun test edildiği Noktadan-Noktaya (PTP) testlerdir. Geleneksel olarak sahada ve manuel yapılan bu testler; zaman kaybına, yüksek maliyetlere, iş güvenliği risklerine ve uzun kesintilere yol açmaktadır. Bu çalışmada geliştirilen SCADA PTP Test Emülatörü, testlerin büyük kısmını sahaya çıkmadan önce laboratuvar ortamında gerçekleştirmeyi amaçlamaktadır. "Döngüdeki Donanım (Hardware-in-the-loop)" yaklaşımıyla geliştirilen sistem, sahadaki koşulları simüle ederek SCADA ve RTU konfigürasyonlarının önceden doğrulanmasına olanak tanır. Böylece sistem, dağıtım şirketlerinin verimliliğini artırmayı, kesinti sürelerini azaltmayı ve personel eğitimine katkı sağlamayı hedeflemektedir.

Anahtar kelimeler: *SCADA, Noktadan-Noktaya Test, Emülatör, Döngüdeki Donanım, Operasyonel Verimlilik.*

Abstract

The role of automation and control systems in modern electricity distribution networks is increasingly significant. With the widespread integration of distributed energy resources, renewable energy, and advanced protection mechanisms, SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) systems have become critical. SCADA systems enable distribution companies to monitor, control, and analyze the grid in real time while ensuring reliability, resilience, and security. However, commissioning SCADA systems involves certain challenges. One of the most critical steps is the Point-to-Point (PTP) tests, which verify the end-to-end accuracy of signals transmitted from the control center to Remote Terminal Units (RTUs), protection relays, and Intelligent Electronic Devices (IEDs). Traditionally performed manually in the field, these tests often lead to time losses, high costs, occupational safety risks, and extended outages. The SCADA PTP Test Emulator developed in this study aims to conduct most of these tests in a laboratory environment before field deployment. Using a "Hardware-in-the-Loop" approach, the system simulates field conditions, allowing pre-validation of SCADA and RTU configurations. Thus, the system aims to enhance the efficiency of distribution companies,reduce outage durations, and contribute to personnel training.

Keywords: *SCADA, Point-to-Point Test, Emulator, Hardware-in-the-Loop, Operational Efficiency.*

1. Giriş

Elektrik güç sistemlerinin temel amacı, teknik parametreler çerçevesinde enerji aktarımını sağlayarak tüketicilere kaliteli ve kesintisiz elektrik arzı sağlamaktır [1]. Bu kapsamda güç sistemi otomasyonu, saha cihazlarından toplanan verilerin merkezi kontrol noktasına iletilerek şebekenin izlenmesini ve kontrolünü ifade eder [2]. Gözetimli kontrol ve veri toplama (SCADA) sistemleri, endüstriyel ve enerji tesislerinde kritik altyapıların işletilmesi için gerekli bir kontrol mimarisini temsil eder [3]. SCADA sistemleri, saha cihazları (sensör ve aktüatörler), RTU ve PLC'ler, MTU, HMI, sunucular ve iletişim ağlarından oluşur; bu bileşenler veri toplama, analiz ve kontrol komutları ile operatör izlemeyi sağlar [4].

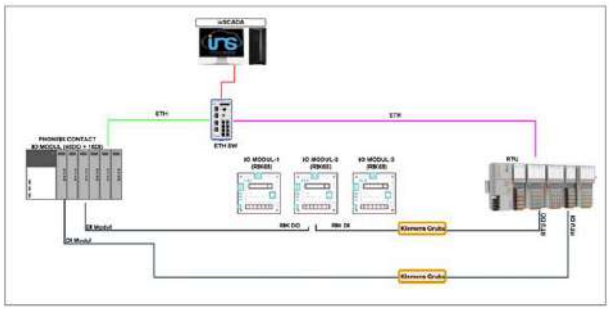
SCADA sistemleri, bağımsız veya dağıtık yapılar iken, WAN ve internet tabanlı açık sistemlere evrilmiştir [5] [6]. Hiyerarşik veri toplama ve iletim sistemleri ile HMI entegrasyonunu içeren bu sistemler, kullanıcıların verileri görselleştirmesini ve süreçleri izlemesini sağlar [7][8][9][10]. Günümüzde çoğu SCADA, kurumsal IT ağlarıyla tam entegrasyonlu ve TCP/IP tabanlı internet protokollerini kullanmaktadır [11][12].

Bulut hizmetleriyle entegre çalışan SCADA uygulamaları, bazı durumlarda tamamen bulut tabanlı olup kontrolörler uzaktan bağlanabilmektedir [13]. Modern SCADA sistemleri, karmaşık kontrol mantığı, iletişim protokolleri, kullanıcı arayüzleri ve güvenlik özellikleri nedeniyle bakımı zorlaştırmakta; veri zaman damgası tutarsızlığı ve kayıplar tolere edilememektedir [14][15]. Bu nedenle, güvenli ve etkin işletme için gerçek zamanlı simülasyon (RTS) ve power-hardware-in-the-loop (PHIL) doğrulama ortamları gereklidir [16]. Dağıtık SCADA ağları için süreç farkındalıklı izleme yöntemleri, tehlikeli komutları engelleyip güvenli olmayan transformatör ayarlarını önleyerek güvenliği artırmaktadır [17]. Fiziksel çoğaltım testleri ise mevcut sistemlerin birebir kopyası üzerinden yüksek doğrulukta penetrasyon testleri yapılmasını sağlar [18][19][20]. Yenilenebilir enerji sistemlerinde kullanılan dinamik SCADA yapıları, değişen test koşullarına uyum sağlayarak gerçek zamanlı veri ile kontrol imkânı sunar [21]. JavaScript tabanlı simülatörler ise operatörlerin farklı senaryoları deneyimleyerek eğitim becerilerini geliştirmesine yardımcı olur [22].

SCADA devreye alma süreçlerinde, binlerce sinyalin doğrulanması, saha testlerinin uzun sürmesi, planlı kesintiler, insan hataları, iş güvenliği riskleri ve eğitim eksiklikleri önemli zorluklar yaratır. Mevcut test çözümleri sınırlı kapsamlı olup ayrıntılı raporlama, senaryo yönetimi ve uzaktan hata çözüm desteği sunmamaktadır. Bu nedenle, SCADA PTP Emülatörü geliştirilmiş ve mevcut gereksinim boşluklarını kapatmayı hedeflemiştir.

2. SCADA PTP Test Emülatörü Çözümü

SCADA PTP Emülatörü, dağıtım şirketlerinin saha testlerini güvenli ve kontrollü bir laboratuvar ortamında gerçekleştirmelerini sağlayacak şekilde geliştirilmiştir. Bu sayede RTU programları ve SCADA entegrasyonları, sahaya çıkmadan önce doğrulanabilmekte ve devreye alma süreçlerinde karşılaşılan zaman, maliyet ve güvenlik sorunları minimize edilebilmektedir. Emülatör, Hardware-in-the-Loop test yaklaşımı ile RTU, IED ve rölelerin gerçek donanım koşullarında test edilmesine olanak tanırken, trafo ve fider koruma röleleri, redresörler, arıza gösterge cihazları, enerji analizörleri ve şalt ekipmanlarının laboratuvar ortamında simülasyonunu sağlar. IEC 61850 [23], Modbus [24], IEC 60870-5-104 [25] ve MQTT [26] gibi yaygın haberleşme protokollere uyumluluğu sayesinde, farklı marka ve model cihazların entegre test edilmesine imkân tanımakta ve protokol uyumsuzluklarının önüne geçmektedir. Emülatörün İnsan-Makine Arayüzü (HMI), test senaryolarının yapılandırılması, tek hat şemalarının görselleştirilmesi ve test sonuçlarının izlenmesini destekleyerek operatörlerin/kullanıcıların sistem davranışlarını gerçek zamanlı olarak takip etmesine imkân sağlamaktadır. Emülatör sistemi ayrıca RTU yazılım hatalarını ve testleri gerçekleştiren personelin performansını raporlayarak eğitim ve kalite kontrol süreçlerini desteklemektedir. SCADA PTP Emülatörü, saha öncesi doğrulama, eğitim ve simülasyon, uzaktan hata çözümü ve güvenlik sağlama gibi kullanım senaryoları ile sahadaki iş süreçlerini optimize ederek; sahaya müdahale gerekliliğini azaltır, operatörlerin eğitimini iyileştirir ve iş güvenliğini artırır. Literatürde de belirtildiği üzere, fiziksel testler ve simülasyon ortamları, SCADA sistemlerinin karmaşıklığı ve saha testlerindeki riskler göz önüne alındığında kritik öneme sahiptir. Şekil 1, PTP Test Emülatörü projesinin topolojisini ve bileşenlerini göstermektedir. Bu test seti, elektrik dağıtım şirketlerinin saha RTU programlarını ve SCADA entegrasyonlarını laboratuvar ortamında güvenli ve kontrollü bir şekilde test edebilmesine olanak tanımaktadır.

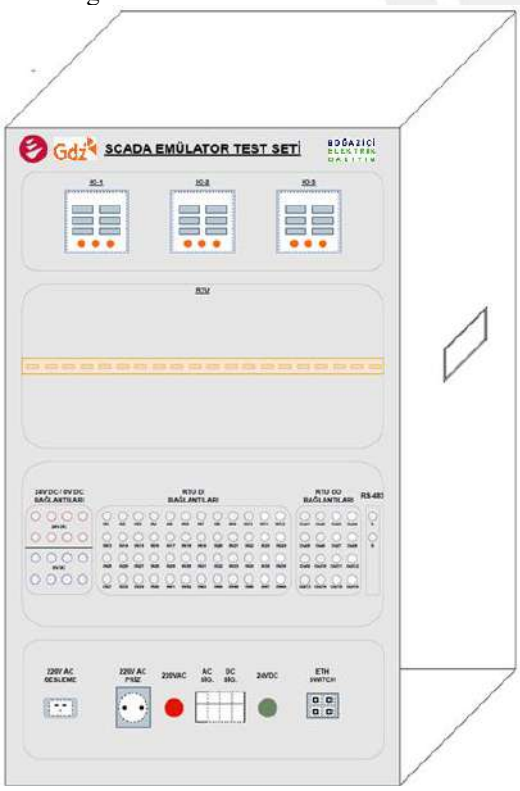


Şekil 1. SCADA PTP Test Emülatörü Topolojisi ve Çalışma Prensibi

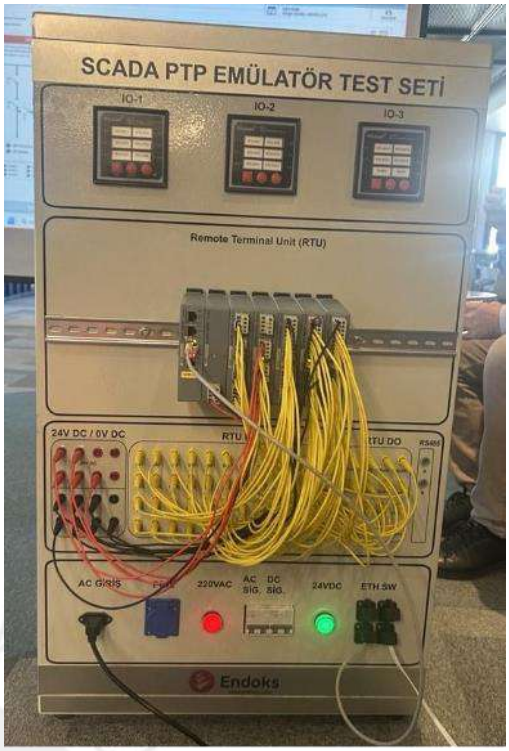
Şekil 2'de gösterildiği gibi sistem üzerinde yer alan giriş/çıkış (I/O) bağlantıları, kesici durumlarının, analog ölçümlerin ve kumanda sinyallerinin simülasyonu için kullanılmakta, böylece saha cihazlarının gerçekçi biçimde test edilmesine imkân tanımaktadır. RTU dijital giriş (DI) portları, saha koşullarında kesici açık/kapalı

bilgisi, koruma rölesi ihbarları gibi ikili sinyalleri algılamakta; RTU dijital çıkış (DO) portları ise açma/kapama komutlarının veya röle çıkışlarının simülasyonu için kullanılmaktadır. Güç beslemeleri kapsamında, 24 V DC kaynak RTU ve IED gibi düşük gerilimle çalışan cihazların beslenmesini sağlarken, 220 V AC besleme sistemin ana güç ihtiyacını karşılamaktadır. RS485 iletişim hatları, Modbus RTU gibi seri tabanlı protokoller için haberleşme imkânı sunmakta; Ethernet switch ise TCP/IP [27] tabanlı protokollerin (IEC 60870-5-104, DNP3 [28], Modbus TCP) aynı ağ üzerinde çoklu cihazla entegrasyonunu sağlamaktadır. Bu yapı sayesinde emülatör, hem eski nesil seri haberleşme cihazlarını hem de modern IP tabanlı sistemleri destekleyerek saha koşullarının laboratuvar ortamında bütünsel olarak simülasyonuna olanak tanımaktadır.

SCADA PTP Test Emülatörünün donanım boyutu, RTU ile emülatör arasındaki köprü görevini üstlenen pano test seti ile tamamlanmaktadır. Test seti üzerinden RTU'ya ait dijital giriş/çıkış sinyalleri simüle edilerek, konfigürasyon doğrulaması yapılabilmektedir. 24V DC besleme yapısı ve banana jack bağlantıları sayesinde RTU'ya hem güç hem de sinyal iletimi sağlanmakta, saha koşullarındaki bağlantılar laboratuvar ortamında birebir taklit edilmektedir. Bu yapı, emülatör test sisteminin pratik kullanımını güçlendirmekte ve farklı senaryoların kolaylıkla uygulanabilmesine olanak tanımaktadır. Şekil 3 SCADA PTP Emülatör Test Seti'nin yapısı ve bağlantı noktalarını göstermektedir.



Şekil 2. *SCADA PTP Test Emülatörü Bileşenleri*



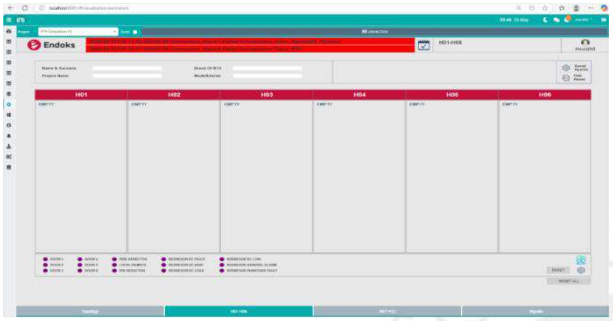
Şekil 3. *SCADA PTP Test Seti Görünümü*

2.1. Sistem Tasarımı ve Mimarisi

SCADA PTP Test Emülatörü, ölçeklenebilir ve modüler bir mimariyle tasarlanmış olup, elektrik dağıtım sistemleri için laboratuvar ortamında saha testlerinin güvenli ve kontrollü bir şekilde gerçekleştirilmesine imkân tanımaktadır. Donanım bileşenleri arasında yüksek performanslı endüstriyel işlemci ve haberleşme modülleri bulunmakta olup, bu modüller Modbus RTU/TCP, DNP3 ve IEC 60870-5-104 gibi çoklu protokolleri eşzamanlı olarak çalıştırabilmektedir. Giriş/Çıkış (I/O) modülleri, kesici konumları, analog ölçümler, dijital açma/kapama komutları ve röle çıkışlarını simüle ederek gerçek saha cihaz davranışlarını yansıtmaktadır. HMI ünitesi, tek hat şemalarının yanı sıra cihaz durumlarını, anahtarlama elemanlarının konumlarını, IO durumlarını ve test akışlarını görselleştirerek kullanıcıya gerçek zamanlı kontrol ve izleme imkânı sağlamaktadır.

Yazılım mimarisi, çoklu haberleşme protokol desteği ile farklı üreticilere ait cihazlarla uyumluluk sağlamakta, test senaryosu motoru kullanıcının önceden tanımladığı senaryoları adım adım çalıştırmasına olanak vermektedir. Hata algılama algoritmaları, yanlış eşlemeleri, kopuk veya eksik sinyalleri tespit ederek sistem güvenilirliğini artırmakta, veri kaydı ve raporlama modülleri ise test sonuçlarını hem ham veri hem de özet rapor formatında arşivlemektedir. Kullanıcı arayüzü üzerinden şebeke topolojisi görselleştirilebilmekte, RTU-IED eşlemeleri yapılandırılabilmekte, testler gerçek zamanlı olarak izlenebilmekte ve adım adım test kılavuzu sağlanmaktadır. Bu yapı, saha testlerinin laboratuvar ortamında PTP mantığıyla simüle edilmesini ve dağıtım şebekesi cihazlarının güvenli ve tekrarlanabilir biçimde test edilmesini mümkün kılmaktadır.

SCADA PTP Test Emülatöründe geliştirilen kullanıcı arayüzü, test personelinin tüm RTU konfigürasyonlarını merkezi bir ekrandan gerçekleştirmesine imkân sağlamaktadır. Operatör, test esnasında hem personel bilgilerini hem de hücre tip seçimlerini tek bir ekran üzerinden yönetebilmekte, ayrıca RTU IP adresi ve haberleşme ayarları gibi parametreleri doğrudan girebilmektedir. Bu sayede test süreçleri hızlanmış ve konfigürasyon hataları minimuma indirilmiştir. Söz konusu yapı Şekil 4'te H01–H06 hücre konfigürasyon ekranında örneklendirilmiştir.



Şekil *4.* *H01-H06 Hücre Konfigürasyon Sayfası*

Geliştirilen arayüz yalnızca konfigürasyon için değil, aynı zamanda RTU testlerinin yürütülmesi ve sonuçlarının görselleştirilmesi için de kullanılmaktadır. Ölçü hücreleri, kesicili hücreler ve trafo koruma hücreleri için ayrı test ekranları tasarlanmış, IEC 104 protokolü üzerinden gönderilen komutların ve alınan cevapların SCADA üzerinde izlenebilirliği sağlanmıştır.

3. Beklenen Sonuçlar ve Katma Değer

SCADA PTP Test Emülatörü projesi, teknik, operasyonel ve ekonomik açıdan önemli katkılar sunmaktadır. Teknik açıdan, sistem RTU ve SCADA yazılım hatalarının sahaya çıkmadan önce tespit edilmesine olanak tanımakta; IEC 61850, Modbus RTU/TCP, DNP3 ve IEC 60870-5-104 gibi çoklu protokoller üzerinden cihazlar arası iletişimi simüle ederek farklı marka ve model endüstriyel elektronik cihazlarla uyumluluk sağlamaktadır. Giriş/Çıkış modülleri, analog ve dijital sinyalleri doğru şekilde simüle ederek saha koşullarına yakın test ortamı yaratmakta ve sahada oluşabilecek hata olasılıklarını minimize etmektedir. Ayrıca, sistem hata algılama ve veri doğrulama algoritmaları sayesinde kopuk bağlantılar, yanlış eşlemeler veya eksik sinyaller hızlı bir şekilde tespit edilebilmektedir.

Operasyonel açıdan, emülatör devreye alma sürelerini kısaltmakta ve test süreçlerini standardize ederek SAIDI ve CAIDI göstergelerinde iyileşme sağlamaktadır. Gerçek zamanlı HMI görselleştirmesi ve test senaryosu motoru sayesinde personelin teknik yeterliliği artmakta ve laboratuvar ortamında farklı senaryoların hızlı bir şekilde uygulanması mümkün olmaktadır.

Ekonomik katkılar açısından, sistem operasyonel maliyetleri düşürmekte, iş gücü ve kaynak kullanımında verimliliği artırmakta ve yerli ve özgün bir ürün geliştirilmesi ile dışa bağımlılığı azaltmaktadır. Bunun yanı sıra, modüler ve ölçeklenebilir yapısı, ileride sistemin genişletilmesine ve yeni protokollerin entegre edilmesine olanak tanıyarak uzun vadeli bakım ve güncelleme maliyetlerini de optimize etmektedir. Bu teknik, operasyonel ve ekonomik kazanımlar, elektrik dağıtım şirketlerinin saha testleri ve devreye alma süreçlerinde yüksek güvenilirlik ve verimlilik sağlamaktadır.

4. Sonuç ve Gelecek Çalışmalar

SCADA PTP Test Emülatörü projesi, saha testlerinin laboratuvar ortamına taşınmasını sağlayarak elektrik dağıtım sektöründe önemli bir paradigma değişimi yaratmaktadır. Geliştirilen sistem, yalnızca test sürelerini kısaltmakla kalmayıp, aynı zamanda mühendisler ve teknisyenler için eğitim ve simülasyon aracı olarak da işlev görmektedir. Gerçek arıza senaryolarının laboratuvarda deneyimlenebilmesi, farklı cihaz konfigürasyonlarının test edilebilmesi ve sahada daha güvenli çalışılabilmesi, iş güvenliğini artırırken teknik yeterliliğin de gelişmesini sağlamaktadır. Sistem, uluslararası standartlarla (IEC 61850, IEC 60870-5-104) uyumluluğu sayesinde, gelecekte dijital ikizler, yapay zekâ tabanlı kestirimci bakım ve otomatik test senaryoları gibi gelişmiş uygulamalara entegre edilebilecek sağlam bir altyapı sunmaktadır.

Proje kapsamında elde edilen sonuçlar, SCADA sistemlerinin devreye alınmasında karşılaşılan başlıca sorunlara kapsamlı bir çözüm getirmekte, test süreçlerinin güvenli ve hızlı bir şekilde yürütülmesini mümkün kılmakta ve personelin teknik yetkinliğini artırmaktadır. Ayrıca, laboratuvar ortamında gerçekleştirilen simülasyonlar sayesinde sahada oluşabilecek hata olasılıkları minimize edilmekte, test süreçlerinin standardizasyonu sağlanmakta ve operasyonel verimlilik artırılmaktadır. Gelecek çalışmalarda ise yapay zekâ entegrasyonu ile test verilerinin otomatik analiz edilerek anomali tespiti yapılması, dijital ikiz uygulamaları ile trafo merkezlerinin gerçek zamanlı dijital kopyalarının oluşturulması, bulut tabanlı test altyapıları ile coğrafi olarak dağıtık ekiplerin ortak çalışmasının sağlanması ve protokol güvenlik açıklarının test edilmesi gibi geliştirmeler öngörülmektedir. SCADA PTP Test Emülatörünün sürekli geliştirilmesiyle, sadece günümüzün ihtiyaçlarını karşılayan değil, aynı zamanda geleceğin akıllı şebeke vizyonuna hizmet eden kapsamlı ve esnek bir platformun ortaya çıkarılması hedeflenmektedir.

5. Onay ve Teşekkür

İşbu "SCADA PTP (Noktadan-Noktaya) Test Emülatörü Projesi", EPDK Ar-Ge Komisyonu'nun 17.03.2023 tarih ve 01/23/01-04 sayılı kurul kararı kapsamında fonlanarak Gdz Elektrik Dağıtım A.Ş. yürütücülüğünde, Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. paydaşlığında ve Endoks Enerji A.Ş.'nin danışmanlığında hayata geçirilmiştir.

6. Kaynaklar

[1] A. Ymeri, N. Krasniqi, D. Gashi, … F. H.-U. K., and undefined 2022, "SCADA system in control and automation of distribution system," researchgate.netA Ymeri, N Krasniqi, D Gashi, F Hysenaj, S ZejnullahuUBT Knowledge Center, 2022•researchgate.net, Accessed: Aug. 25, 2025. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Armend-Ymeri/publication/366513777_SCADA_system_in_control_and_automation_of_distribution_system/links/63a46f9a097c7832ca590608/SCADA-system-in-control-and-automation-of-distribution-system.pdf

[2] A. A. Abou, E.-E. Ragab, A. El-Sehiemy, and A. M. El-Shebiny, "REVIEW OF SCADA SYSTEM FOR DISTRIBUTION POWER SYSTEM AUTOMATION," vol. 42, no. 2, pp. 93–98, 2019.

[3] B. Chen, N. Pattanaik, … A. G.-… and R. (CQR, and undefined 2015, "Implementing attacks for modbus/TCP protocol in a real-time cyber physical system test bed," *ieeexplore.ieee.orgB Chen, N Pattanaik, A Goulart, KL Butler-Purry, D Kundur2015 IEEE International Workshop Technical Committee on, 2015•ieeexplore.ieee.org*, Accessed: Aug. 25, 2025. [Online]. Available: https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7129084/

[4] A. Ara, "Security in Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) based Industrial Control Systems: Challenges and Solutions," *IOP Conf Ser Earth Environ Sci*, vol. 1026, no. 1, p. 012030, May 2022, doi: 10.1088/1755-1315/1026/1/012030.

[5] G. Yadav and K. Paul, "Architecture and security of SCADA systems: A review," *International Journal of Critical Infrastructure Protection*, vol. 34, p. 100433, Sep. 2021, doi: 10.1016/J.IJCIP.2021.100433.

[6] N. Cai, J. Wang, X. Y.-2008 6th I. I. Conference, and undefined 2008, "SCADA system security: Complexity, history and new developments," *ieeexplore.ieee.orgN Cai, J Wang, X Yu2008 6th IEEE International Conference on Industrial Informatics, 2008•ieeexplore.ieee.org*, Accessed: Aug. 25, 2025. [Online]. Available: https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4618165/

[7] P. Nader, P. Honeine, and P. Beauseroy, "Lp-norms in one-class classification for intrusion detection in SCADA systems," *IEEE Trans Industr Inform*, vol. 10, no. 4, pp. 2308–2317, Nov. 2014, doi: 10.1109/TII.2014.2330796.

[8] M. Endi, Y. Z. Elhalwagy, and A. Hashad, "Three-layer PLC/SCADA system architecture in process automation and data monitoring," *2010 The 2nd International Conference on Computer and Automation Engineering, ICCAE 2010*, vol. 2, pp. 774–779, 2010, doi: 10.1109/ICCAE.2010.5451799.

[9] H. Saputra and Z. Zhao, "Long term key management architecture for SCADA systems," *IEEE World Forum on Internet of Things, WF-IoT 2018 - Proceedings*, vol. 2018-January, pp. 314–319, May 2018, doi: 10.1109/WF-IOT.2018.8355183.

[10] D. Choi, H. Kim, D. Won, and S. Kim, "Advanced key-management architecture for secure SCADA communications," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 3, pp. 1154–1163, 2009, doi: 10.1109/TPWRD.2008.2005683.

[11] F. Basholli, A. Daberdini, A. B.-A. E. Days, and undefined 2023, "Detection and prevention of intrusions into computer systems," *researchgate.netF Basholli, A Daberdini, A BasholliAdvanced Engineering Days (AED), 2023•researchgate.net*, Accessed: Aug. 25, 2025. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Fatmir-Basholli/publication/373137616_Detection_and_prevention_of_intrusions_into_computer_systems/links/64db8db84ad846e28829403ac/Detection-and-prevention-of-intrusions-into-computer-systems.pdf

[12] F. Basholli, R. Mezini, A. B.-A. E. Days, and undefined 2023, "Security in the components of information systems," *researchgate.netF Basholli, R Mezini, A BasholliAdvanced Engineering Days (AED), 2023•researchgate.net*, Accessed: Aug. 25, 2025. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Fatmir-Basholli/publication/373076912_Security_in_the_components_of_information_systems/links/64d7647d25837316ee08bec8/Security-in-the-components-of-information-systems.pdf

[13] N. Tariq, M. Asim, F. K.-P. computer science, and undefined 2019, "Securing SCADA-based critical infrastructures: Challenges and open issues," *ElsevierN Tariq, M Asim, FA KhanProcedia computer science, 2019•Elsevier*, Accessed: Aug. 25, 2025. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877050919310002

[14] S. Ghosh, S. S.-I. Access, and undefined 2019, "A survey of security in SCADA networks: Current issues and future challenges," *ieeexplore.ieee.org*, Accessed: Aug. 25, 2025. [Online]. Available: https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8753583/

[15] S. Nazir, S. Patel, and D. Patel, "Autonomic computing meets SCADA security," *Proceedings of 2017 IEEE 16th International Conference on Cognitive Informatics and Cognitive Computing, ICCI*CC 2017*, pp. 498–502, Nov. 2017, doi: 10.1109/ICCI-CC.2017.8109795.

[16] V. H. Nguyen, T. L. Nguyen, Q. T. Tran, Y. Besanger, and R. Caire, "Integration of SCADA Services and Power-Hardware-in-the-Loop Technique in Cross-Infrastructure Holistic Tests of Cyber-Physical Energy Systems," *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 56, no. 6, pp. 7099–7108, Nov. 2020, doi: 10.1109/TIA.2020.3021365.

[17] J. J. Chromik, A. Remke, and B. R. Haverkort, "An integrated testbed for locally monitoring SCADA systems in smart grids," *Energy Informatics*, vol. 1, no. 1, pp. 1–29, Dec. 2018, doi: 10.1186/S42162-018-0058-7/TABLES/7.

[18] A. Tantawy, S. Abdelwahed, A. Erradi, and K. Shaban, "Model-based risk assessment for cyber physical systems security," *Comput Secur*, vol. 96, p. 101864, Sep. 2020, doi: 10.1016/J.COSE.2020.101864.

[19] A. Hahn, A. Ashok, S. Sridhar, and M. Govindarasu, "Cyber-physical security testbeds: Architecture, application, and evaluation for smart grid," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 847–855, 2013, doi: 10.1109/TSG.2012.2226919.

[20] D. C. Bergman, D. Jin, D. M. Nicol, and T. Yardley, "The Virtual Power System Testbed and Inter-Testbed Integration".

[21] M. Patel, G. R. Cole, T. L. Pryor, and N. A. Wilmot, "Development of a novel SCADA system for laboratory testing," *ISA Trans*, vol. 43, no. 3, pp. 477–490, Jul. 2004, doi: 10.1016/S0019-0578(07)60162-1.

[22] D. Larios, E. Personal, A. Parejo, S. García, A. G.-Energies, and undefined 2020, "Operational simulation environment for SCADA integration of renewable

resources," *mdpi.comDF Larios, E Personal, A Parejo, S García, A García, C LeonEnergies, 2020•mdpi.com*, Accessed: Aug. 25, 2025. [Online]. Available: https://www.mdpi.com/1996-1073/13/6/1333

[23] "IEC 61850:2025 SER | IEC." Accessed: Aug. 26, 2025. [Online]. Available: https://webstore.iec.ch/en/publication/6028

[24] "MODBUS Protokolü ve tüm özellikleri nelerdir ? - VERİ TOPLAMA | HUBBOX Akıllı Endüstriyel IoT." Accessed: Aug. 26, 2025. [Online]. Available: https://www.hubbox.io/tr/blog/veri-toplama/modbus-protokolu-ve-tum-ozellikleri-nedir

[25] "IEC 60870-5-104:2006 | IEC." Accessed: Aug. 26, 2025. [Online]. Available: https://webstore.iec.ch/en/publication/3746

[26] "MQTT - The Standard for IoT Messaging." Accessed: Aug. 26, 2025. [Online]. Available: https://mqtt.org/

[27] "What is TCP/IP? | Cloudflare." Accessed: Aug. 26, 2025. [Online]. Available: https://www.cloudflare.com/learning/ddos/glossary/tcp-ip/

[28] "DNP3 | inSCADA." Accessed: Aug. 26, 2025. [Online]. Available: https://inscada.gitbook.io/ins/master/communication-protocols/dnp3-master

SonuOG Şebekenin 5G ile İzlenilmesi ve Kontrolü
Monitoring and Control of the Medium Voltage Grid with 5G

Büşra Töre[1],Vedat Eliş[2], Tuğbanur Taşdemir[2]

ELTEMTEK Elektrik Tesisleri Mühendislik Müteahhitlik Danışmanlık ve Ticaret A. Ş. Türkiye
busra.tore@eltemtek.com.tr

GDZ Elektrik Dağıtım A.Ş., İzmir, Türkiye
vedat.elis@gdzelektrik.com.tr, tugbanur.tasdemir@gdzelektrik.com.tr

Özet

Elektrik iletim ve dağıtım şebekelerinde yaşanan teknolojik gelişmeler (dağıtık üretim, araç şarj istasyonları, dijitalleşme vb.) mevcut şebekenin kapasitesinin optimum olarak kullanılmasını zorunlu hale getirmektedir. Günümüzde hızla dijitalleşen dünyada elektrik şebekesinin manuel işletilmesi zorlaşmakta ve dijitalleşme konusunda problemlerin çözümüne yönelik çalışmalar yapılmaktadır.

Akıllı şebekelere giden yolda enerji sektörü kullanımına uygun yeni sensör tasarımlarının yanında, veri iletiminin de kesintisiz bir şekilde hızlandırılması gerekmektedir.

Bu bildiride enerji sektöründe dijitalleşmeyi güvenilir hale getirecek kilometre taşlarından biri olan veri iletimine odaklanılmıştır. Bu kapsamda geliştirilen IoT tabanlı veri iletim modemi tasarlanmış, laboratuvar ortamında temel fonksiyon testleri gerçekleştirilmiş ve ardından düşük çekim gücüne sahip bir bölgede saha testleri uygulanmıştır. Gerçekleştirilen bu deneyler sonucunda cihazın veri iletim performansı, bağlantı sürekliliği ve güvenilirliği değerlendirilmiştir. Elde edilen bulgular, geliştirilen modemin enerji iletim hatlarında kullanılabilecek, kesintisiz ve güvenilir bir veri iletim altyapısı oluşturma potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir. Ayrıca, bu tür çözümlerle gelecekte elektrik şebekesinin en uç noktasına kadar izlenebilir ve uzaktan kontrol edilebilir bir yapıya dönüşmesi mümkün olacaktır.

Anahtar kelimeler: *İzleme, kontrol, veri iletimi, 5G*

Abstract

In electricity transmission and distribution networks, technological developments such as distributed generation, electric vehicle charging stations, and digitalization make it essential to utilize the existing grid capacity optimally. In today's rapidly digitalizing world, the manual operation of the electricity grid is becoming increasingly difficult, and studies are being carried out to address problems related to digitalization.

On the road to smart grids, in addition to new sensor designs suitable for the energy sector, uninterrupted and accelerated data transmission is required.

This paper focuses on data transmission, which represents one of the key milestones in enhancing the reliability of digitalization within the energy sector. In this context, an IoT-based data transmission modem was designed, assembled, and evaluated through a series of tests. Preliminary functional tests were conducted under laboratory conditions, followed by field tests performed in an environment with low signal strength. The experimental results were analyzed to assess the modem's data transmission performance, connection stability, and overall reliability. The findings demonstrate that the developed modem has strong potential to establish a continuous and reliable data communication infrastructure suitable for power transmission lines. Furthermore, such solutions are expected to enable the realization of a fully monitorable and remotely controllable electrical network extending to the outermost points of the grid in the near future.

Keywords: *Monitoring, control, Data transmission, 5G*

1. Giriş

Günümüzde yenilenebilir enerji kaynaklarının hızla artan entegrasyonu, dağıtık üretim sistemlerinin yaygınlaşması ve IoT tabanlı akıllı cihazların (örneğin akıllı sayaçlar, sensörler, RTU'lar, IED'ler) enerji altyapısına entegre edilmesi, enerji iletim ve dağıtım sistemlerinin sayısal dönüşümünü zorunlu kılmaktadır. Bu dijitalleşme süreciyle birlikte kontrol merkezleri; izleme, analiz ve karar alma süreçlerini gerçek zamanlı veriye dayalı şekilde yöneten, büyük veri ve yapay zekâ destekli platformlara dönüşmektedir. Daha önce erişilemeyen ya da gecikmeli elde edilen veriler artık yüksek çözünürlüklü, sürekli ve zaman etiketli olarak toplanabilmekte; bu da işletmecilere daha hızlı, doğru ve proaktif karar alma imkânı sunmaktadır. Ancak bu veri yoğunluğu, enerji sistemlerinde kullanılan haberleşme altyapıları üzerinde ciddi bir kapasite baskısı oluşturmaktadır.

Artan veri trafiği, daha kısa veri iletim süreleri, yüksek doğruluk ve güvenilirlik beklentisi; haberleşme sistemlerinin bant genişliği, gecikme (latency), veri bütünlüğü ve güvenlik gibi temel performans parametrelerini ön plana çıkarmaktadır. Bu nedenle modern enerji sistemlerinde hem alan seviyesi (substation-level) hem de merkezden-uzak istasyonlara uzanan haberleşme ağlarında; zaman senkronizasyonlu, olay odaklı, önceliklendirilebilir ve birlikte çalışabilir (interoperable) veri iletim altyapılarının kullanılması kaçınılmaz hâle gelmiştir. Ayrıca bu altyapılar, yalnızca ham verinin taşınmasıyla sınırlı kalmayıp, aynı zamanda iletilen verinin güvenliği, doğruluğu ve analize uygunluğu açısından da önemli işlevler üstlenmektedir.

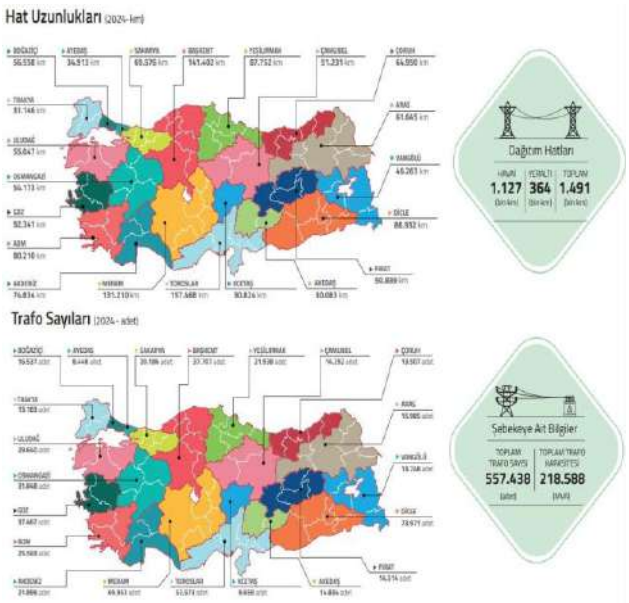
Literatür incelendiğinde akıllı işletme senaryolarının performansını somut verilerle desteklemektedir. Örneğin, talep tarafı yönetimi (TTY) senaryoları üzerine yapılan pilot uygulamalar ve modellemeler, bu mekanizmaların pik yükleri %5-15 oranında azaltabildiğini ve şebeke güvenilirliğini artırdığını göstermiştir. Öngörücü bakım senaryolarının, geleneksel reaktif bakım yaklaşımlarına kıyasla ekipman arızalarını %20-30 oranında düşürdüğü ve bakım maliyetlerinde önemli tasarruflar sağladığı rapor edilmektedir. Dağıtık enerji kaynaklarının (DEK) entegrasyonunu ele alan senaryolarda, gelişmiş enerji yönetim sistemleri ile mikro şebekelerin, yerel tüketimin %80'ine varan oranlarda enerji özerkliği sağlayabildiği görülmüştür. Ayrıca, elektrikli araç (EV) şarj yönetimi için geliştirilen akıllı şarj protokollerinin, kontrolsüz şarja kıyasla şebeke yük faktörünü %15'e kadar iyileştirebildiği ve trafo aşırı yüklenmelerini önlediği deneysel çalışmalarla doğrulanmıştır. Bu senaryoların merkezinde yer alan yapay zekâ destekli karar destek sistemleri ise, büyük veri analitiği sayesinde arıza tespit sürelerini saniyeler mertebesine indirgeyerek şebeke dayanıklılığına kritik bir katkı sağlamaktadır.
İşletme senaryolarına göre baktığımızda sistemin yaşayacağı zorluklar da farklılık göstermektedir. Akıllı şebekelerde gerçekleşecek olan 4 ana senaryo Şekil 1'de gösterilmiştir.



Şekil 1. Akıllı Şebeke İşletme Senaryoları

2. Türkiye'de Mevcut Elektrik Şebekesi

Türkiye elektrik sisteminde iletim şebekesinde (>36 kV) 1000'in üzerinde şalt ve transformatör merkezleri, dağıtım şebekesinde (≤36 kV), ise 1 milyonun üzerinde dağıtım merkezi ve KÖKler bulunmaktadır. Bu merkezlerde, kesici, ayırıcı, transformatör, hücre, akım transformatörü, gerilim transformatörü gibi farklı cihazlar kullanılmaktadır. Bu cihazlara ait gerilim, akım, frekans, enerji kalitesi, vb. bilgiler belirlenen değer aralığında değişim olduğunda alınabilmektedir. Bunun sebebi de cihazlara sürekli sorgu atıldığında gecikme süresinden dolayı sistemin yanıt vermemesidir. Bu durum, elektrik şebekesinin artan karmaşıklığı ve coğrafi yaygınlığı göz önüne alındığında, haberleşme gecikmelerini en aza indirerek sahadan anlık veri toplanmasını mümkün kılacak yüksek hızlı, düşük gecikmeli ve geniş kapsama alanına sahip yeni nesil iletişim teknolojilerine duyulan ihtiyacı oluşturmaktadır.



Şekil 2. Türkiye Şebekesinin Fiziki Durumu Hat/Trafo

Bu bağlamda, Türkiye elektrik şebekesi bütün coğrafyaya dağıtılmıştır. Anlık verinin coğrafyamızın her noktasından alınabilmesi için 5G'nin veri alma hızı ve yüksek kapasitesi sayesinde sağlanabilecektir. Aynı zamanda cihazların M2M haberleşmesi sağlanacak ve enerji sektörüne ait sensör ağ haberleşme yapısı kurulmuş olacaktır.

Mevcut şebeke durumu göz önüne alındığında, proje kapsamında hem akademik hem de sektörel açıdan önemli boşlukların doldurulması amaçlanmaktadır. Akademik olarak, alçak ve orta gerilim düzeylerinde gerçek zamanlı veri toplama, haberleşme altyapısının optimizasyonu ve bu verilerin yapay zekâ tabanlı kestirimci bakım sistemlerine aktarılması konularında literatürde sınırlı sayıda uygulamalı çalışma bulunmaktadır.

Geliştirilen proje ile bu alandaki bilimsel eksikliklerin giderilmesi ve özgün yazılım-donanım çözümleriyle desteklenmesi hedeflenmektedir. Sektörel açıdan ise, Türkiye'de henüz yaygınlaşmamış olan alçak gerilim izleme sistemlerinin geliştirilmesi, bu sistemlerin 5G teknolojisi ile bütünleştirilmesi ve enerji altyapısının dijital dönüşümüne katkı sağlanması öncelikli hedefler arasında yer almaktadır. Bu sayede hem enerji güvenliği artırılacak hem de gelecekte yapılacak olan şebeke yatırımlarının verilere dayalı, sürdürülebilir bir şekilde planlanmasına olanak tanınacaktır.

Sonuç olarak, Türkiye'de mevcut elektrik şebekesi yapısının güvenli, verimli ve sürdürülebilir şekilde işletilebilmesi için izleme, haberleşme ve kontrol altyapılarının 5G gibi yeni nesil teknolojilerle desteklenmesi büyük önem arz etmektedir. Bu teknolojik dönüşüm; enerji talebi güvenliği, arıza yönetimi, yatırım planlaması ve dijital enerji altyapılarının oluşturulması yönünde atılması hedeflenen kritik bir adımdır.

3. Proje Planlaması

5G haberleşme altyapısının diğer sektörlere getirmiş olduğu verimlilik, sürdürebilirlik ve etkileri dikkate alındığında enerji sektöründe istenilen özelliklere sahip olduğu anlaşılmaktadır. Geniş kapsamlı ve büyük alanlara etki edeceğinden proje 5 fazlı olarak planlanmıştır. Fazların detayları şekilde verilmektedir.

Tablo 1. Proje Fazları

Faz No	Açıklama
Faz-1	SCADA sisteminde kullanılan RTU cihazı yerine 5G haberleşmesine sahip I/O cihazının geliştirilmesi.
Faz-2	Enerji nakil hatlarından 5G mesh ağ yapısı ile şebeke ve ortam koşullarının verilerinin toplanması ve bu veriler ile dinamik hat yüklenmesi optimizasyonu yapılması.
Faz-3	Akıllı gerilim panolarından ve prizlerden; akım verisi, gerilim verisi toplanması ve enerji açma/kapama müdahalesi yapabilecek I/O cihazının geliştirilmesi.
Faz-4	5G mesh yapısı ile deprem durumunun önceden tespit edilerek, sistem güvenliği için aksiyon alınması.
Faz-5	Enerji nakil hatlarının görüntüleri ve IoT teknolojileri desteği ile otonom sürüş kabiliyetli araçlar yardımıyla hasar takibi ve müdahale kontrolünün sağlanması.

RTU'lar SCADA sistemlerinde uzun yıllardır stabil ve güvenilir veri toplama birimleri olarak kullanılmaktadır 5G destekli I/O cihazları ise gerçek zamanlı, yüksek bant genişliğine sahip, çok sayıda cihazı destekleyen, kablosuz ve esnek altyapıları sayesinde geleceğin akıllı şebeke ve endüstri 4.0 uygulamaları için ideal çözümler sunmaktadır.

Proje fazlarının tamamlanması ile Türkiye elektrik sisteminde sahadaki verilerin IoT teknolojisi ve Endüstri 4.0'a uygun olarak alınması, yeni teknolojilere uyumlu olacak cihaz tasarımlarının ve yazılımlarının yapılması, enerji sisteminin en uç noktaya kadar izlenebilmesi, uzaktan müdahale edilmesi, arızaların ve işgücünün öngörülebilir olması, risk tabanlı değerlendirme ile yatırımların minimize edilmesi, milli ve yerli bir sistem oluşturulması ile siber saldırı ve güvenlik açığı oluşmasının engellenmesi hedeflenmektedir.

Enerji hatları ve şebeke altyapısında gerçek zamanlı izleme ve kontrol için 5G tabanlı mesh ağ mimarisi kullanılması hedeflenmektedir. Bu yapı, dağıtık sensörlerden (akım, gerilim, sıcaklık, titreşim) toplanan verilerin ≤1 ms gecikme ile merkeze iletilmesini sağlamaktadır. 5G'nin URLLC profili üzerinden MQTT/CoAP protokolleriyle haberleşerek, uzaktan enerji açma/kapama kontrolü sağlamaktadır.

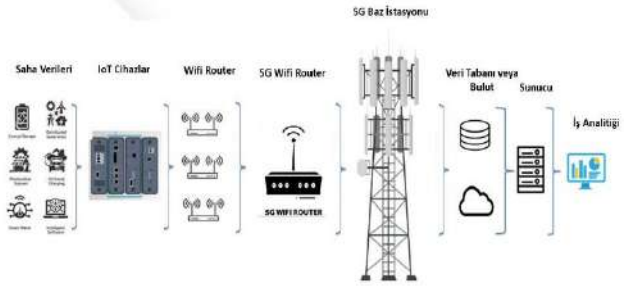
4. Yöntem

Elektrik iletim ve dağıtım şirketleri yalnızca izleme ve kontrol işlevlerini değil, aynı zamanda sistem güvenilirliğini artırma ve işletme verimliliğini maksimize etme potansiyeline sahip, gelişmiş haberleşme altyapılarına yönelmektedir. Kriterler dikkate alındığında aşağıdaki üç yeni haberleşme teknolojisinin öne çıktığı görülmektedir.

- 5G
- NB-IoT
- Wifi-6

5G, kablosuz ağların hızını ve yanıt verebilirliğini büyük ölçüde artırmak için tasarlanmış hücresel teknolojinin geldiği en son seviyedir. 5G ile kablosuz geniş bant bağlantıları üzerinden iletilen veriler, bazı tahminler ile saniyede 20 gigabit (Gbps) kadar yüksek potansiyel hızları ile multigigabit hızlarda hareket edebilir. Bu özellik ile yüksek çözünürlüklü içeriklere çok daha hızlı erişmemize imkân sağlanıyor olacaktır. 5G teknolojisinin barındırdığı bir diğer özellik ise gecikme süresinin 1 milisaniyenin altına indirgenmesidir. Günümüz teknolojisindeki 4G ortalama olarak 100 milisaniye gecikme süresine sahiptir. 5G tümüyle real-time uygulamalarında fark yaratan teknolojidir. Bir diğer kazandırılan özellik ise yüksek bağlantı sayısıdır. Bağlantı sayısının yüksekliği verimi de etkiliyor olacaktır. Yani bağlantı sayısı ne kadar çok arttırabilirse o alanda o kadar çok IoT uygulaması yapılabilecektir. 5G ile hedef kilometrekare başına yüz binlerce cihaz nitelendirilmektedir. Bu özellikleri sayesinde PIoT ağında kullanılacak temel haberleşme sistemi olacaktır. 5G mimarisi akıllı yazılımlar ve "sanal" donanımları temel alır. Veriler, güvenliği ihlal edilebilecek özel donanımlar yerine gerektiğinde hızla taşınabilen veya değiştirilebilen sanal hub'lar ve anahtarlar aracılığıyla yönlendirilir.

Şekil 3, sistemin genel mimarisini göstermektedir. Bu diyagramda sahadaki IoT cihazlarından elde edilen verilerin, WiFi ve 5G routerlar aracılığıyla baz istasyonuna ve ardından veri tabanı/bulut sunucularına iletilmesi süreci görülmektedir. Veri analitiği ve iş arayüzü ile sonuçların görselleştirilmesi de diyagramda yer almaktadır.



Şekil 3. Sistem Diyagramı

Literatür incelendiğinde, geliştirilen cihazla doğrudan ilişkili birkaç çalışma bulunmaktadır. ArXiv'deki çalışmada, 5G destekli yapay zekâ tabanlı yöntemlerle şebeke verilerinin gerçek zamanlı toplanabildiği ve gecikmelerin azaltılabildiği gösterilmiştir. Grafik sinir ağları ile klasik modeller karşılaştırılarak 5G'nin şebeke stabilitesine katkısı analiz edilmiştir. Öte yandan, Applied & Computational Engineering kaynaklı bir derlemede veri güvenliği ve büyük veri analitiği gibi alanlarda önemli açıklar bulunduğu vurgulanmaktadır. Bu durum, alçak gerilim düzeyinde gerçek zamanlı izleme için kritik bir engeldir.

5. Sonuçlar

Bu çalışma kapsamında, Türkiye'deki enerji iletim ve dağıtım şebekesinin mevcut durumu analiz edilmiş ve izleme ve kontrol sistemlerinin yetersizliği ortaya konmuştur. Gerçek zamanlı veri toplama, kestirimci bakım ve uzaktan müdahale gibi uygulamaların etkin biçimde gerçekleştirilebilmesi için, 5G tabanlı mesh ağ mimarisinin sunduğu yüksek bant genişliği, düşük gecikme süresi ve çoklu cihaz desteği gibi avantajlardan yararlanılması gerektiği değerlendirilmiştir.

Geliştirilen sistemin fonksiyonel doğrulaması ilk olarak ofis ortamında gerçekleştirilmiştir. Bu testler sırasında, cihazın 5 adet Ethernet ve 1 adet fiber girişinden oluşan donanım altyapısı ile 5G bağlantısı üzerinden ulaştığı indirme hızı 65 Mbps, yükleme hızı ise 20 Mbps olarak ölçülmüştür. Bu değerler, cihazın yüksek hızlı ve düşük gecikmeli iletişim performansını başarıyla sağladığını göstermektedir.



Şekil 4. Cihaz Ofis Testi

Ofis testlerinin ardından, saha uygulamasına geçilmiş ve GDZ EDAŞ iş birliğiyle İzmir ili Selçuk ilçesindeki TOKİ konutları bölgesinde yer alan, veri alımında sıklıkla sorun yaşanan bir dağıtım merkezine cihaz kurulumu gerçekleştirilmiştir. Saha testlerinin ilk aşamasında, cihazın çevresel koşullara adaptasyon kabiliyeti, veri iletim kararlılığı ve uzaktan kontrol işlevsellikleri doğrulanmıştır. İlk validasyonu takiben, sistemin uzun vadeli performansını ve dayanıklılığını değerlendirmek amacıyla cihaz iki aylık bir süre boyunca operasyonel sahada bırakılmıştır. Bu sürenin sonunda, cihazın herhangi bir kesinti veya performans degradasyonu yaşamadan istikrarlı bir şekilde çalıştığı tespit edilmiştir.



Şekil 5. Cihaz Saha Testi

Bu bulgular, geliştirilen 5G tabanlı sistemin enerji şebekesinin dijitalleşme sürecine önemli katkılar sağlayabileceğini ve gelecekteki akıllı şebeke mimarilerine geçişte temel bir yapı taşı olabileceğini göstermektedir.

Gelecek çalışmalar kapsamında, sistemin farklı iklim ve coğrafi koşullarda test edilmesi, yapay zekâ tabanlı kestirimci bakım algoritmalarıyla entegrasyonu ve enerji depolama sistemleri ile mikroşebeke yönetimi gibi gelişmiş uygulamalarla desteklenmesi hedeflenmektedir. Ayrıca, kullanıcı taraflı enerji yönetimi, blokzincir tabanlı veri güvenliği ve sürdürülebilirlik odaklı optimizasyon konularında da çalışmalar planlanmaktadır.

Projenin, 2022 yılında EPDK Ar-Ge Projeleri kapsamında onaylanmış olması, geliştirilen çözümün ulusal düzeyde yaygınlaştırılabilirliğini artırmaktadır. Bu kapsamda, sistemin başarılı saha uygulamaları doğrultusunda ticarileştirilmesi ve EPDK tarafından desteklenen diğer dağıtım şirketlerine önerilmesi hedeflenmektedir. Böylece Türkiye genelinde enerji altyapısının dijital dönüşümüne katkı sağlayacak ölçeklenebilir, güvenli ve yenilikçi bir teknoloji çözümü ortaya konmuş olacaktır.

6. Kaynaklar

[1] O. Kundacina, M. Forcan, M. Cosovic, D. Raca, M. Dzaferagic, D. Miskovic, M. Maksimovic ve D. Vukobratovic, "Near Real-Time Distributed State Estimation via AI/ML-Empowered 5G Networks," *arXiv preprint* arXiv:2207.11117, Tem. 2022.

[2] H. Liao, "5G technology to help the development of smart grids: A review," *Applied and Computational Engineering*, cilt 6, s. 467–474, 2023.

[3] 5G PPP, https://5g-ppp.eu/wpcontent/uploads/2014/02/Advanced-5GNetworkInfrastructure-PPP-inH2020_Final_November-2013.pdf, 2013,

[4] 5G Network Slicing Enabling the Smart Grid, https://www-file.huawei.com/-/media/CORPORATE/PDF/News/5g-networkslicing-enabling-the-smart-grid.pdf

USB Ethernet Adaptörü Üzerinden Modbus TCP/IP ile Bağlantılı LFC Sistemine Yönelik Siber Saldırıların XGBoost-SVM ile Tespit Edilmesi

Detection of Cyber Attacks on Modbus TCP/IP-Connected LFC System via USB Ethernet Adapter Using XGBoost-SVM

Feyza Nur Çakıcı[1], İbrahim Eke[2],Süleyman Sungur Tezcan[1]

[1]Gazi Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği
fnur.cakici@gazi.edu.tr, stezcan@gazi.edu.tr

[2]Kırıkkale Üniversitesi, Mühendislik ve Doğa Bilimleri Fakültesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği
eke@kku.edu.tr

Özet

Modbus TCP/IP protokolündeki güvenlik zafiyetleri, yük frekans kontrolü (Load Frequency Contro-LFC) sistemlerine yönelik siber saldırıların gerçekleşmesine neden olmaktadır. Bu çalışmanın amacı, Modbus TCP/IP protokolü üzerinden USB Ethernet Adaptörü ile bağlantı gerçekleştirerek LFC sistemlerine ait ölçüm verilerine saldırılar düzenlemektir. Veri seti, Matlab/Simulink ortamında simüle edilen iki bölgeli ara-ısıtmalı LFC sisteminin frekans ve bağlantı hat güç verilerine farklı zaman aralıklarında sahte veri enjeksiyonu (False Data Injection-FDI) ve yineleme saldırıları düzenleyerek oluşturulmaktadır. Bu kapsamlı veri setindeki saldırı türlerini tespit etmek amacıyla XGBoost (Gelişmiş Gradyan Artırma-Extreme Gradient Boosting) ve SVM (Destek Vektör Makine-Support Vector Machine) yöntemlerinden oluşan hibrit bir model geliştirilmiştir. Geliştirilen hibrit modelin genel başarı oranı %98 olarak ölçülmektedir.

Anahtar kelimeler: *Modbus TCP/IP Protokolü, Siber Saldırı, XGBoost-SVM Modeli, Yük Frekans Kontrol Sistemi*

Abstract

The security vulnerabilities in the Modbus TCP/IP protocol enable cyberattacks targeting Load Frequency Control (LFC) systems. The aim of this study is to establish a connection via a USB Ethernet Adapter over the Modbus TCP/IP protocol and launch attacks on the measurement data of LFC systems. The dataset is generated by performing False Data Injection (FDI) and replay attacks at different time intervals on the frequency and tie-line power data of a two-area reheat-type LFC system simulated in the Matlab/Simulink environment. To detect the attack types in this comprehensive dataset, a hybrid model consisting of XGBoost (Extreme Gradient Boosting) and SVM (Support Vector Machine) methods has been developed. The overall accuracy of the developed hybrid model is measured as 98%.

Keywords: *Cyber Attack, Load Frequency Control System, Modbus TCP/IP protocol, XGBoost-SVM Model*

1. Giriş

Güç sistemlerinin güvenli, kararlı ve verimli çalışması için önemli bir rol üstlenen yük frekans kontrolü (Load Frequency Control–LFC) sisteminin önemi, hem endüstri alanında hem de bilimsel çalışmalarda vurgulanmaktadır. Siber-fiziksel sistemlerinde (Cyber-Pyhsical Systems-CPS) gerçekleştirilen LFC işlemleri, iletişim alt yapısına bağlıdır. Geleneksel LFC sistemlerinde, uzak terminal birimleri (Remote Terminal Units -RTU), kontrol merkezi ve jeneratör üniteleri arasındaki veri iletimi için özel iletişim kanallarının kullanımı tercih edilmektedir; yeni nesil güç sistemlerinde ise, açık iletişim altyapıları kullanılmaktadır [1].

Denetleyici Kontrol ve Veri Toplama (Supervisory Control and Data Acquisition-SCADA) sisteminde, CPS'in önemli altyapılarından biri olan akıllı şebekelerin faaliyetlerini uzaktan izlemek ve kontrol etmek amacıyla Ethernet ve TCP/IP tabanlı ağ bağlantıları kullanılmaktadır [2,3]. SCADA sistemlerindeki önemli gelişmelerinden biri de bu sistemlerin kurumsal ağlara da bağlanabilmesidir. Bu ağ bağlantıları, uzak bölgelerde konumlandırılan sistemlerin izlenmesini ve denetlenmesini gerçekleştirirken, siber saldırılara karşı savunmasız hale getirmektedir. Bu siber saldırılar, kurum içindeki kötü niyetli çalışanlar ya da dış aktörler tarafından gerçekleştirilebilmektedir [3].

SCADA ağlarındaki Modbus (Modicon Communication Bus) protokolü, ağa bağlı cihazların haberleşmesini gerçekleştirmek amacıyla kullanılmaktadır. Modbus protokolünün endüstriyel kontrol sistemlerinde Modbus Seri ve Modbus TCP olmak üzere iki türü bulunmaktadır [3].

Modbus iletişim protokolünün önemli özellikleri arasında yapısının karmaşık olmaması, lisans sözleşmesi gerektirmeden kolay bir şekilde kullanılabilmesi ve açık kaynaklı yapıya sahip olması bulunmaktadır. Ancak Modbus protokolü, 1970'li yıllarda endüstriyel kontrol sistemlerinde ağ bağlantısı kullanılmadığından dolayı siber saldırılara karşı güvenlik önlemleri göz ardı edilerek tasarlanmıştır [4].

Saldırganlar, Modbus protokolünün güvenlik açıklarından yararlanarak keşif saldırısı, komut enjeksiyonu, sahte veri enjeksiyonu ve izinsiz erişim gibi saldırılar düzenleyerek sistemlere zarar vermektedir [5]. Literatürde gerçekleştirilen bu saldırıların amaçları arasında İnsan-Makine Ara Yüzleri (Human-Machine Interfaces-HMIs) ile Programlanabilir Mantık Denetleyicileri (Programmable Logic Controllers-PLCs) arasındaki iletişimi kesmek [5], proses değişkenlerini değiştirmek ve SCADA sisteminin işlemlerini engellemek yer almaktadır [4].

LFC sistemlerine yönelik siber saldırıların amaçları ise, sensör ölçüm verilerini manipüle etmek, SCADA ile cihazlar arasındaki iletişim kanallarını sahte veri paketleri ile tıkamak, kontrol birimlerine hatalı veriler göndererek jeneratörlerin çalışmasını olumsuz etkilemek ve yük birimlerini hedef alarak frekans dalgalanmalarının meydana gelmesine yol açmaktadır. Bilimsel çalışmalarda bu saldırılar Levenberg-Marquardt hızlı sinir ağı (Levenberg-Marquardt Fast Neural Network-LMFNN) yöntemi [6], radyal taban fonksiyon sinir ağı (Radial Basis Function Neural Network-RBFNN) ve genel regresyon sinir ağı (General Regression Neural Network-GRNN) [7] gibi yapay zekâ tabanlı algoritmalar tercih edilmektedir.

Makalemizin amacı, SCADA sistemlerinde kullanılan Modbus TCP/IP protokolünün güvenlik açıklıklarından yararlanarak frekans ve bağlantı hattı güç ölçümlerine sahte veri enjeksiyon (False Data Enjection-FDI) ve yineleme (Replay) saldırılarını gerçekleştirmektir. Çalışmada, FDI saldırısının türlerinden olan sinüs saldırısı ve rampa saldırısı dikkate alınmaktadır. Literatürdeki çalışmalardan farklı olarak, Modbus TCP/IP üzerinden USB (Evrensel Seri Veri Yolu-Universal Serial Bus) Ethernet Adaptörü ile bağlantı kurup, SCADA sistemlerine gönderilen LFC sisteminin ölçüm verilerine saldırılar düzenlemektir. Daha sonra XGBoost-SVM hibrit makine öğrenmesi modeli ile ölçüm birimlerine uygulanan saldırıların türünün tespit edilmesi amaçlanmaktadır. Bu amaçla, modelde kullanılan veri seti iki bölgeli ara-ısıtmalı LFC sisteminden elde edilmektedir.

2. Sistemin Modellenmesi ve Siber Saldırılar

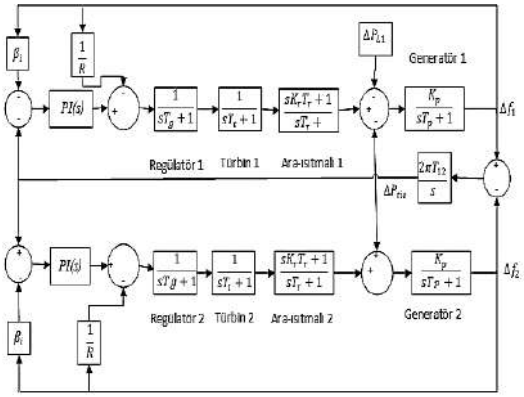
Bu bölümde, frekans ve bağlantı hat güç verilerinin elde edilmesinde kullanılan iki bölgeli ara-ısıtmalı LFC modelinin gerçek zamanlı sistem modeli, Modbus TCP/IP protokolü, LFC sistemine yönelik saldırı türleri ve siber saldırı tespit sistemine ilişkin bilgiler açıklanmaktadır.

2.1. İki Bölgeli Ara-Isıtmalı LFC Modeli

LFC sistemleri, üretilen ve tüketilen gücün dengelenmesinde ve güç sisteminin kararlılığının sağlanmasında kritik bir görev üstlenmektedir [8]. Şekil 1'de iki bölgeli ara-ısıtmalı termal türbinlerin

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

bulunduğu lineerleştirilmiş LFC modeli gösterilmekte ve sistemde kullanılan parametre değerleri [9] numaralı referanstan alınmaktadır.



Şekil 1. İki bölgeli ara-ısıtmalı LFC modeli

2.2. Modbus TCP/IP Protokolü

Modbus TCP (Transmission Control Protocol)/IP (Ethernet Protocol) protokolü, Modbus/RTU'nun bir versiyonu olarak tasarlanmakta ve bu protokol aracılığıyla aynı ağda yer alan cihazlar, IP adresleri üzerinden Ethernet bağlantısı ile veri alış verişi gerçekleştirmektedir [4]. Veri iletiminde Modbus sunucusu (server-slaver) ile Modbus istemcisi (client-master) arasında 502 numaralı port üzerinden TCP bağlantısı kurulmaktadır [4,10].

2.3. LFC Modeline Yönelik Saldırı Türleri

Bu bölümde, FDI ve yineleme saldırı türlerinin özellikleri incelenmektedir.

2.3.1. Sahte Veri Enjeksiyon Saldırısı

Sahte veri enjeksiyon saldırısı (False Data Injection-FDI), ölçüm verilerini manipüle etmek veya sahte veriler enjekte etmek için LFC sistemlerinin iletişim kanallarını ya da kontrol birimlerini kullanmaktadır. Çok bölgeli enterkonnekte sistemlerinde, açık ağ bağlantısının kullanımından kaynaklı güvenlik açıkları meydana gelmekte ve bu da saldırganların kontrol merkezi ile ölçüm birimleri arasındaki iletişim kanallarını kullanarak siber saldırı düzenlemesine neden olmaktadır [11]. FDI saldırısının, sinüs saldırısı, rampa saldırısı, darbe saldırısı, adım saldırısı ve ölçekleme saldırısı gibi farklı modelleri bulunmaktadır. Sinüs ve rampa saldırıları, verilerin değerlerini kademeli olarak değiştirmektedir. Saldırıların matematiksel eşitlikleri sırasıyla denklem 1 ve denklem 2'de gösterilmektedir [12].

$$\Delta f_{saldırı} = \Delta f_i + a_i \cdot sin(b_i \cdot t) \quad (1)$$

$$\Delta f_{saldırı} = \Delta f_i + c_i \cdot t \quad (2)$$

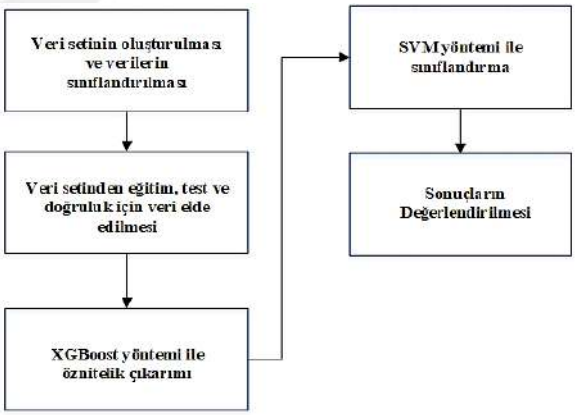
Denklemdeki $\Delta f_{saldırı}$ saldırıya uğrayan frekansı, Δf_i saldırıya uğramamış frekansı, a_i genliği, b_i frekansı, c_i eğimi ifade etmektedir.

2.3.2. Yineleme Saldırısı

Yineleme saldırısında (Replay Attack), veri bütünlüğünü hedef alarak ölçüm ve kontrol sinyallerin kaydedildiği iletişim kanallarına saldırılar düzenlenmektedir. Saldırı iki aşamada gerçekleşmekte: birinci aşamada, veri toplama cihazlarından toplanan veriler saklanmakta ve ikinci aşamada ise gerçek verilerin değerleri saklanan verilerin değerleri ile değiştirilmektedir [13].

2.4. Siber Saldırı Tespit Sistemi

Siber saldırıların tespitinde kullanılan modelin akış diyagramı Şekil 2'de gösterilmektedir. Bu bölümde veri setinin oluşturulması, LFC sistemine yönelik siber saldırılar ve simülasyon sonuçları yer almaktadır.



Şekil 2. Siber saldırı tespit sistemi modeli

2.4.1. Veri Setinin Elde Edilmesi

Makalede saldırının gerçekleştirildiği birinci ve ikinci bölgelerin frekans sapma değerleri ile bağlantı hattı güç değeri, Matlab/Simulink programında simüle edilen iki bölgeli ara-ısıtmalı LFC sisteminden üretilmiştir. Simülasyonda, 50

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

saniye boyunca elde edilen değerler 100 Hz örnekleme frekansı ile ölçeklendirilerek toplam 5000 veri elde edilmiştir.

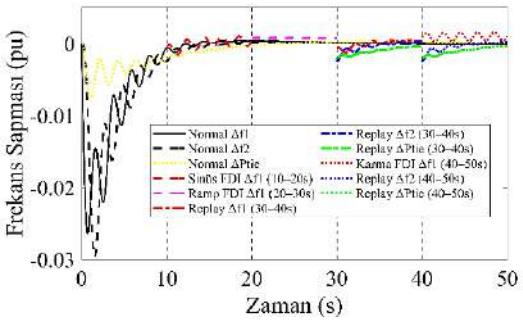
ModbusPal 1.6c simülatörü ile USB Ethernet Adaptörünün IP adresi ve 502 numaralı port üzerinden Modbus TCP/IP bağlantısı sağlanmıştır. Böylece Modbus sunucu görevini ModbusPal 1.6c simülatörü ve Modbus istemci görevini ise Simulink programı üstlenmiştir.

Simülasyonda, ilk 10 saniye herhangi bir saldırı gerçekleştirilmemiştir. Ancak, 10-20 saniye ve 20-30 saniye aralıklarında, birinci bölgedeki frekans sapmasına sırasıyla sinüs ve rampa saldırıları uygulanmıştır. Sinüs saldırısının genlik değeri 0.006, frekans değeri 0.5 ve rampa saldırısı için eğim değeri 0.00002 olarak belirlenmiştir. Bu saldırılara ek olarak, 30-40 saniye aralığında tüm verilere yineleme saldırısı planlanmış ve bu saldırıya %1 oranında gürültü eklenmiştir. Son olarak, birinci bölgedeki frekans sapmasına hem sinüs hem de rampa saldırısı, bağlantı hattı güç verisine ve ikinci bölgedeki frekans sapmasına ise yineleme saldırısı düzenlenmiştir.

Yineleme saldırısını gerçekleşmek amacıyla 10-20 saniye aralığındaki geçmiş veriler kullanılmıştır. Veri setinin oluşturmasında normal veriler 0, diğer saldırılar ise sırasıyla 1, 2, 3 ve 4 numaraları ile sınıflandırılmıştır. Şekil 3'te, iki bölgeli ara-ısıtmalı LFC sistemine farklı zamanlarda uygulanan FDI (sinüs ve rampa) ve yineleme saldırıları gösterilmektedir.

2.4.2. Destek Vektör Makinesi (SVM)

Destek vektör makine algoritması (Support Vector Machine-SVM), iki kategorili sınıflandırmaya ait problemlerin çözümünde kullanılmaktadır. SVM algoritması, hiperdüzlemi belirlemede tüm veri setini kullanmakta; ancak, optimal hiperdüzlemin konumunu bulmada destek vektörleri belirleyici olmaktadır. Tüm veri setinin alt kümesini oluşturan destek vektörleri, optimal düzleme en yakın verilerden meydana gelmektedir. Algoritmanın, genelleme gücünü arttırmak amacıyla geniş marj aralığı elde edilmektedir [14].



Şekil 3. İki Bölgeli LFC Sistemine Yönelik FDI, Yineleme ve FDI+Yineleme Saldırıları

2.4.3. Gelişmiş Gradyan Artırma Algoritması (XGBoost)

Gelişmiş gradyan artırma (Extreme Gradient Boosting-XGBoost) algoritması, karar ağaç makine öğrenmesi yöntemine dayanmakta ve bu model birçok karar ağacının bir araya getirilmesiyle meydana gelmektedir. Bu sayede hata değeri düşürülmektedir. XGBoost yönteminin bir diğer önemli özelliği ise büyük ölçekli veri setinde uygulanabilmesidir [15].

Kayıp fonksiyonu, ağaçların karmaşıklığını önleyerek modelin eğitim süresini ve ihtiyaç duyulan depolama alanın azaltmaktadır. Modeldeki rastgele alt örnekleme (subsampling) hiperparametresi ile veri kümesinden rastgele seçilen veriler ağaçlar oluşturulmasını sağlarken; sütun alt örnekleme (column subsampling) hiperparametresi ise rastgele seçilen özellikler düğüm bölünmelerin gerçekleştirilmesine yardımcı olmaktadır. Bu iki hiperparametre, aşırı uyumun önlemesi için önemli bir rol üstlenmektedir [15].

2.5. Simülasyon Sonuçları

Bu çalışmada, saldırıya uğramamış veriler ile saldırıya uğramış verilerin hangi tür saldırıya maruz kaldığını belirlemek amacıyla XGBoost-SVM modeli kullanılmıştır. İki bölgeli LFC sisteminden elde edilen toplam 5000 veri, eğitim, doğrulama ve test için sırasıyla %70, %15 ve %15 oranlarında bölünmüştür.

Veri setinde her bir sınıf için 1000 veri bulunmakta ve bu da verilerin dengeli bir dağılım sergilendiğini göstermektedir. Veri setimizde birinci ve ikinci

bölgeye ait frekans sapması ile bağlantı hat güç verisinden oluşan toplam 3 özellik bulunmaktadır. Özellik sayımızı XGBoost yöntemi ile 300 ağaç kullanarak 1500 yaprak ID'leri elde edilmektedir. Böylece yetersiz sayıdaki özellik sayısı yerine yüksek boyutlu özellikler üretilmektedir. Bu modelde maksimum derinlik 6 ve öğrenme oranı 0.1 olarak belirlenmiştir.

Sınıflandırılmış veri türlerinin tespitinde kullanılan XGBoost-SVM modelinin doğruluk (accuracy) değeri hesaplanmış olup ve matematiksel eşitliği denklem 3'te verilmiştir.

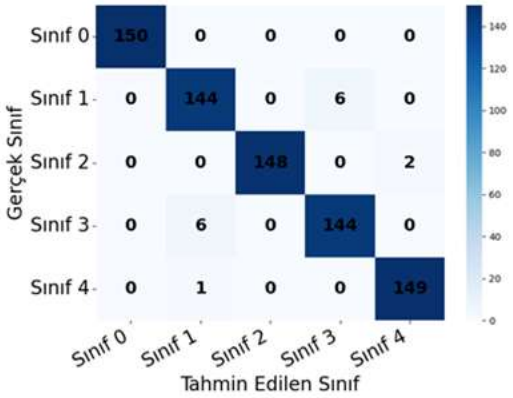
$$Doğruluk = \frac{DP + DN}{DP + DN + YP + YN} \quad (3)$$

Burada *DP* doğru pozitif, *DN* doğru negatif, *YP* yanlış pozitif ve *YN* yanlış negatif değerlerini temsil etmektedir. Doğruluk performans metriği, modelin sınıfları tahmin etmedeki başarısını ölçmektedir. Tablo 1'de XGBoost-SVM hibrit modelin her bir sınıf için hesaplanan doğruluk değeri verilmiştir. XGBoost-SVM modelinin genel başarı değerlendirmesinde test doğruluk değeri %98.00 ve doğruluma değeri ise %97.33 olarak elde edilmiştir. Sonuçlara bakıldığında bu iki değerin birbirine çok yakın olması, modelde aşırı öğrenmenin (overfitting) gerçekleşmediği sonucuna varılmaktadır.

Tablo 1. XGBoost-SVM modeline ait her bir sınıfın doğruluk değerleri

Sınıf No	Doğruluk Değeri (%)
0 (Normal)	%100
1 (Sinüs Saldırısı)	%98.27
2 (Rampa Saldırısı)	%99.73
3 (Yineleme Saldırısı)	%98.40
4 (Karma Saldırı)	%99.60

Tablo 1'deki değerler incelendiğinde, 1. sınıftaki saldırıya maruz kalmayan veriler hatasız olarak tespit edilmektedir. En düşük tespit oranının ise sinüs saldırısında olduğu görülmektedir. Şekil 4'te verilen XGBoost-SVM modeline ait karışıklık matrisi incelediğinde ise yüksek doğrulukla hem saldırı tespiti yapıldığı hem de saldırının türünün tespit edildiği anlaşılmaktadır. Model, 0, 2 ve 4. sınıflarda yüksek bir başarı elde ederken, 1. ve 3. sınıfların tespitinde ise hatalar meydana geldiği gözlemlenmektedir.



Şekil 4. XGBoost-SVM modeline ait karşılık matrisi

3. Sonuçlar

Bu çalışmada SCADA sisteminde yaygın olarak kullanılan Modbus TCP/IP protokolünü hedef alan siber saldırılardan FDI ve yineleme saldırıları gerçekleştirilmektedir. Fiziksel ağ bağlantısını gerçekleştirmek amacıyla USB Ethernet Adaptörü kullanılmakta ve Modbus TCP/IP tabanlı gerçek zamanlı veri akışının gerçekleştirilmesi sağlanmaktadır.

Simüle edilen LFC sisteminin ölçüm verilerine yönelik dört farklı siber saldırı senaryosu farklı zaman aralıklarında gerçekleştirilmekte ve kapsamlı bir veri seti elde edilmektedir. Bu veri setindeki sınıfları tespit etmek amacıyla XGBoost-SVM hibrit modeli geliştirilmektedir. Geliştirilen hibrit modeli hem sınıfları ayırt etmede hem de genelde yüksek bir başarı göstermektedir.

Sonuç olarak, Modbus TCP/IP protokolünün güvenlik açıkları LFC sistemine yönelik siber saldırıların gerçekleşmesine zemin hazırladığı görülmektedir. Ayrıca, FDI ve yineleme saldırıların frekans ve bağlantı hattı güç verilerini nominal değerden sapmasına neden olduğu

gözlemlenmektedir. Bundan dolayı iletişim protokollerine yönelik ve fiziksel olarak gerçekleşebilecek saldırılara karşı bilimsel çalışmaların yapılması önemlidir.

Gelecek çalışmalarda Modbus protokolünün güvenlik açıkları dikkate alınarak savunma mekanizmaları geliştirilmesi ve SCADA sistemine yönelik USB tabanlı gerçekleşebilecek farklı siber saldırıların araştırılması hedeflenmektedir.

4. Kaynaklar

[1] Shen, Y., Fei, M., & Du, D., "Cyber security study for power systems under denial of service attacks", *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, *41*(6), 1600-1614, 2019.
[2] Yang, H., Liu, S., & Fang, C., "Model-based secure load frequency control of smart grids against data integrity attack", *IEEE Access*, *8*, 159672-159682,2020.
[3] Satyanarayana, P., "Detection and Blocking of Replay, False Command, and False Access Injection Commands in SCADA Systems with Modbus Protocol", *Security & Communication Networks*, 2021.
[4] Wali, S., Farrukh, Y. A., Khan, I., & Hamilton, J. A., "Covert penetrations: Analyzing and defending SCADA systems from stealth and Hijacking attacks", *Computers & Security*, 104449, 2025.
[5] Alsabbagh, W., Amogbonjaye, S., Urrego, D., & Langendörfer, P., "A stealthy false command injection attack on modbus based scada systems", *In 2023 IEEE 20th Consumer Communications & Networking Conference (CCNC)*, 1-9,2023, January.
[6] Ahmad, H., Gulzar, M. M., Mustafa, G., Khan, A. Q., Habib, S., & Ahmed, I., "AI-enabled frequency synchronization control considering FDI attack using metaheuristic algorithm", *Neural Computing and Applications*, 1-30, 2025.
[7] Adhikary, T., & Mallick, S., "Cyber Attack Detection in Load Frequency Control using Artificial Neural Networks", In *2023 5th International Conference on Energy, Power and Environment: Towards Flexible Green Energy Technologies (ICEPE)*, 1-6, 2023, June.
[8] Mohan, A. M., Meskin, N., & Mehrjerdi, H., "A comprehensive review of the cyber-attacks and cyber-security on load frequency control of power systems", *Energies*, *13*(15), 3860,2020.
[9] Gözde, H., Taplamacıoğlu, M. C., Kocaarslan, İ., & Şenol, M. A., "İki Bölgeli Ara-Isıtmalı Termal Güç Sisteminin Yük-Frekans Kontrolü için Parçacık Sürüsü Optimizasyonu Tabanlı Pi-Kontrolör", *Isı Bilimi ve Tekniği Dergisi*, *30*(1), 13-21, 2010.
[11] Alanazi, M., Mahmood, A., & Chowdhury, M. J. M., "SCADA vulnerabilities and attacks: A review of the state-of-the-art and open issues", *Computers & security*, *125*, 103028, 2023.
[12] Li, Y., Huang, R., & Ma, L., "False data injection attack and defense method on load frequency control", *IEEE Internet of Things Journal*, *8*(4), 2910-2919, 2020.
[13] Xiahou, K., Liu, Y., & Wu, Q. H., "Decentralized detection and mitigation of multiple false data injection attacks in multiarea power systems", *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Industrial Electronics*, *3*(1), 101-112, 2021.
[14] Sanchez, H. S., Rotondo, D., Escobet, T., Puig, V., Saludes, J., & Quevedo, J., "Detection of replay attacks in cyber-physical systems using a frequency-based signature", *Journal of the Franklin Institute*, *356*(5), 2798-2824,2019.
[15] Cervantes, J., Garcia-Lamont, F., Rodríguez-Mazahua, L., & Lopez, A., "A comprehensive survey on support vector machine classification: Applications, challenges and trends", *Neurocomputing*, *408*, 189-215, 2020.
[16] Bentéjac, C., Csörgő, A., & Martínez-Muñoz, G., "A comparative analysis of gradient boosting algorithms", *Artificial Intelligence Review*, *54*(3), 1937-1967, 2021.

Oval Sargılı 12-Darbeli Deney Transformatöründe Kaçak Reaktans Matrisinin Sonlu Elamanlar Yöntemi Hesaplanması

Calculation of Leakage Reactance Matrix in Oval-Wound 12-Pulse Test Transformers Using the Finite Element Method

Bora Alboyacı[1], Mehmet Aytaç Çınar[2], İbrahim Gürsu Tekdemir[3], Rukiye B. Aymaz[1] Yunus Berat Demirol[4]

[1]Kocaeli Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü, Kocaeli, Türkiye
alboyaci@kocaeli.edu.tr, rukiye.baymaz@kocaeli.edu.tr

[2]Kocaeli Üniversitesi, İzmit Meslek Yüksek Okulu, Kocaeli, Türkiye
aytac@kocaeli.edu.tr

[3]Bursa Teknik Üniversitesi, Mühendislik ve Doğa Bilimleri Fakültesi, Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü, Bursa, Türkiye
ibrahim.tekdemir@btu.edu.tr

[4]Genetek Güç Enerji Ltd., Kocaeli Üniversitesi Teknopark, Kocaeli, Türkiye
yunusberat.demirol@genetek.com.tr

Özet

Elektrik şebekesinde farklı tipte transformatörler bulunmaktadır ve bu transformatörler şebekenin işletilmesi için kritik öneme sahip ekipmanlardan biridir. Çok çıkışlı konverter transformatörleri de bu transformatör tiplerinden biridir. Birden fazla sekonder yapısı bulunan bu transformatörlerin endüstride yaygın bir kullanım alanı bulunmaktadır. Konverter transformatörlerinin şebeke sistemi içerisinde modellenebilmesi için elektriksel parametrelerinin hesaplanması önem taşımaktadır. Bunun yanında benzer parametrelerin tasarım aşamasında da hesaplanması gereklidir. Bu parametrelerden en önemli olanlarından birisi de kaçak reaktans değeridir. Çok çıkışlı konverter transformatörlerinde bulunun paralel sargı yapılarından dolayı sekonderler arasında kuplaj bulunmaktadır. Teorik kaçak reaktans hesaplama yöntemleri bu kuplaj yapısından dolayı genellikle yetersiz kalmaktadır. Bundan dolayı sonlu elemanlar yöntemi gibi nümerik analiz programlarında modelleler yapılarak hesaplamalar gerçekleştirilebilmektedir. Bu çalışmada on iki darbeli bir deney transformatörü üzerinde kaçak reaktans hesaplamaları gerçekleştirilmiştir. Bu kapsamda ilgili transformatör gerçek ölçekli olarak modellenmiş ve analiz çalışmaları gerçekleştirilmiş, sonuçlar paylaşılmıştır. Bunun yanında deney transformatörü üzerinde laboratuvar testleri yapılmış ve sonuçların tutarlılığı üzerine yorum yapılmıştır.

Anahtar kelimeler: *Kaçak indüktans, Kaçak reaktans, Konverter transformatörü, Sonlu elemanlar yöntemi, Transformatör*

Abstract

Different types of transformers are used in the electrical grid, and these transformers are critical equipment for grid operation. Multi-output converter transformers are one such type. These transformers have multiple secondary structures and are widely used in industry. Calculating the electrical parameters of converter transformers is crucial for modeling them within the grid system. Furthermore, similar parameters must also be calculated during the design phase. One of the most important of these parameters is the leakage reactance value. Due to the parallel winding structure found in multi-output converter transformers, there is coupling between the secondaries. Theoretical leakage reactance calculation methods are often inadequate due to this coupling structure. Therefore, calculations can be performed using models in numerical analysis programs such as the finite element method. In this study, leakage reactance calculations were performed on a twelve-pulse test transformer. In this context, the test transformer was modeled at a real scale, an analysis was conducted, and

the results were shared. In addition, laboratory tests were performed on the test transformer, and the consistency of the results was commented on.

Keywords: *Leakage inductance, Leakage reactance Converter transformer, Finite element method, Transformer*

1. Giriş

Transformatörler elektrik şebekesinin işletilmesi için kritik öneme sahip bileşenlerden biridir. Elektrik şebekesinde farklı tiplerde transformatörler olmakla beraber konverter transformatörlerinin önemli kullanım alanları bulunmaktadır. Bu kullanım alanlarına örnek olarak rüzgar enerjisi santralleri, güneş enerjisi santralleri, elektrik enerjisi depolama tesisleri, petrol ve doğalgaz tesisleri, raylı ulaşım sistemleri, demir-çelik tesisleri verilebilir.

Konverter transformatörlerinin en önemli elektriksel parametrelerinden birisi kaçak reaktans değeridir. Gerek transformatörün üretim aşamasında gerekse transformatörün şebeke modelinde temsil edilmesi aşamasında kaçak reaktans değerlerinin hesaplanması gerekmektedir. Detaylı hesaplamalar ile birlikte konverter transformatörü belirli bir amaç kapsamında şebeke modelinde temsil edilmek üzere modellenebilir.

Standart iki sargılı dağıtım transformatörlerinin aksine, konverter transformatörleri çok sekonderli olarak üretilebilmektedir. Aralarında belirli açı farklı bulunan sekonder çıkışları genellikle doğrultucu sistemlerini beslemektedir. Endüstriyel uygulamalarda kullanılan bazı transformatörler 12, 24 veya 36 darbeli olabilmektedir. 12 darbeli transformatörlerde iki adet sekonder çıkışı, 24 darbeli transformatörlerde dört adet sekonder çıkışı, 36 darbeli transformatörlerde altı adet sekonder çıkışı olmaktadır. Bunlar haricinde endüstriyel uygulamaya bağlı olarak daha farklı sayıda darbeli ve özel tasarım kriterlerine sahip konverter transformatörleri de olabilmektedir.

Bu tip transformatörlerin kaçak reaktans hesabında ise paralel sargı yapılarından dolayı standart teorik yaklaşımlar yetersiz kalabilmektedir. Bundan dolayı kaçak reaktans gibi önemli parametrelerin hesaplanması aşamasında transformatör üzerinde detaylı bir çalışma yapılması gerekli olmaktadır. Detaylı çalışma sonucunda elde edilen elektriksel parametre değerleri transformatörün dizaynı aşamasında ve elektrik şebekesinde temsil edilmesi aşamasında önemli olmaktadır. Bu aşamada sonlu elemanlar yöntemi gibi nümerik analiz çalışmalarından yardım alınabilmektedir.

Literatürde, güç transformatörlerinin kısa devre empedansının hesaplanması üzerine odaklanan pek çok çalışma bulunmaktadır. Bu araştırmalar, genellikle analitik yaklaşımlar ve sonlu elemanlar yöntemi (SEY) gibi farklı metotları kullanarak empedans değerlerini bulmakta ve elde edilen sonuçları deneysel ölçümlerle karşılaştırmaktadır [1], [2]. Ayrıca, wound-core tip transformatörlerde, kısa devre empedansının SEY kullanılarak hesaplanıp deneysel verilerle teyit edildiği araştırmalar da mevcuttur[3]. Güç transformatörlerinin kısa devre empedansı için önerilen çeşitli teorik modeller, SEY sonuçları ve yeni geliştirilen yaklaşımlar arasında karşılaştırmalı analizlerin yapıldığı yayınlara da literatürde rastlanmaktadır [4].

Bu çalışmada örnek bir 12 darbeli deney transformatörü üzerinde kaçak reaktans hesaplamaları gerçekleştirilmiş ve 12 darbeli bir transformatörde bulunan dört adet kaçak reaktans değeri hesaplanmıştır. Bu kapsamda ilk olarak ilgili transformatör gerçek ölçekli olarak sonlu elemanlar yazılımında modellenmiş ve üzerinde analiz çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Bunun yanında ilgili transformatör üzerinde deneysel testler gerçekleştirilmiş ve sonuçlar doğrulanmıştır. Çalışma içerisinde elde edinilen bulgular detaylı olarak paylaşılmıştır.

2. Transformatörlerde Kaçak Reaktans Hesaplama Yöntemleri

Transformatörlerde kaçak reaktans hesaplamaları için literatürde çeşitli teorik yaklaşımlar bulunmaktadır. Bu yaklaşımlar ile standart iki sargılı transformatörlerde kaçak reaktans hesaplamaları yapılabilmektedir. Ancak çok darbeli transformatörlerde bulunan paralel sargı yapısından dolayı sekonderler arasında kublaj bulunmaktadır. Bu kuplaj transformatörün geometrik özelliklerine bağlı olarak değişmektedir ve teorik yöntemler genellikle bunun hesaplanması aşamasında yetersiz kalmaktadır. Bunun yanında teorik yaklaşımlar genellikle silindirik sargı yapısına sahip transformatörler için yapılmaktadır, oval sargı yapısında bulunan transformatörlerde teorik empedans hesaplarının yaygın olarak bulunmadığı görülmektedir. Bu aşamada, sonlu elemanlar yöntemi kaçak reaktans hesaplarında oldukça yararlı olmaktadır. Teorik yaklaşım örneği ve sonlu elemanlar yaklaşımı Bölüm 2.1 ve Bölüm 2.2 içerisinde gösterilmiştir. Kısa devre empedansı (%Uk), transformatörün gösterdiği toplam empedans değeridir ve kaçak reaktans (%Ux) ile kayıplarının sebep olduğu empedansın (%Ur) fazörel toplamından oluşmaktadır. Bu çalışma içerisinde kaçak reaktans değeri üzerinde durulmuştur.

2.1. Teorik Hesaplama

Standart silindirik sargı yapısına sahip iki sargılı transformatörlerde kaçak reaktans Eşitlik 1-4 ile hesaplanabilir [5].

$$\%X = 2.48\text{x}10^{-5}.f\frac{(\text{Amper}-\text{sarım})}{H_{eq}(\frac{\text{Gerilim}}{\text{Sarım}})}\sum_{k=1}^{n}\text{ATD} \qquad (1)$$

$$\sum \text{ATD} = \frac{1}{3}(T_1 x D_1) + (T_g x D_g) + \frac{1}{3}(T_2 x D_2) \qquad (2)$$

$$H_{eq} = \frac{H_w}{K_R} \qquad (3)$$

$$K_R = 1 - \frac{1 - e^{-\pi H_w/(T_1+T_g+T_2)}}{\pi H_w/(T_1+T_g+T_2)} \quad (4)$$

Burada, T_1 = Birinci sargının kalınlığı, T_2 = İkinci sargının kalınlığı, T_g = Sargılar arasında bulunan boşluğun kalınlığı, D_1 = Alçak gerilim sargısının ortalama çapını, D_2= Yüksek gerilim sargısının ortalama çapını, D_g = Hava aralığının ortalama çapını, H_w=Sargı yüksekliğini, K_R =Rogowski faktörünü, ATD =Amper-sarım diyagramı olarak tanımlanmaktadır.

2.2. Sonlu elemanlar yöntemi

Sayısal yöntemlerden biri olan sonlu elemanlar yöntemi, güç sistemi ekipmanlarının elektriksel parametrelerinin hesaplanmasında kullanılabilmektedir, bara sistemleri [6], yüksek gerilim kablo başlıkları [7], korona halkaları [8], yüksek gerilim izolatörleri [9], ve kablo sistemleri [10] SEY ile modellenebilir, analiz edilebilir ve optimizasyon çalışmaları yüksek doğrulukla gerçekleştirilebilir. FEM ile analitik yöntemlerin yetersiz kaldığı karmaşık geometrik yapılarda dahi çözüm yapılabilmektedir.

Elektriksel analizler için sonlu elemanlar yöntemi ilgili model geometrisi üzerinde sonlu sayıda ağ elemanı oluşturarak, bu ağ elemanlarının her birinin üzerinde Maxwell denklemlerini (Eşitlik 5-8) çözerek sonuç elde etmektedir[5].

$$\nabla \times E = -\frac{\partial B}{\partial t} \quad (5)$$

$$\nabla \times H = J + \frac{\partial D}{\partial t} \quad (6)$$

$$\nabla . B = 0 \quad (7)$$

$$\nabla . D = \rho \quad (8)$$

Burada, E: elektrik alan şiddeti (V/m), B: manyetik akı yoğunluğu (Wb/m^2), H: manyetik alan şiddeti (A/m), J: akım yoğunluğu (A/m^2), D : elektrik akı yoğunluğu (C/m^2), ρ : yük yoğunluğu (C/m^3) olarak tanımlanmaktadır.

Sonlu elemanlar yöntemi ile sistemde oluşan enerji miktarı hesaplandıktan sonra, kaçak reaktans değeri Eşitlik 9-12 yardımı ile hesaplanabilmektedir [5].

$$L = \frac{2W_m}{I^2} = \frac{1}{I^2}\int B.H\, dv = \frac{1}{I^2}\int A.J\, dv \quad (9)$$

$$X_L = \frac{2.\pi.f.2W_m}{I^2} \quad (10)$$

$$Z_B = \frac{V_{phase}}{I_{phase}} \quad (11)$$

$$\%U_k = \frac{2.\pi.f.2W_m.100}{I^2.Z_B} \quad (12)$$

Burada, L Kaçak endüktans (H), W_m Kapalı bir yolda akan akım I tarafından üretilen manyetik alandaki enerji (J), X_L Kaçak reaktans (Ohm), I Akım (A), Z_B Baz empedans (Ohm) değeri olarak tanımlanmaktadır. Burada enerji değeri sonlu elemanlar yöntemi ile hesaplanabilmektedir. Sonlu elemanlar yöntemi standart olmayan sargı yapısına sahip olan transformatörlerin kaçak reaktans hesabında yaygın olarak kullanılmakta olan bir yöntemdir. Standart dışı sargı yapısında bulunan transformatörlerin kaçak reaktans hesabının gerçekleştirilmesi oldukça zor olmaktadır. Sonlu elemanlar yöntemi bu kısımda kullanıcıya kolaylık sağlamaktadır.

3. Modelleme Çalışmaları

Transformatör sonlu elemanlar yöntemi ile üç boyutlu eksen sisteminde modellenmiştir. İlgili transformatörün özellikleri ve sonlu elemanlar modeli bu bölüm içerisinde gösterilmiştir.

3.1. Transformatör Özellikleri

Çalışmada incelenen transformatör 12 darbeli, 380V/38-38V faz-faz gerilimine sahip, 7500 VA gücünde, Dd0y11 bağlantı grubuna sahip, oval tip sargılı, sarma nüveli bir transformatördür. Transformatörün gerçek modeli Şekil-1 üzerinde gösterilmiştir. İlgili transformatör bir deney transformatörü olduğundan dolayı kazan içerisine yerleştirilmemiştir. Kazan içerisine yerleştirildiğinde kaçak reaktans değerlerinde bir miktar artış olması beklenmektedir, ancak mevcut çalışma dahilinde kazanın etkisi incelenmemiştir. Bu durum ayrı bir çalışma konusu olarak karşımıza çıkmaktadır.

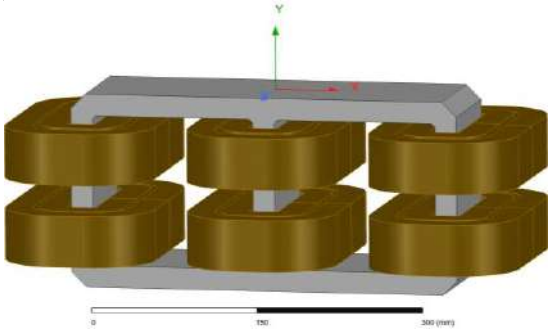


Şekil 1. İlgili deney transformatörünün gerçek modeli

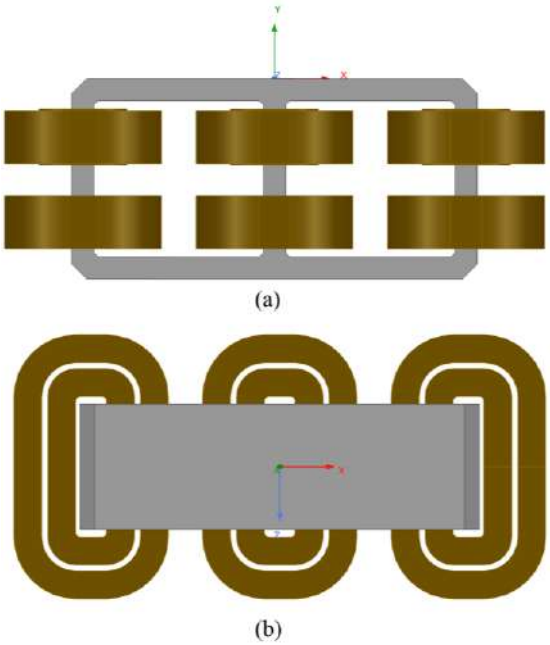
3.2. Sonlu Elemanlar Modeli

Sonlu elemanlar analizleri kapsamında oluşturulan üç boyutlu transformatör modeli Şekil-2 üzerinde gösterilmiştir. Bunun yanında transformatörün kesit görünümleri ise Şekil-3 üzerinde gösterilmiştir. Sonlu elemanlar yönteminde ekipmanın uygun bileşenleri fiziksel olarak modellenmektedir ve malzeme tanımlamaları yapılmaktadır. Sargılar için ise sarımların yönleri ve sarım sayıları programa tanımlanmaktadır. Tanımlanan her sargı devre bağlantı modülünde bir adet

bobin ile tanımlanmaktadır. Devre bağlantı modülünde uygun bağlantılar yapılarak analizler çalıştırılmaktadır.



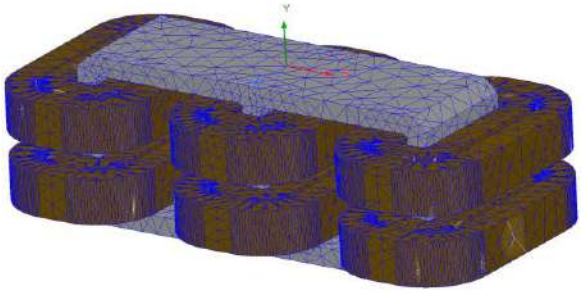
Şekil 2. Transformatörün üç boyutlu modeli



Şekil 3. Transformatörün kesit görünümleri (a) yandan (b) üstten

Elektromanyetik analizlerin gerçekleştirildiği sonlu elemanlar programlarında genellikle birden fazla çözücü bulunmaktadır. Bu çalışmasa Ansys Electronics Suite yazılımının Maxwell modülü kullanılmıştır. Manyetik alanların analiz edilmesi kısmında, manyetostatik çözücü, frekans domeni çözücü ve transient çözücü kullanılabilmektedir. Tüm çözücüler ayrı bir amaca hizmet etmekte olup analiz isterlerine uygun çözücü ve buna göre modelleme yaklaşımının kullanıcı tarafından değerlendirilip belirlenmesi gerekmektedir. Bu kapsamda çalışmada sürekli hal frekans domeni çözücüsü olan eddy analizi çözücüsü kullanılmıştır.

Sonlu elemanlar yönteminde ağ yapısı önemli bir rol oynamaktadır ve analiz sonuçları oluşturulan ağ yapısının kalitesinden etkilenmektedir. Ansys Maxwell modülünün eddy çözücüsünün adaptif ağ yapısı oluşturma özelliği bulunmaktadır. Bu özelliğe göre program tarafından başlangıçta bir ağ yapısı oluşturulmaktadır, daha sonra bu ağ yapısı iyileştirilerek tekrar oluşturulmaktadır. İki ağ yapısı için oluşan enerji miktarı ve aralarında bulunan fark hesaplanmaktadır. Enerji miktarları arasında bulunan fark, belirlenen kriteri sağlayana kadar ağ yapısı iyileştirilmektedir. İlgili analizler için oluşturulan ağ yapısı Şekil-4 üzerinde gösterilmiştir.

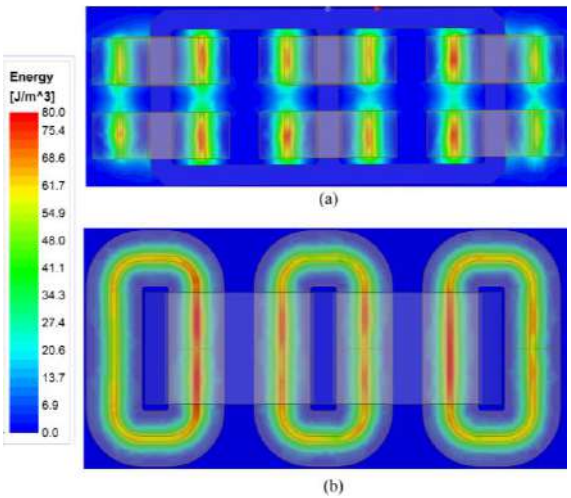


Şekil 4. Transformatör sargıları için oluşturulan sonlu elemanlar ağ yapısı

4. Analiz Çalışmaları

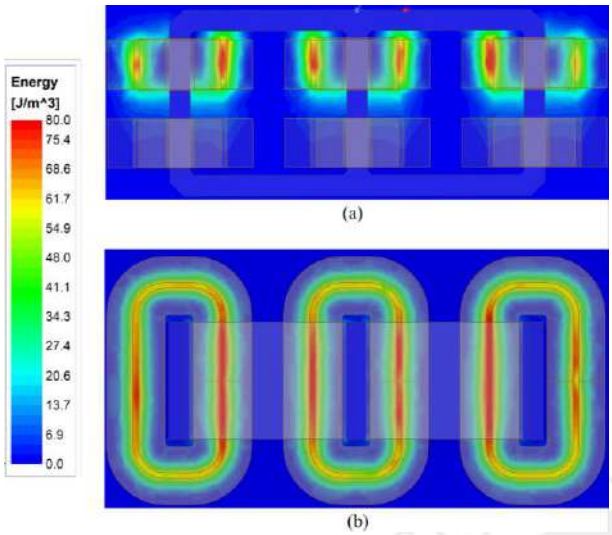
İlgili transformatörde toplam dört adet kaçak reaktans değeri bulunmaktadır. Bunlar şu şekilde sıralanabilir: Primerden enerji verilip sekonder üçgen kısa devre edildiğinde oluşan kaçak reaktans, primerden enerji verilip sekonder yıldız kısa devre edildiğinde oluşan kaçak reaktans, primerden enerji verilip sekonder üçgen ve yıldız kısa devre edildiğinde oluşan kaçak reaktans, sekonderlerden birinden enerji verilip diğeri kısa devre edildiğinde oluşan kaçak reaktans. Bu kapsamda tüm değerleri hesaplamaya yönelik olarak ayrı ayrı analizler gerçekleştirilmiştir. Analizler kapsamında nominal gerilimin %5'i ile uyarma yapılmış ve bu durumda oluşan akımlar ve sistemdeki toplam enerji değerleri kaydedilmiş, daha sonra Eşitlik 9-12'ye göre kaçak reaktans hesaplamaları gerçekleştirilmiştir.

Primer sargısından enerji verilip sekonder üçgen ve yıldız sargı aynı anda kısa devre edildiğinde oluşan kaçak reaktans değeri %10.63 olarak hesaplanmıştır ve bu durumda oluşan enerji dağılımı Şekil-5 üzerinde gösterilmiştir.



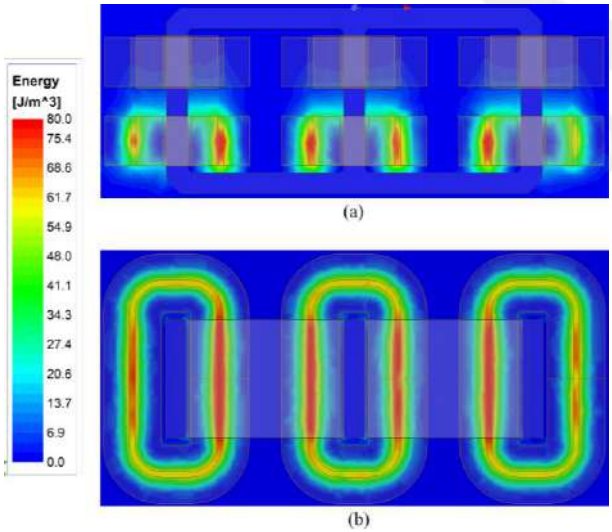
Şekil 5. Primer sargısından enerji verilip sekonder üçgen ve yıldız sargı aynı anda kısa devre edildiğinde modelde oluşan enerji dağılımının FEM görseli

Primer sargısından enerji verilip sekonder üçgen sargı kısa devre edildiğinde oluşan kaçak reaktans değeri %8.86 olarak hesaplanmıştır ve bu durumda oluşan enerji dağılımı Şekil-6 üzerinde gösterilmiştir.



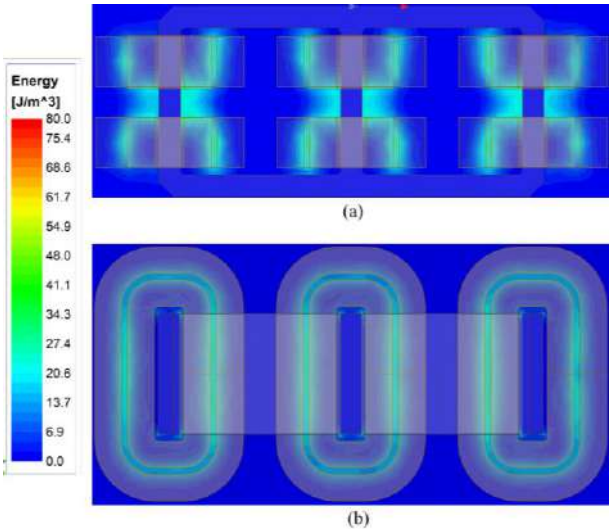
Şekil 6. Primer sargısından enerji verilip sekonder üçgen sargı kısa devre edildiğinde modelde oluşan enerji dağılımının FEM görseli

Primer sargısından enerji verilip sekonder yıldız sargı kısa devre edildiğinde oluşan kaçak reaktans değeri %9.05 olarak hesaplanmıştır ve bu durumda oluşan enerji dağılımı Şekil-7 üzerinde gösterilmiştir.



Şekil 7. Primer sargısından enerji verilip sekonder yıldız sargı kısa devre edildiğinde modelde oluşan enerji dağılımının FEM görseli

Sekonder üçgen sargısından enerji verilip sekonder yıldız sargı kısa devre edildiğinde oluşan kaçak reaktans değeri %14.57 olarak hesaplanmıştır ve bu durumda oluşan enerji dağılımı Şekil-8 üzerinde gösterilmiştir.



Şekil 8. Sekonder üçgen sargısından enerji verilip sekonder yıldız sargı kısa devre edildiğinde modelde oluşan enerji dağılımının FEM görseli

Tek sekonder kısa devrelerinde baz güç 3750VA, iki sekonder aynı anda kısa devre edilmişken ise baz güç 7500VA olarak alınmıştır. Tablo-1'de kaçak reaktans matrisi gösterilmiştir.

Tablo 1. Kaçak reaktans matrisi

%Ux @3750VA	YG	AG Üçgen	AG Yıldız
YG		8.86	9.05
AG Üçgen	8.86		14.57
AG Yıldız	9.05	14.57	

5. Test Çalışmaları

Çalışma kapsamında deney transformatörü üzerinde test çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Test çalışması gerçekleştirilirken ilgili her senaryo için bir sargıdan gerilim ile uyarma yapılmış ve uyarma kısmındaki akımlar ile oluşan kayıp kaydedilmiştir. Daha sonra Eşitlik 13'e göre bağıl kaçak reaktans değeri hesaplanmıştır.

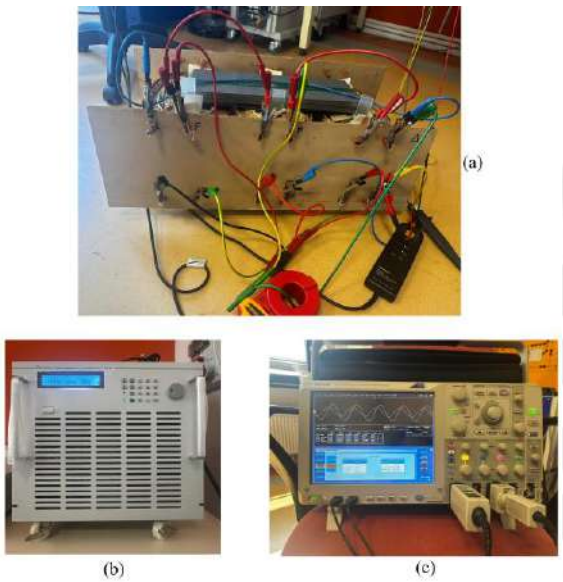
$$\%U_x = \sqrt{\left(\frac{100 * (V_m) * (I_n)}{(V_n) * (I_m)}\right)^2 - \left(\frac{100 * (P_m) * \frac{(I_n)^2}{(I_m)^2}}{(S)}\right)^2} \quad (13)$$

Burada V_m ölçülen uyarma gerilimi (V), V_n, nominal gerilim (V), I_n nominal akım (A), I_m ölçülen akım (A), P_m ölçülen kayıp (W), S baz güç (VA) olarak tanımlanmaktadır. Buna göre elde dilen test sonuçları, analiz sonuçları ile karşılaştırmalı olarak Tablo-2 üzerinde gösterilmiştir. Sonuçlarda bir miktar fark olduğu görülmektedir. Bu farkın bir kısmı, deney transformatörü üzerinde oluşan deformasyonlardan kaynaklanmaktadır. Analiz ile modellenemeyen, sargıların içinde oluşan bölgesel şişmelerden ve bazı bölgelerde oluşan asimetrilerden dolayı analiz ile test sonuçları arasında bir miktar fark oluşmuştur. Bu farkın kabul edilebilir sınırlar içinde olduğu görülmektedir.

Deney çalışmaları aşamasında kullanılan transformatör, güç kaynağı ve osiloskop Şekil-9 üzerinde gösterilmiştir.

Tablo 2. Analiz ve test sonuçları

Besleme sargısı	Kısa devre edilen sargı	Analiz (%Ux)	Test (%Ux)	Fark (%)
YG	AG Üçgen	8.86	9.65	8.19
YG	AG Yıldız	9.05	9.51	4.84
YG	AG Üçgen +AG Yıldız	10.63	11.58	8.20
AG Üçgen	AG Yıldız	14.57	15.91	8.42



Şekil 9. (a) deney transformatörü (b) güç kaynağı (c) osiloskop

6. Sonuçlar

Bu çalışmada on iki darbeli bir deney transformatörü üzerine kaçak reaktans hesaplamaları gerçekleştirilmiştir. Bu kapsamda sonlu elemanlar analizleri kullanılmış, transformatör gerçek ölçekli olarak modellenmiş ve hesaplamalar yapılmıştır. Kaçak reaktans hesaplamaları gerçekleştirilirken olası tüm senaryolar incelenmiştir. Özellikle çok çıkışlı, paralel sargı yapısı bulunan ve aynı zamanda oval sargı yapısındaki transformatörlerde teorik yaklaşımlar yetersiz kaldığından dolayı sonlu elemanlar yöntemi gibi nümerik yöntemleri kullanmanın önemi vurgulanmıştır. Özellikle güç sistemi ekipmanlarının şebeke sistemi içerisinde modellenmesi aşamasında kaçak reaktans hesaplamaları transformatör modelinin önemli bir kısmını oluşturduğundan dolayı bu hesaplamaların gerçekleştirilmesine yönelik bir çalışma yapılmıştır.

Teşekkür
Bu çalışma TÜBİTAK 2244 programı kapsamında 123C475 numaralı proje ile ve TÜBİTAK 1001 programı kapsamında 124E630 numaralı proje ile desteklenmiştir.

7. Kaynaklar

[1] K. Dawood, B. Alboyaci, M. A. Cinar, and O. Sonmez, "A new method for the calculation of leakage reactance in power transformers," *J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 12, no. 5, pp. 1883–1890, 2017, doi: 10.5370/JEET.2017.12.5.1883.

[2] K. Dawood, M. A. Cinar, B. Alboyaci, and O. Sonmez, "Calculation of the leakage reactance in distribution transformers via numerical and analytical methods," *J. Electr. Syst.*, vol. 15, no. 2, 2019.

[3] R. L. C. Hernandez, G. A. D. Florez, J. J. P. Gelves, and E. E. Mombello, "Analytic formulation for the calculation of leakage reactance in wound-core transformers," *Int. J. Appl. Electromagn. Mech.*, vol. 65, no. 2, 2021, doi: 10.3233/JAE-190140.

[4] B. S. Alves, P. Kuo-Peng, and P. Dular, "Contribution to power transformers leakage reactance calculation using analytical approach," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 105, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.08.044.

[5] V. Shrikrishna, S. V. Kulkarni, and S. A. Khaperde, *Transformer engineering: design and practice*. CRC Press, 2004.

[6] B. Alboyacı, M. A. Çınar, and Y. B. Demirol, "Influence of busbar trunking system design on thermal performance operating with non-sinusoidal currents," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 214, no. 108815, pp. 1–9, 2023.

[7] B. Alboyacı, M. A. Çınar, Y. B. Demirol, and A. Ince, "Evaluation of the effect of structural defects in the heat-shrink cable terminal on electric field distribution," *Eng. Fail. Anal.*, vol. 132, no. 105920, pp. 1–15, 2022, doi: 10.1016/j.engfailanal.2021.105920.

[8] M. Uzar, Y. B. Demirol, M. A. Çınar, and B. Alboyacı, "Investigation of the Effect of Corona Ring Design Parameters on Electric Field Distribution by Finite Element Method," *Turk J Electr Power Energy Syst.*, vol. 3, no. 1, pp. 1–8, 2023, [Online]. Available: https://tepesjournal.org/en/investigation-of-the-effect-of-corona-ring-design-parameters-on-electric-field-distribution-by-finite-element-method-1679.

[9] B. Alboyacı, M. A. Çınar, Y. B. Demirol, and M. Uzar, "Reducing the failures with adding glass insulators to composite insulators of 400 kV transmission line at high altitude," *Eng. Fail. Anal.*, p. 106678, 2022, doi: 10.1016/j.engfailanal.2022.106678.

[10] Y. B. Demirol and Ö. Kalenderli, "Investigation of effect of laying and bonding parameters of high-voltage underground cables on thermal and electrical performances by multiphysics FEM analysis," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 227, p. 109987, 2024, [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109987.

Enerji Yönetimi ve Arbitraj Odaklı Hibrit Enerji Depolama Sistemi

Hybrid Energy Storage System Focused on Energy Management and Arbitrage

Ömer Faruk Tunçbilek[1], Feyzullah Gülpınar[1], Zeynep Sena Doğan[1]

[1]TENMAK, Temiz Enerji Araştırma Enstitüsü
omerfaruk.tuncbilek@tenmak.gov.tr, feyzullah.gulpinar@tenmak.gov.tr, zeynepsena.dogan@tenmak.gov.tr

Özet

Yenilenebilir enerji kaynakları, temiz ve sürdürülebilir olmasına rağmen süreklilik açısından şebeke kararlılığını zorlaştırmaktadır. Enerji depolama sistemleri, bu noktada esneklik ve arbitraj imkânı sunmaktadır. Lityum-iyon bataryalar yüksek güç yoğunluğu ve ticari olgunluğu ile öne çıkarken, vanadyum redoks akış bataryaları uzun çevrim ömrü ve ölçeklenebilirliği ile dikkat çekmektedir. Bu çalışmada, 100 kW'lık bir FV santraline entegre 25 kW/75 kWh Li-iyon ve 25 kW/75 kWh VRAB'den oluşan hibrit bir sistem, EPİAŞ gün-öncesi fiyatları altında incelenmiştir. Simülasyonlar, kural-tabanlı stratejinin kısa vadeli fiyat fırsatlarını daha fazla gelirle yakaladığını; optimizasyonun ise daha dengeli SoC profilleri ürettiğini göstermektedir. Sonuçlar, Li-iyon'un kısa süreli dalgalanmalarda, VRAB'nin ise saat ölçekli enerji kaydırmada etkin olduğunu ve hibrit kullanımın teknik ve ekonomik avantaj sağladığını ortaya koymaktadır.

Anahtar kelimeler: *Hibrit enerji depolama,* VRAB*, lityum-iyon batarya, enerji arbitrajı, FV-şebeke entegrasyonu.*

Abstract

Renewable energy sources are clean and sustainable but their intermittency challenges grid stability. Energy storage systems address this by enabling flexibility and arbitrage. Lithium-ion batteries offer high power density and commercial maturity, while vanadium redox flow batteries provide long cycle life and scalable energy-power capacity. This study evaluates a hybrid energy storage system (25 kW/75 kWh Li-ion + 25 kW/75 kWh VRFB) integrated into a 100 kW PV plant, using EPİAŞ day-ahead market prices. Simulations show that the rule-based strategy yields higher arbitrage revenues by exploiting short-term price thresholds, whereas the optimization-based approach delivers smoother SoC profiles and more balanced operation. The results highlight that Li-ion is effective for short-term fluctuations, VRFB for hour-scale shifting, and their hybrid use enhances both flexibility and economic performance.

Keywords: *Hybrid energy storage, vanadium redox flow battery (VRFB), lithium-ion battery, energy arbitrage, PV–grid integration.*

1. Giriş ve Literatür Özeti

Yenilenebilir enerji kaynak kullanımının arttığı şebekelerde, kısa ve orta süreli dengesizliklerin yönetimi için batarya depolama sistemleri dağıtık üretimde esneklik sağlar. Lityum-iyon bataryalar (LİB) yaygın ticari kullanımı, yüksek çevrim verimi ve düşük özgül maliyet avantajıyla öne çıkmaktadır. Vanadyum redoks akış batarya (VRAB) teknolojisi, elektrolit hacmiyle enerji, yığın/stack ile güç ölçeklemeyi ayırabilmesi, derin deşarja toleransı ve uzun çevrim ömrü nedeniyle uzun süreli enerji kaydırma gibi özellikleriyle araştırmacıların dikkatini çekmektedir [1–4]. Bu iki teknolojinin hibritlenmesiyle; dar zaman aralıklarında yüksek güçlü işlemlerin LİB'ye, saatler mertebesindeki enerji transferinin ise VRAB'ye tahsis edilmesi ve bu sayede bataryaların yaşlanma maliyetlerinin düşürülerek gelir sürekliliğinin iyileştirilmesi sağlanabilir [5, 6]. EPİAŞ'ın gün-öncesi ve gün-içi piyasaları; saatlik/alt-saatlik teklif yapılarıyla bu tür fiyat-takipli operasyon için doğal bir manevra alanı sunmaktadır [7].

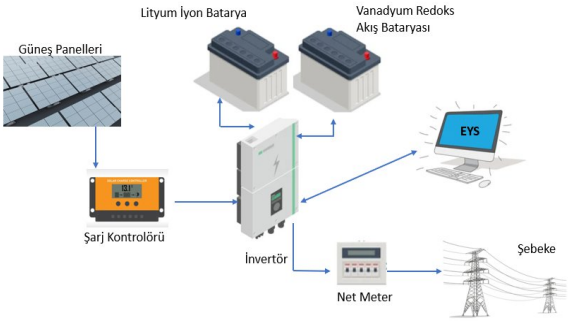
Vanadyum redoks akış bataryalarıyla ilgili literatürde yapılan çalışmalarda; elektrolit formülasyonları, membran-elektrot gelişmeleri ve pompalama/akış koşullarının gidiş-dönüş verimliliği (RTE) ile işletme kararlılığına etkisinin kapsamlı biçimde incelendiği görülmektedir [1–3]. Redoks akış bataryalarının uzun ömür ve yenilenebilir entegrasyon avantajı sahada büyük ölçekli projelerle görünür hâle gelmekte, ancak ilk yatırım ve vanadyum arzı gibi konular halen tartışmalı olarak değerlendirilmektedir [8]. Hibrit enerji depolama sistemi (HEDS) özelinde literatürdeki çalışmalar ise LİB

ve VRAB'nin birlikte hibrit bir şekilde kullanıldığında enerji-güç görev paylaşımının kritik olduğunu ve kontrol/enerji yönetim sistemi seçimlerinin sistem performansını belirgin ölçüde etkilediğini göstermektedir [4, 6].

Lityum-iyon bataryalar, yüksek enerji yoğunlukları, ticari olgunlukları ve hızlı tepki verebilme kabiliyetleriyle kısa vadeli enerji transferlerinde ve dalgalı yenilenebilir üretimin dengelemesinde etkin olarak kullanılmaktadır [9]. Vanadyum redoks akış bataryaları ise enerji ve gücün bağımsız ölçeklenebilmesi, uzun çevrim ömrü ve yüksek güvenlik profili sayesinde uzun vadeli depolama için güçlü bir alternatiftir [10]. VRAB'nin elektrolit hacmiyle belirlenen enerji kapasitesi saatler ölçeğinde enerji kaydırmayı mümkün kılarken, LİB'nin hızlı şarj-deşarj özelliği kısa süreli güç dalgalanmalarına yanıt verir. Bu iki teknolojinin hibrit sistemlerde bir araya getirilmesi, güç–enerji ayrımına dayalı bir görev paylaşımı sağlayarak hem teknik esnekliği hem de arbitraj gelirini artırma potansiyeli sunmaktadır. Son yıllarda hibrit depolama sistemlerinde enerji yönetimi, çok katmanlı optimizasyon ve öngörü tabanlı kontrol yaklaşımlarıyla geliştirilmektedir. Özellikle LİB ve VRAB kombinasyonları, güç ve enerji yönetiminin ayrıştırılmasına olanak tanıyarak operasyonel esneklik ve ekonomik verimlilik sunmaktadır [11, 12].

2. Sistem Yapısı ve Enerji Yönetimi

Bu çalışmada ele alınan hibrit enerji depolama sisteminin Şekil 1'de tek hat şeması verilmiştir. 100 kW gücünde bir güneş enerji santraline (FV) ve ortak bağlantı noktasına (PCC) paralel olarak entegre edilecek 25 kW güç ve 75 kWh kapasiteli vanadyum redoks akış bataryası ile aynı güç ve kapasiteli lityum-iyon batarya olmak üzere iki alt sistemden oluşacaktır. Her iki batarya sistemi, kendi çift yönlü inverteri aracılığıyla şebeke ile doğrudan enerji alışverişi yapabilecektir. Sistemdeki FV üretimi, batarya doluluk durumları ve şebeke ölçümleri gibi tüm veriler; merkezi bir Enerji Yönetim Sistemi (EYS) tarafından toplanacak ve işlenecektir. EYS yazılımı; ölçüm ve izleme, koruma ve güvenlik, planlama (gün-öncesi), gerçek zamanlı kontrol (gün-içi), ve raporlama katmanlarından oluşan bütünleşik bir ürün olarak tasarlanacaktır.



Şekil 1. Sistemin Tek Hat Şeması

Bataryalar ve inverterler, Modbus/TCP gibi saha protokolleri üzerinden EYS ile haberleşecektir. Bu sayede sistem, uzaktan güç set değerlerini belirleyebilecek, voltaj/akım sınırlarını izleyebilecek ve cihazların çalışma durumlarını takip edebilecektir. Tüm bu yapı, sistemin güvenli ve verimli şekilde çalışmasını sağlayacak şekilde tasarlanacaktır. Hibrit mimarinin çekirdeği görev paylaşımıdır. Lityum tarafı, yüksek güç yoğunluğu ve hızlı tepki kabiliyeti sayesinde kısa süreli dalgalanmaları ve keskin fiyat pencerelerini karşılamak üzere kullanılacaktır. Bu tarafta SoC bandı nispeten dar tutulur ve C-rate sınırları ile sıcaklık/akım kısıtları batarya sağlığını koruyacak şekilde seçilir. VRAB tarafı ise enerji süresini taşımada üstün olduğu için derin deşarja toleransı ve enerji-güç ölçeklenmesinin ayrışması sayesinde saatler ölçeğinde enerji kaydırma görevini üstlenecektir. VRAB pompa/yardımcı yükleri ve akış debisi, enerji dönüşüm verimi üzerinde etkili olduğundan; EYS bu parametreleri de izleyecek ve mümkün olduğunca verim odaklı bir işletim noktası seçecektir.

Bu sistemde uygulanan enerji yönetim stratejisi, iki katmanlı bir yapıya sahiptir. İlk katman; önceden tanımlanmış kurallara dayalı olarak çalışır. Bu aşamada sistem, şebeke frekansı ve gerilim gibi güvenlik parametrelerinin belirli sınırları aşması durumunda inverter üzerinden reaktif güç desteği sağlayacak; frekans sapmalarında ise aktif güç desteği verecek biçimde programlanacaktır. Bu yaklaşım, şebeke yönetmelikleriyle uyumludur ve depolama birimlerinin kararlılığa katkı sunmasını sağlar. Aynı zamanda, bataryaların şarj durumları da hedef aralıklarda tutulmaya çalışılır. Bu noktada LİB için dar bir şarj aralığı gözetilirken, vanadyum redoks akış bataryası daha geniş bir toleransla çalışabilir. Enerji paylaşımı mantığında ise kısa süreli ve yüksek güçlü işlemler LİB tarafından karşılanırken, uzun süreli enerji ihtiyacı VRAB'ye yönlendirilir. Buna ek olarak, piyasada fiyatların belirli bir eşik değerin üzerine çıkması ya da

ani değişiklik göstermesi durumunda sistem, uygun şekilde şarj veya deşarj işlemlerini başlatır. İkinci katman ise tahmine dayalı planlama ve optimizasyon temeline dayanmaktadır. Güneş üretimi ve piyasa fiyatları gibi değişkenler göz önünde bulundurularak 24 saatlik bir zaman ufkunda bataryaların şarj-deşarj profilleri belirlenir. Bu plan, gerçek zamanlı verilerle sürekli güncellenir. Özellikle her 5 ila 15 dakikada bir ölçülen verilerle karşılaştırma yapılır ve planın geçerliliği yeniden değerlendirilir. Böylece sistem, kısa dönemli fiyat fırsatlarını yakalayabilirken aynı zamanda batarya güvenliğini ve operasyonel sürekliliği koruyacak şekilde çalışır.

Sistemin piyasayla olan etkileşimi, Türkiye'deki EPİAŞ yapısına uygun bir şekilde modellenecektir. Gün-öncesi piyasasında, ertesi günün saatlik fiyatlarına göre batarya kullanımı planlanırken, bu planlar bataryaların şarj durumları ve şebekeye olan güç sınırları dikkate alınarak hazırlanır. Gün-içi piyasasında ise gerçekleşen güneş üretimi ve anlık fiyat değişimleri doğrultusunda plan sürekli revize edilir. Bu süreçte temel amaç, bataryaların güvenli çalışma aralıklarının dışına çıkmasını önlemek ve piyasadaki fiyat dalgalanmalarına karşı daha esnek ve kazançlı bir yapı kurmaktır. Enerji yönetim sistemi, piyasa tekliflerinin zamanlamasına uyumlu şekilde güç komutlarını hazırlar ve uygun koşullar sağlandığında inverterlere bu referansları iletir. Optimizasyon sürecinde temel amaç, sistemin net gelirini artırmaktır.

Bu hedef doğrultusunda oluşturulan matematiksel model; bataryalardan elde edilen arbitraj gelirini maksimize etmeye çalışırken, aynı zamanda inverter ve bataryalardaki verim kayıplarını, VRAB sisteminin pompa ve yardımcı yük tüketimini ve LİB bataryanın yaşlanmasından kaynaklanan maliyetleri de dikkate alır. Modelin içinde batarya doluluk durumlarının dinamikleri, şarj ve deşarj sınırları, şebekeye bağlanan noktadaki güç limitleri ve piyasa teklif zamanlamaları gibi birçok kısıt yer almaktadır. Bu yapı, saatlik planlamalar için karışık tam sayılı doğrusal programlama gibi yöntemlerle çözülebilirken, gerçek zamanlı kararlar için öngörüye dayalı kontrol yaklaşımlarıyla güncellenebilir. Böylece, sistem hem önceden tanımlı kurallarla açıklanabilirliğini korur hem de optimizasyon katmanıyla ekonomik performansını hassas şekilde artırabilir.

Bu yönetim sisteminin sağlıklı şekilde çalışabilmesi için bazı temel veri girişlerine ihtiyaç vardır. Bunlar arasında güneş üretim tahminleri, gün-öncesi ve gün-içi piyasa fiyatları, bataryalara ait anlık ölçümler (gerilim, akım, sıcaklık ve şarj durumu) ile VRAB'ye özgü pompa ve akış verileri yer alır. Ayrıca, şebeke bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güç ölçümleri de sistemin karar süreçlerinde önemli rol oynar. Enerji yönetim sistemi bu verileri kullanarak bataryalara ait güç hedeflerini, şarj aralıklarını ve piyasa tekliflerini belirler. Ayrıca sistemin performansına ilişkin olay ve günlük kayıtları da toplanarak sahaya geri bildirim olarak sunulur. Değerlendirme süreci, sistemin teknik ve ekonomik başarımını ortaya koymayı amaçlar. Net arbitraj geliri; LİB için çevrim sayısı ve işlenen toplam enerji, VRAB için enerji dönüşüm verimi ve yardımcı yüklerin sisteme etkisi, ayrıca şebekeye verilen tepe güçlerin sınırlanması ve bataryalarda güvenli çalışma sınırlarının dışına çıkılma durumu gibi kriterler üzerinden analiz yapılır. Bu bütüncül yaklaşım sayesinde, sistem sahaya kurulmadan önce farklı senaryolar karşılaştırılabilir, görev dağılımları optimize edilebilir ve devreye alma sürecinde karşılaşılabilecek teknik ve ekonomik riskler en aza indirilebilir.

3. Yönetim Stratejisi ve Optimizasyon Yaklaşımı

EYS; FV üretimi, piyasa fiyatları ve batarya durum bilgilerini toplayarak bu verileri hem kural-tabanlı hem de optimizasyon-tabanlı stratejiler doğrultusunda değerlendirir. Üretilen analizlerin sonucunda her iki batarya için uygun güç set-noktaları belirlenir. Buradaki temel görev paylaşımı; hızlı tepki kabiliyeti ve yüksek güç yoğunluğu ile öne çıkan LİB kısa süreli, keskin güç değişimlerini ve fiyat dalgalanmalarını karşılaması; uzun süreli ve daha dengeli enerji aktarımı gerektiren işlemlerin ise çevrim ömrü yüksek olan VRAB tarafından üstlenilmesi şeklindedir. Ayrıca, EYS'nin birinci katmanında yer alan güvenlik limitleri, sistemin saha uygulama standartlarına uygun olarak tanımlanmıştır. Gerilim için ± %10, frekans için ± 0,2 Hz aralığı güvenli çalışma sınırı olarak alınmıştır. LİB için SoC sınırları %20–80, VRAB için ise %10–90 olarak belirlenmiş, bu değerler literatürde yer alan çalışmalara paralel şekilde seçilmiştir.

Kural-tabanlı enerji yönetimi stratejisinde, piyasa fiyatları belirli alt ve üst çeyrek eşikleri ile analiz edilir. Bu eşiklerin aşılması durumunda sistem, şarj ya da deşarj işlemlerini tetikler. Ayrıca, LİB dar bir SoC aralığında ve belirli bir C-oranı (şarj/deşarj hızı) sınırında kalması sağlanırken; VRAB için debi, RTE ve pompa tüketimi gibi fiziksel parametreler dikkate alınarak işletme kararı verilir. Optimizasyon katmanı ise, genellikle MILP (karışık tamsayılı doğrusal programlama) veya MPC (Model Öngörülü Kontrol) yaklaşımları ile çalışır. Burada amaç, arbitraj gelirini maksimize ederken sistemin verim kayıplarını ve özellikle LİB'nın

yaşlanmasından kaynaklanan maliyetleri minimize etmektir. Bu dengeyi sağlayacak planlama, günlük saatlik bazda oluşturulur; ancak gün içindeki fiyat veya üretim sapmaları doğrultusunda kısa vadeli yeniden hesaplamalarla güncellenir. Bu yapı, hem teknik hem ekonomik açılardan optimum batarya kullanımı sağlarken, sistemin sürdürülebilirliğini ve gelir potansiyelini de artırmaktadır.

Bu çalışmada hibrit bir enerji depolama sisteminin FV üretimi ve piyasa fiyatları doğrultusunda nasıl işletileceği ve gelir-potansiyeli analiz edilmiştir. Simülasyon ortamı Python ile hazırlanmış ve bir gün (24 saat) süresince saatlik çözünürlükte işletilmiştir. FV üretimi, EPİAŞ gün öncesi fiyatları, bataryaların güç çıkışları ve SoC profilleri modele dahil edilmiştir. Enerji yönetimi, saatlik arbitraj fırsatlarını maksimize edecek şekilde programlanmıştır. LİB yüksek güç yoğunluğu ve hızlı tepki avantajıyla kısa vadeli işlem görevlerini üstlenirken; VRAB daha uzun süreli enerji transferleri için kullanılmıştır. Güç paylaşımı şu şekilde özetlenebilir:

$$P_{HEDS}(t) = P_{LİB}(t) + P_{VRAB}(t) \quad (1)$$

Her bir bataryanın enerji değişimi şu şekilde modellenmiştir:

$$E_{t+1} = E_t + \eta_c P_{şarj}\Delta t - \frac{1}{\eta_d} P_{deşarj}\Delta t \quad (2)$$

Burada η_c ve η_d sırasıyla şarj ve deşarj verimliliğidir (LİB için 0.95, VRAB için 0.80 alınmıştır). Δt zaman adımıdır ve 1 saat olarak kabul edilmiştir.

FV üretimi, orta bulutlu bir yaz günü profiline göre belirlenmiş ve 100 kW tepe gücüne karşılık gelen üretim saatlik olarak modellenmiştir. Batarya kapasiteleri her bir sistem için 75 kWh değerinde eşit seçilmiş, her bir bataryanın maksimum güç sınırı ise 25 kW olarak tanımlanmıştır. Enerji yönetimi, kural tabanlı ve optimizasyon destekli olmak üzere iki katmanlı olarak yapılandırılmıştır. Kural tabanlı kontrol, şarj-durumuna göre bataryaların önceliğini belirlerken, optimizasyon katmanı EPİAŞ fiyat verilerine göre en uygun şarj-deşarj zamanlamasını hesaplamaktadır. Net arbitraj gelirinin hesaplandığı temel formül aşağıdaki gibidir:

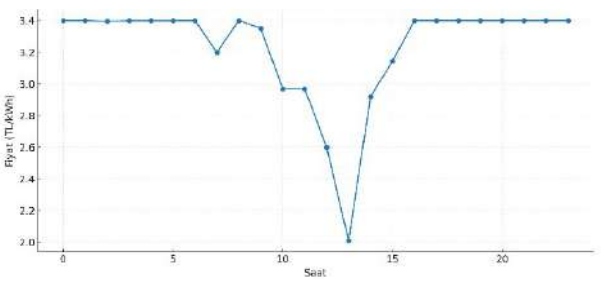
$$Net\ Gelir = \sum_{t=1}^{T} \left(P_{sat,t}\lambda_{sat,t} - P_{al,t}\lambda_{al,t} \right) \quad (3)$$

Bu formülde, $P_{sat,t}$ ve $P_{al,t}$(kW) saatlik bazda şebekeye verilen ve şebekeden çekilen güçleri ifade ederken; $\lambda_{sat,t}$ ve $\lambda_{al,t}$ (TL/kWh) EPİAŞ saatlik piyasa fiyatlarını temsil etmektedir.

4. Simülasyon Kurulumu ve Bulgular

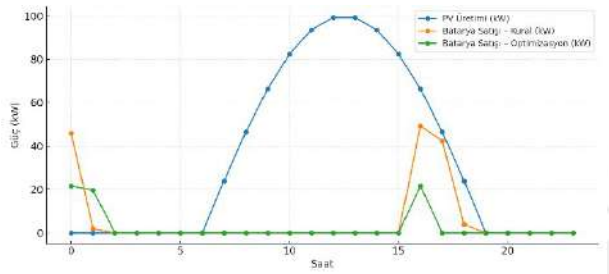
Bu bölümde hibrit enerji depolama sisteminin EPİAŞ gün-öncesi piyasası verileriyle bir gün boyunca (24 saat) simüle edilmiş işletim sonuçları sunulmaktadır. Sistem, 100 kW FV santrali ile birlikte çalışan ve 25 kW/75 kWh kapasiteli LİB ve VRAB bataryalardan oluşmaktadır. Enerji yönetimi kural-tabanlı ve optimizasyon destekli olarak kurgulanmıştır. Simülasyon çalışmasında kullanılan Python tabanlı modelleme ile hibrit enerji depolama sisteminin saatlik bazda FV üretimi ve şebeke etkileşimi, batarya SoC profilleri, güç çıkışları gibi dinamikleri ve EPİAŞ piyasa verilerinin baz alındığı arbitraj gelir potansiyeli analiz edilmiştir. Modelde; FV üretimi, batarya kapasite ve verimleri, şarj-deşarj sınırları, SoC takibi gibi fiziksel parametreler matematiksel ifadelerle tanımlanmış ve ilgili Python kütüphanesi kullanılarak zamana bağlı döngülerle hesaplanmıştır. EPİAŞ'tan alınan saatlik piyasa fiyatları doğrudan modele entegre edilmiş; her saat başında bataryaların hangi yönde (şarj/deşarj) ve ne kadar güç ile çalışacağı kararları kural tabanlı veya optimizasyon algoritmasıyla belirlenerek optimizasyon modülü ile doğrusal programlama tekniklerinden yararlanılmıştır. Elde edilen güç ve enerji değerleri grafiklerle görselleştirilmiş, net arbitraj geliri ve performans kriterleri tablo haline getirilmiştir. Bu yöntem, gerçek saha uygulamalarına yakın bir analiz imkânı sunarak, farklı stratejilerin karşılaştırmalı etkisini sayısal olarak ortaya koymayı sağlamıştır.

Şekil 2'de EPİAŞ'ın şeffaflık platformundan 22 Ağustos 2025 tarihi için Gün Öncesi Piyasası – Piyas Takas Fiyatı verilerinden elde edilen gün öncesi piyasa fiyatları grafiği verilmiştir. Bu grafikte, saatlik bazda elektrik fiyatlarındaki değişim görülmektedir. Özellikle 16:00–08:00 arası saatlerde fiyatların yüksek seyrettiği ve arbitraj fırsatlarının arttığı gözlemlenmiştir.



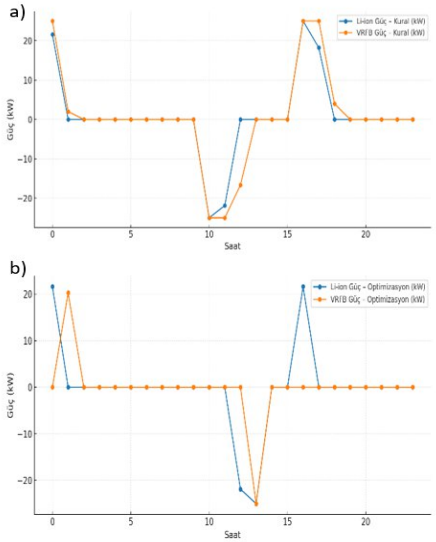
Şekil 2. EPİAŞ Gün Öncesi Piyasa Fiyatları

Şekil 3'de FV üretimi ve şebeke etkileşimi grafiği verilmiştir. FV üretimi 11:00–13:00 bandında tepe değerlerine yaklaşırken, bataryadan şebekeye satış da aynı pencerede belirgin biçimde artmıştır. Optimizasyonlu stratejide bu saatlerde batarya ihracı, toplam 20 kW'lık üst sınıra yaklaşırken; kural-tabanlı yaklaşımda eşik-tetiklemeler nedeniyle satış profili daha kesintili ve sınırlı kalmaktadır. Ayrıca 18:00–20:00 aralığında FV üretimi düşmesine rağmen fiyatların yükselmesiyle bataryadan ikinci bir satış omzu görülür; bu da hibrit yapının FV tepesinden akşama enerji kaydırma kapasitesini doğrular.



Şekil 3. FV Üretimi ve Şebeke Etkileşimi

Şekil 4'de kural tabanlı ve optimizasyon tabanlı strateji kullanılarak elde edilen batarya çıkış güçleri verilmiştir. Her iki grafiğe birlikte bakıldığında, kural-tabanlı yaklaşımda alt/üst çeyrek eşiklerine bağlı tetikleme nedeniyle bazı saatlerde fırsatlar kaçıyor ve VRAB'nin pompa yükü daha fazla çalıştığı için güç izleri daha dağınık görünüyor.

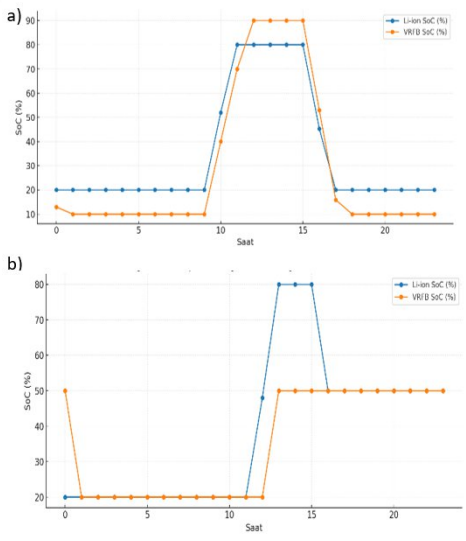


Şekil 4. Batarya Çıkış Güçleri: a) Kural Tabanlı ve b) Optimizasyon Tabanlı

Buna karşılık, optimizasyonlu stratejide ise batarya güçleri düşük fiyat saatlerine (0–6 ve 15–20 aralığı) yönlü şarj, yüksek fiyat saatlerine (özellikle 10–15 civarı) yönlü deşarj olacak şekilde daha net kümelendiği görülmektedir. LİB kısa süreli tepe/çukurları yakalayıp hızlı güç sağlamakta, VRAB ise saatlik enerji kaydırmayı üstlenmektedir. SoC grafikleri de bu resmi desteklemektedir. Optimizasyonlu durumda her iki bataryanın SoC'si sınır bantlarına daha az dayanarak bu sayede yaşlanma riski azalmakta ve VRAB'nin SoC'si gün içinde daha yumuşak bir eğri izlerken, kural-tabanlı durumda SoC sık sık sınırlara temas etmektedir. Bu durum, VRAB tarafında ek yardımcı tüketim izlerini belirginleştirmektedir. Özetle, optimizasyon; fiyat profiline daha iyi senkronize olmakta ve LİB'nin tepki hızı ile VRAB'nin enerji süresini birlikte değerlendirmektedir. Bu durum arbitraj gelirini artırırken operasyonu daha ölçülü ve sürdürülebilir kılmaktadır.

Şekil 5 (a)'da herhangi bir optimizasyon içermeyen, kural-tabanlı strateji ile simüle edilmiş senaryoya dayanan SoC profili yer almaktadır. Bu profilde, LİB'nin SoC'si %20–%80 bandında, VRAB'nin SoC'si ise %10–%90 aralığında güvenli sınırlar içinde seyretmiştir.

Fiyatın alt/üst çeyreklik eşiklerini aşmasıyla tetiklenen şarj-deşarj kararları, LİB tarafında daha sık ve küçük genlikli salınımlara; VRAB tarafında ise daha yavaş ama daha geniş salınımlara yol açmıştır. Bu yapı, kısa süreli güç talebini LİB'ye, saat ölçeğindeki enerji kaydırmayı VRAB'ye yönlendirerek anlık fırsatları yakalamakta; ancak gün içindeki tetik sayısı nispeten yüksek olduğundan toplam çevrim sayısı ve yardımcı tüketim (VRAB pompası) artma eğilimindedir.



Şekil 5. Batarya Doluluk Durumu: a) Kural Tabanlı ve b) Optimizasyon Tabanlı

Şekil 5 (b)'de ise optimizasyon destekli enerji yönetim sistemi (MPC + MILP) uygulanan senaryodan elde edilen SoC profili sunulmaktadır. Bu profilde, LİB SoC'si bandın orta-üst bölümünde daha dengeli ve sınırlı

dalgalanırken, VRAB SoC'si uzun süreli ve yumuşak eğilimlerle enerji kaydırma görevini üstlenmiştir. Amaç fonksiyonu; arbitraj gelirini eniyilerken verim ve VRAB yardımcı yük etkilerini dikkate aldığı için gereksiz çevrimler baskılanmış, SoC profilleri daha pürüzsüz bir karakter kazanmıştır. Böylece LİB üzerinde yüksek C-oranlı stres azaltılırken VRAB, saatlik fiyat farklarının en belirgin olduğu pencerelerde daha etkin kullanılmakta ve gün sonunda her iki bataryanın SoC'si planlanan hedefe geri getirilmektedir. SoC profilleri, bataryaların hem dengeli çalıştığını hem de aşırı deşarj/şarj bölgelerinden kaçınıldığını göstermektedir.

Simülasyon verilerine göre, gün içerisinde FV üretimi sabah saatlerinde başlayarak öğlen maksimuma ulaşmakta ve akşam saatlerinde azalmaktadır. Bu üretim profiline karşılık olarak, enerji yönetim sistemi kısa süreli yük değişimlerinde LİB'yi devreye sokmuş, daha uzun süreli enerji transferleri için VRAB'yi kullanmıştır. Özellikle öğlen sonrası saatlerde fiyatların düşük olduğu zaman aralıklarında bataryalar şarj edilmiş, akşam saatlerine doğru ise yüksek fiyatlara karşılık enerji şebekeye aktarılmıştır.

Tablo 1. Net arbitraj geliri ve performans kriterleri

Kriter	Kural tabanlı	Optimizasyon tabanlı
Net arbitraj geliri (TL)	150,6	54,8
LİB SoC (%)	20-90	20-80
VRAB SoC (%)	10-90	20-50
Toplam Deşarj (kWh)	150	95
VRAB yardımcı tüketim (%)	3,5	2,1
SoC ihlali	Yok	Yok

İncelenen günde yalnızca batarya alım–satımından elde edilen net arbitraj geliri, kural-tabanlı stratejide 150,6 TL, optimizasyonlu stratejide ise 54,8 TL olarak hesaplanmıştır. Tablo 1'de net arbitraj geliri ve performans kriterlerinin özeti sunulmuştur. Tablodan görülebileceği üzere kural-tabanlı işletimin, bataryaları daha geniş SoC aralıklarında kullandığını ve bu sayede daha yüksek deşarj enerjisi ile net arbitraj gelirine ulaştığını göstermektedir. Optimizasyonlu yaklaşım ise SoC bantlarını daraltarak bataryaları daha temkinli işletmiş, gereksiz çevrimleri ve VRAB'nin yardımcı tüketimini azaltmıştır. Bu durum gelirde azalmaya yol açsa da, batarya ömrü ve uzun vadeli sürdürülebilirlik açısından avantaj sağlamaktadır. Optimizasyon tabanlı işletim stratejisinde kısa dönemli arbitraj geliri, kural-tabanlı yaklaşıma göre daha düşük görünmektedir. Bunun nedeni, optimizasyonun yalnızca gelir maksimizasyonunu değil, aynı zamanda batarya yaşlanma maliyetini ve VRAB'nin yardımcı yük tüketimini de dikkate almasıdır. Bu durum, kısa vadede geliri sınırlasa da uzun vadeli sistem kararlılığını ve batarya ömrünü artırmaktadır.

Kural-tabanlı eşik tetiklemeleri (alt/üst çeyreklik) özellikle öğle ve akşam omuzlarında daha agresif deşarj üreterek geliri yükseltmiştir. Optimizasyonlu yaklaşım, SoC-nötrlük, verim ve VRAB pompa tüketimi gibi maliyetleri gözeterek gereksiz çevrimleri bastırmış; daha temkinli enerji tahsisiyle geliri sınırlamıştır. Fiyat yayılımının daha büyük olduğu günlerde optimizasyonun göreli avantajı artabileceğinden, pratikte kural-tabanlı hızlı tetiklemeyi optimizasyonla birleştiren hibrit bir işletim önerilir.

5. Sonuç ve Değerlendirme

Bu çalışma, 100 kW'lık bir FV sahasına entegre 25 kW–75 kWh LİB ve 25 kW–75 kWh VRAB alt birimlerinden oluşan hibrit enerji depolama yapısının EPİAŞ gün-öncesi fiyatları altında nasıl işletilebileceğini göstermiştir. Önerilen Enerji Yönetim Sistemi, kural-tabanlı ve optimizasyon-tabanlı iki katmanı bir araya getirerek hem açıklanabilirliği hem de ekonomik ince ayarı hedeflemiştir. LİB'nin yüksek güç yoğunluğu ve hızlı tepki avantajı kısa süreli dalgalanmaların yakalanmasında etkin olurken, VRAB'nin geniş SoC bandı ve derin deşarja toleransı saat ölçeğindeki enerji kaydırma görevini üstlenmiştir.

Tek gün, saatlik çözünürlükte yapılan senaryolarda yalnızca batarya alım-satımından doğan net arbitraj geliri kural-tabanlı yaklaşımda 150,6 TL, optimizasyon-tabanlı yaklaşımda 54,8 TL olarak hesaplanmıştır. Kural-tabanlı mantık, fiyatın alt/üst çeyreklik eşiklerini aştığı dilimlerde daha agresif deşarj/şarj tetikleyerek özellikle öğle ve akşam omuzlarında geliri artırmış, optimizasyon tabanlı ise gün sonu SoC-nötrlüğü, şarj/deşarj verimleri ve VRAB'nin yardımcı tüketimini dikkate alarak gereksiz kısa çevrimleri bastırmıştır. Bu durum daha "pürüzsüz" SoC profilleri ve daha temkinli gelir profili üretmiştir. Sonuçlar, fiyat yayılımı büyük ve yönlülüğü belirgin günlerde optimizasyon katmanının göreli avantajının artacağına, fiyatın daha "düz" seyrettiği günlerde ise hızlı tetik veren kural-tabanlı yaklaşımın öne çıkabileceğine işaret etmektedir.

Hibrit yaklaşım, LİB'nin kısa vadeli güç dalgalanmalarında, VRAB'nin ise uzun süreli enerji

kaydırmada görev alması sayesinde hem batarya ömrünü korumakta hem de gelir sürekliliğini desteklemektedir. Optimizasyon katmanı, kural-tabanlı stratejiyi öngörü ufkunda yeniden konumlandırarak SoC'yi daha verimli yönetmiş, böylece gereksiz çevrim ve yardımcı tüketim riskini azaltmıştır. Arbitraj gelirinin fiyat volatilitesi, SoC bant genişliği ve VRAB'nin verim parametrelerine yüksek duyarlılığı dikkate alındığında, saha ölçeklendirmelerinde gerçek verilerle kalibrasyon ve daha sık gün-içi planlama önerilmektedir. Çalışmanın basit FV profili, VRAB tüketimi ve LİB yaşlanma modellemesi gibi sınırlılıkları bulunmakla birlikte, gelecekte degradasyon-farkındalıklı optimizasyon, çoklu gelir kanalları ve şebeke kısıtlarını içeren genişletilmiş senaryolar HEDS'in teknik ve ekonomik değerini daha güçlü biçimde ortaya koyacaktır.

6. Kaynaklar

[1] M. Ulaganathan, V. Aravindan, Q. Yan, S. Madhavi, M. Skyllas-Kazacos, and T. M. Lim, "Recent advancements in All-Vanadium Redox flow batteries," *Advanced Materials Interfaces*, vol. 3, no. 1, Nov. 2015.

[2] P. Alotto, M. Guarnieri, and F. Moro, "Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, pp. 325–335, Sep. 2013.

[3] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511–536, Oct. 2014.

[4] N. Z. Zulkifly, S. H. Yusoff, N. nor L. Tumeran, and N. N. S. I. Razali, "Battery Energy Storage System (BESS) modeling for microgrid," *IIUM Engineering Journal*, vol. 24, no. 1, pp. 57–74, Jan. 2023.

[5] K. C. Divya and J. Østergaard, "Battery energy storage technology for power systems—An overview," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, Dec. 2008.

[6] M. Restrepo, C. A. Cañizares, J. W. Simpson-Porco, P. Su, and J. Taruc, "Optimization- and Rule-based Energy Management Systems at the Canadian Renewable Energy Laboratory microgrid facility," *Applied Energy*, vol. 290, p. 116760, Mar. 2021.

[7] Ö. Yavuz, "Elektrik Piyasasında Fiyat Tahmin Modelleri," Master's Thesis, KTO Karatay University, 2021.

[8] Blume, N., Turek, T., & Minke, C. (2024). Sustainability Development of Stationary Batteries: A Circular Economy Approach for Vanadium Flow Batteries. Batteries, 10(7), 240.

[9] G. A. Heath, D. Ravikumar, B. Hansen, and E. Kupets, "A critical review of the circular economy for lithium-ion batteries and photovoltaic modules – status, challenges, and opportunities," *Journal of the Air & Waste Management Association*, vol. 72, no. 6, pp. 478–539, Jun. 2022.

[10] R. López-Vizcaíno, E. Mena, M. Millán, M. A. Rodrigo, and J. Lobato, "Performance of a vanadium redox flow battery for the storage of electricity produced in photovoltaic solar panels," *Renewable Energy*, vol. 114, pp. 1123–1133, Jul. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.07.118.

[11] Palaniswamy, L. N., Schofer, F., Stein, A., Munzke, N., & Hiller, M. (2025). Real-world optimization of Vanadium Redox Flow and Lithium-Ion Hybrid Energy Storage with Thermal Coupling for Electrical and Thermal Self-Sufficiency. In Advanced Battery Power Conference (2025), Aachen, Deutschland, 02.04. 2025–03.04. 2025

[12] Wang, Y., Li, F., Sun, X., Han, H., Wang, Y., Cao, W., & Dong, T. (2025). Research on Optimal Capacity Allocation of Hybrid Energy Storage System Consisting of Li-Ion Battery and Redox Flow Battery for Smoothing Wind Power Fluctuations. Energy Technology, 2402223.

IEC ve TEDAŞ Standartlarının Transformatör Kayıpları, Ağırlığı ve Maliyeti Üzerindeki Etkisi: H0 ve M4 Çekirdek Malzemelerinin Değerlendirilmesi

Impact of IEC and TEDAŞ Standards on Transformer Losses, Weight, and Cost: Evaluation of H0 and M4 Core Materials

Kamran Dawood[1], Muhammed Alperen Çakır[1], Güven Kömürgöz Kırış[2], Semih Tursun[1]

Astor Enerji, Araştırma ve Geliştirme Departmanı
Kamran.dawood@astoras.com.tr, Alperen.cakir@astoras.com.tr, Semih.tursun@astoras.com.tr

[2] İstanbul Teknik Üniversitesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü
komurgoz@itu.edu.tr

Özet

Güç transformatörleri ve diğer manyetik cihazların performansı ve verimliliği, çekirdeklerinde kullanılan çekirdek sacının kalitesi ve özelliklerinden büyük ölçüde etkilenir. Transformatör tasarımı için genel olarak referans alınan standart ve şartname, Türkiye'de yaygın olarak uygulanan MLZ TEDAŞ şartnamesi ve dünya çapında kabul gören Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (IEC) standardıdır. Bu çalışma, özellikle yaygın olarak kullanılan iki farklı kalitede nüve sacı olan H0 ve M4'e odaklanarak bu standart ve şartnamenin karşılaştırmalı bir analizini sunmaktadır. Karşılaştırma, maliyet ve ağırlık hususlarının yanı sıra çekirdek malzemesi farklılıklarının boşta kayıplar, yük kayıpları ve genel enerji verimliliği üzerindeki etkisini de içermektedir. Hem MLZ TEDAŞ hem de IEC kriterlerini H0 ve M4 saclarına uygulayarak çalışma, tasarım marjları, maliyet yapıları ve performans güvenilirliğindeki farklılıklar da dahil olmak üzere transformatör üreticileri için pratik çıkarımları vurgulamaktadır. Sonuçlar, bu standart ve şartnamenin de verimlilik ve güvenilirliği sağlamayı amaçlamasına rağmen, tanımlarındaki ve tolerans seviyelerindeki farklılıkların malzeme seçimi ve kayıp değerlendirmesinde önemli farklılıklara yol açabileceğini göstermektedir. Bu çalışma, nüve sacı değerlendirmesine ilişkin ulusal ve uluslararası bakış açılarını birleştirerek araştırmacılar, üreticiler ve kullanıcılar için değerli bilgiler sağlamaktadır. Sonuç olarak, bulguların amacı hem yurt içi hem de yurt dışı pazarlarda transformatör tasarım uygulamalarını iyileştirmek ve malzeme seçim kararlarına rehberlik etmektir.

Anahtar kelimeler: *Transformatör Kayıpları, Ağırlık, Maliyeti, IEC, TEDAŞ.*

Abstract

The performance and efficiency of power transformers and other magnetic devices are strongly influenced by the quality and characteristics of the electrical steel used in their cores. Two commonly referenced standards for transformer design are the MLZ TEDAŞ standard, widely applied in Turkey, and the International Electrotechnical Commission (IEC) standard, which is recognized globally. This study presents a comparative analysis of these two standards with a particular focus on two widely used electrical steel grades: H0 and M4. The comparison includes cost and weight considerations, as well as the impact of core material differences on no-load losses, load losses, and overall energy efficiency. By applying both MLZ TEDAŞ and IEC criteria to H0 and M4 steels, the study highlights practical implications for transformer manufacturers, including variations in design margins, cost structures, and performance reliability. The results demonstrate that although both standards aim to ensure efficiency and reliability, discrepancies in their definitions and tolerance levels may lead to significant variations in material selection and loss evaluation. This work provides valuable insights for researchers, manufacturers, and policymakers by bridging national and international perspectives on electrical steel assessment. Ultimately, the findings aim to improve transformer design practices and guide material selection decisions in both domestic and international markets.

Keywords: *Transformer Losses, Weight, Cost, IEC, TEDAŞ.*

1. Giriş

Transformatör çekirdeğinin malzemesi, güç transformatörlerinin tasarım ve üretiminde en kritik malzemeler arasında yer alır ve performansı, verimliliği doğrudan etkiler [1-2]. Çekirdek malzemesinin manyetik özellikleri, özellikle boşta kayıp, manyetik geçirgenlik ve doygunluk özellikleri yalnızca enerji dönüşümünün verimliliğini değil, aynı zamanda transformatörün boyutunu, ağırlığını ve maliyetini de belirler. Malzeme özelliklerine ek olarak, çekirdek sacının değerlendirilmesi ve sınıflandırılması, referans değerler ve kayıplar ile performans için kabul edilebilir sınırlar sağlayan standartlar ve şartnameler tarafından güçlü bir şekilde yönlendirilir [3].

Çok sayıda çalışma, amorf metaller, yönlendirilmiş taneli silisyumlu çelik ve metglas gibi çeşitli transformatör çekirdek malzemelerinin geliştirilmesi ve uygulanmasını kapsamlı bir şekilde incelemiş ve bunların benzersiz manyetik özelliklerini ve boşta kayıpları azaltma konusunda önemli potansiyellerini vurgulamıştır [4–5]. Amorf çekirdekli transformatörleri geleneksel çelik çekirdekli transformatörlerle karşılaştıran deneysel araştırmalar, boşta kayıplarda önemli azalmalar ve enerji verimliliğinde iyileşmeler olduğunu göstermiştir [5]. Ek olarak, modelleme çalışmaları farklı çekirdek malzemeleri ve çalışma frekansları arasında akı dağılımı ve kayıp mekanizmalarının analizine odaklanmıştır [5].

Referans [6], transformatör çekirdek malzemeleri için standart endüstri uygulamalarının seçim kriterlerini ve gelişimini özetleyerek, tasarımda malzeme seçimine temel oluşturmaktadır. Referans [7], transformatör kayıpları üzerine yapılan araştırmaları inceleyerek, kayıp mekanizmalarını daha iyi anlamak ve azaltmak amacıyla pratik mühendislik uygulamalarına odaklanmaktadır. Deneysel çalışmalar ayrıca M-4, M-2H, M-OH, ZDKH ve Metglas Powercore gibi yaygın olarak kullanılan çekirdek malzemelerinin manyetik özelliklerini ölçerek, bu malzemelerin özellikleri hakkında değerli veriler sağlamıştır [8]. Karşılaştırmalı deneysel çalışmalar, amorf çekirdekli transformatörlerin geleneksel çelik çekirdekli transformatörlere kıyasla performansını daha ayrıntılı olarak değerlendirmiş ve kayıplarda önemli azalmalar olduğunu doğrulamıştır [9]. Ek olarak, sayısal analizler, boşta kayıpları en aza indirmek için farklı yönlendirilmiş taneli silisyumlu çeliklerin ve laminasyon kalınlıklarının kullanımını araştırmıştır [10].

Malzeme performansı ve kayıp minimizasyonu üzerine yapılan birçok çalışmaya rağmen, çoğu çalışma öncelikle malzeme özelliklerine ve bunların transformatör verimliliği üzerindeki doğrudan etkilerine odaklanmaktadır. Farklı ulusal ve uluslararası standartlar altında transformatör tasarımı ve performansını karşılaştıran araştırmaların eksikliği hala dikkat çekicidir. Özellikle farklı standart ve şartnamelerin kayıplar, ağırlık, maliyet ve malzeme gereksinimleri gibi temel tasarım parametreleri üzerindeki etkisi sistematik olarak değerlendirilmemiştir. Bu boşluğun giderilmesi standart ve şartnamelerin transformatör optimizasyonunu nasıl etkilediğini anlamak ve üreticiler ile kamu hizmetleri kuruluşlarının verimlilik, maliyet ve uyumluluk arasında dengeli ve bilinçli kararlar almalarına rehberlik etmesi açısından önemlidir.

Transformatör tasarımında iki önemli standart ve şartname yaygın olarak referans alınmaktadır: Türkiye'de yerel standart olarak kullanılan MLZ TEDAŞ şartnamesi ve dünya çapında tanınan Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (IEC) standardı. Bu standart ve şartname de manyetik malzemelerin kalitesini ve verimliliğini düzenlemeyi amaçlasa da, tolerans sınırları ve sınıflandırma yaklaşımları açısından farklılık gösterir. Bu farklılıklar, özellikle yaygın olarak kullanılan çekirdek sacı kalitelerine uygulandığında, tasarım kararlarında ve performans değerlendirmelerinde önemli farklılıklara neden olabilir.

Yaygın olarak kullanılan çekirdek sacları arasında, H0 ve M4 transformatör uygulamalarında iki önemli malzemeyi temsil eder. Yüksek kaliteli düşük kayıplı sac olarak sınıflandırılan H0, genellikle üstün verimlilik gerektiren tasarımlarda kullanılır. Öte yandan M4, orta ve büyük ölçekli güç transformatörlerinde en sık kullanılan sac türlerinden biridir ve performans ile maliyet arasında bir denge sağlar. Bu çekirdek saclarının MLZ TEDAŞ şartnamesi ve IEC standardı çerçevesinde nasıl performans gösterdiğini anlamak hem transformatör üreticileri hem de araştırmacılar için çok önemlidir.

Yerel ve uluslararası standartlar arasında uyumun önemi olmasına rağmen, çekirdek malzeme bağlamında MLZ TEDAŞ ve IEC'yi doğrudan karşılaştıran akademik çalışmalar sınırlıdır. Özellikle, sınıflandırma ve değerlendirmedeki farklılıkların pratik transformatör tasarımlarına uygulandığında maliyet, ağırlık ve kayıp hesaplamalarını nasıl etkilediğini inceleyen çok az çalışma bulunmaktadır. Bu makale, her iki standart altında H0 ve M4 çekirdek saclarının ayrıntılı, karşılaştırmalı bir analizini sunarak bu boşluğu doldurmayı amaçlamaktadır. Analiz, boşta ve yük kayıpları gibi teknik yönlerin yanı sıra maliyet verimliliği, ağırlık ve tasarım güvenilirliği gibi daha geniş kapsamlı etkileri de dikkate almaktadır.

Bu çalışmanın bulgularının, transformatör tasarımcıları, üreticileri ve standart belirleyicileri için değerli bilgiler sağlaması beklenmektedir. Bu çalışma, ulusal ve uluslararası standartların uygulanmasının etkilerini açıklığa kavuşturarak, tasarım uygulamalarının iyileştirilmesine, bilinçli malzeme seçimine ve iç pazar ile küresel pazarlar arasında daha fazla uyum sağlanmasına katkıda bulunmaktadır.

2. Analiz Sonuçları ve Tartışma

Bu çalışma için, alüminyum sargılı 1600 kVA, 33/0,4 kV dağıtım transformatörü dört farklı tasarım senaryosu

altında modellenmiştir. Durum 1'de, transformatör IEC standardına göre değerlendirilerek H0 sınıfı çekirdek sacı kullanılarak tasarlanmıştır. Durum 2'de, transformatörde yine H0 çekirdek sacı kullanmaktadır; ancak transformatör, Türk MLZ TEDAŞ şartnamesine göre tasarlanmıştır. IEC ve TEDAŞ sınıflandırmaları arasındaki farklar, güç ve gerilim seviyeleri aynı kalsa bile hesaplanan kayıplarda ve tasarım marjlarında farklılıklara neden olmaktadır. Bu durum, ulusal standart gerekliliklerinin transformatör değerlendirmesine etkisini vurgulamaktadır.

Üçüncü konfigürasyonda (Durum 3), çekirdek malzemesi dağıtım güç transformatörlerinde en yaygın kullanılan sınıflarından biri olan M4 sınıfı nüve sacı ile değiştirilmiştir. IEC standardına göre, M4 performans ve maliyet arasında bir denge sağlar, ancak H0'a kıyasla daha yüksek boşta kayıpları genel verimliliği düşürebilmektedir. Son konfigürasyonda (Durum 4) TEDAŞ MLZ şartnamesine göre değerlendirilen M4 nüve sacı kullanılmıştır. Bu durum, ulusal ve uluslararası standartlar arasındaki farkların boşta ve yükte kayıpların hesaplanmasına, tasarım güvenilirliğine ve verimlilik beklentilerine nasıl etki ettiğini değerlendirmek için Durum 3 (IEC standardına göre aynı malzeme) ile doğrudan karşılaştırma yapılmasına olanak tanır.

Tüm durumlarda, transformatör değerleri, sargı konfigürasyonları ve çalışma parametreleri sabit kalırken, yalnızca çekirdek malzemesi ve geçerli standartlar değişiklik göstermektedir. Bu yaklaşım, malzeme kalitesi ve standart sınırlarının transformatör performansı üzerindeki etkisinin doğrudan karşılaştırılmasını mümkün kılmaktadır. Tablo 1, tüm durumların ayrıntılarını özetlemektedir.

Tablo 1. Transformatörlerin parametreleri

Durum	1	2	3	4
Güç (kVA)	1600			
Nominal Yüksek Gerilim (V)	33000			
Nominal Alçak Gerilim (V)	400			
Transformatör tipi	Kuru			
Nominal YG sargı Akımı (A)	28			
Nominal AG sargı Akımı (A)	2309			
Alçak gerilim sargısı sarım sayısı	12			
Yüksek gerilim sargısı sarım sayısı	1715			
Sargı materyali	Alüminyum			
Çekirdek materyali	H0	H0	M4	M4
Standart	IEC	TEDAŞ	IEC	TEDAŞ

Dört transformatör tasarım örneğinin karşılaştırmalı performans sonuçları Tablo 2'de özetlenmiştir. Bu örnekler, farklı çekirdek malzeme sınıfları (H0 ve M4 elektrik çelikleri) ve değerlendirme standartları (IEC ve TEDAŞ) kombinasyonlarını dikkate alarak, boşta kayıplar, yük kayıpları, ağırlık, kaçak empedansı ve maliyet gibi temel transformatör parametreleri üzerindeki etkilerini ayrıntılı bir şekilde değerlendirmeye olanak tanır.

Tablo 2. Transformatör Tasarım Örneklerinin Karşılaştırmalı Sonuçları

Durum	1	2	3	4
Boşta Kayıplar (kW)	2,93	2,50	3,81	2,52
Yükte Kayıplar (kW)	16,37	14,25	16,35	14,27
Ağırlık (Kg)	4440	4740	4420	5710
Kaçak empedans (%)	6	5,78	6,02	6,24
Maliyet (K)	1	1,05	0,89	1,09

Sonuçlar, boşta kayıplarının en düşük olduğu durumun 2. Durum (H0, TEDAŞ) ve 4. Durum (M4, TEDAŞ) olduğunu, sırasıyla 2,50 kW ve 2,52 kW değerleriyle göstermektedir. En yüksek boşta kayıp, 3. Durum (M4, IEC) ile 3,81 kW olarak gözlemlenmiş olup, bu durum malzeme kalitesi ve standardın boşta kayıplar üzerindeki birleşik etkisini göstermektedir. Yük kayıpları, 14,25 kW ile Durum 2'de en düşük seviyedeyken, Durum 1 ve Durum 3'te sırasıyla 16,37 kW ve 16,35 kW ile daha yüksek yük kayıpları gözlemlenmiştir. Bu durum, TEDAŞ gerekliliklerinin genel olarak aynı özelliklerde transformatörler için IEC'ye kıyasla daha düşük yük kaybı belirlemesinden kaynaklanmaktadır.

Ağırlık, durumlar arasında önemli ölçüde farklılık gösterdi. Durum 4 (M4, TEDAŞ) 5710 kg ile en ağır tasarım olurken, Durum 3 (M4, IEC) 4420 kg ile en hafif tasarım oldu. Kaçak empedans değerleri %5,78 ile %6,46 arasında değişirken, tüm değerler bu transformatörler için belirtilen %6 ve ± %10 tasarım toleransı aralığı içinde kaldı.

Maliyet açısından, Durum 1 referans noktası olarak alınmıştır. En düşük maliyetli tasarım 0,89 K ile Durum 3 (M4, IEC) iken, en yüksek maliyet 1,09 K ile Durum 4 (M4, TEDAŞ) ile ilişkilendirildi. Bu farklar, daha düşük yük ve boşta kayıplar yoluyla verimliliği artıran, ancak ağırlık ve maliyet artışına neden olan daha katı TEDAŞ standardının etkisini vurgulamaktadır.

Gözlemlenen maliyet farklılıklarının mevcut malzeme fiyatlarından önemli ölçüde etkilendiğini ve burada sunulan maliyet sonuçlarının analiz sırasında geçerli olan piyasa fiyatlarına karşılık geldiğini vurgulamak önemlidir. Çekirdek sacı maliyetindeki dalgalanmalar, bu tasarım alternatifleri arasındaki ekonomik karşılaştırmayı önemli ölçüde etkileyebilir.

Şekil 1'de 1600 kVA gücünde, IEC standartlarına uygun ve M4 manyetik sac kullanılan bir transformatörün ön görünüşü gösterilmektedir, Şekil 2'de ise yan görünüşü

verilmiştir.



Şekil 1. 1600 kVA IEC transformatörü (M4) – Ön görünüş



Şekil 2. 1600 kVA IEC transformatörü (M4) – Yan görünüş

3. Sonuçlar

Bu çalışma, 1600 kVA, 33/0,4 kV dağıtım transformatörünün performansı üzerinde çekirdek malzeme seçimi ve değerlendirme standartlarının etkisini hem IEC standardı hem de TEDAŞ şartnameleri altında H0 ve M4 elektrik çeliklerine dayalı tasarımlar analiz ederek karşılaştırmıştır. Karşılaştırma, standart seçiminin transformatör tasarım sonuçlarını önemli ölçüde etkilediğini, TEDAŞ şartnamesinin IEC standardına kıyasla boşta ve yükte kayıplara daha sıkı sınırlamalar getirdiğini ortaya koymaktadır. Sonuç olarak, TEDAŞ'a bağlı tasarımlar genellikle daha yüksek enerji verimliliği elde etmekle birlikte daha fazla malzeme kullanımı gerektirmekte ve bu da transformatör ağırlığının ve maliyetinin artmasına neden olmaktadır. TEDAŞ tabanlı tasarımlar, IEC tabanlı tasarımlara kıyasla sürekli olarak daha düşük kayıplar göstermiştir ve bu da uzun vadeli operasyonel verimliliği artırmaktadır. Ancak, bu verimlilik artışı, daha sıkı TEDAŞ sınırlamaları tarafından zorunlu kılınan daha yüksek malzeme tüketimi nedeniyle önemli bir maliyetle gelmektedir. Tersine, IEC tabanlı tasarımlar daha hafif ve daha ekonomik seçenekler sunmakla birlikte daha yüksek kayıplara neden olmakta ve bu da standart / şartname kısıtları ile ekonomik uygulanabilirlik arasında açık bir denge olduğunu vurgulamaktadır.

Genel olarak, bu karşılaştırmalı analiz, IEC standardı ve TEDAŞ şartnamesi arasındaki seçimin, verimlilik odaklı mevzuata uygunluk ile maliyet odaklı tasarım stratejisi arasında bir dengeyi temsil ettiğini vurgulamaktadır. Enerji kayıplarını azaltmayı önceliklendiren kamu hizmetleri kuruluşları, ek maliyete rağmen TEDAŞ tabanlı transformatörleri tercih edebilirken, daha sıkı bütçe kısıtlamalarına sahip uygulamalar IEC tabanlı tasarımları tercih edebilir. Bu bulgular, transformatör malzemesi seçimi ve standart gerekliliklerinin kullanıcının özel operasyonel ve ekonomik hedefleriyle uyumlu hale getirilmesinin önemini vurgulamaktadır. Ayrıca çalışma, küresel pazarlarda transformatör tasarımında hem enerji verimliliğini hem de maliyet rekabet gücünü artırmak için ulusal ve uluslararası standartların potansiyel değerine işaret etmektedir.

4. Kaynaklar

[1] Urooj, S., Singh, T., Amir, M. ve Tariq, M., "Optimal design of power transformer with advance core material using ANSYS technique", *European Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, Cilt 4, No. 5, 1-5, 2020.

[2] Georgilakis, P., Hatziargyriou, N., Paparigas, D. ve Elefsiniotis, S., "Effective use of magnetic materials in transformer manufacturing", *Journal of Materials Processing Technology*, Cilt 108, No. 2, 209-212, 2001.

[3] Dawood, K., Komurgoz, G. ve Isik, F., "Modeling of distribution transformer for analysis of core losses of different core materials using FEM", *8th International Conference on Modeling Simulation and Applied Optimization*, 2019, 1-5.

[4] Ng, H. W., Hasegawa, R. Yuske, Lee, A. C. ve Lowdermilk, L. A., "Amorphous alloy core distribution transformers", *Proceedings of the IEEE*, Cilt 79, No. 11, 1608-1623, 1991.

[5] Osuji, U., Ezeonye, C. S. ve Izuegbunam, F. I., "Performance Evaluation of Variant Transformer Core Materials with Variable Frequencies", *International Journal of Novel Research in Electrical and Mechanical Engineering*, Cilt 11, No. 1, 106-114, 2024.

[6] Chakraborty, K., "Comparative Study of Transformer Core Material", *International Journal of Innovative Science and Research Technology*, Cilt 3, No. 12, 33-38, 2018.

[7] Olivares-Galván, J. C., Georgilakis, P. S. ve Ocon-Valdez, R., "A review of transformer losses", *Electric Power Components and Systems*, Cilt 37, No. 9, 1046-1062, 2009.

[8] Booth, T. ve Pfützner, H., "Characteristics of transformer core materials for flux normal to the sheet plane", *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*, Cilt 133, No. 1-3, 183-186, 1994.

[9] Luciano, B. A. ve Kiminami, C. S., "An amorphous core transformer: design and experimental performance", *Materials Science and Engineering: A*, Cilt 226, 1079-1082, 1997.

[10] Dawood, K. ve Tursun, S., "Numerical and experimental comparison of the no-load losses in the different grain-oriented electrical steel materials", *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, Cilt 7, 100422, 1997.

Transformatörler için Dijital Varlık Yönetim Sistemi ve Elektrikli Araç Bağlanabilirlik Öngörü Algoritması

Digital Asset Management System for Transformers and Electric Vehicle Connectivity Prediction Algorithm

Burak Altın[1], Bora Alboyacı[2],

[1]Genetek Güç Enerji Elektrik Sistemleri Ltd. Şti.
burak.altin@genetek.com.tr

[2]Kocaeli Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü
alboyaci@kocaeli.edu.tr

Özet

Günümüzde bireyler, sanayi tesisleri ve ülkeler, iklim değişikliğinin etkilerini azaltmak ve sürdürülebilir bir çevre oluşturmak amacıyla sıfır karbon emisyonu hedefini benimsemektedir. Bu doğrultuda; yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı, fosil yakıtlı araçlar yerine elektrikli araçların tercih edilmesi ve enerji verimliliği yüksek elektriksel ekipmanların yaygınlaştırılması gibi çeşitli çevre politikaları geliştirilmektedir. Böylece, sürdürülebilir bir gelecek için gerekli altyapının temelleri atılmaktadır.

Ayrıca bu hedeflere ulaşmada güç sistemlerinin dijitalleşmesi önemli bir rol üstlenmektedir. Özellikle yapay zekâ tabanlı tahminleme algoritmaları sayesinde güç sistemleri, esnek ve sürdürülebilir bir şekilde yönetilebilmektedir. Bu gelişmeler, enerji üretiminden son kullanıcıya kadar uzanan tüm süreçlerde operasyonel verimliliği artırmakta ve karbon ayak izinin azaltılmasına katkı sağlamaktadır.

Bu çalışmada, güç sisteminin temel bileşenlerinden biri olan transformatörler için dijital varlık sisteminin geliştirilmesi ele alınmıştır. Geliştirilen sistem sayesinde transformatörlerin çalışma durumu anlık olarak izlenebilmekte, olası arızalar önceden tespit edilebilmekte ve bakım faaliyetleri daha etkin şekilde planlanabilmektedir. Böylece, güç sistemlerinin dijitalleşmesine katkı sağlanması ve sürdürülebilir enerji yönetimi amaçlanmaktadır.

Anahtar kelimeler: Varlık yönetimi, Elektrikli Araçlar, Kestirimci Bakım, Dijitalleşme, Sürdürülebilirlik

Abstract

Nowadays, individuals, industrial facilities, and nations adopt the objective of zero carbon emissions in order to mitigate the effects of climate change and to establish a sustainable environment. In line with this objective, various environmental policies have been developed, including the utilization of renewable energy sources, the preference for electric vehicles over fossil-fuel-powered ones, and the widespread adoption of energy-efficient electrical equipment. Thus, the foundations for the necessary infrastructure to ensure a sustainable future are being laid.

Moreover, the digitalization of power systems plays a significant role in achieving these goals. Thanks to artificial intelligence-based forecasting algorithms, power systems can be managed in a more flexible and sustainable manner. These developments considerably enhance operational efficiency across all stages of the energy supply chain, ranging from generation to end-users, and contribute to the reduction of carbon footprint.

In this study, the development of a digital asset management system for transformers, which are among the fundamental components of power systems, is addressed. Through the developed system, the operational status of transformers can be monitored in real time, potential faults can be detected in advance, and maintenance activities can be planned more effectively. Accordingly, the study aims to contribute to the digitalization of power systems and promote sustainable energy management.

Keywords: Asset Management, Electric Vehicles (EVs), Predictive Maintenance, Digitalization, Sustainability

1. Giriş

Giderek artan sera gazı emisyonlarının yol açtığı iklim değişikliği, günümüzde insanlığın karşı karşıya bulunduğu en kritik küresel sorunlardan biri olarak öne çıkmaktadır. Yapılan çalışmalar, içinde bulunduğumuz yüzyılın sonuna kadar atmosfer sıcaklığının ortalama 2–4 °C artacağını göstermektedir.[1] Bu olası artış, enerji

üretiminden ulaşıma kadar birçok sektörde karbonsuzlaştırma stratejilerinin ivedilikle hayata geçirilmesini zorunlu kılmaktadır.

Bu bağlamda, ulaşım sektöründe sera gazı emisyonlarını azaltmaya yönelik en önemli adımlardan biri kuşkusuz elektrikli araçların (EA) yaygınlaştırılmasıdır. Elektrikli araçlar, içten yanmalı motorlu taşıtlara kıyasla daha düşük emisyon profiline sahip olmaları nedeniyle sürdürülebilir ulaşımın temel bileşeni olarak değerlendirilmektedir. Nitekim dünya genelinde elektrikli araç sayısı hızla artmakta ve dağıtım şebekelerine entegre edilmektedir.[2]

Nitekim [3]'de, elektrikli araçların küresel ölçekteki yaygınlığı, şarj altyapılarının bölgesel ve uluslararası dağılımları ile orta ve ağır hizmet tipi araçların güç sistemleri üzerindeki etkileri kapsamlı bir biçimde ele alınmıştır. Söz konusu rapora göre yalnızca 2023 yılı boyunca her hafta 2.500'den fazla elektrikli araç güç sistemine dahil olmuştur. Ancak bu hızlı artış, beraberinde yeni operasyonel zorlukları gündeme getirmektedir. Zira artan enerji talebi; dağıtım sistemi elemanlarının aşırı yüklenmesi, şebekede pik yüklerin ortaya çıkması, gerilim dalgalanmaları, kayıplarda artış, arz-talep dengesizlikleri ve harmonik bozulmalar gibi çok boyutlu sorunlara yol açabilmektedir.

Bu sorunlar içerisinde özellikle transformatörlerin aşırı yüklenmesi kritik bir risk olarak öne çıkmaktadır. Çünkü aşırı yüklenme, doğrudan termal streslere sebep olmakta; bu da transformatörlerin hızla yaşlanmasına ve ömrünün önemli ölçüde kısalmasına neden olmaktadır. Dolayısıyla, elektrikli araç penetrasyonunun hız kazandığı günümüzde güç sistemlerinin güvenilirliği, esnekliği ve sürdürülebilirliği açısından yalnızca geleneksel mühendislik çözümleri yeterli olmamaktadır[4],[5]. Bu noktada, dijital teknolojilerin entegrasyonu, gelişmiş izleme çözümleri ve arıza tahmini için yapay zekâ tabanlı algoritmalar vazgeçilmez hale gelmektedir. Özellikle kestirimci bakım (predictive maintenance) yaklaşımları kapsamında geliştirilen yapay zekâ algoritmaları, ekipmanların çalışma koşullarına ilişkin verileri analiz ederek potansiyel arızaları önceden öngörebilmekte ve bakım faaliyetlerini reaktif olmaktan çıkararak proaktif bir yapıya dönüştürmektedir.

Literatürde bu alanda farklı yaklaşımlar geliştirilmiştir. [6]'de Monte Carlo simülasyonları aracılığıyla evsel yük ve elektrikli araç talep verilerini kullanarak kısa menzilli (24 kWh) ve uzun menzilli (75 kWh) araçların şarjının dağıtım transformatörünün ömrüne etkisini karşılaştırmalı olarak analiz etmiştir. Bu çalışma, yaz ve kış mevsimi yük profillerini dikkate alarak sıcak nokta sıcaklığı ve eşdeğer yaşlanma faktörü (Equivalent Aging Factor) üzerinden transformatör ömrünü değerlendirmektedir.

Bunun yanında [7]'de, EV şarj yüklerinin dağıtım transformatörlerini aşırı yüklemesini önlemek amacıyla, araçların yerel reaktif güç sağlayarak yükü azaltan bir EV tabanlı reaktif güç kompanzasyon stratejisi önermiştir. Bu sistem, düşük bant genişlikli ve merkezileştirilmiş bir denetleyici kullanarak pratik bir çözüm sunmakta ve IEEE C57.91-2011 standardına dayalı hesaplamalar sonucunda yıllık transformatör ömründe ortalama %47'lik bir iyileşme sağlamaktadır.

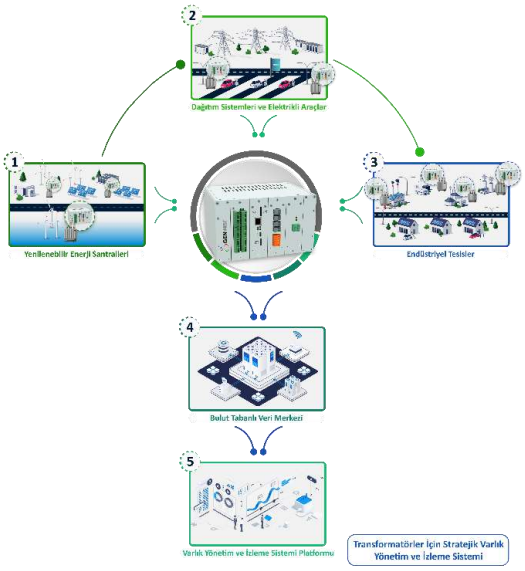
Benzer şekilde, [8]'de dağıtım transformatörlerinin aşınmasını değerlendirmek üzere, aracın seyahat verileriyle oluşturulmuş yük profillerini ve IEEE C57.91-1995 termal modeli [9], temelinde çalışan bir Monte Carlo simülasyonunu birleştiren bir yöntem geliştirmiştir. Bu yaklaşımla, ortam sıcaklığı ve akıllı şarj algoritmalarının etkisi dikkate alınarak transformatör iç sıcaklıkları ve yaşlanma oranları belirlenmiş, akıllı şarj stratejilerinin aşınmayı azaltmadaki etkinliği ortaya konulmuştur.

Son olarak, [10]'da GridLAB-D simülasyon ortamı üzerinden, konut dağıtım şebekesinde artan EV şarj penetrasyonunun yol açtığı sorunları göstermiştir. Çalışmada, altyapı iyileştirmesi yapılmadığında dağıtım transformatörlerinin kolaylıkla aşırı yüklenebileceği ve buna karşılık akıllı kontrol algoritmalarıyla şarj koordinasyonunun aşırı yükleri hafifletebileceği ortaya konulmuştur.

2. Transformatörler İçin Dijital Varlık Yönetim Sistemi

Güç sistemlerinin kritik ekipmanlarından olan transformatörlerin izlenmesi, yönetilmesi ve raporlanması için yerli ve milli teknolojiye dayalı dijital varlık yönetim sistemi geliştirilmiştir. Geliştirilen sistem üç temel bileşenden oluşmaktadır.

- GENWISE modüler donanım birimi,
- Gelişmiş veri analitiği altyapısı,
- Web tabanlı izleme ve raporlama platformu,



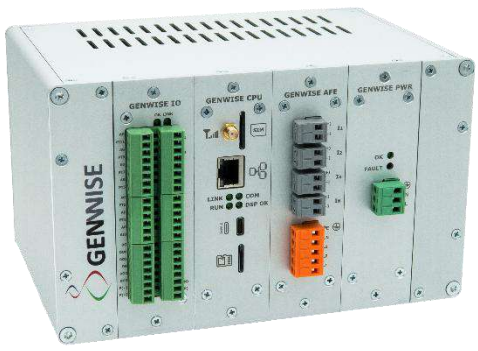
Şekil 1. Sistem mimarisi

Şekil 1 üzerinde geliştirilen dijital varlık yönetim sisteminin mimarisi görülmektedir. Dijital varlık yönetim sisteminin bütünleşik yapı sayesinde, transformatörlerden elde edilen veriler gerçek zamanlı olarak toplanmakta, yapay zekâ ve büyük veri analitiği yöntemleriyle işlenmekte ve kullanıcıya karar destek çıktıları olarak sunulmaktadır. Ayrıca şekil 2 üzerinde görüldüğü üzere elektrik iletim ve dağıtım şebekelerinde, yenilenebilir enerji üretim tesislerinde, endüstriyel işletmelerde, kamu kurumlarında ve kritik enerji altyapılarında uygulanabilir nitelikte olup, yüksek maliyet ve dışa bağımlılık sebebiyle kullanım alanı sınırlı kalan yabancı menşeli çözümlere stratejik bir alternatif sunmaktadır.



Şekil 2. GENWISE donanım birimi saha uygulaması

Şekil 3 üzerinde gösterildiği üzere dijital varlık yönetim sisteminin donanım birimi olan GENWISE dört temel modülden oluşmaktadır.



Şekil 3. GENWISE donanım birimi

- Yardımcı besleme modülü
- Güç kalitesi modülü
- Analog ve dijital giriş çıkış modülü
- Veri işleme ve haberleşme modülü

Yardımcı besleme modülü sayesinde donanım, güç sistemlerinde yaygın olarak kullanılan 24 V DC ve 110 V DC gerilim seviyelerinde güvenilir biçimde çalışabilmektedir. Elektriksel verilerin elde edilmesi için kullanılan güç kalitesi modülü, temel elektriksel büyüklüklerin yüksek doğrulukta ölçülebilmesini sağlamakta olup beş adet gerilim ve dört adet akım girişine sahiptir. Bununla birlikte, yalnızca elektriksel parametrelerin ölçümüyle sınırlı kalınmamakta; transformatörlerin ömürlerini doğrudan etkileyen diğer fiziksel büyüklüklerin izlenebilmesi ve arıza tespitine yönelik kritik verilerin (örneğin çözünmüş gaz analizine ilişkin parametreler) toplanabilmesi için analog/dijital giriş-çıkış modülü bulunmaktadır. Bu modül, transformatörlerin sargı sıcaklığı, yağ sıcaklığı, kazan sıcaklığı ve ortam sıcaklığı gibi termal parametrelerini elde edebilmek amacıyla on iki adet sıcaklık sensörü girişine sahiptir. Ayrıca, diğer sensörlerden gelen verilerin toplanabilmesi için 4 adet 24 V DC dijital giriş ile 2 adet 4–20 mA veya 0–10 V DC analog giriş desteklenmektedir. Buna ek olarak, RS-485 girişi üzerinden 255 adede kadar cihaz ile haberleşme gerçekleştirilebilmekte, böylece çok sayıda harici elektriksel cihaz ve sensör sisteme entegre edilebilmektedir. Gelişmiş CPU ve haberleşme modülü sayesinde elde edilen elektriksel ve fiziksel büyüklüklerden yararlı türetilmiş büyüklükler hesaplanmaktadır. Elde edilen gerek temel gerekse türetilmiş büyüklükler yüksek çözünürlüklü zaman damgası ile etiketleyerek veri paketi haline getirmekte, her üç saniyede bir uzaktaki sunucuya hem kablolu (Ethernet) hem de kablosuz (GSM vb.) haberleşme teknikleri aracılığıyla güvenli bir şekilde aktarmaktadır. Elde edilen uzaktaki sunucuda yapay zeka algoritmaları ile birleştirilmiş veri analitiği algoritmaları ile işlenmekte ve transformatörlerle ilgili sistem operatörlerine yararlı çıktılar sunmaktadır.

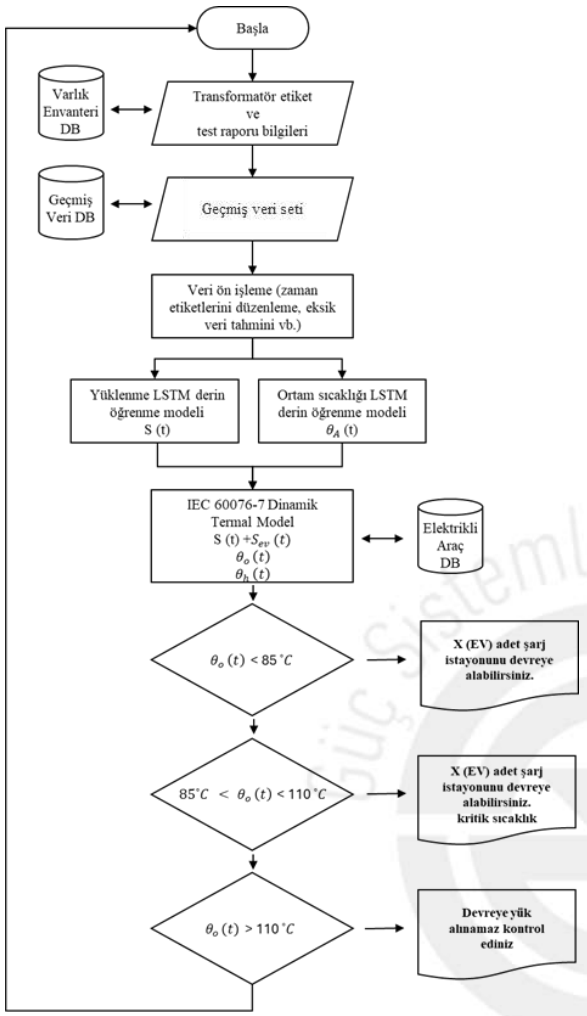


Şekil 4. Dijital varlık yönetim sistemi kullanıcı arayüzü

3. Transformatörlere Elektrikli Araç Bağlanabilirlik Öngörü Algoritması

Bu çalışmada, transformatörlerin ömrünü doğrudan etkileyen kritik bir parametre olan sıcaklık dikkate alınarak, gelecekte transformatörlere bağlanabilecek optimum elektrikli araç (EA) şarj istasyonu sayısını belirlemeye yönelik bir algoritma önerilmektedir. Bu bağlamda, önerilen algoritmanın işleyiş sürecini ortaya koyan akış diyagramı Şekil 5'te sunulmakta olup,

böylece yöntemin sistematik yapısı ve uygulama adımları görsel olarak ortaya konulmaktadır.



Şekil 5. EA bağlanabilirlik öngörü algoritması

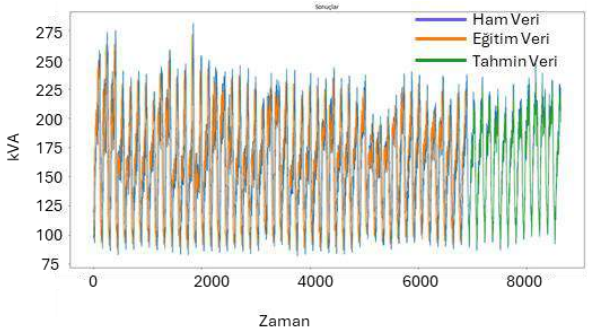
Transformatörlere ait tasarım parametreleri ve etiket bilgileri, sistemin temel bilgi kaynağı olan varlık envanteri veri tabanından elde edilmektedir. Bununla birlikte, GENWISE donanım birimi aracılığıyla sürekli olarak toplanan yüklenme ve ortam sıcaklığı verileri geçmiş veri tabanına kaydedilmekte ve önerilen algoritmanın yürütülmesi sırasında bu veriler doğrudan ilgili veri tabanından çağrılmaktadır. Böylece hem statik bilgiler (tasarım parametreleri ve etiket bilgileri) hem de dinamik bilgiler (yüklenme ve sıcaklık ölçümleri) bütünleşik bir yapıda değerlendirilebilmektedir.

Sonraki aşamada, transformatörlerin gelecekteki yük profili ve ortam sıcaklığı, zaman serisi tahmin modelleri aracılığıyla öngörülmektedir. Literatürde bu amaçla yaygın olarak kullanılan ARIMA, Prophet ve benzeri istatistiksel ve makine öğrenmesi tabanlı modeller mevcut olmakla birlikte, her durumda yüzde yüz doğruluk sağlayabilecek tek bir yöntem bulunmamaktadır. Zira model seçimi büyük ölçüde veri setinin özelliklerine, hedeflenen tahmin ufkuna (horizon) ve elde edilmek istenen çıktının türüne bağlıdır. Bu çalışmada, doğrusal olmayan ve uzun dönem bağımlılıkları öğrenmede sağladığı avantajlar nedeniyle derin öğrenme tabanlı bir yaklaşım olan LSTM (Long Short-Term Memory) ağı tercih edilmiştir. LSTM, tekrarlayan sinir ağlarının (RNN) geliştirilmiş bir türü olup, klasik RNN'lerin uzun veri dizilerinde karşılaştığı gradyan kaybolması ve gradyan patlaması sorunlarını çözmek üzere tasarlanmıştır. Literatürde zaman serisi verilerinin tahmininde en sık kullanılan yöntemlerden biri olan LSTM, özellikle transformatörlerin yüklenme profillerinin ve sıcaklık değişimlerinin günler, haftalar ve mevsimler ölçeğinde süreklilik gösterdiği durumlarda kritik avantajlar sunmaktadır.

Tahmin edilen yüklenme ve ortam sıcaklığı verileri, IEC 60076-7:2017 standardında tanımlanan dinamik termal modele girdi olarak sağlanmaktadır. Bu model aracılığıyla, ilgili transformatörün yağ sıcaklığı ve sıcak nokta (hot-spot) sıcaklığı öngörüleri yapılmakta; elde edilen sonuçlar ışığında ise transformatöre bağlanabilecek maksimum DC ve AC şarj istasyonu sayısını belirleyen bir karar destek çıktısı üretilmektedir. Böylelikle, transformatörlerin izin verilen termal sınırlar içerisinde işletilmesi güvence altına alınmakta, ömür kayıpları minimize edilmekte ve elektrikli araçların şebekeye entegrasyonu teknik ve ekonomik açıdan sürdürülebilir hale getirilmektedir.

4. Transformatörlere Elektrikli Araç Bağlanabilirlik Öngörü Algoritması Uygulama

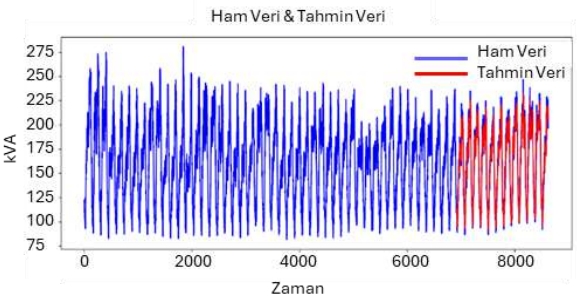
Bu çalışmada, önerilen algoritmanın performansını değerlendirmek amacıyla iki aylık gerçek ölçüm verisi kullanılarak tahminleme çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Bu tercih, zaman serisi tahmin algoritmalarının yüksek hesaplama karmaşıklığına ve dolayısıyla önemli ölçüde donanım kaynağına ihtiyaç duymasından kaynaklanmaktadır. Özellikle derin öğrenme tabanlı yöntemler, uzun diziler üzerinde eğitim yaparken hem işlemci gücü hem de bellek kapasitesi açısından yoğun kaynak tüketimine sahiptir. Bu nedenle, çalışmada iki aylık veri seti ile sınırlama yapılmış; böylece hem modelin uygulanabilirliği korunmuştur.



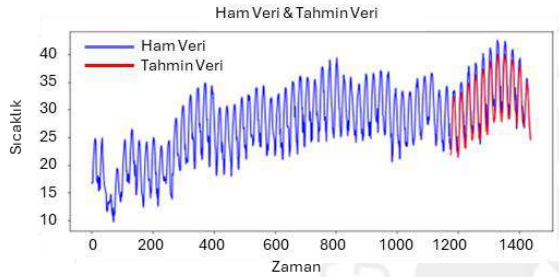
Şekil 6. Veri kümesi

Veri kümesi, makine öğrenmesi literatüründe yaygın olarak benimsenen yaklaşım doğrultusunda ikiye ayrılmıştır. Şekil 6 üzerinde görüldüğü üzere verilerin %80'i eğitim verisi, %20'si ise test verisi olarak kullanılmıştır. Eğitim veri seti, modelin geçmiş

verilerden öğrenmesini ve parametrelerini optimize etmesini sağlarken, test veri seti modelin daha önce görmediği veriler üzerinde performansını ölçmek için kullanılmıştır. Bu ayrım, modelin aşırı öğrenme (overfitting) riskini azaltmakta ve genelleme kabiliyetinin objektif biçimde değerlendirilmesine imkân tanımaktadır.



Şekil 7. Yüklenme tahmin çıktısı

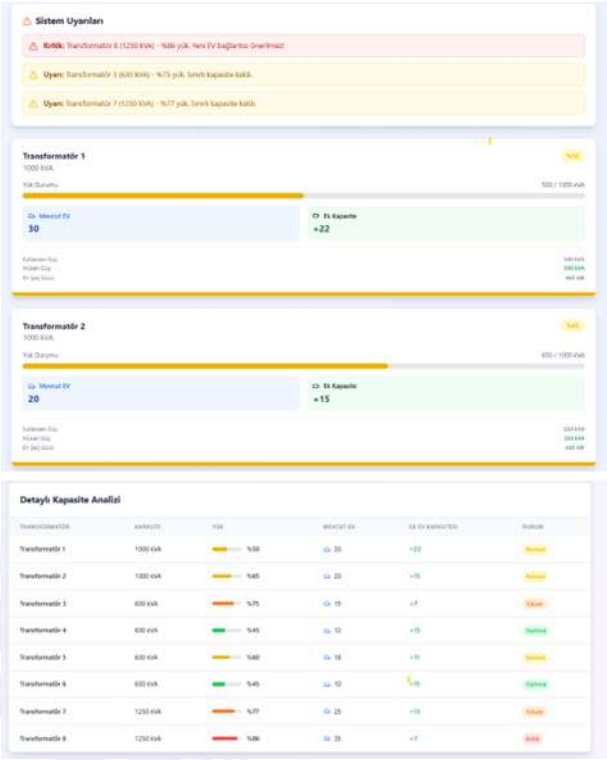


Şekil 8. Sıcaklık tahmin çıktısı

Şekil 7 ve Şekil 8 üzerinde ölçülen ham veriler, eğitim verileri ve test tahmin sonuçları karşılaştırmalı olarak sunulmaktadır. Görüldüğü üzere, model eğitim aşamasında geçmiş verileri yüksek doğrulukla öğrenmiş, test aşamasında ise daha önce görülmemiş veriler üzerinde de yük profilinin genel eğilimini ve periyodik davranışlarını başarılı bir şekilde öngörebilmiştir. Bu sonuç, önerilen modelin hem öğrenme kapasitesinin yüksek olduğunu hem de genelleme kabiliyetine sahip olduğunu ortaya koymaktadır

Bu çalışmada önerilen algoritma, arka uç (backend) tarafında Python programlama dili ile geliştirilmiş olup yüksek performanslı ve esnek bir servis mimarisi üzerine inşa edilmiştir. Python'un zengin kütüphane ekosistemi sayesinde veri işleme, makine öğrenmesi modellerinin entegrasyonu ve tahminleme süreçleri güvenilir bir şekilde yürütülmüştür. Böylece, algoritmanın gerektirdiği hesaplama yoğunluklu işlemler hızlı, ölçeklenebilir ve sürdürülebilir bir yapıda uygulanabilmiştir.

Öte yandan, ön yüz (frontend) uygulaması yeni nesil React kütüphanesi ile geliştirilmiştir. React'in bileşen tabanlı mimarisi, kullanıcıya dinamik, modüler bir arayüz sağlamaktadır. Bu sayede, sistem tarafından üretilen tahminler, gerçek zamanlı ölçümler ve alarm bildirimleri kullanıcıya görsel olarak anlaşılır ve hızlı bir biçimde sunulabilmektedir. Ayrıca, modern React ekosistemi sayesinde veri akışları optimize edilmiş, kullanıcı deneyimi iyileştirilmiş ve farklı cihazlara uyumlu şekil 9 üzerindeki arayüz oluşturulmuştur.



Şekil 9. Önerilen algoritma web arayüzü

5. Sonuçlar

Bu çalışmada, güç sistemlerinin kritik bileşenlerinden biri olan transformatörler için geliştirilen dijital varlık yönetim sistemi ile elektrikli araç (EA) bağlanabilirlik öngörü algoritması bütünleşik bir yaklaşımla ele alınmıştır. Çalışma kapsamında, GENWISE donanım birimi aracılığıyla toplanan yüklenme ve sıcaklık verileri gerçek zamanlı olarak analiz edilmiş; LSTM tabanlı zaman serisi tahmin modelleri kullanılarak gelecekteki yük profili ve ortam sıcaklıkları öngörülmüştür. Bu tahminler, IEC 60076-7:2017 standardında tanımlanan dinamik termal model ile bütünleştirilerek, transformatörlerin izin verilen termal sınırlar içerisinde güvenli bir şekilde işletilmesi sağlanmıştır. Önerilen algoritmanın, ilerleyen çalışmalarda harmonikli yüklerin etkileri de dikkate alınarak genişletilmesi planlanmaktadır.

6. Kaynaklar

[1] M.S. Sergio, M. Andrea: Assessment of the influence of climate change on power grid transmission capacity. Sustainable Energy, Grids and Networks. vol.42 (2025) pp.101695.

[2] IEA: Global EV Outlook 2025 Expanding sales in diverse markets. (2025) pp.1–173. https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2025.

[3] T. Gül, A.F. Pales, E. Connelly: Global EV Outlook 2024 Moving towards increased affordability. Electric Vehicles Intitiative . (2024) pp.79. www.iea.org.

[4] S. Gaikwad, H. Mehta: Mitigating distribution transformer loss of life through combined integration of rooftop solar photovoltaic installations and electric

vehicle charging. E-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy. vol.11 (2025) pp.100867.

[5] I. Diahovchenko: Analyzing the influence of electric vehicle charging scheduling on distribution transformer lifespan. Heliyon. vol.10 (2024) pp.e39904.

[6] A.M.P. Barros, J.H. Angelim, C.M. Affonso: Impact on Distribution Transformer Life Using Electric Vehicles with Long-Range Battery Capacity. Energies. vol.16 (2023).

[7] A. Jain, M. Karimi-Ghartemani: Mitigating Adverse Impacts of Increased Electric Vehicle Charging on Distribution Transformers. Energies. vol.15 (2022).

[8] A.D. Hilshey, P.D.H. Hines, P. Rezaei, J.R. Dowds: Estimating the impact of electric vehicle smart charging on distribution transformer aging. IEEE Transactions on Smart Grid. vol.4 (2013) pp.905–913.

[9] M. Novkovic, A. Popovic, E. Briosso, R. Martinez Iglesias, Z. Radakovic: Dynamic thermal model of liquid-immersed shell-type transformers. International Journal of Electrical Power and Energy Systems. vol.142 (2022) pp.108347.

[10] F. Ahourai, I. Huang, M.A. Al Faruque: Modeling and Simulation of the EV Charging in a Residential Distribution Power Grid. (2013). http://arxiv.org/abs/1311.6005.

Kirlenmiş Yüksek Gerilim İzolatörlerinde Elektrik Alan Dağılımının Derin Öğrenme Tabanlı Tahmini

Deep Learning-Based Prediction of Electric Field Distribution in Contaminated High-Voltage Insulators

İrem Görgöz[1], Mehmet Cebeci[2]

[1,2]Fırat Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği
igorgoz@firat.edu.tr
mcebeci@firat.edu.tr

Özet

Yüksek gerilim izolatörleri, güç sistemlerinin güvenli ve kararlı işletilmesinde kritik öneme sahiptir. Özellikle kirli ortam koşullarında yüzeyde oluşan elektrik alan dağılımlarının doğru analizi, izolasyon performansını değerlendirmek için gereklidir. Bu çalışmada üçlü sis tipi seramik, üçlü normal tip seramik ve silikon kompozit olmak üzere üç farklı izolatör tipi incelenmiştir. Sis tipinde her elemandan 13, normal tipte 11 ve silikon izolatörde 29 kritik nokta seçilmiştir. Ayrıca seramik izolatörlerde 6, silikon izolatörde ise 5 yüzey bölgesi tanımlanarak analizler gerçekleştirilmiştir. Yüzey iletkenliği 10^{-6} ve 10^{-2} S/m aralığında, uygulanan gerilim ise 34,5–37,95 kV aralığında değiştirilmiş ve tüm kombinasyonlar için elektrik alan dağılımları hesaplanmıştır. Bu kapsamda milyonlarca satırdan oluşan büyük bir veri seti elde edilmiştir. Sonuçlar arasından en yüksek elektrik alan değerleri belirlenmiş ve tüm veriler derin öğrenme tabanlı tahmin modellerinin eğitilmesinde kullanılmıştır. Karşılaştırmalı bulgular, sis tipi, normal tip ve silikon izolatörler arasında elektrik alan performansında belirgin farklılıklar olduğunu ortaya koymuştur. Çalışma, büyük veri ve yapay zekâ yöntemlerinin güç sistemlerine uygulanabilirliğini göstererek, modern izolator tasarımı ve işletme güvenilirliğinin artırılmasına katkı sağlamaktadır.

Anahtar kelimeler: *derin öğrenme, elektrik alan, kirlenme, seramik zincir izolatör, silikon izolatör*

Abstract

High-voltage insulators play a critical role in ensuring the safe and stable operation of power systems. In particular, accurate analysis of surface electric field distributions under polluted environmental conditions is essential for evaluating insulation performance. In this study, three different types of insulators were investigated: triple-unit fog-type ceramic, triple-unit standard-type ceramic, and silicone composite. For the fog-type insulator, 13 critical points were selected from each unit, while 11 points were identified for the standard type, and 29 points were analyzed for the silicone composite insulator. In addition, six surface regions were defined for the ceramic insulators and five for the silicone composite, forming the basis of the analyses. The surface conductivity was varied between 10^{-6} and 10^{-2} S/m, and the applied voltage ranged from 34.5 to 37.95 kV. Electric field distributions were computed for all parameter combinations, resulting in a large dataset comprising millions of records. The maximum electric field values were extracted, and the complete dataset was used to train deep learning-based prediction models. Comparative findings revealed notable differences in electric field performance among fog-type, standard-type, and silicone insulators. Overall, the study demonstrates the applicability of big data and artificial intelligence techniques to power systems, contributing to modern insulator design and enhanced operational reliability.

Keywords: *Ceramic string insulator, Contamination, Deep learning, Electric field, Silicone insulator*

1. Giriş

Yüksek gerilim izolatörleri, güç sistemlerinin güvenli ve kararlı işletimi açısından kritik bir role sahiptir [1]. Her bir izolatör elemanı, sistemdeki gerilim dalgalanmalarına karşı yalıtım sağlar ve arızaların önlenmesinde belirleyici bir faktördür. İzolatörlerin doğru seçimi ve tasarımı, hem enerji iletim güvenliği hem de ekipman ömrü açısından büyük önem taşımaktadır [2].

Özellikle kirli ve nemli ortam koşullarında, izolatör yüzeyinde elektrik alan dağılımları değişir ve bu durum kısmi deşarj ve izolasyon bozulmalarına yol açabilir [3]. Yüzey kirlenmesi, yüksek gerilim

izolatörlerinde elektrik alan dağılımını doğrudan etkileyerek yerel alan yoğunlaşmalarına yol açar. Kirli bölgelerde iletkenlik artışı, yüzey akımlarının artmasına ve kritik noktalarda kısmi deşarjların başlama riskinin büyümesine neden olur. Özellikle kuru bant veya hafif kir tabakalarında bile, lokal iletkenlik farklılıkları elektrik alanın düzensizleşmesine sebep olarak akım yollarını değiştirir ve izolasyon dayanımını sınırlandırır. Bu nedenle, kirlenme kaynaklı iletkenlik değişimlerinin elektrik alan ve yüzey akımı üzerindeki etkilerinin doğru şekilde modellenmesi, izolatör tasarımı ve güvenilirliğinin değerlendirilmesi açısından hayati öneme sahiptir [4].

Seramik zincir izolatörlerde eleman kapasitelerinin etkisi nedeniyle elektrik alan ve gerilim dağılımı düzgün değildir. Bu durum kolaylıkla korona oluşumu yoluyla izolatörlerin yüzeyinin bozulmasına ve hatta atlamaya sebep olabilir. Bu nedenle elektrik alanın ve bunlara bağlı gerilim dağılımının hesaplanması, izolatör çalışma veriminde çok önemli bir faktördür. İzolatör malzeme cinsinin ve şeklinin de gerilim dağılımında önemli rol oynadığı ortaya konulmuştur [5]. Silikon kompozit izolatörler ise hafif kirlenmeye karşı avantajlı olup esnek yüzey yapısı ve hidrofobik özellikleri sayesinde elektrik alan dağılımını nispeten homojen tutar, fakat yüksek gerilim altında kritik noktalarda lokal alan artışları gözlenebilir [6].

İzolatörlerin kompleks şekilleri sonucunda farklı yüzey iletkenlikleri, gerilim değişimleri ve yüzey bölgeleri ile oluşan çoklu değişimler büyük verilerin elde edilmesini sağlamaktadır. Büyük veri ve derin öğrenme teknikleri, yüksek gerilim izolatörlerinin performans analizinde etkili bir araç olarak öne çıkmıştır [7], [8], [9], [10],[11], [12]. Bu yöntemler, milyonlarca veri noktasını işleyerek, karmaşık elektrik alan dağılımlarının tahmin edilmesini ve kritik durumların belirlenmesini mümkün kılmaktadır. Derin öğrenme tabanlı modeller, geleneksel analiz yöntemlerine göre hem hız hem de doğruluk avantajı sağlamaktadır.

Bu çalışmada, üçlü sis tipi seramik, üçlü normal tip seramik ve silikon kompozit izolatörler olmak üzere üç farklı izolatör tipi incelenmiştir: Sis tipinde her elemandan 13, normal tipte 11 ve silikon izolatörde 29 kritik nokta seçilmiştir. Ayrıca, seramik izolatörlerde 6, silikon izolatörde ise 5 yüzey bölgesi tanımlanarak elektrik alan dağılımları hesaplanmıştır. Yüzey iletkenliği 10^{-6}–10^{-2} S/m aralığında, uygulanan gerilim ise 34,5–37,95 kV aralığında değiştirilmiş ve tüm kombinasyonlar için veri seti oluşturulmuştur. Bu kritik veriler, derin öğrenme tabanlı tahmin modellerinin eğitiminde kullanılmıştır.

Çalışmanın amacı, farklı izolatör tiplerinin yüzey performansını karşılaştırmak, kirlenme ve gerilim koşullarının elektrik alan dağılımına etkilerini analiz etmek ve derin öğrenme yöntemlerinin izolatör tasarımı ve güvenilirliği açısından uygulanabilirliğini ortaya koymaktır.

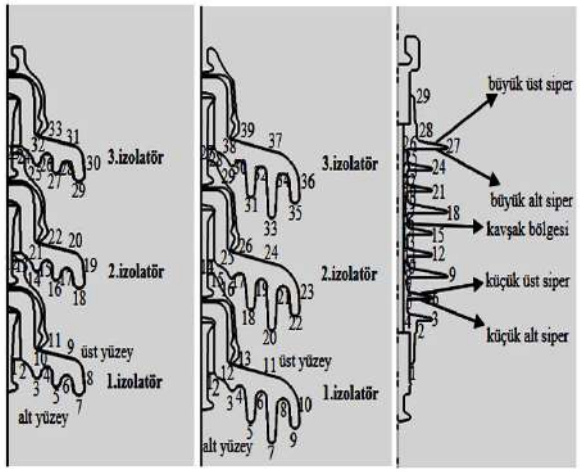
2. Metod

Yüksek gerilim izolatörlerinde, kirlenme ve farklı gerilim koşullarında elektrik alan dağılımı sayısal analizler ile incelenmiştir. Çalışmada üçlü sis tipi(U70 BLP) seramik, üçlü normal tip(U40BL) seramik ve silikon kompozit olmak üzere üç izolatör tipi ele alınmıştır. İzolatör geometrileri sonlu elemanlar yazılımı kullanan COMSOL Multiphysics programı ile oluşturulmuştur. İzolatörün çevresine Sonsuz Eleman Domeni (Infinite Element Domain) eklenerek, çözüm bölgesi dışında sonsuza kadar uzanan alan etkileri modele dâhil edilmiş ve çözümün doğruluğu artırılmıştır.

Seramik normal tip zincir izolatörde her bir elemanın kaçak mesafesi 200 mm, sis tipi zincir izolatörde her bir elemanın kaçak mesafesi 470 mm'dir. Silikon izolatör kaçak mesafesi ise 928 mm'dir. Sis tipi izolatörde her elemanda 13, normal tipte her elemanda 11 ve silikon kompozitte ise yüzey üzerinde 29 kritik nokta belirlenmiştir. İzolatörlere ait yüzey bölgeleri ve kritik noktalar Şekil 1'de gösterilmiştir.

Seramik izolatörlerde yüzey noktaları altı bölgeye ayrılmıştır (1., 2. ve 3. izolatör ünitelerinin üst ve alt yüzey bölgeleri). Silikon izolatörde ise beş bölge (büyük üst ve alt siperler, küçük üst ve alt siperler ve kavşak bölgeleri) tanımlanmıştır. Üç tip izolatör için kirlilik, COMSOL modelinde yüzey iletkenliğinin değiştirilmesiyle temsil edilmiştir. Yüzey iletkenliği, izolatör yüzeyinde biriken tuz ve nem tabakasının oluşturduğu kirlenme seviyesini

yansıtan temel bir parametredir. Bu çalışmada, seçilen bölgelerde 0,5 mm kalınlığında kir tabakaları modellenmiş olup, bu tabakaların iletkenliği COMSOL ortamında malzeme özelliği olarak tanımlanan elektriksel iletkenlik değerlerinin sayısal olarak atanmasıyla belirlenmiştir. Her bölge için yüzey iletkenliği 10^{-6}–10^{-2} S/m aralığında beş farklı seviyede, uygulanan gerilim ise 34,5; 35,36; 36,23; 37,08 ve 37,95 kV değerlerinde değiştirilmiştir. Yapay sinir ağı modelinde ise yüzey iletkenliği bir girdi değişkeni olarak kullanılmış ve böylece kirlilik seviyesi modele dahil edilmiştir. Bu yöntem, kirliliğin elektrik alan davranışı üzerindeki etkisinin iletkenlik üzerinden etkin biçimde temsil edilmesine olanak sağlamaktadır.



Şekil 1. Yüzey bölgeleri ve kritik noktalar. (a) seramik normal tip , (b) seramik sis tipi , (c) silikon izolatör

Tüm kombinasyonlar dikkate alındığında, normal tip seramik izolatör için 2.578.125 (5^6 iletkenlik x 5 gerilim x 33 nokta), sis tipi seramik için 3.046.875 (5^6 iletkenlik x 5 gerilim x 39 nokta) ve silikon izolatör için de 453.125 (5^5 iletkenlik x 5 gerilim x 29 nokta) veri üretilmiştir.

COMSOL programında elektrik alan hesaplamaları için Electric Currents modülü kullanılmıştır. Elektrik Akımları (Electric Currents) modülü, elektrik alan, akım ve potansiyel dağılımlarını hesaplamak için kullanılmaktadır. Akım hesaplamalarında iletkenlik (σ) önemlidir, çünkü yüzeydeki kir tabakasının direncine bağlıdır. Bu nedenle, dielektrik sabiti (ε_r) ile birlikte iletkenlik (σ) de belirtilmelidir.

COMSOL yazılımında, elektrik alan ve potansiyel dağılımlarını hesaplamak için frekans domeninde (Frequency Domain) aşağıdaki denklemler çözülmektedir:

$$\nabla . J = Q_j \quad (1)$$

$$J = (\sigma + jw\varepsilon_0\varepsilon_r)\mathrm{E} + J_e \quad (2)$$

$$\mathrm{E}=-\nabla V \quad (3)$$

Verilen denklemlerde, ε dielektrik geçirgenliği, J akım yoğunluğunu, σ kir tabakasının iletkenliğini, Q_j akım kaynağını (A/m³) ve J_e ise dış yüzey akım yoğunluğunu göstermektedir.

Electric Currents modülü için izolatör geometrilerinde kullanılan malzemelerin elektriksel katsayıları Tablo 1'de verilmiştir. Simülasyonlar sonucunda her durum için elektrik alan dağılımları elde edilmiş ve en yüksek elektrik alan değerlerine yol açan kritik senaryolar belirlenmiştir.

Tablo 1. Elektriksel katsayılar

Malzeme	Elektriksel iletkenlik σ (S/m)	Dielektrik geçirgenlik ε_r
Porselen	10^{-14}	4.2
çimento	10^{-14}	2.09
demir	$1.12\times10^{+7}$	1
silikon	10^{-14}	3.2
kompozit	10^{-12}	7.2

Bu büyük veri setleri, farklı kirlenme ve gerilim koşullarında elektrik alan davranışını tahmin etmek için derin öğrenme tabanlı modellerin eğitiminde kullanılmıştır.

Derin öğrenme eğitimlerinin model performansı, tahmin doğruluğunu değerlendirmek için Ortalama Mutlak Hata (MAE), Ortalama Karesel Hata (MSE) ve belirleme katsayısı (R^2) kullanılmıştır. Bu metrikler, farklı hiperparametre ayarlarının model hatası ve genelleme yeteneği üzerindeki etkilerinin karşılaştırmalı analizine olanak tanır. Metrikler şu şekilde tanımlanmıştır:

MAE (Ortalama Mutlak Hata), model tahminleri ile gerçek değerler arasındaki ortalama mutlak farkı temsil eder. Daha küçük bir MAE, modelin tahminlerinin gerçek değerlere daha yakın olduğunu gösterir. MAE, Denklem 4 kullanılarak hesaplanır.

$$\mathrm{MAE}=\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}|y_i - y_{ii}| \quad (4)$$

MSE (Ortalama Karesel Hata), karesel hataların ortalamasıdır ve büyük hatalara daha fazla ağırlık verir. Daha küçük bir MSE, modelin genellikle

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

doğru tahminler yaptığını gösterir. MSE, Denklem 5 kullanılarak hesaplanır.

$$MSE=\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(y_i - y_{ii})^2 \quad (5)$$

R^2 (Belirleme Katsayısı), modelin verilerdeki varyansı ne kadar iyi açıkladığını gösterir. 1'e yakın bir R^2 değeri, modelin gerçek değerleri oldukça doğru bir şekilde tahmin ettiğini gösterirken, 0'a yakın veya negatif bir R^2 değeri zayıf tahmin performansını gösterir. R^2, Denklem 6 kullanılarak hesaplanır.

$$R^2=1-\frac{\sum_{i=1}^{n}(y_i-y_{ii})^2}{\sum_{i=1}^{n}(y_i-y_{iii})^2} \quad (6)$$

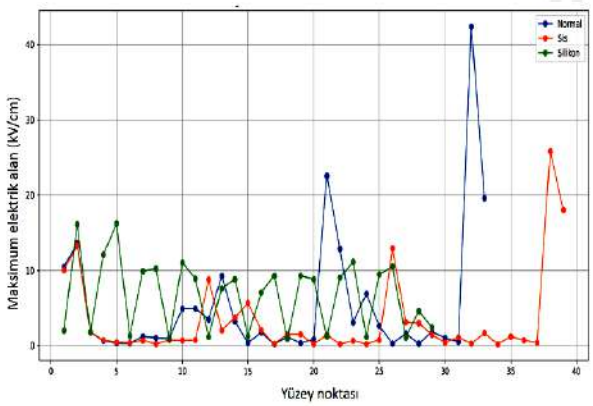
n=veri noktalarının sayısı, y_i=gerçek değer, y_{ii} = tahmin edilen değer, y_{iii} =gerçek değerlerin ortalaması

3. Bulgular ve Tartışma

COMSOL simülasyonları ile çoklu veriler elde edilerek maksimum elektrik alan koşulları ve kritik bölgeler tespit edilmiştir. Elde edilen verilerin işlevselliğini arttırmak amacıyla derin öğrenme eğitimleri ile elektrik alan değerleri tahmin edilmiştir.

3.1. COMSOL Simülasyon Analizleri

Normal tip zincir izolatördeki 33 nokta için sis tipi izolatörde 39 nokta için ve silikon izolatördeki 29 nokta için tüm kombinasyonlar sonucunda elde edilen maksimum elektrik alan dağılımları Şekil 2'de gösterilmiştir.



Şekil 2. Normal tip, sis tipi ve silikon izolatörlerdeki kritik noktalara ait maksimum elektrik alan dağılımı

Şekil 2'de görüldüğü gibi seramik izolatörlerde zincirin direğe yakın olan elemanında elektrik alan değerlerinde yükselişler gözlenmiştir. Sis tip izolatörde ise yüzey boyunca daha dengeli bir elektrik alan dağılımı gözlenmiştir.

Normal tip izolatörde her bir ünitenin en yüksek elektrik alanı 2, 21 ve 32. noktalarda gözlenmiş olup, bu noktalardaki değerler sırasıyla 13,60 kV/cm, 22,54 kV/cm ve 42,39 kV/cm'dir.

Sis tipi izolatörde ise maksimum elektrik alan değerleri 2, 26 ve 38. noktalarda elde edilmiş; bu noktalardaki elektrik alanlar sırasıyla 13,29 kV/cm, 12,90 kV/cm ve 25,83 kV/cm olarak hesaplanmıştır.

Silikon izolatörde en yüksek elektrik alanın oluştuğu noktalar 2, 5 ve 23. noktalar olup, bu noktalardaki değerler sırasıyla 16,11 kV/cm, 16,22 kV/cm ve 11,14 kV/cm'dir.

Tüm koşullar altında üç izolatör tipinde elde edilen maksimum elektrik alan değerleri Tablo 2 ve Tablo 3'te verilmiştir.

Tablo 2. Seramik izolatörler için maksimum elektrik alan koşulları

Maks. elektrik alan koşulları			Normal tip	Sis tipi
gerilim (kV)			37,95	37,95
maks. elektrik alan (kV/cm)			42,39	25,83
kritik nokta			32	38
İzolatör modeli		Maksimum elektrik alanı oluşturan kir iletkenliği değerleri (S/m)		
3'lü zincir elemanı	1. izolatör	üst yüzey	10^{-4}	10^{-4}
		alt yüzey	10^{-3}	10^{-3}
	2. izolatör	üst yüzey	10^{-4}	10^{-3}
		alt yüzey	10^{-2}	10^{-3}
	3. izolatör	üst yüzey	10^{-3}	10^{-3}
		alt yüzey	10^{-2}	10^{-2}

Tablo 3. Silikon izolatörler için maksimum elektrik alan koşulları

gerilim (kV)		37,95
maks. e-field (kV/cm)		16,22
kritik nokta		5
yüzey bölgesi		Maksimum elektrik alanı oluşturan kir iletkenliği değerleri (S/m)
büyük siper	Üst yüzey	10^{-2}
	Alt yüzey	10^{-2}
küçük siper	Üst yüzey	10^{-2}
	Alt yüzey	10^{-6}
kavşak bölgesi		10^{-2}

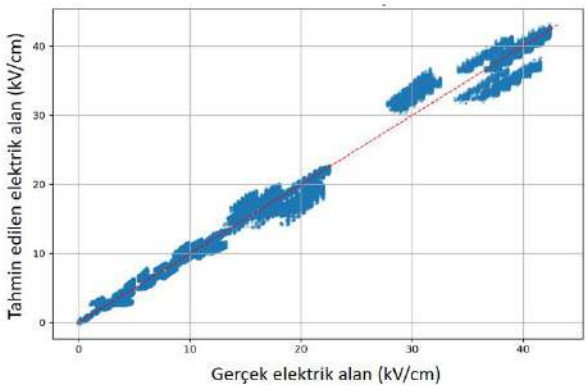
Tablo 2'den ve Tablo 3'ten görüldüğü üzere maksimum elektrik alan değerleri, uygulanan gerilimin en yüksek olduğu koşullarda ortaya çıkmıştır. Seramik izolatörlerde, özellikle 3. ünitenin alt yüzeyinin en yüksek kir iletkenliğine sahip olduğu durumda maksimum elektrik alan şiddeti gözlenmiştir. 32. ve 38. noktalar her iki izolatör tipinde de zincirin 3. elemanının kapak kısımlarına karşılık gelmektedir. Silikon izolatörde

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

de, seramik izolatörlerde olduğu gibi maksimum elektrik alan en yüksek gerilim altında oluşmuştur. Küçük alt siperlerin düşük kir iletkenliğine, diğer siperlerin ise yüksek kir iletkenliğine sahip olduğu koşullarda maksimum elektrik alanın meydana gelmesi; bu koşulların ve enerjinin izolatöre uygulandığı noktanın kritik önem taşıdığını göstermektedir.

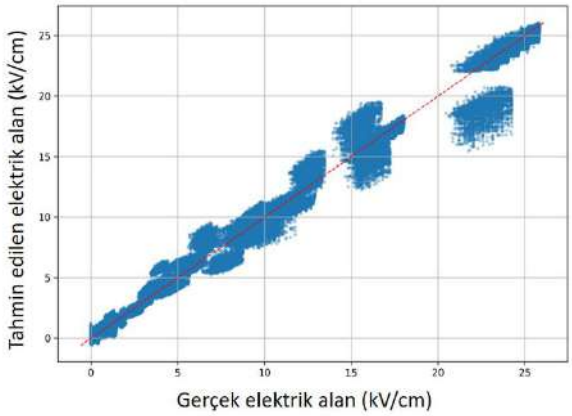
3.2. Derin Öğrenme Eğitimleri

Seramik izolatör elemanlarında derin öğrenme eğitimleri için girdiler; uygulanan gerilim, zincirin 3 elemanına ait üst yüzey ve alt yüzey iletkenlik değerleri ve kritik noktalardır. Çıktı ise elektrik alan değerleridir. Normal tip izolatör için toplam 2.578.125 veri kullanılmıştır. Oluşturulan yapay sinir ağı modeli, 256, 128 ve 64 nörondan oluşan üç gizli katman ile bir çıkış katmanından meydana gelmektedir (256-128-64-1). Model, 50 epoch boyunca 1024 batch büyüklüğü ile eğitilmiş ve eğitim verisinin %20'si doğrulama amacıyla ayrılmıştır. Öğrenme oranı $2{,}5\times10^{-4}$ olarak belirlenmiştir. Bu eğitim sonucunda gerçek ve tahmin edilen değerlerin dağılımı Şekil 3'te gösterilmiştir. Üçlü normal tip zincir izolatör için test sonuçları, MSE=0,371, MAE=0,288, ve R^2=0,994 olarak bulunmuştur. Hata oranlarını az olması bu izolatörler için tahmin modellerinin oluşturulabileceğini göstermiştir.



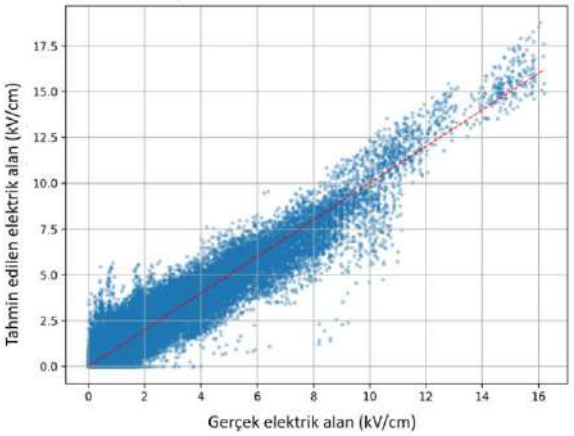
Şekil 3. 3'lü normal tip izolatör gerçek ve tahmin edilen değerler

Sis tipi izolatör için toplam 3.046.875 veri kullanılarak bir derin öğrenme eğitimi gerçekleştirilmiştir. Derin öğrenme modelinin ağ ve hiperparametre ayarları normal tip ile aynı seçilmiştir. Öğrenme oranı $1{,}25\times10^{-4}$ olarak alınmıştır. Buna göre gerçek ve tahmin edilen değerlerin dağılımı Şekil 4'te gösterilmiştir. Sis tipi izolatör zinciri için performans metrikleri MSE=0,211, MAE=0,213 ve R^2=0,991 olarak bulunmuştur.



Şekil 4. 3'lü sis tipi izolatör gerçek ve tahmin edilen değerler

Silikon izolatör için toplamda 453.125 veri kullanılmıştır. Karşılaştırmanın tutarlılığı açısından ağ yapısı ve hiperparametre ayarlamaları seramik izolatörler ile aynı alınmıştır. Buna göre gerçek ve tahmin edilen değerlerin dağılımı Şekil 5'te gösterilmiştir.



Şekil 5. Silikon izolatör gerçek ve tahmin edilen değerler

Silikon izolatör için performans metrikleri MSE = 0,554, MAE = 0,503 ve R^2 = 0,877 olarak bulunmuştur.

4. Sonuçlar

Bu çalışmada üç farklı yüksek gerilim izolatörü tipi üzerinde elektrik alan dağılımları ve kirlenme etkileri incelenmiştir. Bulgular, izolatör tipi, yüzey kirlenmesi ve uygulanan gerilimin elektrik alan dağılımı ve şiddeti üzerinde belirleyici bir rol oynadığını göstermektedir. Normal tip seramik izolatörlerde lokal elektrik alan yoğunlaşmaları, kaçak mesafesinin daha kısa olmasından dolayı

belirgin iken, sis tipi izolatörler yüzey boyunca daha dengeli bir dağılım sergilemiştir. Silikon kompozit izolatörler ise kirlenmeye karşı dirençli ve alan dağılımı açısından nispeten homojen bir performans göstermiştir.

Sis tipi ve normal tip izolatörlerde en yüksek elektrik alan, direğe yakın izolatör elemanının kapak kısmında gözlenmiştir. Silikon izolatörde gerilimin uygulandığı bölgeye yakın küçük siperli yüzeyler kritik öneme sahiptir; düşük iletkenliğe sahip küçük siperler, elektrik alanın diğer yüzeylerde artmasına neden olmuştur.

Derin öğrenme tabanlı modeller, tüm izolatör tiplerinde elektrik alan değerlerini güvenilir şekilde tahmin etmiştir. Bu sonuç, büyük veri ve yapay zekâ yöntemlerinin izolatör performans analizinde ve modern izolasyon tasarımında etkin bir araç olarak kullanılabileceğini göstermektedir.

Genel olarak bu çalışma; izolatör tipi, yüzey kirlenmesi ve gerilim koşullarının elektrik alan davranışı üzerindeki etkilerini ortaya koyarak, derin öğrenme tabanlı tahmin modellerinin kullanımıyla izolatör tasarımı, işletme güvenilirliği ve bakım stratejilerinin geliştirilmesine katkı sağlamaktadır.

5. Gelecek Çalışmalar

Gelecek çalışmalarda, benzer analizlerin 154 kV ve üzeri iletim hatlarında kullanılan kompozit izolatörler üzerinde uygulanması planlanmaktadır. Ayrıca, COMSOL tabanlı modelleme ve yapay zekâ tahmin sonuçlarının deneysel testlerle doğrulanması, modelin güvenilirliğini artıracak ve saha koşullarının daha gerçekçi biçimde temsil edilmesine olanak sağlayacaktır.

6. Teşekkür

Bu çalışma, 123E701 no.lu TÜBİTAK projesi kapsamında desteklenmiştir.

7. Kaynaklar

[1] F. Yin, Xingliang, and M. Farzaneh, “Electrical performance of composite insulators under icing conditions,” *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 21, no. 6, pp. 2584–2593, 2014, doi: 10.1109/TDEI.2014.004571.

[2] I. Gorgoz and M. Cebeci, “The Effect of the Surface Pollution on the Potential, Electric Field, and Temperature Distributions for Suspension Type Porcelain Insulators,” *2021 13th Int. Conf. Electr. Electron. Eng. ELECO 2021*, pp. 129–133, 2021, doi: 10.23919/ELECO54474.2021.9677646.

[3] S. Ilhan, A. Ozdemir, S. H. Jayaram, and E. A. Cherney, “Ac and transient electric field distributions along a 380 kV V-string insulator,” *Conf. Rec. IEEE Int. Symp. Electr. Insul.*, no. January 2016, pp. 399–403, 2012, doi: 10.1109/ELINSL.2012.6251498.

[4] M. Asif, K. Al-Soufi, U. A. Khan, and L. M. Alhems, “Intensification of Electric Field Stresses in Field Aged 380-kV Composite Insulators Due to Loss of Hydrophobicity,” *IEEE Access*, vol. 12, no. January, pp. 38849–38866, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3375399.

[5] E. Akbari, M. Mirzaie, M. B. Asadpoor, and A. Rahimnejad, “Effects of Disc Insulator Type and Corona Ring on Electric Field and Voltage Distribution over 230-kV Insulator String by Numerical Method,” vol. 9, no. 1, pp. 58–66, 2013, [Online]. Available: http://ieeexplore.ieee.org/document/5539701/

[6] H. I. Uckol, B. Karaca, and S. Ilhan, “DC and AC electric field analysis and experimental verification of a silicone rubber insulator,” *Electr. Eng.*, vol. 102, no. 1, pp. 503–514, 2020, doi: 10.1007/s00202-020-00954-3.

[7] D. Zhang and S. Chen, “Insulator contamination grade recognition using the deep learning of color information of images,” *Energies*, vol. 14, no. 20, pp. 1–15, 2021, doi: 10.3390/en14206662.

[8] D. Sarkar and S. K. Gunturi, “Online health status monitoring of high voltage insulators using deep learning model,” *Vis. Comput.*, vol. 38, no. 12, pp. 4457–4468, 2022, doi: 10.1007/s00371-021-02308-x.

[9] A. H. Alshalawi and F. S. Al-Ismail, “Partial Discharge Detection Based on Ultrasound Using Optimized Deep Learning Approach,” *IEEE Access*, vol. 12, no. December 2023, pp. 5151–5162, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3350555.

[10] I. Görgöz; M. Cebeci., “Analysis of Electric Field and Temperature Distributions of Non-Uniformly Contaminated Silicone Composite Insulators Using Deep Learning,” no. May, pp. 94721–94739, 2025, doi: 10.1109/ACCESS.2025.3574493.

[11] A. S. Haiba and A. Eliwa Gad, “Artificial neural network analysis for classification of defected high voltage ceramic insulators,” *Sci. Rep.*, vol. 14, no. 1, pp. 1–14, 2024, doi: 10.1038/s41598-024-51860-8.

[12] A. Serikbay, M. Bagheri, and A. Zollanvari, “High Voltage Insulators Condition Analysis using Convolutional Neural Network,” *21st IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2021 5th IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. EEEIC / I CPS Eur. 2021 - Proc.*, pp. 1–5, 2021, doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope51590.2021.9584624.

Kontrollü Anahtarlama Konseptinde Kesici Operasyon Süresine Adaptivitenin Farklı Parametreler Bazında İncelenmesi

Investigation of Adaptability to Breaker Operation Time, Based on Different Parameters in Controlled Switching Concept

Canberk Çuhadar[1], Muhsin Civelek[1], Mahmut Antik [2], Volkan Karaduman[2], Tugay Güzelyol[3], Turgay Özzeftci[3]

[1] Sentinel Enerji ve Kontrol Sistemleri Ltd.Şti Ankara/TÜRKİYE
canberk@sentinelkontrol.com.tr, muhsin@sentinelkontrol.com.tr

[2]Vangölü Elektrik Dağıtım A.Ş. Van/TÜRKİYE
mahmutantika@vedas.com.tr, volkankaraduman@vedas.com.tr

[2]Gediz Elektrik Dağıtım A.Ş. İzmir/TÜRKİYE
tugayeren.guzelyol@gdzelektrik.com.tr, turgay.ozzeftci@gdzelektrik.com.tr

Özet

Kontrolsüz anahtarlama işlemleri güç sistemi ekipmanlarının ömrünü kısaltan ve şebeke kalitesini olumsuz etkileyen elektriksel geçici rejimlere neden olmaktadır. Bu olumsuz etkileri azaltmak için kanıtlanmış bir yöntem olan kontrollü anahtarlamanın performansı, kesicilerin operasyon sürelerindeki doğal değişkenlik ile doğrudan ilişkilidir. Bu değişkenlik, zamanlama hatalarına yol açarak kontrollü anahtarlamanın faydalarını ortadan kaldırabilmektedir. Kontrollü anahtarlama yapılabilmesi için tasarlanan Adaptif Anahtarlama Kontrol Cihazı (A-AKC) kesici operasyon süresine operasyon gerçekleştikçe daha iyi adapte olabilmekte ve operasyonun zamanlamasını iyileştirebilmektedir. Bunu yaparken farklı parametreleri operasyon süresini tahmin etmek için kullanmaktadır. Çalışmanın temel amacı bu parametrelerin operasyon süresi tahmin hatalarını adaptif bir şekilde en aza indirmeye olan etkisini incelemektir. Çalışma kapsamında kullanılan parametreler; geçmiş operasyon süreleri, nominal kesici operasyon süresi ve son işlem süresidir.

Anahtar kelimeler: *Kontrollü Anahtarlama, Adaptif Koruma, Kesici Operasyon Süresi, Güç Kalitesi*

Abstract

Uncontrolled switching operations cause electrical transients that shorten the life of power system equipment and negatively impact grid quality. Controlled switching, a proven method for mitigating these adverse effects, is directly related to the inherent variability in circuit breaker operating times. This variability can lead to timing errors, negating the benefits of controlled switching. The Adaptive Switching Controller (A-AKC), designed for controlled switching, can better adapt to circuit breaker operating times as operations occur and improve the timing of operations. It uses various parameters to estimate operating times. The primary objective of this study is to investigate the impact of these parameters on adaptively minimizing operating time estimation errors. The parameters used in this study are historical operating times, nominal circuit breaker operating time, and last operation time.

Keywords: *Controlled Switching, Adaptive Protection, Breaker Operation Time, Power Quality*

1. Giriş

Güç sistemlerinde şönt kapasitörler, reaktörler ve güç transformatörleri gibi büyük endüktif ve kapasitif yüklerin enerjilendirilmesi veya devreden çıkarılması, şebeke üzerinde zararlı elektriksel geçici rejimlere neden olmaktadır. Bu geçici rejimler, ekipmanlar üzerinde termal ve dielektrik stres oluşturarak erken yaşlanmaya ve arızalara yol açabilmekte, aynı zamanda güç kalitesini de düşürmektedir [1]. CIGRE tarafından da kapsamlı olarak belgelendiği üzere, kontrollü anahtarlama veya "Dalga Üzeri Nokta Kontrolü", bu geçici rejimleri en aza indirmek için endüstride kabul görmüş, teknik ve ekonomik açıdan etkin bir çözüm olarak öne çıkmaktadır [2]. Bu teknoloji, anahtarlama sırasında oluşan ani akım ve gerilimlerin yol açtığı termal ve dielektrik stresi en aza indirir. Bu sayede, ekipmanların kontakları, sargıları ve

yalıtım malzemeleri üzerindeki yıpranmayı azaltarak varlık ömrünü uzatmakta ve sistem güvenilirliğini artırmaktadır.

2. Problemin Tanımı

Güç sistemlerindeki kontrolsüz anahtarlama işlemleri, ekipman ömrünü kısaltan ve şebeke kalitesini düşüren zararlı elektriksel geçici rejimlere neden olmaktadır. Kontrollü anahtarlama, bu olumsuz etkileri azaltmak için etkili bir yöntem olmasına rağmen, kesicilerin operasyon sürelerindeki doğal değişkenlik ve zamanla oluşan kaymalar, zamanlama hatalarına yol açarak bu faydaları ortadan kaldırabilmektedir. Bu çalışma, söz konusu değişkenliğin yarattığı tahmin hatalarını adaptif bir yöntemle en aza indirmeyi amaçlamaktadır.

3. İlgili Çalışmalar

Kontrollü anahtarlama teknolojisinin başarısı, kesicinin mekanik operasyon süresini yüksek hassasiyetle tahmin etme yeteneğine bağlıdır [3]. Ancak, bir kesicinin açma veya kapama süresi sabit bir değer değildir; kesici mekanizmasını oluşturan mandal, yay ve biyel gibi hareketli parçalardaki sürtünme ve zamanla oluşan yıpranmalar, ortam koşulları, bobin gerilimi, boşta kalma süresi ve kontrol devresindeki değişimler gibi çok sayıda faktöre bağlı olarak zamanla kayma ve değişkenlik göstermektedir. Operasyon süresindeki bu öngörülemeyen değişimler, zamanlama hatalarına yol açarak kontrollü anahtarlamanın faydalarını ortadan kaldırabilmektedir. Nitekim, ENTSO-E tarafından yayımlanan bir raporda, bu sapmaların kontrollü anahtarlama cihazlarının (KAC) uygulamalarında ve bakım süreçlerinde dikkate alınması gereken ciddi sorunlara yol açtığı vurgulanmaktadır [4].

Bu zorluğun üstesinden gelmek için, güç sistemleri koruma ve kontrol felsefesi, değişen koşullara dinamik olarak uyum sağlayabilen adaptif sistemlere doğru evrilmektedir. M. A. Ariff ve A. Pal, adaptif koruma ve kontrolün, sistemdeki değişimleri algılayarak ayarlarını güncellemesinin, geniş alanlı kesintileri önlemede kritik bir rol oynadığını belirtmektedir [5]. Bu felsefe, kontrollü anahtarlama alanına da uygulanmaktadır. CIGRE Kanada tarafından hazırlanan bir çalışmada, KAC'lerden elde edilen operasyon süresi verilerinin, kesicilerin proaktif ve duruma dayalı bakımı için değerli bir "sağlık parmak izi" oluşturmak amacıyla kullanılabileceği tartışılmaktadır [6].

Bu alandaki modern yaklaşımlar, kesici davranışını modellemek için çeşitli tahmin yöntemleri kullanmaktadır. Örneğin, H. Li ve arkadaşları, kesicilerin kalan faydalı ömrünü tahmin etmek için titreşim sinyallerine dayalı daha karmaşık derin öğrenme modelleri (SA-CNN-GRU) önermişlerdir [7].

Bu çalışma ise, A-AKC gibi gömülü bir platformda gerçek zamanlı çalışabilme gerekliliğini göz önünde bulundurarak, hesaplama basitliği ve düşük işlem yükü sunan adaptif bir lineer regresyon modelini tercih etmektedir. Sunulan model, her operasyondan sonra kendini güncelleyen kapalı çevrim bir geri besleme mekanizmasıyla, kesici operasyon süresindeki hem yavaş hem de ani değişimlere adapte olarak tahmin doğruluğunu sürekli artırmayı hedeflemektedir.

4. Önerilen Çözüm: Operasyon Süresi Tahmininde Adaptif Regresyon Modeli

Bu çalışmanın bilimsel temelini, A-AKC cihazının operasyon süresi tahminini sürekli olarak iyileştirmesini sağlayan adaptif regresyon modeli oluşturmaktadır. Model, kesicinin mekanik ve elektriksel davranışını etkileyen fiziksel parametreleri girdi olarak kullanır ve her operasyon sonrası elde edilen gerçek dünya verileriyle kendini günceller.

4.1. Tahmin Modelini Etkileyen Parametreler

Modelin doğruluğu, kesicinin operasyon süresindeki değişkenliği etkileyen doğru parametrelerin seçimine bağlıdır. Çalışmaya konu A-AKC'nin geliştirilmesi aşamasında yapılan analizler sonucunda operasyon süresinin etkileyen temel parametreler şu şekilde belirlenmiştir.

- Geçmiş Operasyon Süreleri: Kesicinin uzun vadedeki mekanik aşınmasını ve performansındaki yavaş kaymaları temsil eder. Model, son operasyonların bir ortalamasını kullanarak bu eğilimi yakalar. Bunu yaparken kesici devreye alma sırasında yapılan testleri de göz önüne alarak gerekirse kesici bobin gerilimine bağlı bir regresyon modeli çıkarır. Bu sayede sadece değişen bobin gerilimine bağlı operasyon süresinde zamana bağlı olarak tahmin edebilmeye olanak sağlar. Bu yayın kapsamında hazırlanan laboratuvar ortamında bobin gerilimi stabil tutulduğundan testler kapsamında bobin gerilimi parametresi göz ardı edilerek sonuçlar toplanmıştır.

- Son Operasyon Süresi: Mekanizmada meydana gelen ani veya kısa vadeli değişiklikleri (örneğin, bir önceki operasyondaki bir takılma) yakalamak için kullanılır.

- Bobin Gerilimi: Açma/kapama bobinine uygulanan DC kontrol gerilimi, selenoid veya mandal mekanizmasının hareket kuvvetini ve hızını doğrudan etkiler. Algoritmanın başlangıç aşamasında kesici devreye alma testlerinde yapılan ölçümlere bağlı bir regresyon modeli oluşturulmaktadır. Operasyon aşamasındaki bobin gerilim değeri bu regresyon modeline sokularak gerilime bağlı operasyon süresi elde edilmektedir. Laboratuvar ortamında bobin gerilimi sabit olarak geldiğinden bu girdinin süre tahminine olan katkısı

ihmal edilebilir olduğu değerlendirilmiş ve tüm testlerde ağırlığı 0 olarak ayarlanmıştır.

- Kesici Operasyon Süresi: Kesicinin marka/modeline bağlı olarak üreticisi tarafından sunulan ve teyit edilmiş operasyon süresi değeridir.

Yukarıda açıklanan parametrelerin geçmiş operasyon verilerinden çekilip kullanılması için öncelikle kullanılabilir olup olmadığının kontrolü yapılmaktadır. Bunun için algoritmada her bir süre değerinin kesici devreye alma test verileri ile ilişkili değerlendirmesi yapılarak bir Z-Skor değeri hesaplanır. Z-skoru, bir veri noktasının, ortalamadan standart sapma cinsinden ne kadar uzakta olduğunu gösteren bir ölçümdür. Diğer bir deyişle, bir verinin dağılımdaki konumunu standart bir şekilde belirlememize yardımcı olur. Hesaplanması 1 numaralı denklemde gösterildiği şekilde yapılır.

$$Z=(X-\mu)/\sigma \quad (1)$$

Denklemde "X" değeri veri setine eklenecek veya incelenecek nokta, "μ" veri setinin ortalaması, "σ" ise veri setinin standart sapmasıdır. Z-skorunun yüksek (pozitif) veya düşük (negatif) olması, bir veri noktasının ortalamadan ne kadar uzak olduğunu gösterir. Yani, bir z-skorunun yüksek olması, o verinin dağılımın "ucunda" yer aldığını, yani nadir veya sıra dışı bir değere sahip olduğunu belirtir. Bu hesaplama sonunda çıkan sonuç algoritmada belirlenen bir eşik değeri ile karşılaştırılarak eşiğin üstünde kalan örnekler (süreler) Süre Tahmin Hesabına dahil edilmezler. Bu şekilde süre tahmin hesabı gürültülü / hatalı vs. süre değerlerinden korunmuş olur.

4.2. Regresyon Tabanlı Tahmin Algoritması

Tahmin modeli, 2 numaralı denklemde gösterilen şekilde matematiksel olarak genelleştirilmiş bir lineer regresyon denklemi ile ifade edilir.

$$TOS = w_0P_0+w_1\cdot P_1+w_2\cdot P_2+\cdots+w_n\cdot P_n \quad (2)$$

Burada "TOS-Tahmini Operasyon Süresi" operasyona bağlı olarak(açma/kapama) kesiciye komut gönderildikten sonra şebeke akımının başlama/kesilme anının süresini, "w_i" adaptif ağırlık katsayılarını ve "P_i" ise Bölüm 4.1'de tanımlanan normalleştirilmiş girdi parametrelerini temsil eder. Lineer regresyon modelinin tercih edilmesinin temel nedeni, A-AKC gibi gömülü bir platformda gerçek zamanlı olarak çalıştırılabilmesi için gereken hesaplama basitliği ve düşük işlem yüküdür. Bu yaklaşım, bu özel gerçek zamanlı kontrol uygulaması için uygun olmayabilecek daha karmaşık makine öğrenmesi modellerine (örneğin, derin sinir ağları) bir alternatif sunar.

4.3. Geri Besleme ve Modelin Adaptif Güncellenmesi

A-AKC kapsamında çalışan Anahtarlama Algoritmasına ait detaylı akış diyagramı Şekil 1'de sunulmuştur. Akış diyagramından da anlaşılacağı üzere Anahtarlama Algoritması adaptivite yeteneği, kapalı çevrim bir geri besleme ve güncelleme mekanizmasına dayanır. Bu süreç dört temel adımdan oluşur.

Tahmin: Bir anahtarlama operasyonundan önce A-AKC, mevcut parametre değerlerini "P_i" ve ağırlıklarını "w_i" kullanarak tahmini operasyon süresini hesaplar.

Uygulama: Algoritma, süre tahmini aşamasının çıktı değerine dayanarak gerilim işaretinin sıfır geçişine ve hedef operasyon açısına bağlı hesapladığı bir gecikme süresi ile açma/kapama komutunu gönderir ve hedeflenen dalga üzeri noktada anahtarlamayı gerçekleştirir.

Ölçüm: Operasyon tamamlandıktan sonra cihaz, yük akımını izleyerek gerçekleşen operasyon süresini ölçer. Bu ölçüm, açma işlemi için akımın sıfır olduğu ilk an, kapatma işlemi için ise akımın sıfır olmayan bir değere ulaştığı ilk an referans alınarak yapılır.

Güncelleme: Sonraki işlemlerde kullanılmak üzere Tahmin hatası hesaplanır. Bu kapalı çevrim süreç, modelin her operasyonda doğruluğunu artırmasını sağlar. Operasyon kapsamında toplanan ve hesaplanan tüm veriler, cihazın dahili veri tabanına kaydedilir.

5. Test Ortamı

Çalışmanın test safhasında A-AKC cihazının çalıştığı şebeke koşullarını laboratuvar ortamında oluşturarak kesici manevralarının tetiklenmesi ve verilerin toplanarak sonuçların analiz edilmesi için bir test düzeneği kurulmuştur. Test ortamında kullanılan cihazlar ve bağlantıları gerçek şebeke elemanlarının özelliklerini çalışma kapsamında yeterince emüle edebilecek şekilde seçilmiş ve irtibatlandırılmıştır. Bu sayede sahaya en yakın surette ortam oluşturularak sonuçların saha için de geçerli olabilmesi amaçlanmıştır.

5.1. Laboratuvar Test Düzeneği

Fiziksel test düzeneği, gerçek saha koşullarını simüle edecek biçimde Şekil.2'de gösterildiği şekilde tasarlanmıştır. Düzenek şu bileşenlerden oluşmaktadır.

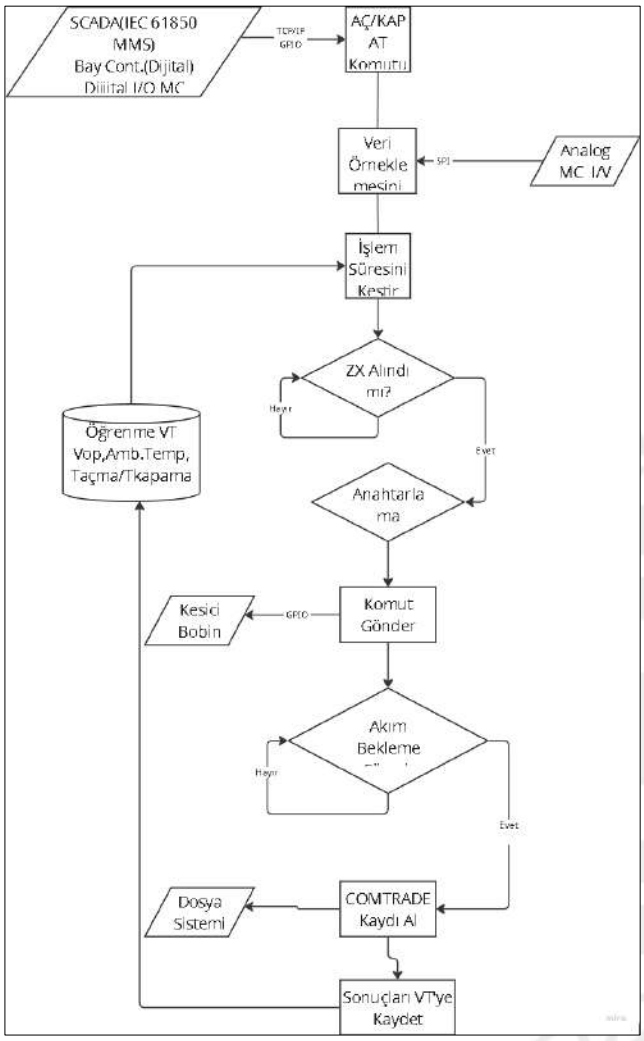
- Bir adet A-AKC prototip cihazı.
- Temsili bir orta gerilim kesicisi (Kontaktör) (vakum veya SF6 tipi)
- Şebekeyi simüle etmek için bir güç kaynağı
- A-AKC'nin ölçümlerini bağımsız olarak doğrulamak için yüksek hızlı bir veri toplama (DAQ) sistemi.

5.2. Veri Toplama ve İsabet Analizi

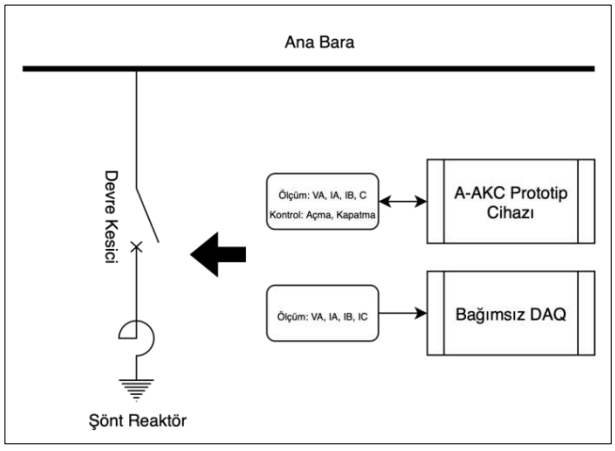
Deney kapsamında, ardışık kapama operasyonları yapılarak ölçülen ve hesaplanan veriler toplanmıştır. Aynı operasyon testleri farklı parametrelerin farklı ağırlıkları ile diğer tüm koşullar aynı kalacak şekilde

tekrarlanmıştır. Bu sayede ölçümü amaçlanan parametreler dışındaki bir etkenin sonuçlara müdahil olmasının önüne geçilmiştir Testler sırasında kesici yerine kullanılan donanımın kapatma süresi (Nominal Süre) 45ms. olarak belirlenmiştir.

.



Şekil 1. Anahtarlama Algoritması



Şekil 2. Test Düzeneği Şeması

Her bir kapatma operasyonu için A-AKC;

- Parametrelerin Ağırlıkları (w_1..w_n),
- Tahmin edilen süre,
- Ölçülen süre,
- Hesaplanan hata,

bilgilerini içeren bir veri kaydını dahili veri tabanına kaydedecek şekilde yapılandırılmıştır.

6. Deney Sonuçları ve Analiz

Testler kapsamında üç parametre değerinin ağırlıkları değiştirilerek her bir değişim sonrası 7 adet operasyon yapılmıştır. Operasyonlar sonucunda hesaplanan süre tahmin hatasının zamana bağlı değişimi bize kullanılan parametre ve ağırlıklarının adaptif algoritmaya olan katkısını vermektedir. Tablo-1'de detayları sunulan parametre ve ağırlıklarının değişimi ile gözlemlenmesi hedeflenen hususlar;

- Sadece kesici üreticisinin sağladığı operasyon süresi değeri (Nominal Süre) ile yapılan süre tahminlerinin hatalarının operasyon yapıldıkça değişim durumu,
- Son 10 adet başarılı operasyonun algoritma tarafından çıkarılan süreleri ağırlıklı hesaplamaya eklendiğinde hataların değişim durumu,
- Son yapılan operasyonun süresi de hesaplamaya dahil edildiğinde hataların değişim durumu

Her bir parametre değişimi sonrası testin güvenilirliği açısından kontrol algoritması resetlenerek ilklendirilmiş bu sayede eski testlerden öğrenilmiş herhangi bir hususun hesaplamaya dahil edilmesi önlenmiştir.

6.1. Test Sonuçları

Yukarıda bahsedilen şekilde icra edilen 3 grup operasyona ait parametre ağırlıkları ve operatif sonuçlar Tablo-1'de sunulmuştur.

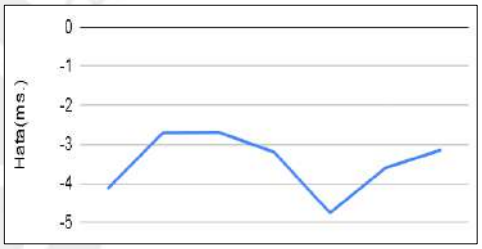
Test 1 (Adaptasyon Olmadan): İlk test setinde, adaptif parametrelerin ağırlıkları sıfır olarak ayarlanarak adaptivite devre dışı bırakılmış ve operasyon süre tahmini için yalnızca kesici nominal operasyon süresi kullanılmıştır. Sonuç olarak, -2.69 ms. ile -4.14 ms. arasında değişen, tutarlı ve zaman içinde artma eğiliminde bir tahmin hatası gözlemlenmiştir. Bu senaryo, adaptasyon olmadığında kesicinin operasyon süresindeki doğal değişkenliğin tahmin doğruluğunu nasıl olumsuz etkilediğini açıkça ortaya koymaktadır. Bu test grubunda hatanın zamana bağlı değişimi Şekil-3'te sunulmuştur.

Tablo 1. Test Sonuçları

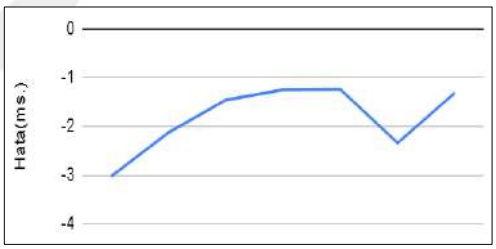
Ağırlıklar			Tahmin	Gerç.	Fark
Nom 45ms	Op.	Son İşl			
1. Test Grubu					
1	0	0	45,00	49,14	-4,14
			45,00	47,7	-2,7
			45,00	47,69	-2,69
			45,00	48,2	-3,2
			45,00	49,75	-4,75
			45,00	48,6	-3,6
			45,00	48,14	-3,14
2. Test Grubu					
0,5	0,5	0	45,93	48,97	-3,03
			46,84	48,98	-2,13
			46,76	48,22	-1,46
			46,73	47,98	-1,25
			46,71	47,96	-1,24
			46,61	48,95	-2,34
			46,71	48,02	-1,31
3. Test Grubu					
0,4	0,4	0,2	46,96	48,65	-1,68
			47,08	49,75	-2,67
			47,54	48,21	-0,76
			47,08	48,5	-1,42
			47,18	48,91	-1,73
			47,30	49,49	-2,19
			47,49	48,53	-1,04

Test 2 (Kısmi Adaptasyon): İkinci test setinde, geçmiş operasyonların ortalamasını dikkate alan bir ağırlıklandırma süre tahmin hesabına eklenmiştir. Bu adaptasyon sayesinde, tahmin hatasının operasyon yapıldıkça azalma eğiliminde olduğu açıkça görülmüştür. Bir önce testte elde edilemeyen hata marjlarına bu sayede ulaşıldığı gözlemlenmiştir. Bu durum, algoritmanın öğrenme yeteneğinin hata oranını aşağı düşürmede etkili olduğunu göstermektedir. İkinci testlere ait hata-zaman değişim grafiği Şekil-4'te sunulmuştur.

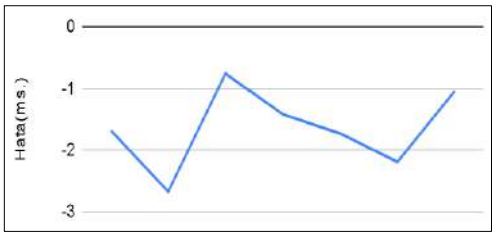
Test 3 (Artırılmış Adaptasyon): Üçüncü test setinde hem geçmiş operasyonları hem de son operasyon süresini dikkate alan bir ağırlıklandırma kullanılmıştır. Bu senaryo, bir önceki adaptif senaryoya göre daha agresif bir düzeltme yaparak en iyi hata değerini en kısa sürede ulaşabilmiş ve hata marjını daha dar bir aralıkta tutmayı başarabilmiştir. Bu sonuç, farklı parametrelerin dengeli bir şekilde ağırlıklandırılmasının, tahmin doğruluğunu en üst düzeye çıkardığını kanıtlamaktadır. Bu test senaryosunda hatanın zamana bağlı değişim grafiği Şekil-5'te sunulmuştur.



Şekil .3 1nci Test Grubu hata değişimi



Şekil. 4 2nci Test Grubu hata değişimi



Şekil. 5 3ncü Test Grubu hata değişimi

Bu sonuçlar, algoritmanın operasyon sayısı arttıkça tahmin hatasını aşamalı olarak azalttığını ve kararlı bir hata bandına yakınsadığını gösteren bir öğrenme eğrisini net bir şekilde ortaya koymaktadır.

6.2. Parametre Ağırlıklarının Etkisi

Test sonuçları, regresyon modelinde kullanılan ağırlıkların tahmin performansını doğrudan etkilediğini göstermektedir. Adaptasyonun olmadığı ilk senaryo, statik bir modelin yetersizliğini kanıtlarken; ikinci ve üçüncü senaryolar, geçmiş verilerin ve özellikle son operasyonun etkisinin modele dahil edilmesinin önemini vurgulamaktadır. En düşük hatanın elde edildiği üçüncü test, her bir parametrenin (geçmiş ortalamalar, son operasyon vb.) kesicinin davranışını tahmin etmedeki göreceli önemini ortaya koymakta ve bu ağırlıkların doğru ayarlanmasının algoritmanın başarısı için kritik olduğunu göstermektedir. Bu bulgular, her kesici tipi için optimum ağırlık profillerinin belirlenmesinin, duruma dayalı bakım stratejileri için değerli bir "sağlık parmak izi" oluşturma potansiyelini de teyit etmektedir.

7. Sonuçlar ve Öneriler

Bu çalışmada sunulan adaptif kontrollü anahtarlama metodolojisinin, laboratuvar ortamında elde edilen test sonuçları doğrultusunda güç sistemleri varlık yönetimi ve güvenilirliği üzerinde önemli etkileri olacağını doğrulamaktadır. Elde edilen öğrenme eğrisi, adaptif yaklaşımın, periyodik manuel kalibrasyon gerektiren statik kontrolcülerle ulaşılamayacak, sağlam ve uzun vadeli bir doğruluk sağladığını göstermiştir. Bu durum, geçici rejimlerin azaltılmasında daha yüksek bir güvenilirlik anlamına gelir.

Test sonuçları, farklı parametrelerin (geçmiş operasyonlar, son operasyon, vb.) doğru ağırlıklandırılmasının, tahmin hatasını milisaniyenin altına düşürebildiğini kanıtlamıştır. Bu çalışmanın sonuçlarından yola çıkarak sonraki aşamalarda yapılacak çalışma önerisi ağırlık analizi yoluyla parametre setinin genişletilerek en etkili parametrelerin ve bunların etkilerine bağlı olarak optimum ağırlıklarının belirlenmesi olacaktır. Bu sadece algoritmanın performansını değil, aynı zamanda kesici bakım programlarının ve hatta gelecekteki kesici tasarımlarının iyileştirilmesi için değerli bilgiler sunacaktır.

8. Kaynaklar

[1] Goldsworthy, Dan, et al. "Controlled switching of HVAC circuit breakers: application examples and benefits." 2008 61st Annual Conference for Protective Relay Engineers. IEEE, 2008.

[2] Hermosillo, Victor F. "Overall benefits of controlled switching." *Seminar/Workshopon Controlled Switching by members of CIGRE WG13.-07*. 2002.

[3] CIGRE WG A3.07, "Controlled switching of HVCBs,"

[4] ENTSO-E, "Controlled Switching Device Application, Use and Maintenance Problems", ENTSO-E System Operations Committee Meeting,2022

[5] Ariff, M. A. M., and B. C. Pal. "Adaptive protection and control in the power system for wide-area blackout prevention." *IEEE Transactions on Power Delivery* 31.4 (2016): 1815-1825.

[6] CIGRE Canada, "Leveraging untapped data from controlled switching devices for the pro-active maintenance of high-voltage circuit breakers"

[7] Sun, Shuguang, et al. "Remaining useful life prediction for circuit breaker based on opening-related vibration signal and SA-CNN-GRU." *IEEE Sensors Journal* 22.23 (2022): 23009-23022.

Tasarımdan İşletmeye İnvertörlü Santrallerde Reaktif Güç Kapasitesi Sınırları ve Şebeke Yönetmeliklerinde Dikkat Edilmesi Gereken Hususlar

Reactive Power Capacity Limits in Inverter-based Power Plants from Design to Operation and Critical Points to be Considered in Grid Codes

Erdi Doğan[1], Osman Bülent Tör[2], Kasım Kaan Yılmaz[1], Ibrahim Omar Mohamed[3], Erkut Cebeci[1]

[1]EPRA Enerji
erdi.dogan@epra.com.tr, kaan.yilmaz@epra.com.tr, erkut.cebeci@epra.com.tr

[2]Hacettepe Üniversitesi Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü
osman.tor@hacettepe.edu.tr

[3]Gazi Üniversitesi Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü
ibrahim.omar.med@gmail.com

Özet

İnvertör-tabanlı santrallerin şebeke bağlantı noktasında verebilecekleri reaktif güç kapasitesi, inverterlerin toplam kapasitesi ile santraldeki diğer reaktif güç kaynakları (kapasitör, reaktör, SVG vb.) tarafından belirlenir. Bu kapasite çalışma ortam sıcaklığına bağlı olarak değişir. İşletme sıcaklığının tasarım sıcaklığını aşması durumunda inverterlerin görünür güç kapasiteleri azalır ve reaktif güç yetersizliği nedeniyle santralin aktif gücünün azaltılması gerekebilir. Bu çalışmada, gerçek bir güneş enerji santrali modeli üzerinde farklı ortam sıcaklıkları için reaktif güç kapasite analizleri yapılmış; santralin 25 °C, 40 °C ve 50 °C koşullarındaki performansı değerlendirilmiştir. Sonuçlar, sıcaklık arttıkça reaktif güç rezervinin azaldığını ve yüksek sıcaklıklarda yönetmelik gerekliliklerinin ancak aktif güç azaltımıyla karşılanabileceğini göstermektedir. Bu nedenle, tasarım sıcaklığının şebeke yönetmeliklerinde açıkça belirtilmesi ve inverter performans eğrilerinin farklı sıcaklık koşulları için tanımlanması önerilmektedir.

Anahtar kelimeler: *şebeke yönetmeliği, reaktif güç, inverter, sıcaklık.*

Abstract

The reactive power capability of inverter-based power plants is determined by the total capacity of the inverters and other reactive power sources, such as capacitors, reactors, and static var generators (SVGs). This capability varies with ambient temperature. When the operating temperature exceeds the design value, the apparent power capacity of the inverters decreases, making reactive power support at the point of common coupling (PCC) insufficient and potentially requiring active power reduction. In this study, reactive power capability analyses were performed on a real solar power plant model under different ambient temperatures (25 °C, 40 °C, and 50 °C). The results indicate that rising temperature significantly reduces reactive power reserve, and at high temperatures, grid code compliance can only be maintained by limiting active power output. Therefore, the design temperature should be clearly specified in national grid codes, and inverter performance curves for different temperatures must be documented to ensure system reliability.

Keywords: *grid code, reactive power, inverters, temperature.*

1. Giriş

Elektrik şebekelerinde yenilenebilir enerji santrallerinin miktarı arttıkça, şebekenin güvenliği ve güvenilirliği için bu santrallerin şebekeye verecekleri desteğin önemi de artmaktadır. Avrupa'da bu konuya ilişkin en kapsamlı düzenlemelerden biri ENTSO-E tarafından yayınlanan *Commission Regulation (EU) 2016/631* sayılı yönetmeliktir. Bu düzenleme, üretim tesislerinin şebekeye bağlanma koşullarını ayrıntılı olarak tanımlamakta ve reaktif güç desteği gerekliliklerini tüm üretim teknolojileri için standardize etmektedir [1]. Şebekeye verilecek kritik hizmetlerden biri reaktif güç desteği ve şebeke bağlantı noktasında gerilim kontrolüdür [2].

Reaktif güç destek sınırları şebeke yönetmeliklerinde tanımlanmaktadır. Rüzgar Enerji Santralleri (RES) ile Güneş Enerji Santralleri (GES) için talep edilen yetenekler Şebeke Yönetmeliğinin Ek-18 kriterlerinde tanımlanmıştır. Buna göre lisans gücünde üretim yaparken aşırı ve düşük ikaz yönünde RES'lerden 0.95 güç faktörüne göre ve GES'lerden 0.90 güç faktörüne göre reaktif güç desteği sağlayabilmesi beklenmektedir [3]. Literatürde de görüldüğü üzere, reaktif güç yönetimi yalnızca teknik değil aynı zamanda optimizasyon ve kontrol stratejileri açısından da çok boyutlu bir problem olarak ele alınmaktadır. Sarkar ve arkadaşları, yenilenebilir enerji yoğun şebekelerde farklı reaktif güç destek cihazları, kontrol algoritmaları ve şebeke kodlarının kapsamlı bir incelemesini sunmuştur [4]. Bu çalışmalar, reaktif güç kapasitesinin yalnızca ekipman seçimine değil aynı zamanda kontrol stratejilerinin etkinliğine de bağlı olduğunu göstermektedir.

Reaktif rezerv beklentisi santralin şebekeye bağlandığı noktada talep edildiği için santral topolojisinin reaktif rezerv üzerindeki etkisi de dikkate alınmalıdır. Örneğin 10 MW nominal güçte bir GES ele alınacak olunursa, bu santralin invertör toplam kurulu gücü 10/0.90=11.11 MVA'dan daha büyük seçilmelidir (eğer ilave bir reaktif güç kompanzasyon ekipmanı konulmayacaksa). Bu hesap başlangıç noktası için bir fikir verse de net sonuçlar detaylı yük-akışı analizleriyle belirlenir.

İnvertör-tabanlı enerji kaynağı olan GES'lerin şebeke bağlantı noktasında verebilecekleri toplam reaktif güç kapasitesinin sınırları, inverterlerin toplam kapasitesi, santral topolojisinin etkisi ve santraldeki diğer reaktif güç kaynakları (kapasitör, reaktör, SVG, gibi) ile belirlenir. Bu reaktif güç kaynaklarının kapasiteleri çalışma ortamı sıcaklığına göre değişkenlik gösterir. İşletme ortam sıcaklığının yüksek olduğu durumlarda inverterlerin toplam güç kapasiteleri düşer [5]. Reaktif güç kapasitesi yetersiz olduğu durumda santralin aktif gücünün azaltılması gerekebilir. Yukarıdaki örnekte 10 MW nominal güçte bir GES'in toplam invertör kapasitesinin Türkiye'deki şebeke yönetmeliğine göre en az 11.11 MVA olması gerektiği belirtilmiştir. Ancak, 11.11 MVA'lık bu kapasitenin hangi çalışma ortamı sıcaklığı için geçerli olması gerektiği önemli bir sorudur. 25 °C, 30 °C, 40 °C veya 50 °C gibi farklı sıcaklık koşulları bu değeri doğrudan etkileyebilir.

- Eğer şebeke yönetmeliğinde bu santralden en yüksek çalışma ortamı sıcaklığında bile; aşırı ve düşük ikazlı olarak 0.90 güç faktöründe nominal güç çıkışını (10 MW) sağlayacak kapasitede olması bekleniyorsa ve ortam çalışma sıcaklığı yaz aylarında 50 ºC'yi buluyorsa, o zaman invertörlerin kapasitesi belirlenirken 50 ºC ortam sıcaklığındaki tasarım değerleri göz önüne alınmalıdır.
- Eğer şebeke yönetmeliğinde bu santralden ortalama çalışma ortamı sıcaklığında (örneğin 25 ºC); aşırı ve düşük ikazlı olarak 0.90 güç faktöründe nominal güç çıkışını sağlayacak kapasitede olması bekleniyorsa, o zaman invertörler sıcak yaz günlerinde aktif gücünü kısmak zorunda kalabilir.

Elektrik tüketiminin yüksek olduğu (dolayısıyla elektrik fiyatlarının yüksek olduğu ve bu nedenle santrallerin aktif güç üretimlerini maksimize etmek istedikleri) çok sıcak yaz günlerinde bu konu şebeke güvenliği açısından önem arz edebilir. Ayrıca Rodrigues ve arkadaşlarının ada sistemleri üzerine yaptığı çalışma, yenilenebilir enerji penetrasyonu arttıkça mevcut şebeke yönetmeliklerinin yetersiz

kalabileceğini ve yeni güçlendirmelere ihtiyaç duyulduğunu ortaya koymaktadır [6]. Bu bulgu, sıcaklık gibi çevresel koşulların dikkate alınmadığı durumlarda, mevcut yönetmeliklerin pratikte şebeke güvenliğini garanti etmeyebileceğini de göstermektedir.

Bu çalışmada, ortalama ortam sıcaklığı (25 ºC) göz önüne alınarak tasarlanan bir GES'in reaktif güç sınırlarının ortam sıcaklığına göre nasıl değişebileceği, şebeke yönetmeliğine uyumlu bir tasarım için nelere dikkat edilmesi gerektiği, aksi takdirde şebeke açısından ne tür teknik kısıtlar yaşanabileceği ve şebeke yönetmeliklerinde bu hususların ne şekilde ele alınabileceği gerçek bir GES örneği üzerinde analiz edilmiştir.

2. Ortam Sıcaklığının Reaktif Güç Kapasitesine Etkisi

Yüksek ortam sıcaklıkları, invertörlerin termal akım sınırlarını düşürerek santralin görünür gücünü ve buna bağlı olarak bağlantı noktasındaki reaktif güç rezervini azaltır [7]. Yaz günlerinde sıcaklığın tepe yaptığı saatlerde bu azalma, gerilim desteği ve uygunluk açısından kritik sonuçlar doğurabilir. GES kapasitesinin sıcaklığa bağlı olarak tanımlanması ve resmî performans belgelerinde kaydedilmesi şebeke güvenliği açısından kritik öneme sahip olabilir. Farklı ülkeler tarafından yapılan güncel düzenlemeler bu yaklaşımı normatif hâle getirmektedir.

Bazı düzenleyici kurumlar, ortam sıcaklığının reaktif güç kapasitesi üzerindeki etkisini dikkate alarak çeşitli zorunluluklar tanımlamıştır. Birleşik Krallık'taki sistem işletmecisi NGESO, ortam sıcaklığından etkilenen santraller için şu kuralı getirmiştir: Santralin performansını gösteren grafikler, en az iki farklı sıcaklık değerindeki eğrileri içermelidir. Bu eğrilerden biri, santralin anlaşma gücündeki (sözleşme gücü) performansını yansıtmalıdır. Farklı sıcaklıklardaki performansın hesaplanması için bu iki nokta arasında doğrusal enterpolasyon yöntemi kullanılır [8]. Avustralya'da AEMC (Avustralya Enerji Piyasası Komisyonu), sıcaklık kaynaklı reaktif kapasite düşümünün kayda geçirilmesi yükümlülüğü eklemiştir. Bu çerçevede, generatör performans standardında maksimum işletme sıcaklığının ve bu değere kadar her türlü P/Q değerlerinin açıkça belgelenmesi şartı koşar [9]. Yeni Zelanda'nın sistem operatörü yeni bağlantı etütleri hazırlanırken, minimum reaktif güç kapasitesinin ortam sıcaklığı ve rakım gibi işletme koşulları dikkate alınarak belirlenmesi şartı koşar ve sunulan modellerin bu varsayımları yansıtmasını bekler [10]. Dubai Elektrik ve Su Kurumu (DEWA), 50 °C'de aktif güçten en fazla %25 oranında kısıntı yapılmasına izin verildiğini ve bu şarta uymayan ekipmanların, ancak uygun havalandırma veya soğutma sistemlerine sahip olarak şebekeye bağlanabileceğini belirtmektedir [11]. ISO New England'e göre, sıcaklığa bağlı birden fazla reaktif kapasite eğrisi varsa, invertörün PQ eğrisi belirlemek için, 40 dereceye en yakın eğri kullanılmalıdır [12].

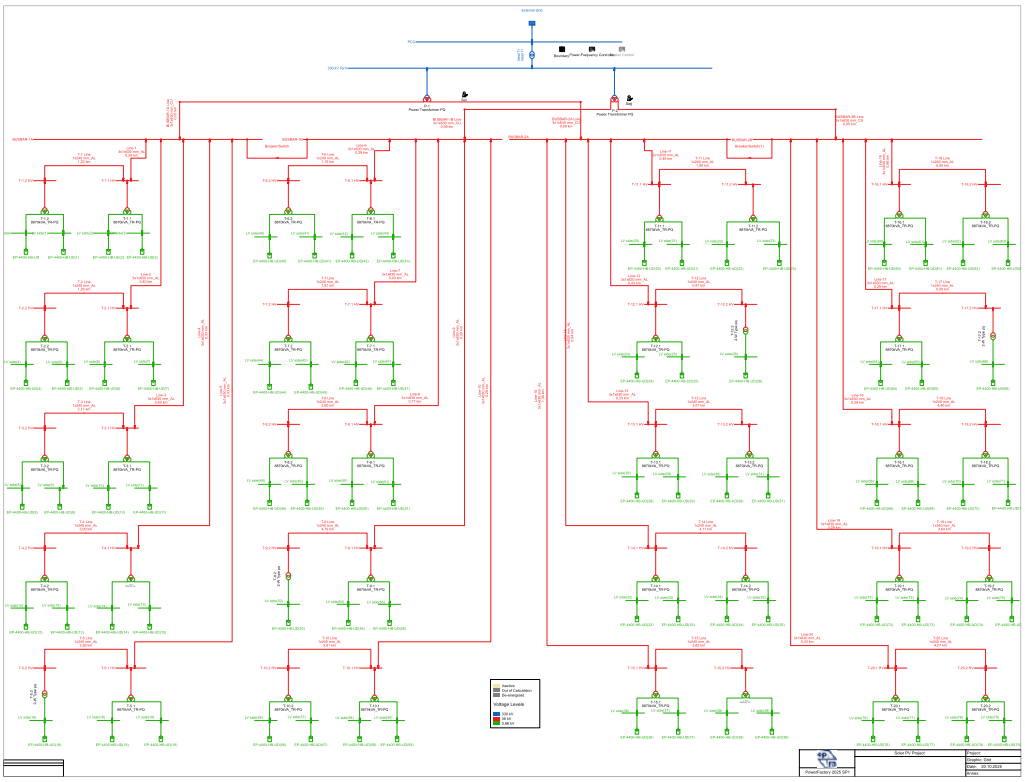
3. GES Modeli ve Reaktif Güç Kapasite Analizleri

Bu bölümde çalışmada analiz edilen gerçek bir GES modelinin teknik özellikleri açıklanmıştır. Santralin reaktif güç kapasite analizleri farklı ortam sıcaklıkları için gerçekleştirilmiş ve elde edilen sonuçlar karşılaştırılmıştır.

3.1. GES modeli

İnvertörlerin sıcaklığa bağlı performansını değerlendirebilmek amacıyla, gerçek bir güneş enerji santrali DIgSILENT PowerFactory yazılımında modellenmiştir. Çalışmada ele alınan santralin lisans gücü 305 MW olup, modelde toplam 76 inverter, 330/38.5/38.5 kV – 250/125/125 MVA kapasiteli ana güç trafoları ve 35/0.66/0.66 kV – 8.87/4.435/4.435 MVA kapasiteli üç sargılı step-up trafolar tanımlanmıştır. Santralin orta gerilim kablo altyapısı iki farklı kesitte modellenmiştir: 3x1x240 mm² alüminyum kablolar toplam 60.8 km, 3x1x630 mm² alüminyum kablolar ise 9.4 km uzunluğundadır. Bu kablo kesitleri ve uzunlukları, sahadaki tipik GES konfigürasyonlarını temsil edecek şekilde seçilmiştir. İnvertörlerin sıcaklık koşullarına bağlı performansını yansıtmak amacıyla, jenerik reaktif güç kapasite eğrileri modele uygulanmıştır. İnvertörün farklı sıcaklıklarda sağlayabileceği maksimum reaktif güç kapasiteleri aşağıda verilmiştir:

- 25 °C'de → ± 3.440 MVar,
- 40 °C'de → ± 2.917 MVar,
- 50 °C'de → ± 2.867 MVar



Şekil 1. 305 MW GES modeli

Ayrıca, aynı invertörün sıcaklık koşullarına bağlı olarak değişen görünür güç değerleri aşağıda sunulmuştur:

- 25 °C'de → 5280 kVA,
- 40 °C'de → 4778 kVA,
- 50 °C'de → 4440 kVA

3.2. Reaktif güç kapasite analizleri

Şebeke yönetmeliğinde tanımlanan reaktif güç gereksinimleri (0.90 güç faktörü) dikkate alınarak santral üzerinde çeşitli senaryolar için analizler gerçekleştirilmiştir:

- Tasarım sıcaklığı → 25°C
- Çalışma Koşulu-1 → 40°C
- Çalışma Koşulu-2 → 50°C

Santral tasarımının 25°C ortam sıcaklığında yapıldığı varsayılmış ve 2 farklı çalışma koşulu için santralin kapasitesi değerlendirilmiştir. Farklı çalışma koşullarında santralde yeterli reaktif güç rezervi bulunmuyorsa santralin aktif gücü kısılarak yeterli reaktif rezerv elde edilmiştir.

GES kurulu gücü 305 MW olduğu için Şebeke Yönetmeliği Ek-18'de belirtilen 0.90 güç faktörüne göre sahip olması gereken reaktif rezerv miktarı:

- Aşırı Uyartım (AU) → 147.71 MVar
- Düşük Uyartım (DU) → -147.71 MVar

Tüm analizler PCC geriliminin 1 p.u. olduğu kabul edilerek yürütülmüştür. Tasarım sıcaklığında yapılan analiz sonuçları aşağıda özetlenmiştir:

- Santral aşırı ikaz yönünde +153.09 MVar reaktif rezerve sahiptir. Bu rezerv talep edilen 147.71 MVar'dan daha yüksek olduğu için uygundur.
- Santral düşük ikaz yönünde -309.06 MVar reaktif rezerve sahiptir. Bu rezerv talep edilen -147.71 MVar'dan daha yüksek olduğu için uygundur.

Sonuç olarak tasarım sıcaklığında yapılan analizlere göre ilgili GES Şebeke Yönetmeliğinde belirtilen reaktif rezerve sahiptir. Ancak aslında santralin farklı ortam sıcaklıklarında da bu reaktif rezerve

sahip olması gerekmektedir. Çalışma Koşulu-1 (40°C) sonuçları aşağıda özetlenmiştir:

- Aşırı ikaz → +106.71 < 147.71 MVar.
- Düşük ikaz → -239.52 > -147.71 MVar.

Bu sonuçlara göre aşırı ikaz yönünde santral talep edilen reaktif güce sahip değilken düşük ikaz yönünde sahiptir. Çalışma sıcaklığı yükseldikçe reaktif rezerv azalacaktır. Bu doğrultuda Çalışma Koşulu-2 (50°C) sonuçları aşağıda özetlenmiştir:

- Aşırı ikaz → +51.31 < 147.71 MVar.
- Düşük ikaz → -167.59 > -147.71 MVar.

GES'in sahip olduğu reaktif rezerv 25°C'de 153.09 MVar iken 50°C'de 101.78 MVar azalarak 51.31 MVar'a kadar düşmüştür. Bu durum tasarım sıcaklığının doğru seçilmesinin oldukça önemli olduğunu kanıtlamaktadır.

Santral, tasarım sıcaklığının üzerinde bir ortam sıcaklığına maruz kalıyorsa mevcut reaktif rezervi yetersiz kalmaktadır. İşletme esnasında bu rezerv ancak santral aktif gücünden kısılarak elde edilebilecektir. Bu nedenle ihtiyaç duyulan reaktif güç ihtiyacının karşılanabilmesi için santralin ne kadar aktif güç kısması gerektiği analiz edilmiştir. Analiz sonuçları aşağıda özetlenmiştir:

- Çalışma Koşulu-1 (40°C) için aktif güç üretimi **37 MW (%12 kısıntı)** azaltılmalıdır. Bu durumda santralin şebeke bağlantı noktasında en fazla **268 MW** aktif güç üretmesi gerekmektedir. Aksi halde ihtiyaç halinde yeterli reaktif rezervi bulunmayacaktır.
- Çalışma Koşulu-2 (50°C) için aktif güç üretimi **83 MW (%27 kısıntı)** azaltılmalıdır. Bu durumda santralin şebeke bağlantı noktasında en fazla **222 MW** aktif güç üretmesi gerekmektedir.

Tasarım sıcaklığı ve farklı çalışma koşulları için yapılan analizlerin sonuçları Tablo 1'de özetlenmiştir.

Tablo 1. Farklı çalışma koşullarında reaktif güç rezervi

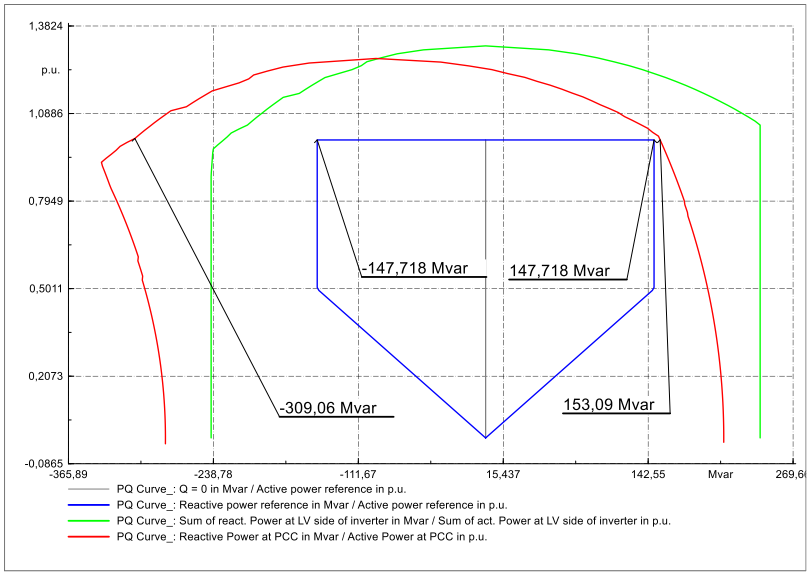
Çalışma Koşulu	Aktif Güç (MW)	Reaktif Güç (MVar) (AU)	Reaktif Güç (MVar) (DU)
25°C	305	153.09	-309.06
40°C	305	106.71	-239.52
40°C	268	149.32	-284.71
50°C	305	51.31	-167.59
50°C	222	149.14	-263.38

Şekil 2, **Şekil 3** ve **Şekil 4**'te, şebekeye bağlantı noktasındaki bara geriliminin 1.0 p.u. olduğu durumda şebeke yönetmeliği çerçevesindeki sonuçlara göre reaktif güç kapasite analiz sonuçları grafiksel olarak sunulmaktadır. Grafiklerdeki eğriler aşağıda verildiği gibi tanımlanmıştır:

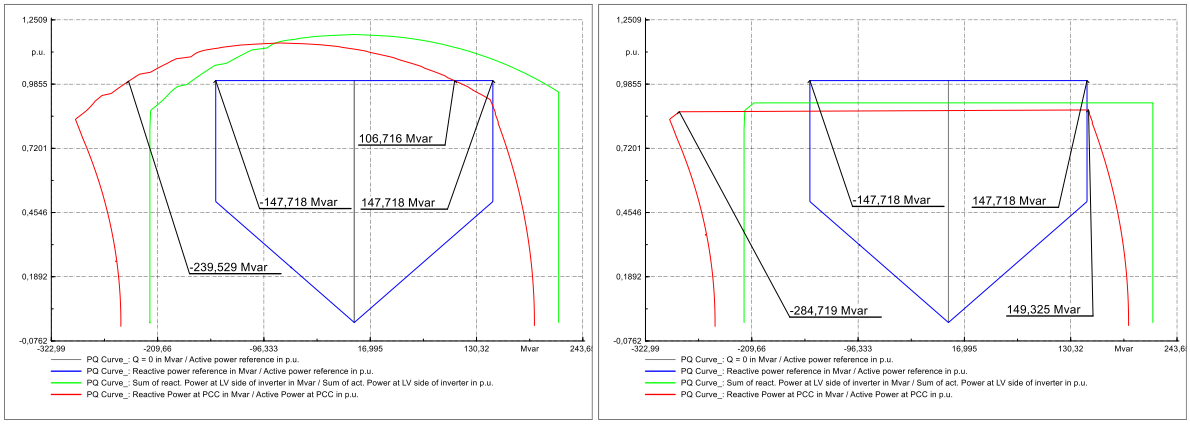
- Kırmızı eğri, GES'in şebekeye bağlandığı noktada sağlayabileceği maksimum reaktif gücün (MVar) aktif güce (p.u.) göre değişimini ifade etmektedir.
- Mavi eğri, bara gerilimi 1.0 p.u. iken Ek-18'e göre minimum reaktif rezervin aktif güce göre değişimini gösterir.
- Yeşil eğri ise her bir invertörün alçak gerilim barası çıkışlarında sağlayabileceği reaktif güç kapasite (MVar) toplamının aktif güce göre değişimini göstermektedir.

Yeşil eğri ile kırmızı eğri arasındaki fark santral topolojisinin etkisini yansıtmaktadır. **Şekil 2** incelendiğinde topolojinin etkisiyle aşırı uyartım yönünde reaktif rezervde önemli miktarda azalma olduğu anlaşılmaktadır. Görüldüğü gibi detaylı santral modeli kurulmadan önce gerekli invertör sayısına veya kullanılacak şönt ekipman boyutuna karar vermek sağlıklı değildir.

Elektrik Şebeke Yönetmeliği Ek-18 kriterlerine göre, PCC gerilimi 0.90–1.10 p.u. aralığında iken kırmızı eğrinin mavi eğriyi hem sağ hem de sol taraftan kapsaması gerekmektedir. **Şekil 2**'de verilen grafikler incelendiğinde tasarım sıcaklığı koşullarında kırmızı eğri mavi eğriyi sağdan ve soldan kapsayabilmektedir.



Şekil 2. 25°C sıcaklıkta santralin aktif-reaktif güç kapasitesi



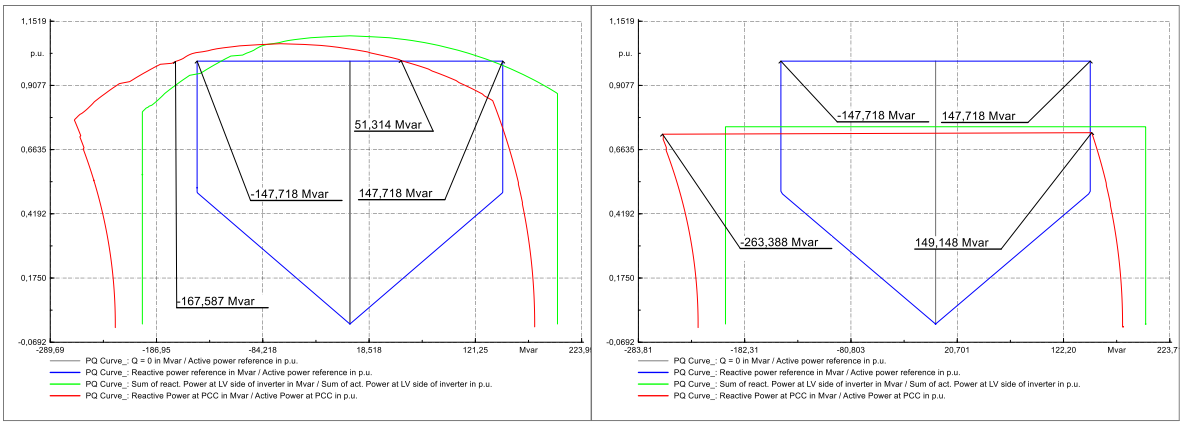
Şekil 3. (a) 40°C sıcaklıkta santralin aktif-reaktif güç kapasitesi
(b) Maksimum aktif güç çıkışı 268 MW iken 40°C sıcaklıkta santralin aktif-reaktif güç kapasitesi

Şekil 3 (a)'da 40°C çalışma koşulunda kırmızı eğrinin mavi eğriyi sağ taraftan (aşırı uyartım yönü) özellikle santral lisans gücüne yakın aktif güç üretimi yaparken kapsayamadığı görülmektedir. **Şekil 3 (b)**'de ise aşırı uyartım yönünde sağlanması beklenen reaktif güç miktarını sağlayabilmek için aktif güçten kısıldığı gösterilmektedir. Benzer şekilde **Şekil 4 (a) ve (b)**'de 50°C çalışma koşulunda kırmızı eğrinin mavi eğriyi sağ taraftan (aşırı uyartım yönü) kapsayamadığı ve kapsaması için aktif güçten kısması gerektiği gösterilmiştir. 50°C'de santral aktif gücünden yaklaşık %27 oranında kısıntı yapılmaktadır. Sıcak yaz günlerinde reaktif güç ihtiyacının yanında aktif güç üretimine ihtiyaç duyulan bir zamanda reaktif rezervi artırmak için aktif güçten yüksek düzeyde kısıntı yapılması kaynak yetersizliğinin oluşmasına da neden olabilir. Bu nedenle DEWA'da uygulandığı gibi [7] tasarım sıcaklığı dikkatle seçilmeli ve belirli bir oranın üzerinde aktif güçten kısılmasına müsaade edilmemelidir.

3.3. Bulguların sistem güvenliği açısından önemi

Elde edilen sonuçlara göre invertör-tabanlı üretim teknolojilerinin baskın olduğu işletme koşullarında Şebeke İşletmecisini gizli bir tehlikenin bekleyebileceği ortaya konmuştur. Sistem Operatörü yeterli reaktif rezerve sahip olduğunu düşünerek sistemi işletmektedir.

Ancak invertör-tabanlı santraller sıcak yaz günlerinde zaten aktif güç üretiminin yüksek olduğu durumda şebekenin ihtiyaç duyduğu anda ortam sıcaklığının tasarım sıcaklığından yüksek olması



Şekil 4. (a) 50°C sıcaklıkta santralin aktif-reaktif güç kapasitesi
(b) Maksimum aktif güç çıkışı 222 MW iken 50°C sıcaklıkta santralin aktif-reaktif güç kapasitesi

nedeniyle yeterli reaktif rezerve sahip olmayabilecektir. Bu nedenle yüklü işletme koşullarında yetersiz reaktif rezerv nedeniyle şebeke önemli gerilim bozulmalarına maruz kalabilecektir. Bunun önüne geçebilmek için Sistem Operatörü aşağıda belirtilen önlemlerden bazılarını dikkate alabilir:

- Bu santrallerin tasarım sıcaklığının farkında olunmalı ve ortam sıcaklığının tasarım sıcaklığının üzerine çıkacağı günlerde gün öncesi piyasasında ilgili santrallere yeterli reaktif rezerve sahip olabilmesi için aktif güçten kısılabilir.
- Regülasyonda güncelleme yapılarak tasarım sıcaklığının santralin kurulu olduğu bölgedeki maksimum sıcaklık değeri ve küresel ısınma dikkate alınarak belirlenmesi sağlanabilir.
- Santral reaktif rezervinin tamamen kontrol edilebilir olması sağlanabilir (şönt kapasitör gibi anahtarlamalı ekipmanlar yerine, hızlı ve droop kontrol yapılabilen cihazlar).

4. Sonuçlar

İnvertörlü santrallerde reaktif güç kapasitelerinin sınırları ve şebeke yönetmeliklerinde dikkat edilmesi gereken hususlar gerçek bir santral örneği üzerinden ortaya konmuştur. Analiz sonuçları, tasarım sıcaklığının 25 °C olduğu koşullarda santralin hem aşırı uyartım hem de düşük uyartım yönünde şebeke tarafından talep edilen reaktif gücü sağlayabildiğini göstermektedir. Ancak 40 °C ve 50 °C koşullarında aşırı uyartım yönünde kapasitenin yetersiz kaldığı ve şebeke isterlerinin karşılanabilmesi için aktif gücün azaltılması gerektiği gösterilmiştir.

Özellikle elektrik talebinin ve piyasa fiyatlarının yüksek olduğu sıcak yaz günlerinde şebeke güvenliği açısından bu kısıt kritik bir hale gelmektedir. Bu dönemlerde fiyatlardan dolayı santralin aktif gücü maksimize edilirse reaktif destek kapasitesi yetersiz kalabilir ve bu durum şebeke güvenliği açısından bir risk teşkil edebilir.

Sonuçlar, invertör kapasitesinin hangi ortam sıcaklığı için garanti edildiğinin hem şebeke yönetmeliklerinde hem de bağlantı anlaşmalarında açık şekilde belirtilmesi gerektiğini göstermektedir. Ayrıca, sıcaklığa bağlı güç azaltımının bağlantı anlaşmalarında şeffaf biçimde belgelenmesi ve sistem işletmecisi tarafından dikkate alınması önem arz etmektedir.

Uluslararası uygulamalarda olduğu gibi, Türkiye'de de invertör performans eğrilerinin farklı sıcaklık değerleri için tanımlanması, bağlantı anlaşmalarında maksimum işletme sıcaklığına kadar P/Q kapasitesinin belgelenmesi ve gerektiğinde aktif güç azaltımı veya ek soğutma çözümlerinin öngörülmesi önemlidir. Böylece hem şebeke güvenliği sağlanacak hem de üreticilerin ticari kayıpları önceden öngörülerek yönetilebilir hale gelecektir.

5. Kaynaklar

[1] ENTSO-E, Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016, Network Code for the Grid Connection Requirements of Power-Generating Modules.

[2] Saboori H, Pishbahar H, Dehghan S, Strbac G, Amjady N, Novosel D, Terzija V., "Reactive Power Implications of Penetrating Inverter-based Renewable and Storage Resources in Future Grids Toward Energy Transition-A Review", *Proceedings of the IEEE*, 2025 Apr 18.

[3] Türkiye Elektrik Şebeke Yönetmeliği, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2025.

[4] M. N. I. Sarkar, L. G. Meegahapola and M. Datta, "Reactive Power Management in Renewable Rich Power Grids: A Review of Grid-Codes, Renewable Generators, Support Devices, Control Strategies and Optimization Algorithms," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 41458–41489, 2018.

[5] Mohamed A, Saadeh G, Kaviani A.K., "Impact of smart photovoltaic inverter control modes on medium‐voltage grid voltage and inverter lifetime: An experimental approach", *IET Smart Grid,* 2023 Aug, 6 (4), 380-390.

[6] M. N. I. Sarkar, L. G. Meegahapola and M. Datta, "Reactive Power Management in Renewable Rich Power Grids: A Review of Grid-Codes, Renewable Generators, Support Devices, Control Strategies and Optimization Algorithms," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 41458–41489, 2018.

[7] Chen, H. Wang, Y. Yang, and F. Blaabjerg, "Reliability assessment of NPC inverter-based PV systems considering over-temperature derating and panel degradation," IEEE Trans. Power Electron., vol. 38, no. 12, pp. 14562–14575, Dec. 2023.

[8] National Grid ESO, Operating Code No. 2 (OC2): Operational Planning and Data Provision, Issue 6, Rev. 23, 22-Apr-2024.

[9] Australian Energy Market Commission (AEMC), ERC0393 — Final Rule: National Electricity Amendment (Improving the NEM access standards – Package 1) Rule 2025 No. 6, May 22, 2025.

[10] Transpower New Zealand Ltd., *GL-EA-953:* Connection Study Requirements for Connecting a New Generating Station, Version 6, printed 07-Jul-2025.

[11] Dubai Electricity and Water Authority (DEWA), Shams Dubai — DRRG Connection Guideline, ver. 2.0, Apr. 2020.

[12] ISO New England Inc., Operating Procedure OP-14: Technical Requirements for Generators, Demand Response Resources, Asset Related Demands and Alternative Technology Regulation Resources, Effective 24 Apr. 2025.

6. Teşekkür

Bu çalışma "Yenilenebilir Güç Santralleri ile Enerji Depolama Sistemleri için Şebeke Yönetmeliği Uyumluluğu Dijitalleştirilmesi ve İzleme Sistemi Geliştirilmesi" projesi kapsamında yapılmıştır. Projeye destek veren Türkiye Enerji Nükleer ve Maden Araştırma Kurumu'na (TENMAK) teşekkürlerimizi sunarız.

Atmos48: WRF Tabanlı Tahminlerle Enerji İletim Hatlarında Direk Bazlı Risk Analizi ve Erken Uyarı Platformu

Atmos48: A WRF-Based Forecasting Platform for Pole-Specific Risk Analysis and Early Warning in Power Transmission Lines

Furkan Demetgül[1], Tarık Kaya[1], Mehmet Talha Meral[1],

Muhammed Furkan Taştan[1], Ümit Çetinkaya[2], Mete Uzar[2], Şehri Nur Güler[2]

[1]ELTEMTEK A.Ş.
furkan.demetgul@eltemtek.com.tr, tarik.kaya@eltemtek.com.tr,
mehmettalha.meral@eltemtek.com.tr, muhammedfurkan.tastan@eltemtek.com.tr

[2]Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)
umit.cetinkaya@teias.gov.tr, mete.uzar@teias.gov.tr, sehrinur.guler@teias.gov.tr

Özet

Enerji iletim hatları, aşırı hava koşullarına karşı en hassas altyapı unsurlarından biridir. Şiddetli rüzgâr, ani fırtına ve buz yükü gibi atmosferik olaylar, direk ve iletkenlerde mekanik zorlanmalara yol açarak arıza, kesinti ve büyük ölçekli enerji kayıplarına neden olabilmektedir. İklim değişikliğinin etkisiyle bu olayların sıklığı ve şiddeti artmakta, iletim sistemlerinin güvenilirliğini doğrudan tehdit etmektedir. Bu noktada şebeke dayanıklılığı kavramı, yalnızca hasar sonrası müdahale değil, aynı zamanda aşırı hava olaylarına karşı önceden hazırlıklı olmayı ve hızlı toparlanabilmeyi ifade eden kritik bir yaklaşım olarak öne çıkmaktadır. Gelişmiş meteorolojik tahmin modelleri ve karar destek sistemleri, şebeke esnekliği ve dayanıklılığını artırmak için stratejik araçlar haline gelmiştir. Böylece enerji iletim altyapısında proaktif risk yönetimi sağlanarak sistem güvenliği, süreklilik ve operasyonel verimlilik güçlendirilmektedir. Bu çalışma kapsamında geliştirilen Atmos48 platformu, enerji iletim hatlarını etkileyen rüzgâr hızı, ani rüzgâr hızı, buz yükü ve radyal buz kalınlığı gibi meteorolojik parametreleri analiz edebilmek amacıyla, yüksek çözünürlüklü bir hava tahmin modelinden elde edilen 48 saatlik kısa dönemli tahmin sonuçlarına göre iletim hattı ve hatların konum bazlı risk analizlerini gerçekleştirmektedir. Analiz sonuçları kullanıcıya harita tabanlı ve web üzerinden erişilebilir bir karar destek sistemi sunarak, direk bazlı risk analizlerini görselleştirerek kullanıcıların teknik değerlendirmelerini kolaylaştırmakta ve operasyonel alınacak önlemlerin planlanmasına imkân tanımaktadır. Atmos48, hava koşullarına bağlı altyapı risklerine karşı proaktif bir yaklaşım geliştirerek operasyonel karar alma süreçlerini hızlandırmakta ve sistem güvenilirliğini artırmayı hedeflemektedir.

Anahtar kelimeler: *Atmos48, Enerji iletim hatları, risk analizi, kısa vadeli tahmin, erken uyarı sistemi.*

Abstract

Transmission lines are among the most vulnerable infrastructure elements against extreme weather conditions. Severe winds, sudden storms, and ice loading cause mechanical stress on towers and conductors, leading to failures, outages, and large-scale energy losses. With the impact of climate change, the frequency and severity of these events are increasing, directly threatening the reliability of transmission systems. At this point, the concept of grid resilience emerges as a critical approach, emphasizing not only post-damage intervention but also preparedness and rapid recovery against extreme weather events. Advanced meteorological forecasting models and decision-support systems have become strategic tools to enhance grid flexibility and resilience. Thus, proactive risk management is achieved in transmission infrastructure, strengthening system security, continuity, and operational efficiency.

Within this study, the Atmos48 platform has been developed to analyze meteorological parameters such as wind speed, wind gusts, ice load, and radial ice thickness affecting transmission lines, based on high-resolution 48-hour short-term forecasts obtained from a weather prediction model. The analysis results provide a location-specific risk assessment for transmission lines and towers, accessible via a web-based, map-integrated decision-support system. By visualizing tower-based risk analyses, Atmos48 facilitates technical evaluations and enables timely planning of operational measures. Atmos48 aims to accelerate operational decision-making processes and

enhance system reliability by developing a proactive approach against weather-related infrastructure risks.

Keywords: *Atmos48, transmission lines, risk analysis, short-term forecasting, early warning system*

1. Giriş

Enerji iletim hatları atmosferik koşullardan doğrudan etkilenmektedir. Şiddetli rüzgâr ve buz yükü gibi olaylar, hatlarda arızalara ve hizmet kesintilerine yol açmaktadır. İklim değişikliğine bağlı olarak bu risklerin sıklığı ve şiddeti artmakta, meteorolojik tahmin modelleri ise enerji iletiminde güvenilirliği sağlamak için önemli bir araç haline gelmektedir. ISO 12494 standardı atmosferik buz yüklerinin belirlenmesi için temel ilkeleri tanımlarken [1], CIGRE SC B2 raporları iklimsel yüklerin değerlendirilmesinde kullanılacak meteorolojik veri ve modelleme yöntemlerine ilişkin ayrıntılı bilgiler sunmaktadır [2].

Makkonen (1984) tarafından geliştirilen silindirik buz birikimi modeli, iletkenler üzerindeki buzlanma hesaplamalarında literatürde en çok kullanılan yaklaşımlardan biridir [3]. Sonraki çalışmalarda sayısal hava tahmin modelleri, özellikle WRF, kısa vadeli buzlanma ve rüzgâr tahminleri için kullanılmıştır. DeGaetano (2008), WRF model çıktılarından yararlanarak elektrik iletim hatları için kısa vadeli buz yükü tahminleri üretmiştir [4]. İklimsel haritalar, enerji iletim hatları ve direk tasarımlarında operatörler için kritik bir referans niteliğindedir. Rüzgâr yükü, buzlanma ve sıcaklık gibi iklimsel parametrelerin uzun dönemli dağılımları, hat ve direklerin maruz kalacağı çevresel koşulları öngörmeyi sağlar. Bu bilgiler, doğru tasarım standartlarının belirlenmesine, uygun malzeme ve direk tiplerinin seçilmesine ve güvenlik katsayılarının doğru hesaplanmasına imkân verir. Bu sayede hem yatırım maliyetlerini optimize eder hem de aşırı hava olaylarına karşı şebekenin dayanıklılığını artırarak kesintisiz enerji arzını güvence altına alır. Türkiye'nin iklimsel haritaları WRF modeli ile yaklaşık 40 yıllık geçmiş meteorolojik veri seti kullanılarak buz yükü, rüzgâr yükü ve kombine yüklerin uzun dönemli olarak üretilmiştir. Bu haritalar, arıza verileriyle karşılaştırılmış ve iklimsel yüklerin konum bazlı dağılımını ortaya koyarak planlama ve standartların belirlenmesi açısından önemli çıktılar sağlamıştır [5].

Son yıllarda yapılan çalışmalar, aşırı hava olaylarının enerji iletim hatları üzerindeki etkilerini anlamak ve tahmin etmek için yüksek çözünürlüklü sayısal hava tahmin modellerinin (WRF, Harmonie vb.) kullanımına odaklanmıştır. Harmonie-Arome modelinde ICE-T mikrofizik şemasıyla test edilmesiyle, iletim hatlarındaki buz yüklerinin daha doğru tahmin edilebileceği ve modelin operasyonel erken uyarı kapasitesinin artırılabileceği gösterilmiştir [6]. Benzer şekilde, Kanada'da dağlık arazide rüzgâr ve buzun ortak tehlikesi analiz edilerek iletim hatları için güvenilirlik temelli tasarım parametreleri geliştirilmiştir [7]. WRF ve Harmonie modelleri karşılaştırılarak dağ dalgası kaynaklı buzlanma ve türbülans olaylarının 24–48 saatlik öngörüsü değerlendirilmiş ve karar desteği amacıyla uyarı ağaçları oluşturulmuştur [8]. WRF tabanlı simülasyonlarla ciddi bir uçak buzlanma kazası incelemiş ve modelin atmosferik koşulları ayrıntılı biçimde temsil etmede etkin olduğu ortaya konmuştur [9].

Bu çalışmada, uzun dönemli iklimsel haritalardan farklı olarak kısa vadeli operasyonel risklerin tespit edilmesi hedeflenmektedir. Bu amaçla geliştirilen Atmos48 platformu, WRF model verileriyle her 6 saatte bir güncellenen 48 saatlik tahminler oluşturulmaktadır. Bu tahmin sonuçların göre hat ve direk bazlı risk analizleri gerçekleştirmektedir. Elde edilen risk sonuçları, web tabanlı ve harita destekli bir arayüz üzerinden kullanıcıya sunularak teknik personelin sahada önlem almasını kolaylaştırmakta, böylece operasyonel karar süreçlerini hızlandırmaktadır. Atmos48, mevcut iklimsel haritalama çalışmalarını destekleyen, günlük operasyonel güvenlik ve bakım planlamalarına doğrudan katkı sağlayan proaktif bir erken uyarı sistemi olarak tasarlanmıştır.

2. Yöntem ve Sistem Mimarisi

2.1. Meteorolojik Tahmin Verileri

Atmos48 platformunun meteorolojik girdileri WRF (Weather Research and Forecasting) modelinden elde edilmektedir. Model Türkiye için 4 km × 4 km çözünürlükte çalıştırılmakta ve sonuçlar istatistiksel downscaling yöntemleriyle 1 km çözünürlüğe indirilmektedir. Çıktılar rüzgâr hızı, ani rüzgâr (gust), rüzgâr yönü, radyal buz kalınlığı ve buz kütlesi parametrelerini içermektedir. Tahminler her 6 saatte bir güncellenmekte ve 48 saatlik kısa vadeli öngörüler sağlamaktadır. Böylece atmosferik olayların iletim hatları üzerindeki etkileri, zaman ve konum boyutunda ayrıntılı biçimde analiz edilebilmektedir.

2.2. Raster Veri Okuma ve Direk Eşleme

Atmos48 platformunda hesaplama sürecinin ilk adımı, WRF modelinden elde edilen meteorolojik tahmin parametrelerin GeoTIFF raster haritaları üzerinden okunmasıdır. Model çıktıları; rüzgâr hızı, ani rüzgâr (wind gust), rüzgâr yönü, radyal buz kalınlığı ve buz kütlesi parametrelerini içermekte ve 1 km çözünürlüklü grid yapısı üzerinde saklanmaktadır.

Her bir direk için gerekli meteorolojik veri, direğin coğrafi koordinatlarının raster gridleri ile eşleştirilmesi yoluyla belirlenmektedir. Bu süreçte her direğin bulunduğu konuma karşılık gelen grid hücresi tespit edilmekte ve ilgili saatlik tahmin değerleri otomatik olarak alınmaktadır. Böylece her direk, 48 saatlik tahmin boyunca kendi lokasyonuna özgü meteorolojik koşullarla ilişkilendirilmektedir.

Raster veri okuma süreci, Atmos48 içerisinde tamamen otomatikleştirilmiş python tabanlı modüller tarafından

yürütülmektedir. Bu sayede her 6 saatte bir yenilenen tahmin verileri sistem tarafından işlenmekte, direk koordinatlarıyla eşleştirilmekte ve yük hesaplamaları için hazır hale getirilmektedir.

Elde edilen bu eşlenmiş veri seti, direk bazlı yük ve gerilme hesaplamalarının temel girdisini oluşturmaktadır. Başka bir ifadeyle, Atmos48'te yapılan mühendislik analizleri, WRF modelinden türetilen raster haritaların TEİAŞ envanterindeki direk lokasyonlarıyla buluşturulmasıyla başlamaktadır.

2.3. Direk Bazlı Yük Hesaplamaları

Raster haritalardan elde edilen meteorolojik parametreler, her bir direk için ayrı ayrı değerlendirilerek mühendislik hesaplamalarına aktarılmaktadır.

TEİAŞ envanterindeki her bir direk konumu ile eşleştirilerek, Atmos48 hesaplama modüllerine aktarılan tahmin verileri, direk bazlı yük analizlerinde kullanılmaktadır. Yapılan yük hesaplamalarında, yalnızca meteorolojik tahmin verileri değil, aynı zamanda her bir direk için direk tip bilgisi, kullanılan iletken özellikleri ve projelendirildikleri buz yükü bölgeleri de dikkate alınmaktadır. Farklı tip direklerde kullanılan iletkenlerin kesit alanı, birim ağırlığı, ısıl uzama katsayıları ve elastisite modülü farklılık göstermektedir. Bunula birlikte enerji iletim hattı boyunca kullanılan buz yükü bölgeleri kapsamında sıcaklık ve buz kalınlığı parametreleri de tasarım limitlerini de değiştirmektedir. Bu nedenle Atmos48'te her bir direğin tip bilgisi, iletken parametreleri ve bulunduğu buz yükü bölgesi, TEİAŞ veri tabanından elde edilerek sistemin veri tabanında saklanmakta ve hesaplamalarda kullanılmaktadır.

Haritalardan elde edilerek hesaplanan birleşik birim ağırlık (kombine birim ağırlık) ve değişik haller denklemi kullanılarak, mevcut tasarım koşullarına karşılık gelen gerilme değerleri yeni buz ve rüzgâr koşulları altında tekrar çözülür. Bu hesaplama ile elde edilen yeni koşullara karşılık gelen gerilme değeri ile direğe etki eden yatay ve düşey yükler yeniden hesaplanır.

Aşağıda birleşik (kombine) birim ağırlık (1) ve değişik haller denklemi (2) verilmiştir.

$$g = \sqrt{(g_{iletken} + g_{buz})^2 + g_{ruzgar}^2} \quad (1)$$

$g_{iletken}$: çıplak iletken birim ağırlığı (kg/m)
g_{buz} : buz yükü birim ağırlığı (kg/m)
g_{ruzgar} : rüzgâr yükü birim ağırlığı (kg/m)

$$\frac{g_2^2 \cdot a^2 \cdot E \cdot S}{24 \cdot T_2^2} - T_2 = \frac{g_1^2 \cdot a^2 \cdot E \cdot S}{24 \cdot T_1^2} - T_1 + (t_2 - t_1) \cdot \beta \cdot E \cdot S \quad (2)$$

g_1, g_2 : Başlangıç ve hedef koşullardaki birleşik birim ağırlık (kg)
T_1, T_2 : Başlangıç ve hedef gerilme değerleri (kg)
a : Ruling (ortalama açıklık) uzunluğu (m)
E : Elastisite modülü (kg/mm²)
S : Kesit alanı (mm²)
β : Isı uzama katsayısı (1/°C)
t_1, t_2 : Başlangıç ve hedef sıcaklık değerleri (°C)

2.4. Risk Sınıflandırma ve Zaman Boyutu

Atmos48 platformunda her bir direğin risk durumu, hesaplanan yük ve gerilme değerlerinin direklerin tasarım aşamasında tanımlanmış limit değerlerle karşılaştırılması yoluyla belirlenmektedir. Bu limitler, direğin tipi, bulunduğu buz yükü bölgesi ve kullanılan iletken özelliklerine göre farklılık göstermektedir.

Hesaplanan risk değerleri, her bir direk için tanımlanan tasarım limitinin aşılma oranına bağlı olarak sınıflandırılmıştır. Buna göre üç risk seviyesi belirlenmiştir:

- Düşük risk (yeşil): limit aşım oranı <0,95
- Orta risk (sarı): 0,95 ≤ limit aşımı oranı < 1,00
- Yüksek risk (kırmızı): limit aşımı oranı ≥ 1,00

Bu eşik değerleri, kullanıcı tarafından sistemde değiştirilebilir biçimde tanımlanmıştır.

Riskler yalnızca anlık değerler üzerinden değil, aynı zamanda 48 saatlik tahmin verisi boyunca süreklilikleri dikkate alınarak değerlendirilmektedir. Her direk için riskli bulunan toplam saat sayısı, harita üzerinde direğin yanında bir rozet şeklinde gösterilmektedir. Örneğin bir direk yalnızca 5 saat boyunca risk altındaysa rozet "5", 48 saatin tamamında risk altındaysa "48" değeri ile işaretlenmektedir. Bu yaklaşım, teknik personele hem riskin varlığını hem de süresini doğrudan harita üzerinden görme imkânı sağlamaktadır.

Ayrıca riskli direklere ait uyarılar, kullanıcı arayüzünde detaylı panelde listelenmektedir. Bu panelde direk konumu, riskin başlangıç ve bitiş saatleri, ortalama ve maksimum yük değerleri görüntülenebilmekte; ilgili kayda tıklandığında sistem otomatik olarak harita üzerinde o direğin konumuna ve ilgili tahmin zamanına yönlenmektedir. Bu sayede riskin mekânsal ve zamansal takibi gerçek zamanlı olarak yapılabilmektedir.

3. Yazılım Altyapısı

Atmos48 platformu, yalnızca meteorolojik tahmin verilerinin mühendislik hesaplarına aktarılmasıyla sınırlı değildir; aynı zamanda güçlü bir yazılım altyapısına sahiptir. Sistem, yüksek hacimli veri setlerini işleyebilecek, mühendislik hesaplarını otomatikleştirecek ve sonuçları görselleştirerek kullanıcıya sunacak şekilde tasarlanmıştır. Bu bölümde

Atmos48'in yazılım bileşenleri ve teknik yetkinlikleri açıklanmaktadır.

3.1. Veri İşleme Katmanı

WRF modelinden elde edilen meteorolojik çıktılar, GeoTIFF raster formatında sisteme aktarılmaktadır. Python tabanlı otomatik işleme modülleri, bu raster haritalardan saatlik tahmin değerlerini okumakta ve TEİAŞ envanterindeki direk koordinatlarıyla eşleştirmektedir. Bu süreçte GDAL, Rasterio, NumPy ve Pandas gibi kütüphaneler etkin şekilde kullanılmaktadır. Her 6 saatte bir gelen yeni tahmin seti, sistem tarafından otomatik olarak işlenmekte ve hesaplama modüllerine yönlendirilmektedir.

3.2. Hesaplama Modülleri

Atmos48, direk bazlı yük ve gerilme hesaplamalarını python üzerinde geliştirilmiş modüller aracılığıyla yürütmektedir. Bu modüller:

- Birleşik yük hesabı (iletken ağırlığı, buz ve rüzgâr yüklerinin vektörel birleşimi),
- Değişik haller denklemi çözümü (nümerik yöntemlerle),
- Limit aşımı kontrolleri

gibi tüm mühendislik hesaplamalarını kapsamaktadır. Denklem çözümleri için SciPy kütüphanesindeki nümerik optimizasyon yöntemleri kullanılmakta, böylece doğrusal olmayan denklemler yüksek hassasiyetle çözülebilmektedir.

3.3. Veri Tabanı ve API

Direk tipleri, iletken bilgileri, buz yükü bölgeleri ve tasarım limitleri sistemin PostgreSQL tabanlı ilişkisel veritabanında saklanmaktadır. Bu yapı, yüksek hacimli verilerin güvenli ve tutarlı biçimde yönetilmesine olanak sağlamaktadır. PostgreSQL'in sunduğu güçlü sorgulama yetenekleri sayesinde, her bir direğe ait konum, tip, iletken ve çevresel parametreler hızlı bir şekilde erişilebilir durumdadır.

Tahmin dönemi boyunca her bir direk için gelen saatlik meteorolojik parametreler ve bunlara bağlı hesaplama çıktıları da tarih–saat bilgileriyle birlikte veritabanında saklanmaktadır. Bu sayede, yalnızca güncel risk durumları değil, aynı zamanda geçmiş tahmin verileri ve risk analizlerinin de geriye dönük olarak incelenmesi mümkün olmaktadır. Böylece sistem, kullanıcıya hem anlık erken uyarı imkânı sunmakta hem de geçmiş tahminlerin doğruluğunu kontrol etme ve analiz etme yeteneği kazandırmaktadır.

Hesaplama çıktıları ve risk sınıflandırmaları REST API servisleri aracılığıyla kullanıcı arayüzüne aktarılmaktadır. API katmanı, hesaplama modülleri ile web arayüzü arasında köprü görevi görmekte, böylece Atmos48 farklı yazılım bileşenleriyle entegre çalışabilecek esnek ve modüler bir mimari kazanmaktadır.

3.4. Haritalandırma ve Görselleştirme

Atmos48'in en güçlü özelliklerinden biri, hesaplama sonuçlarını harita tabanlı bir web arayüzü üzerinden kullanıcıya sunmasıdır. Meteorolojik parametreler GeoServer aracılığıyla WMS/WFS servisleri olarak yayınlanmakta, ardından Leaflet tabanlı interaktif harita bileşenleriyle görselleştirilmektedir. Riskli direkler; yeşil, sarı ve kırmızı renk kodlarıyla sınıflandırılmakta ve üzerine rozet olarak toplam riskli saat bilgisi işlenmektedir. Ayrıca direkler için saatlik buz yükü ve rüzgâr hızı grafiklerinin gösterimi yapılmakta, böylece riskin zaman içerisindeki eğilimi kullanıcıya görsel olarak aktarılmaktadır.

3.5. Operasyonel Yetkinlik

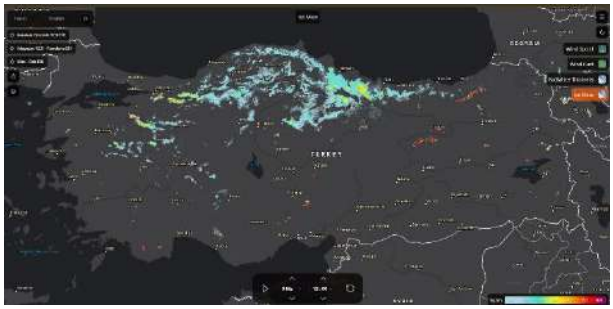
Sistem, her 6 saatte bir güncellenen WRF çıktılarıyla otomatik çalışmakta, yeni veriler geldiğinde hesaplama sürecini başlatmakta ve sonuçları web arayüzüne aktarmaktadır. Böylece platform, kesintisiz bir erken uyarı mekanizması olarak çalışmaktadır.

4. Uygulama Arayüzü

Atmos48, mühendislik hesaplama çıktılarının kullanıcıya kolayca aktarılabilmesi için web tabanlı, harita destekli bir karar destek arayüzü sunmaktadır. Arayüz, TEİAŞ teknik personelinin 48 saatlik kısa vadeli risk tahminlerini doğrudan yorumlayabilmesine imkân verir. Bu bölümde Atmos48'in temel arayüz bileşenleri tanıtılmaktadır.

4.1. Meteorolojik Katmanların Görselleştirilmesi

WRF modelinden elde edilen meteorolojik parametreler (rüzgâr hızı, ani rüzgâr, buz kütlesi, radyal buz kalınlığı) GeoServer üzerinden harita katmanları olarak yayınlanmaktadır. Kullanıcı, seçili tarih–saat için bu katmanları harita üzerinde görüntüleyebilmekte, renk skalası ve birim bilgisi lejant üzerinden takip edilebilmektedir (Şekil 1).



Şekil 1. Atmos48 ice mass (buz kütlesi) tahmin haritası arayüzü



Şekil 2. Atmos48 wind gust (ani rüzgâr) ve rüzgâr yönü tahmin haritası arayüzü

4.2. Direk Bazlı Risk Haritası

Direkler, anlık risk seviyelerine göre renk kodlarıyla (yeşil = düşük, sarı = orta, kırmızı = yüksek) gösterilmektedir. Ayrıca direk ikonlarının üzerinde, 48 saatlik tahmin boyunca riskli bulunan toplam saat sayısını gösteren bir rozet yer almaktadır. Örneğin, yalnızca 5 saat boyunca riskli durumda kalan bir direkte "5" değeri, tüm tahmin dönemi boyunca riskli olan bir direkte ise "48" değeri görülmektedir (Şekil 2).



Şekil 3. Atmos48 direk risk haritası arayüzü

4.3. Zaman Serisi Grafikleri

Bir direk seçildiğinde, ilgili konuma ait meteorolojik parametrelerin (buz kütlesi, radyal buz kalınlığı, rüzgâr hızı ve ani rüzgâr) saatlik değişimleri grafik olarak sunulmaktadır. Bu grafikler, riskin ilerleyen saatlerde artış veya azalış eğiliminde olup olmadığını göstermekte ve saha operasyonlarının planlanması için kritik bilgi sağlamaktadır (Şekil 3).



Şekil 4. Atmos48 seçili direğe ait buz kütlesi/zaman grafiği

4.4. Riskli Direkler Paneli

Riskli direkler, arayüzde listelenerek kullanıcıya detaylı inceleme imkânı verilmektedir. Panelde; direğin konumu, riskin başlangıç ve bitiş saatleri, ortalama ve maksimum yük değerleri, toplam riskli saat sayısı yer almaktadır. Kullanıcı panelden bir kayıt seçtiğinde, harita ilgili direğe ve saate otomatik olarak odaklanmakta, eşzamanlı olarak ilgili meteorolojik katman altlık olarak açılmaktadır (Şekil 4).



Şekil 5. Atmos48 riskli direkler paneli arayüzü

5. Sonuçlar

Bu çalışmada, enerji iletim hatlarında buz ve rüzgâr yüklerinin kısa vadeli tahmin algoritmasıyla değerlendirilmesine yönelik Atmos48 platformu tanıtılmıştır. Sistem, WRF modelinden elde edilen meteorolojik parametreleri (rüzgâr hızı, ani rüzgâr, buz kütlesi, radyal buz kalınlığı) her 6 saatte bir güncelleyerek 48 saatlik tahminler üretmekte ve bu tahminleri direk bazlı mühendislik hesaplamalarıyla birleştirmektedir.

Atmos48'in sunduğu başlıca katkılar şu şekilde özetlenebilir:

Direk bazlı risk analizi: Raster meteorolojik veriler, TEİAŞ envanterindeki direk tipleri ve iletken parametreleri ile eşleştirilerek her direk için ayrı risk değerlendirmesi yapılmaktadır. Bu yaklaşım, hat bazlı değil, noktasal (direk bazlı) bir doğruluk sağlamaktadır.

Süreklilik ve zaman boyutu: Risk sadece anlık değerlerle değil, 48 saatlik tahmin süresince kaç saat devam ettiğiyle de değerlendirilmekte; bu bilgi harita üzerindeki rozet mantığıyla görselleştirilmektedir.

Karar destek işlevi: Web tabanlı arayüz sayesinde teknik personel riskli bölgeleri, direkleri ve saatleri kolayca tespit edebilmekte, zaman serisi grafiklerle riskin

şiddetinin nasıl değiştiğini izleyebilmektedir. Bu da saha önlemlerinin planlanmasında fayda sağlamaktadır.

Teknik yetkinlik: Python tabanlı hesaplama modülleri, PostgreSQL veri tabanı, GeoServer tabanlı haritalandırma ve REST API entegrasyonu ile sistem hem mühendislik hem de yazılım altyapısı bakımından kurumsal ölçekte çalışacak şekilde tasarlanmıştır.

Atmos48, meteorolojik tahminleri kullanarak iletim hatlarında teknik hesaplamalar yaparak riskli durumları ortaya çıkararak sistem güvenliğini artırmayı, bakım ve müdahale süreçlerini hızlandırmayı ve kesintisiz enerji arzına katkı sağlamayı amaçlamaktadır. Bu yönüyle, yalnızca meteorolojik tahmin yapan bir sistem değil, aynı zamanda TEİAŞ için stratejik bir erken uyarı ve karar destek platformu olarak öne çıkmaktadır.

6. Kaynaklar

[1] ISO 12494, Atmospheric Icing of Structures, International Standardization Organization, 2001

[2] CIGRE Study Committee B2, Overhead Lines: Meteorological Data for Assessing Climatic Loads, CIGRE Technical Brochures.

[3] Makkonen, L., "Modeling of Ice Accretion on Wires," Journal of Applied Meteorology, 23(6), 1984.

[4] DeGaetano, A.T., "Short-Term Ice Accretion Forecasts for Electric Utilities Using the WRF Model," Weather and Forecasting, 23(5), 2008.

[5] CIGRE GSK 2022, "İklimsel Haritaların Hazırlanması: WRF Modeli ile Türkiye'de Uzun Dönemli İklimsel Risk Haritaları," CIGRE GSK 2022 Bildirisi, Ankara, 2022.

[6] B. J. K. Engdahl, B. E. K. Nygaard, V. Losnedal, G. Thompson, L. Bengtsson, "Effects of the ICE-T microphysics scheme in HARMONIE-AROME on estimated ice loads on transmission lines," *Cold Regions Science and Technology*, vol. 179, 103139, 2020. doi: 10.1016/j.coldregions.2020.103139

[7] D. Davalos, J. Chowdhury, H. Hangan, "Joint wind and ice hazard for transmission lines in mountainous terrain," *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics*, vol. 232, 105276, 2023. doi: 10.1016/j.jweia.2022.105276

[8] J. Díaz-Fernández, P. Bolgiani, D. Santos-Muñoz, L. Quitián-Hernández, M. Sastre, F. Valero, J. I. Farrán, J. J. González-Alemán, M. L. Martín, "Comparison of the WRF and HARMONIE models ability for mountain wave warnings," *Atmospheric Research*, vol. 265, 105890, 2022. doi: 10.1016/j.atmosres.2021.105890

[9] H. Liu, S. Peng, R. Fang, Y. Li, L. Duan, T. Wang, C. Mao, Z. Lin, "Analysis of the Meteorological Conditions and Atmospheric Numerical Simulation of an Aircraft Icing Accident," *Atmosphere*, vol. 15, no. 10, 1222, Oct. 2024. doi: 10.3390/atmos15101222

Dijital Dönüşümün Enerji Bedeli: Türkiye Veri Merkezlerinin Gelecekteki Enerji Talebi

The Energy Cost of Digital Transformation: Future Energy Demand of Turkey's Data Centers

Mutlu Bektaş

Eurelectric Türkiye, Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve Depolama Çalışma Grubu
mutlu.bektas@hotmail.com

Özet

Küresel ölçekte yapay zekâ gelişimi ile veri merkezlerinin enerji tüketimini önemli ölçüde artırmıştır. Bu durum, elektrik şebekeleri üzerinde talebi artırmakta ve enerji altyapısının sürdürülebilirliği konusunda endişeler yaratmaktadır. Bu çalışma ile veri merkezlerinin enerji talebi üzerindeki etkilerini analiz ederek, bu artışın Türkiye elektrik şebekesine yansımalarını değerlendirmektedir. Uluslararası raporlar ve yayınlardan elde edilen verilere dayanarak, Türkiye'nin mevcut ve gelecekteki enerji talebi projeksiyonları incelenmekte ve bu yeni ve hızla büyüyen enerji tüketicisinin, yani veri merkezlerinin, artık göz ardı edilemeyecek bir aktör olduğu vurgulanmaktadır. Çalışmada, veri merkezlerinin gelecekteki büyüme senaryolarına bağlı olarak Türkiye'nin elektrik tüketiminde meydana gelebilecek olası artışlar detaylı bir şekilde ele alınmaktadır. Mevcut elektrik altyapısının bu artan talebi karşılamak için daha hızlı ve stratejik yatırımlara ihtiyaç duyduğu belirtilmektedir. Özellikle, şebeke genişletme ve kapasite artırma planlarında, veri merkezlerinin tüketiminin yeni bir oyuncu olarak dahil edilmesi gerektiği önerilmektedir. Bu analiz, Türkiye'nin enerji politikasını şekillendirecek yetkililere ve ilgili paydaşlara, geleceğin enerji talebini doğru bir şekilde öngörebilmeleri ve gerekli altyapı yatırımlarını zamanında yapabilmeleri için kritik bilgiler sunmaktadır. Çalışma ile yapay zekâ ve veri merkezlerinin getirdiği enerji talebi zorluklarına dikkat çekerek, sürdürülebilir ve esnek bir enerji altyapısı oluşturmanın önemini vurgulamaktadır.

Anahtar kelimeler: *Veri Merkezi, Yapay Zekâ, Tüketim, Elektrik Şebekesi*

Abstract

The rapid advancements in artificial intelligence (AI) on a global scale have significantly increased the energy consumption of data centers. This situation is putting a strain on electricity grids and raising concerns about the sustainability of energy infrastructure. This study analyzes the impact of data centers on energy demand and evaluates how this increase is reflected in the Turkish electricity grid. Based on data from international reports and publications, the current and future energy demand projections for Turkey are examined, and it is highlighted that this new and rapidly growing energy consumer—data centers—is an actor that can no longer be ignored. The study details the potential increases in Turkey's electricity consumption based on future growth scenarios for data centers. It states that the current electricity infrastructure needs faster and more strategic investments to meet this rising demand. Specifically, it is suggested that the energy consumption of data centers should be included as a new factor in grid expansion and capacity increase plans. This analysis provides critical information for authorities and relevant stakeholders shaping Turkey's energy policy, enabling them to accurately forecast future energy demand and make necessary infrastructure investments in a timely manner. The study draws attention to the energy demand challenges posed by AI and data centers, emphasizing the importance of creating a sustainable and flexible energy infrastructure.

Keywords: *Data Center, Artificial Intelligence, Consumption, Power Grid*

1. Giriş

Günümüzde yapay zekâ (YZ) ve veri, dijital dönüşümün merkezinde yer alarak şirketlerin iş süreçlerini büyük ölçüde şekilde değiştirmektedir. Dijitalleşme, izleme, kontrol ve yönetim sistemleri sayesinde şirketler faaliyetlerini daha verimli hale getirirken, YZ tabanlı çözümler verilerin analizinde, anomalilerin tespitinde, öngörücü modellerin geliştirilmesinde, görüntü işleme uygulamalarında ve araştırma faaliyetlerinde aktif rol oynamaktadır. Özellikle son dönemde arama motorlarının yerini hızla üretken YZ araçlarının almaya başlaması, bu dönüşümün hızını göstermektedir.

Bu teknolojilerin sağladığı yüksek verimlilik ve sistem yönetimi avantajlarının arkasında ise büyük ölçekli veri merkezleri (VM) yatırımları bulunmaktadır. Genellikle deprem riski düşük bölgelerde ve büyük şehirlerde kurulan bu tesisler, küresel ölçekte stratejik bir konuma sahiptir. Türkiye özelinde mevcut durum incelendiğinde, ulusal hedefler ve şirketlerin geleceğe yönelik açıklamaları dikkate alınarak önemli bir büyüme potansiyeli öne çıkmaktadır. Ayrıca büyük ölçekli şirketlerin Türkiye'de VM yatırımlarını artırması, siber güvenlik kaygıları, olası savaş senaryoları, yedekleme ve arşivleme ihtiyaçları düşünüldüğünde, Türkiye VM kapasitesinin daha da artması açıkça ortadadır. Çalışmanın diğer bölümlerinde VM genel durumu ve enerji tüketimi açısından değerlendirmeler sunulmaktadır.

2. Veri Merkezi Nedir?

Veri merkezi (VM) şirketlerin bilgi teknolojileri (BT) faaliyetlerini ve ekipmanlarını merkezi hale getiren, büyük miktarlarda verinin toplanması, depolanması, işlenmesi ve dağıtılmasına olanak sağlamak amacıyla bilgisayar ve ağ donanımlarının yoğunlaştırıldığı merkezdir. Bir VM tasarımı, paylaşılan uygulamaların ve verilerin dağıtımını sağlayan bir bilgi işlem ve depolama kaynakları ağına dayanmaktadır. Günümüzde veri merkezleri 7/24 çalışan çok güçlü ve çok küçük binlerce sunucuya sahiptir. Veri merkezlerinin güvenliği, güvenilirliği ve bilgileri kuruluşlar için oldukça kritiktir. Veri merkezleri genellikle tek bir donanım gibi anılsa da aslında yönlendiriciler (router), anahtarlar, güvenlik cihazları, depolama sistemleri, sunucular, uygulama dağıtım denetleyicileri, soğutma sistemleri ve daha fazlasını kapsamaktadır. Bunlar, depolama yapmak ve bir şirketin sürekli çalışması için hayati öneme sahip en kritik sistemlerini yönetmek için BT'nin ihtiyaç duyduğu bileşenlerdir. Bu nedenle veri merkezlerinin etkinliği, güvenliği, güvenilirliği ve sürekli geliştirilmesi şirketler için öncelikli bir konumda olmalıdır [1].

Dijitalleşme ve YZ kullanım arttıkça, veri merkezlerine olan bağımlılık da artmaktadır. Nesnelerin İnterneti (IoT) cihazlarının çoğalması, YZ uygulamalarının yaygınlaşması ve küresel veri trafiğindeki sürekli büyüme, veri merkezlerini dijitalleşmenin kalbi haline getirmiştir. Dolayısıyla, VM yapılan yatırımlar sadece bugünün ihtiyaçlarını karşılamakla kalmamakta aynı zamanda geleceğin teknolojik gelişmelerine de zemin hazırlamaktadır [2].

2.1. Küresel Ölçekte Veri Merkezlerinin Genel Durumu

VM, dijital çağın kritik altyapılardır. Küresel ve ulusal ölçekte, dijital faaliyetlerin ve bilgi akışının sürdürülebilirliğini sağlayan bu merkezler hem teknolojik ve ekonomik açıdan ciddi önem taşımaktadır. Dünya genelinde VM, bulundukları bölgelere göre belirgin bir yoğunlaşma göstermektedir. Kuzey Amerika, Asya-Pasifik ve Avrupa bu alanda lider bölgeler olarak öne çıkmaktadır. Özellikle Amerika Birleşik Devletleri (ABD) dünya VM pazarının önemli bir kısmını barındırmaktadır. Kuzey Virginia, Silikon Vadisi ve Dallas gibi bölgeler, ucuz enerji, gelişmiş altyapı ve büyük internet erişim noktalarına yakınlık gibi avantajlarla bu alanda başı çekmektedir. Avrupa'da Frankfurt, Londra, Amsterdam ve Paris VM yatırımları için cazip bölgeler olarak öne çıkmaktadır. Bu şehirler, güçlü bağlantı altyapıları ve ekonomik merkez olma avantajlarıyla yatırımcıları çekmektedir. İskandinav ülkeleri ise yenilenebilir enerji kaynakları ve serin iklim avantajları nedeniyle sürdürülebilir VM projeleri için popüler bir alternatif olmuştur [3].

Asya-Pasifik bölgesinde Singapur ve Hong Kong, stratejik konumları ve sağlam ekonomik yapılarıyla VM yatırımları için tercih edilen noktalardır. Çin ve Hindistan gibi ülkeler, artan dijitalleşme oranları ve genişleyen tüketici tabanlarıyla hızla büyüyen pazarlar sunmaktadır. Bu veri merkezleri, bulut bilişiminden YZ uygulamalarına, büyük veri analitiğinden IoT hizmetlerine kadar çok çeşitli faaliyetlere altyapı sağlamaktadır. Google, Amazon ve Microsoft gibi teknoloji şirketleri, küresel ağlarını desteklemek için büyük ölçekli veri merkezleri işletmektedir. Aşağıda Organisation for Economic Co-Operation and Development (OECD) ülkelerine ait VM sayıları, ülkelerin gayri safi yurt içi hasıla (GSYH), kişi başı GSYH tutarları ve kişi başına VM sayılarını gösteren Tablo 1'de yer almaktadır [3][4]. Tablodan anlaşılacağı üzere milyon kişi başına VM sayısı bakımından Türkiye OECD ülkeleri içerisinde son sıralarda yer almaktadır. Belirtilen parametreler ışığında kişi başına düşen GSYH ile ülkede yer alan VM sayısı arasındaki korelasyon kat sayısının 0,825 olması ekonomik ve teknolojik gelişmişlik seviyesi ile VM sayısı arasında ciddi bir paralellik olduğunu ortaya koymaktadır [4].

Tablo 1. OECD Ülkelerine Ait Veri Merkezleri Sayıları [4]

Ülkeler	Veri Merkezi Sayıları	Nüfus (milyon kişi)	GSYH (milyon $)	GSYH Kişi Başı ($)	Milyon Kişi Başına Veri Merkezi Sayısı
ABD	2.976	333,30	25.440,00	76.327,63	8,93
Almanya	380	83,80	4.082,00	48.711,22	4,53
İngiltere	375	67,00	3.090,00	46.119,40	5,60
Kanada	239	38,90	2.138,00	54.961,44	6,14
Avustralya	237	26,00	1.693,00	65.115,38	9,12
Fransa	234	67,90	2.780,00	40.942,56	3,45
Hollanda	173	17,70	1.009,00	57.005,65	9,77
Japonya	166	125,10	4.232,00	33.828,94	1,33
İtalya	141	58,90	2.050,00	34.804,75	2,39
İspanya	113	47,80	1.418,00	29.665,27	2,36
İsviçre	108	8,80	818,40	93.000,00	12,27
Türkiye	**82**	**85,00**	**908,00**	**10.682,35**	**0,97**
Polonya	78	36,80	688,10	18.698,37	2,12
İsveç	77	10,50	591,20	56.304,76	7,33
İrlanda	71	5,10	533,10	104.529,41	13,92
Norveç	60	5,50	579,40	105.345,45	10,91
Yeni Zelanda	52	5,10	248,10	48.647,06	10,20
Güney Kore	52	51,60	1.674,00	32.441,86	1,01
Meksika	51	127,50	1.466,00	11.498,04	0,40
Danimarka	47	5,90	400,20	67.830,51	7,97
Belçika	46	11,70	583,40	49.863,25	3,93
Çek Cumhuriyeti	42	10,70	290,50	27.149,53	3,93
Portekiz	41	10,40	255,20	24.538,46	3,94
Avusturya	40	9,00	471,00	52.333,33	4,44
Finlandiya	37	5,50	283,00	51.454,55	6,73
Yunanistan	17	10,40	217,60	20.923,08	1,63
Lüksemburg	16	0,65	81,65	125.615,38	24,62
Slovakya	14	5,40	115,50	21.388,89	2,59
Macaristan	11	9,60	177,30	18.468,75	1,15
İzlanda	10	0,38	28,60	75.263,16	26,32

2.2. Türkiye'de Veri Merkezleri

Türkiye, Avrupa ve Asya kıtaları arasında stratejik bir köprü işlevi görmesi nedeniyle bölgesel bir VM pazarı

olarak giderek daha fazla önem kazanmaktadır. Türkiye'deki VM sayısı 82 olup son 8 yılda yaklaşık 2 kat artış göstermiştir. Bu alandaki faaliyetler genellikle İstanbul merkezlidir. İstanbul, uluslararası bağlantı yollarına erişimi, ekonomik dinamizmi ve teknoloji altyapısıyla bu alanda ülkenin ana merkezi konumundadır. Türk veri merkezleri hem yerel işletmelere hem de uluslararası şirketlere hizmet vermektedir. Faaliyetler arasında bulut bilişim, içerik dağıtım ağları, veri depolama ve olağanüstü durum kurtarma çözümleri yer almaktadır. Türkiye'nin son yıllarda düzenleyici çerçevelerini geliştirmesi ve altyapı yatırımlarını artırması, VM yatırımları için cazip bir ortam yaratmaktadır. Türkiye'de veri merkezlerinin illere göre dağılımı Şekil 1'de gösterilmiştir [5].



Şekil 1. Türkiye Veri Merkezleri İl-İlçe Bazlı Dağılımı

Tablo 2. Türkiye'den Farklı Veri Merkezlerine Ait Bilgiler [5].

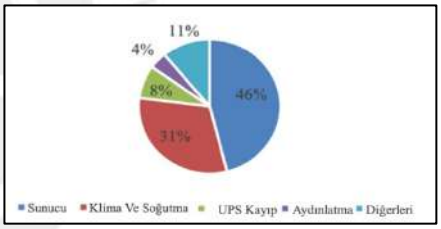
Veri Merkezi İsmi	Toplam Alan (m^2)	Elektrik Gücü (MW)	Standart	Kuruluş yılı	Yeri
Equinix: IL2 Istanbul Data Center	12.000	21	Tier 3	2015	İstanbul
TI Sparkle İstanbul	5.000	2	Veri Yok	2010	İstanbul
Vodafone İstanbul Data Center	9.000	10	Tier 3	2013	İstanbul
Radore Data Center	3.020	3,9	Veri Yok	2004	İstanbul
COMNET İstanbul	3.600	3,2	Veri Yok	2012	İstanbul
Vault Ankara	5.860	5	Tier 3	2014	Ankara
Turkcell Gebze	33.000	20	Tier 3	2016	Gebze
Alastyr Data Center	1.000	2	Tier 2	2019	İzmir

3. Enerji Talebinde Veri Merkezleri

Uluslararası Enerji Ajansı (IAE) verilerine göre de YZ uygulamaları ile yapılan sorgulamalar çok fazla enerji tüketiyor. Buna göre, bir ChatGPT (Generative Pre-training Transformer) sorgulaması 2,9 Wh elektrik tüketirken, bir Google araması ise 0,3 Wh saat elektrik tüketimine neden oluyor [6]. Bu da YZ sorgularının Google aramalarından yaklaşık 10 kat daha fazla enerji tükettiği anlamına geliyor. YZ ile bir görüntü üretmek bir telefonu şarj etmek kadar enerji harcıyor. Görüntü üreten YZ tükettiği enerji miktarı da yine tartışmalara sebep oluyor. Son dönemde popüler hale gelen görüntü merkezli YZ, ürettikleri her görüntüde önemli oranda enerji tüketiyor.

Teknoloji sitesi The Verge'de yer alan bilgilere göre, ortalama bir akıllı telefon şarj olmak için 0,012 kWh enerji tüketiyor. Üretken YZ kullanarak sadece bir adet görüntü elde etmek bir telefonun şarj olması kadar enerji harcıyor. Bu durum, dijitalleşmenin doğal bir sonucu olmaktan öte, YZ'ya özgü ve geçmişteki elektrik tüketim alışkanlıklarından belirgin bir sapma gösteriyor. 2005-2017 yılları arasında, veri merkezlerinin elektrik tüketimi, verimlilik artışları sayesinde sabit kalmıştı. Ancak 2017'den itibaren YZ yükselişiyle tüketim artışı başladı. YZ için tasarlanmış enerji yoğun donanımlarla inşa edilen veri merkezleri, 2023'e kadar elektrik tüketimlerini iki katına çıkardı. Lawrence Berkeley Ulusal Laboratuvarı tarafından 2024 yılında yayımlanan '2024 United States Data Center Energy Usage Report' başlıklı rapor, ABD'deki tüm enerjinin %4,4'ünün artık veri merkezlerine gittiğini ve bu veri merkezleri tarafından kullanılan elektriğin karbon yoğunluğunun, ABD ortalamasından %48 daha yüksek olduğunu gösteriyor [7] [8]. ABD, IEA tarafından yapılan bir analize göre ise, dünya genelindeki veri merkezlerinden kaynaklanan elektrik talebinin 2030 yılına kadar iki kattan fazla artarak yaklaşık 945 terawatt-saate (TWh) ulaşması bekleniyor. Wired dergisinde yayınlanan yeni bir araştırmaya göre ise, YZ enerji kullanımı, küresel VM güç talebinin %20'sini oluşturuyor. Bu talep, 2025 yılı sonuna kadar iki katına çıkarak, bitcoin madenciliği için kullanılan elektrik hariç, dünya genelindeki tüm VM elektrik tüketiminin neredeyse yarısını oluşturması beklenmektedir [9][10].

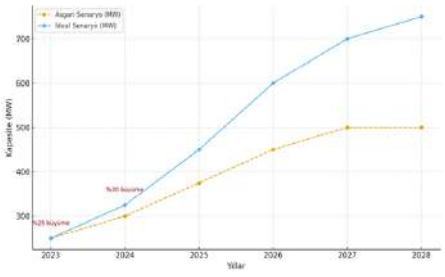
ABD Isıtma, Soğutma ve Klima Mühendisleri Derneği'nin (ASHRAE) Teknik Komite 9.9 (TC9.9) raporuna göre, veri merkezinin çeşitli bölümlerindeki elektrik tüketiminin dağılımı kabaca Şekil2'de gösterilmiştir. [11].



Şekil 2. Veri Merkezlerinde Elektrik Tüketiminin Dağılımı

3.1. Dijitalleşmenin Enerji Boyutu: Türkiye Veri Merkezlerinin Gelecekteki Enerji Talebi

Türkiye'de kamu ve özel sektöre ait veri merkezlerinin toplam kapasitesinin 2023 itibarıyla yaklaşık 250 MW seviyesine ulaşmıştır. Bu kapasitenin önümüzdeki 5 yıl içinde en az 500 MW'a, ideal senaryoda ise 750 MW'a ulaşması gerektiğini öngörmektedir. Nitekim 2023 yılında ülkedeki VM yatırımlarının hacminde %25'lik artış yaşanmış, 2024'te büyüme oranı %30'a ulaşmıştır. Bu ivmede bulut bilişim hizmetlerine ve YZ altyapılarına yapılan yatırımlar ile veri egemenliği ve enerji verimliliği konularına verilen önem etkili olmuştur [12].



Şekil 3. Türkiye VM Kapasite Tahmini (2023-2028)

Türkiye'de 2000-2023 yılları arasında elektrik talebinin yıllık bileşik büyüme oranı (YBBO) %4,2 olarak kaydedilmiştir [12]. Türkiye Ulusal Enerji Planı çalışmasının sonuçlarına göre elektrik tüketiminin 2025 yılında 380,2 TWh, 2030 yılında 455,3 TWh, 2035 yılında ise 510,5 TWh seviyesine ulaşması beklenmektedir. [13].



Şekil 4. Türkiye Elektrik Tüketimi (2000-2023)

Türkiye VM büyüme tahmini ve IEA projeksiyonları dikkate alındığında Türkiye Ulusal Enerji Planı tahminleri açısında risk gözükmemektedir. Ancak bölge ve il bazlı analizler yapıldığında, bölgesel taleplerde elektrik talebinin artacağı açıkça ortadadır. Bu durum kritik olma nedeni ise yıl bazlı artan şebeke ihtiyacı değil, ani ve çok kısa sürede 5 yıl içerisinde veri merkezlerinin taşınması, yatırımların gelmesi ve YZ kullanımının artmasına bağlı olarak şebeke operatörleri açısından yatırım planlarda göz ardı edilemeyecek hızda talep artışı anlamına gelmektedir. Yenilenebilir enerji ile veri merkezleri kullanımı yaygın hale getirilmesi amacıyla teşviklerin planlaması şebeke üstündeki baskıyı azaltabilir. Benzer şekilde enerji depolama kullanan veri merkezleri gündüz artan talepleri kaydırılması gibi çalışmalar ile yatırımlar optimize edilebilir. Dünyada ve Türkiye'de veri merkezlerine yönelik teşvik uygulanmaktadır. Bu konu ile ilgili çalışmalar Cumhurbaşkanlığı Dijital Dönüşüm Ofisi Veri Merkezleri Araştırma Raporu 2024'te detaylı bahsedilmiştir [14][15].

4. Sonuçlar

YZ bir yandan enerji yönetiminde verimlilik sağlarken, diğer yandan veri merkezlerinin enerji tüketimini önemli ölçüde artırmaktadır. Bu çalışma, YZ'nin faydalarından ziyade, veri merkezlerinin bölgesel haritasını ve gelecekteki enerji tüketimini ele alarak bu konuya dikkat çekmektedir. 750 MW'a çıkması beklenen veri merkezleri kapasitesi Türkiye'nin genel elektrik tüketimi tahminleri açısından risk oluşturmasa da, özellikle bölgesel ve il bazlı elektrik talebinde ani ve hızlı artışlara neden olacaktır.

Bu hızlı talep artışı, elektrik şebeke operatörleri için yatırım planlarında göz ardı edilemeyecek bir unsur haline gelmiştir. Bu nedenle, çalışma ile mevcut elektrik altyapısının bu artan talebi karşılayabilmesi için daha hızlı ve stratejik yatırımlara ihtiyaç duyduğunu belirtmektedir. Şebeke genişletme ve kapasite artırma planlarına, veri merkezlerinin tüketiminin yeni bir oyuncu olarak dahil edilmesi bu çalışma ile önerilmektedir. Ayrıca, şebeke üzerindeki baskıyı azaltmak ve sürdürülebilir bir enerji altyapısı oluşturmak amacıyla, yenilenebilir enerji kullanan veri merkezleri için teşvikler planlanması ve enerji depolama sistemlerinin yaygınlaştırılması gerektiği gerekmektedir.

5. Kaynaklar

[1] İşNet. (2022, 3 Ekim). Veri merkezi nedir? Data center nedir? İşNet Blog. https://www.isnet.net.tr/blogicerik/veri-merkezi-nedir-data-center-nedir-isnet-blog-

[2] Batı Karadeniz Kalkınma Ajansı. (2021). Zonguldak ili veri merkezi ve teknoloji yatırım alanı oluşturulması ön araştırma raporu.

[3] DataCenterMap. (Erişim Tarihi: 09.09.2025). Data centers. https://www.datacentermap.com/datacenters/

[4] OECD. (Erişim Tarihi: 10.09.2025) OECD data indicators. Organisation for Economic Co-operation and Development. https://www.oecd.org/en/data/indicators/

[5] DataCenterMap. (Erişim Tarihi: 10.09.2025). Homepage. https://www.datacentermap.com/

[6] International Energy Agency (IEA). (2023). Energy demand from AI. https://www.iea.org/reports/energy-and-ai/energy-demand-from-ai

[7] Shehabi, A., Hubbard, A., Newkirk, A., Lei, N., Siddik, M. A. B., Holecek, B., ... & Sartor, D. (2024). 2024 united states data center energy usage report.

[8] AI is set to drive surging electricity demand from data centres – IEA. (2025, April 10). https://www.iea.org/news/ai-is-set-to-drive-surging-electricity-demand-from-data-centres-while-offering-the-potential-to-transform-how-the-energy-sector-works

[9] AI Is Eating Data Center Power Demand—and It's Only Getting Worse | WIRED. (2025, May 22). Retrieved from https://www.wired.com/story/new-research-energy-electricity-artificial-intelligence-ai/

[10] Yeşil Büyüme. (2025, 21 Haziran). Yapay zekanın enerji ayak izi. Yeşil Büyüme. https://yesilbuyume.org/yapay-zekanin-enerji-ayak-izi/

[11] X: Zong, J., Peng, Y., Zhang, B., & Yin, X. (2024, May). Research on energy consumption in data centers. In 2024 3rd International Conference on Energy, Power and Electrical Technology (ICEPET) (pp. 1732-1738). IEEE.

[12] Evren Özmen. (Erişim Tarihi: 11.09.2025). Türkiye'de veri merkezi yatırımları: Data center investments in Turkey 2023-2025 analizi. Evren Özmen. https://evrenozmen.com.tr/turkiyede-veri-merkezi-yatirimlari-data-center-investments-in-turkey-2023-2025-analiz

[13] KPMG Türkiye, Enerji Enerji sektör raporu 2024.

[14] Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Türkiye Ulusal Enerji Planı.

[15] Cumhurbaşkanlığı Dijital Dönüşüm Ofisi Veri Merkezleri Araştırma Raporu 2024

Güç Transformatörü Sargılarında SFRA Yöntemi ile Arıza Tespiti

Fault Detection in Power Transformer Windings Using SFRA

Cemal Keleş[1], Mehmet Salih Mamiş [1], Müslüm Arkan [1], Murat Köseoğlu [1]

[1]İnönü Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü
cemal.keles@inonu.edu.tr, mehmet.mamis@inonu.edu.tr, muslum.arkan@inonu.edu.tr, murat.koseoglu@inonu.edu.tr

Özet

Enerji sürekliliğinin çok önemi olduğu günümüzde güç transformatörlerinde sargı arızalarının tespiti büyük önem taşımaktadır. Bu çalışmada Frekans Tarama Tepki Analizi-Sweep Frequency Response Analysis-SFRA kullanılarak transformatör sargıları arasında oluşan arızaların tespit edilmesi amaçlanmıştır. Laboratuvar ortamında kurulan test sistemi kullanılarak transformatörün aynı faz içerisinde ve fazlar arası kısa devre arızaları durumunda SFRA grafiklerinde nasıl bir değişim meydana geldiği incelenmiştir.

Anahtar kelimeler: *Güç transformatörü, arıza tespiti, SFRA.*

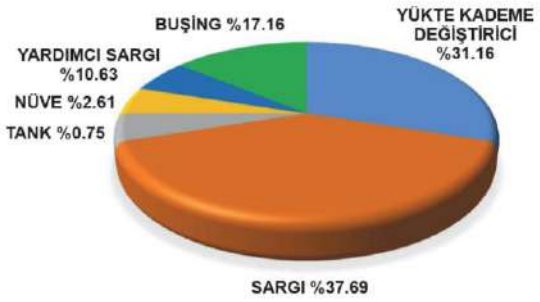
Abstract

In today's world, ensuring a continuous energy supply is essential, making the detection of winding faults in power transformers critical. This study focuses on identifying faults that occur between transformer windings through Sweep Frequency Response Analysis (SFRA). A laboratory test system is utilized to analyse changes in SFRA graphs during short-circuit faults occurring within and between the transformer phases.

Keywords: *Power transformer, fault detection, SFRA.*

1. Giriş

Enerji üretim, iletim ve dağıtımının vazgeçilmez ve en önemli elemanı olan transformatörde meydana gelebilecek arızalar beklenmedik enerji kesintilerine yol açmakta, bu kesintiler önemli oranda iş gücü kayıplarına ve çeşitli ekonomik zararlara neden olmaktadır. Enerji sürekliliğinin daha da önem teşkil ettiği günümüzde transformatör arızalarının olabilecek en erken safhada tahmin edilmesi büyük önem taşımaktadır. CIGRE raporlarına göre transformatör arızalarının büyük oranda sargı arızalarından oluştuğu görülmektedir (Şekil 1) [1]. Transformatörlerdeki ikinci düzeydeki arıza nedeni yükte kademe değiştirici arızaları olsa da yükte kademe değiştirici kullanılan transformatör sayısı oranının düşük düzeyde olması nedeniyle arızaların yarısından fazlasının sargı arızası şeklinde olduğu söylenebilir.



Şekil 1. CIGRE raporlarına göre transformatörlerdeki arıza kaynağı oranları.

Mevcut durumda yağ soğutmalı güç gurubu transformatörlerinin korunması için güvenlik donanımı olarak Buchholz rölesi kullanılmaktadır. İlk olarak Alman mühendis Max Buchholz tarafından tasarlanan bu röleler 1940'lı yıllardan bu yana yaygın olarak kullanılmaktadır. Yağla soğutulan bir transformatörde sargılarda arıza meydana geldiğinde yağ, gaz şeklinde buharlaşmakta ve trafo yağında hızlı bir şekilde gaz birikimi meydana gelmektedir. Yağlı tip trafolarda bir elektrik arkı oluştuğunda, transformatörde ısı meydana gelir ve yağ, genleşme kazanına hızla akarak, hareket eden yağın yolu üzerinde bulunan bir kanatçığa bağlı elektrik anahtarını çalıştırır. Bu ilerleme sırasında gazın yağdan daha hafif olması nedeniyle oluşan gaz Buchholz rölesinin gaz haznesinde birikir. Bu birikim ve basıncın etkisiyle röle içindeki şamandıra yükselerek ve bu esnada alarm kontaklarını kapatarak alarmın çalmasını ve aynı zamanda, arıza ek hasara yol açmadan önce cihazı izole etmek için kumanda ettiği devre kesicinin açmasını sağlar. Transformatör bakım için ana güç kaynağından ayrılarak koruma sağlanmış olur. Buchholz röleleri ayrıca, biriken gazın test için

çekilmesine olanak tanıyan bir test portuna sahiptir. Rölede bulunan yanıcı gaz, aşırı ısınma veya ark gibi bazı dahili arızaları gösterirken, rölede bulunan hava yalnızca düşük yağ seviyesini veya sızıntıyı göstermektedir [2]. Gazın üretilmesi, transformatörün içinde meydana gelen arızanın büyüklüğüne ve çeşidine bağlıdır. Ancak, transformatörde sargı veya sargı arasındaki yalıtımın bozulmasından dolayı meydana gelen iç arıza başlangıçta ark şeklinde ortaya çıkmaktadır. Bu nedenle Buchholz rölesi düşük enerji ark arızalarında yetersiz kalarak geç cevap verebilmektedir.

Diğer bir husus ise, yüksek maliyetinden dolayı Buchholz rölesinin ekonomik açıdan küçük trafolarda kullanımının uygun olmaması ve 500 kVA'dan yüksek bir değere sahip trafolarda kullanıma uygun olmasıdır. Bu röle ile ilgili diğer bir kısıt ise, rölenin çalışma prensibi gereği yalnızca yağlı transformatörlerde kullanılmaya uygun olmasıdır. Bu sebeplerden dolayı transformatörlerde iç arızaların sayısal ve dijital yöntemlerle tespitine yönelik çalışmalar son yıllarda büyük önem kazanmıştır.

SFRA yöntemi, diğer arıza tespit yöntemleriyle kıyaslandığında bazı önemli üstünlüklere sahiptir. Örneğin, DGA (Dissolved Gas Analysis – Çözülmüş Gaz Analizi) yalnızca gaz birikimiyle ilişkili geç arızalarda etkili olurken, SFRA sargı deformasyonlarını erken safhada tespit edebilmektedir. Ayrıca titreşim veya akustik analiz yöntemleri genellikle yüksek gürültü seviyelerinde hassasiyet kaybına uğrarken, SFRA yöntemi düşük enerjili uyarılarla dahi yüksek duyarlılık sunmaktadır. Bu çalışmada SFRA'nın etkinliği, aynı faz içi ve fazlar arası kısa devre arızaları senaryolarında deneysel olarak karşılaştırmalı biçimde incelenmiştir.

2. Trama Frekans Tepki Analizi

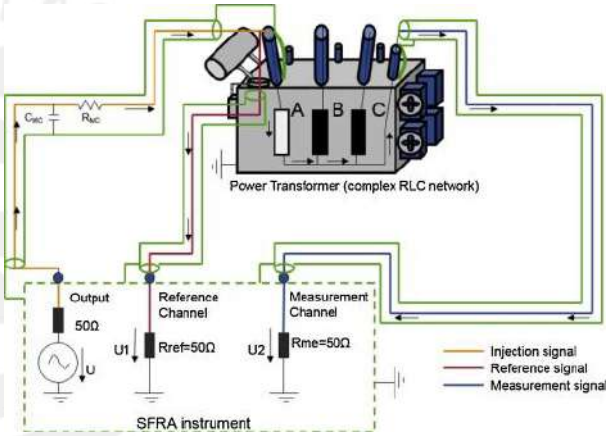
Literatür incelemesinde, son yıllarda transformatör sargı arızalarının belirlenmesine yönelik çalışmaların özellikle frekans tepki analizine (Frequency Response Analysis-FRA) dayalı yöntemler üzerinde yoğunlaştığı görülmektedir [4-8]. FRA iki tipte olabilir: düşük gerilim darbe yöntemi (LVI) veya tarama frekansı yanıt analizi (SFRA). SFRA yönteminde genel olarak Sweep Frequency Response Analyzer cihazı yardımıyla transformatör uçlarından yapılan bağlantılar vasıtasıyla transformatörün frekans cevabı elde edilmekte ve bu frekans cevabındaki değişim dikkate alınarak çeşitli teknikler kullanılarak transformatörde sargılar arası bir arıza durumunun olup olmadığı anlaşılabilmektedir. Bu çalışmaların çoğunda, transformatör çevrimdışı (offline) durumdayken, yani devre dışına alındıktan sonra, yapılan testler neticesinde arıza tespiti yapılabilmiş, bununla birlikte daha sonra yöntem çevrimiçi olarak da hata tespiti amacıyla kullanılmıştır [8].

SFRA ölçümleri için kullanılan deney düzeneği Şekil 2'de gösterilmiştir. Burada SFRA cihazı, geniş frekans aralığında bir sinyal uygular. Bu sinyal transformatörün sargıları boyunca ilerler ve sargıların empedans/frekans cevabı ölçülür. SFRA cihazı referans (Ch0) ve ölçümden (Ch1) aldığı bilgiyi değerlendirerek ölçüm yapılan sistemin frekansa bağlı değişimini belirli bir aralıkta ortaya çıkarır. Ölçülen frekans cevabı, referans kanal ile karşılaştırılır, böylece sargılarda oluşabilecek kısa devre, mekanik yer değişiklikleri, izolasyon bozulmaları tespit edilebilmektedir.

SFRA ölçümünde genlik ölçümü dB olarak Denklem (1) ve faz ölçümü Denklem (2)'ye göre hesaplanmaktadır. Güç transformatörleri için frekans aralığı 20 Hz-2 MHz uygun olmaktadır ve bu frekans aralığında ölçüm yapılan sistemle ilgili tüm detaylı bilgileri almak mümkündür.

$$Genlik = 20log\frac{Ch1}{Ch0} \quad (1)$$

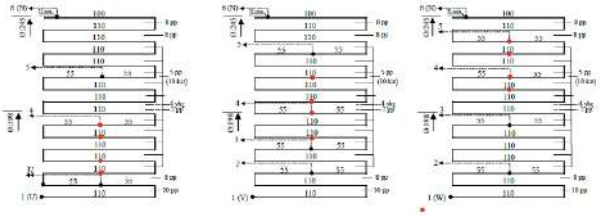
$$Faz = Faz(\frac{Ch1}{Ch0}) \quad (2)$$



Şekil 2. FRA analizi için deney düzeneği.

3. Deneysel Çalışma ve Sonuçlar

Bu çalışmada SFRA testleri için laboratuar ortamında bir test sistemi kurularak testlerin gerçekleştirilmesi için gerekli deney düzeneği oluşturulmuştur. Deneylerde kullanılan transformatörün sargılarının bağlantı uçları Şekil 3'te verilmiştir. Laboratuvar ortamında kurulan test sistemi ise Şekil 4'te gösterilmiştir. Transformatör sargılarında suni arızalar oluşturularak Sweep Frequency Response Analysis-SFRA testleri ile işlemler gerçekleştirilmiştir. SFRA testleri FRAX 101 cihazı ile gerçekleştirilmiştir.

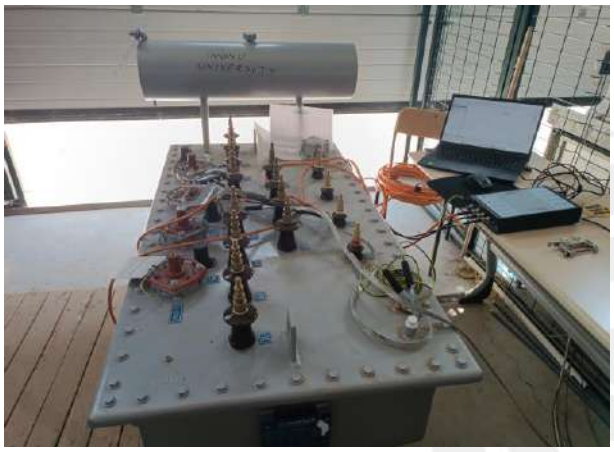


Şekil 3. Deneyde kullanılan transformatörün sargı uçlarının bağlantıları.

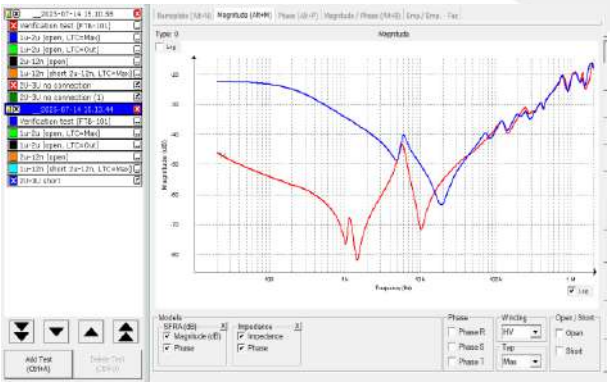
3.1. Arıza Durumlarının SFRA ile Tespiti

3.1.1. Aynı faz içinde arıza durumu

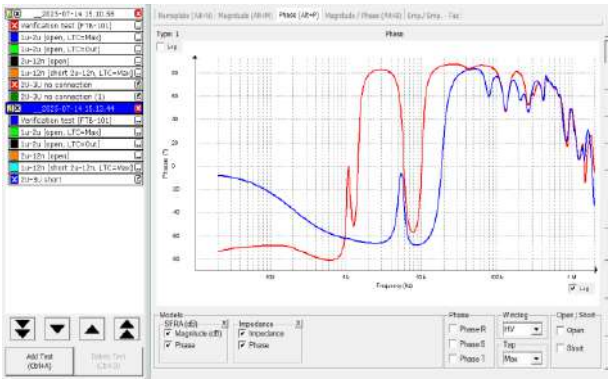
Transformatör U fazı için aynı faz sargıları arasında oluşan arıza durumunda transformatör sargılarından alınan frekans cevapları Şekil 5 ve 6'da verilmiştir. Testler 2 farklı durum için tekrarlanmıştır: Şekilde, arızasız durum kırmızı ve doğrudan kısa devre mavi renk ile temsil edilmektedir. Normal durumda sargıda herhangi bir arıza olmadığında elde edilen değişim referans alındığında, iki nokta arasındaki arıza direncine bağlı olarak genlik eğrisinin sıfır eksenine doğru yukarı doğru kaydığı (daha yüksek dB) gözlemlenmiştir. Analiz sonuçları transformatör sargıları arasında herhangi bir faz sargısı arasında gelişen bir arızanın kolaylıkla tespit edilebildiğini göstermektedir.



Şekil 4. Transformatör SFRA testleri için kurulan deney düzeneği.



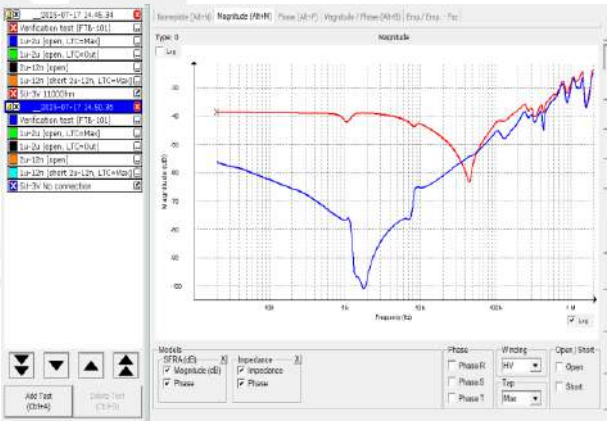
Şekil 5. YG U fazında 2U-3U noktaları arasında oluşturulan arıza durumlarına ait SFRA genlik (dB) grafiği.



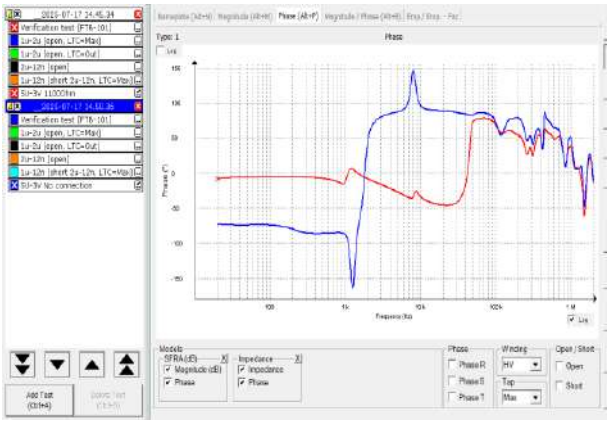
Şekil 6. YG U fazında 2U-3U noktaları arasında oluşturulan arıza durumlarına ait SFRA faz grafiği.

3.1.2. Fazlar arası arıza durumu

İkinci uygulama olarak, iki faz sargısı arasında arıza meydana gelmesi durumu incelenmiştir. Şekil 7'da U fazının iki noktası arasında 1100 Ohm (kırmızı) arıza direnci durumunda transformatörün U ve V çıkışları arasında elde edilen SFRA analiz sonuçları görülmektedir. Şekil 8'de aynı duruma ilişkin faz değişim grafiği görülmektedir. Arızasız duruma (mavi) göre karşılaştırma yaptığımızda, arıza direnci durumunda empedans genlik eğrisi (dB) düşük frekanslarda (<40 kHZ) sıfır eksenine doğru yukarı kaymaktadır. Analiz sonuçları transformatör sargıları arasında fazlar arası gelişen bir arızanın kolaylıkla tespit edilebildiğini göstermektedir.



Şekil 7. YG tarafı U-V kısa devre arızası SFRA genlik (dB) değişimi (mavi bağlantı yok, kırmızı 1100 Ohm).



Şekil 8. YG tarafı U-V kısa devre arızası SFRA faz değişimi (mavi bağlantı yok, kırmızı 1100 Ohm).

Şekil 5–8'de elde edilen grafikler incelendiğinde, arıza durumunda özellikle düşük frekans bölgelerinde (0.02–1 kHz) belirgin genlik farkları oluştuğu, buna bağlı olarak SFRA'nın erken arıza tespitinde yüksek duyarlılık sergilediği görülmektedir. Grafiklerden elde edilen frekans-genlik arasındaki sayısal ilişki Tablo 1'de gösterilmiştir.

Tablo 1. Arızasız ve arızalı durumlar için seçili frekans aralıklarında ortalama genlik farkları

Frekans Aralığı (kHz)	Ortalama Genlik (dB)	Korelasyon Katsayısı (R^2)
0.02–0.1	5.2	0.89
0.1–1	8.7	0.81
1–10	3.5	0.94

4. Sonuçlar

Bu çalışmada, güç transformatörlerinde meydana gelebilecek sargı arızalarının tespitinde SFRA yönteminin etkinliği incelenmiştir. Laboratuvar ortamında gerçekleştirilen deneyler sonucunda hem aynı faz içerisinde hem de fazlar arası oluşan kısa devre arızalarının SFRA yöntemi ile güvenilir biçimde belirlenebildiği görülmüştür. Elde edilen bulgular, SFRA yönteminin transformatörlerin durum izleme ve arıza teşhisinde güvenilir bir tanı aracı olduğunu göstermekte ve enerji sürekliliğinin sağlanmasında kritik bir rol üstlenebileceğini ortaya koymaktadır.

Gelecek çalışmalar kapsamında, SFRA testlerinin çevrimiçi koşullarda uygulanabilmesi ve saha tipi güç transformatörlerinde doğrulanması hedeflenmektedir. Ayrıca, elde edilen SFRA verilerinin makine öğrenmesi tabanlı sınıflandırma algoritmalarıyla işlenmesi, arıza tiplerinin otomatik tanınmasına olanak sağlayacaktır. Böylece, yöntemin sadece laboratuvar ortamında değil, enerji iletim ve dağıtım sistemlerinde gerçek zamanlı durum izleme aracı olarak kullanılmasının önü açılacaktır.

5. Teşekkür

Bu çalışma, Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu (TÜBİTAK) tarafından 123E658 numaralı proje kapsamında desteklenmiştir.

6. Kaynaklar

[1] Abbasi, A. R. "Fault Detection and Diagnosis in Power Transformers: A Comprehensive Review and Classification of Publications and Methods." *Electric Power Systems Research*, vol. 209, 2022, p. 107990.

[2] Christopoulos, C., and A. Wright. *Electrical Power System Protection*. 2nd ed., Springer Science & Business Media, 1999, p. 215.

[3] Hajiaghasi, S., M. M. Hosseini Ahmadi, P. Goleij, and A. Salemnia. "Transformer Inter-Turn Failure Detection Based on Leakage Flux and Vibration Analysis." *IET Electric Power Applications*, vol. 15, no. 8, 2021, pp. 998–1012.

[4] Senobari, R. K., J. Sadeh, and H. Borsi. "Frequency Response Analysis (FRA) of Transformers as a Tool for Fault Detection and Location: A Review." *Electric Power Systems Research*, vol. 155, 2018, pp. 172–183.

[5] Moradzadeh, A., and K. Pourhossein. "Early Detection of Turn-to-Turn Faults in Power Transformer Winding: An Experimental Study." *2019 International Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (ACEMP) & 2019 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*, IEEE, Aug. 2019, pp. 199–204.

[6] Moradzadeh, A., K. Pourhossein, B. Mohammadi-Ivatloo, and F. Mohammadi. "Locating Inter-Turn Faults in Transformer Windings Using Isometric Feature Mapping of Frequency Response Traces." *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 17, no. 10, 2020, pp. 6962–6970.

[7] Moradzadeh, A., H. Moayyed, B. Mohammadi-Ivatloo, G. B. Gharehpetian, and A. P. Aguiar. "Turn-to-Turn Short Circuit Fault Localization in Transformer Winding via Image Processing and Deep Learning Method." *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 18, no. 7, 2021, pp. 4417–4426.

[8] Yoon, Y., Y. Son, J. Cho, S. Jang, Y. G. Kim, and S. Choi. "High-Frequency Modeling of a Three-Winding Power Transformer Using Sweep Frequency Response Analysis." *Energies*, vol. 14, no. 13, 2021, p. 4009.

[9] Zhao, Z., C. Tang, C. Yao, Q. Zhou, L. Xu, Y. Gui, and S. Islam. "Improved Method to Obtain the Online Impulse Frequency Response Signature of a Power Transformer by Multi Scale Complex CWT." *IEEE Access*, vol. 6, 2018, pp. 48934–48945.

V2G'nin Türkiye'de Depolama Kapasitesi ve Şebeke Esnekliğine Katkısı: Duyarlılık Analizi

Contribution of V2G to Storage Capacity and Grid Flexibility in Turkey: Sensitivity Analysis

Büşra Nergiz Erdem[1], Mehmet Demirtaş[2]

[1]Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
busra.nergiz@enerji.gov.tr

[2]Gazi Üniversitesi, Teknoloji Fakültesi, Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü
mehmetd@gazi.edu.tr

Özet

Bu çalışmada, Türkiye'de elektrikli araçların (EA) şebeke entegrasyonunda araçtan şebekeye (V2G) teknolojisinin potansiyel depolama kapasitesi ve esneklik katkısı analiz edilmiştir. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) ve Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) projeksiyonlarına dayanarak, batarya kapasitesi ve senkronizasyon parametreleri aracılığıyla sağlanabilecek maksimum güç ve geri besleme gücü miktarları hesaplanmıştır. Ayrıca, senaryo tabanlı bir duyarlılık analizi ile senkronizasyon katsayısı (α) ve V2G uyumlu soket oranı (β) parametrelerinin etkileri değerlendirilmiştir. Bu bağlamda, V2G'nin hem kısa vadeli esneklik sağlama hem de pik talep dönemlerinde geleneksel enerji santrallerine olan bağımlılığı azaltma potansiyeline sahip olduğu görülmüştür. Ayrıca, Türkiye'deki düzenleyici gelişmelerin V2G entegrasyonu için uygun bir temel sağladığı, ancak detaylı uygulama düzenlemelerine ve mevzuatına ihtiyaç duyulduğu sonucuna varılmıştır.

Anahtar kelimeler: *batarya kapasitesi, elektrikli araçlar, duyarlılık analizi, şebeke esnekliği, V2G*

Abstract

This study analyzes the potential storage capacity and flexibility contribution of vehicle-to-grid (V2G) technology in the grid integration of electric vehicles (EVs) in Turkey. Based on projections from the Energy Market Regulatory Authority (EPDK) and the Turkish Electricity Transmission Corporation (TEİAŞ), the maximum power and feedback power quantities that could be provided through battery capacity and synchronization parameters were calculated. Furthermore, a scenario-based sensitivity analysis evaluated the effects of the synchronization coefficient (α) and V2G-compatible socket ratio (β) parameters. In this context, it was observed that V2G has the potential to provide both short-term flexibility and reduce dependence on traditional power plants during peak demand periods. Furthermore, it was concluded that regulatory developments in Turkey provide a suitable foundation for V2G integration, but detailed implementation regulations and legislation are needed.

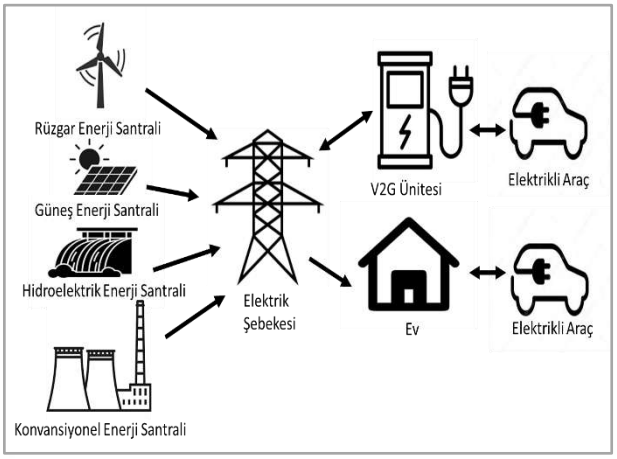
Keywords: *battery capacity, electric vehicles, grid flexibility, sensitivity analysis, V2G*

1. Giriş

İklim krizinin derinleşmesi enerji sektöründe köklü değişikliklere sebep olmuştur. Yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji portföyündeki payının artması, üretim-tüketim dengesine odaklanmayı gerektirmekte olup güvenilirlik ve esneklik gereksinimlerini artırmaktadır. Bununla birlikte fosil yakıtların kullanım sınırlaması ve içten yanmalı motorlu araçlara (ICEV) kıyasla yüksek verimlilik potansiyeli gibi sebepler EA'ların yaygınlaşmasına olanak sağlamaktadır [1]. Günümüzde sayıları milyonları aşan EA'ların enerji dönüşümüne mobil depolama birimi olarak katkı sağlayabileceği V2G teknolojisi ilk kez 1990'lı yıllarda enerji sistemleri ve EA'lar üzerinde yapılan akademik çalışmalarla

ortaya konmuş olup 1997 yılında ise Kempton ve ark. tarafından tanımlanmış ve literatüre kazandırılmıştır [2]. V2G temelde EA'lar ve elektrik şebekesi arasında çift yönlü enerji transferine olanak sağlayarak gerektiğinde şebekeden güç çekip gerektiğinde ise bataryalarında depolanan enerjiyi şebekeye geri veren sistemler bütünüdür [3]. Literatürde Türkiye özelinde; Kuşdoğan, akıllı şebekelerde fişli EA'ların enerji depolama birimi olarak kullanılması üzerine yaptığı çalışmada altyapı kısıtı, şebeke etkileşimi ve şebekeye olası etkilerini incelemiştir. EA'ların yalnızca tüketici konumunda değil aynı zamanda üretim birimleri olarak kullanıldığında V2G'nin şebeke entegrasyonunda yaşanabilecek zorluklara değinmiştir [4]. Das ve ark. EA'ların çift yönlü şebeke etkileşimini dikkate alarak yük profillerini iyileştirmeyi amaçladıkları çalışmalarında şebeke operatörleri ve EA sahipleri için maliyetleri optimize ederek esneklik artırımı sağlamışlardır [5]. Bibak ve Tekiner Mogulkoc, V2G sistemlerinin güç talebini düzleştirme ve şebeke dengeleme kapasitesini analiz etmişlerdir. Şarj zamanlaması ve EA sayısı gibi değişkenleri göz önünde bulundurarak V2G'nin uygun yöntemle şebeke talebini dengelemede etkili olabileceğini öne sürmüşlerdir [6]. Heider ve ark. Almanya'nın dağıtım şebekelerine akıllı şarj ve V2G'nin sağlayabileceği esneklik potansiyelini değerlendirmişler ve sistem esnekliğinin artırıldığı ve şebeke genişleme ihtiyacının azaldığını ortaya koymuşlardır [7]. Syla ve ark. açık kaynaklı bir enerji sistem modeli kullanarak farklı şarj senaryoları altında EA'ların şebeke esnekliğine katkısını analiz etmişler ve esneklik açısından avantajlar ortaya koyarken, şarj altyapı maliyetlerinin artırdığını öne sürerek akıllı şarj ve V2G'nin dengeli kullanımını önermişlerdir [8].

V2G'nin evrimi, 2007 yılında Delaware Üniversitesi'nin "Orta Atlantik Şebeke Etkileşimli Araç Konsorsiyumu" (MAGICC) ve AC Propulsion eBOX ile ilk gerçek dünya denemesiyle başlamıştır. 2010 yılında Nissan LEAF'ın piyasaya sürülmesiyle teoriden uygulamaya taşınmış olup EA'lar yüksek talep dönemlerinde şebekeye enerji verebilen birer depolama birimi olarak konumlanmıştır. 2011 yılında Töhoku depremi ve Fukuşima krizi V2G'nin acil kriz durumlarında yedek güç kaynağı olarak kullanılması fikrini ortaya çıkarmıştır. 2016 yılından beri Cenex, V2G teknolojileri ve iş modelleri konusunda Ar-Ge liderliği yapmaktadır. Günümüzde ise EA bataryaları çift yönlü kullanılarak; şebeke esnekliği, şebeke yönetimi ve yenilenebilir enerji entegrasyonunda alternatif bir çözüm sunmaktadır [3]. V2G sisteminin EA'lar ile elektrik şebekesi arasındaki çift yönlü enerji akış mekanizması Şekil 1'de kavramsal düzeyde gösterilmektedir.



***Şekil 1**:V2G'nin temel gösterimi [9]*

Türkiye'de TEİAŞ'ın yayımladığı talep tahmin raporları, yük eğrileri, artan yenilenebilir enerji kaynaklı üretim, bölgesel kısıtlar ve şebeke dengesizlikleri kısa süreli esneklik ve yardımcı hizmet kapasitesi ihtiyacını göstermektedir. Öte yandan Türkiye'deki EA sayısı ve şarj altyapısının büyüme eğilimi V2G'nin ölçeklenebilirliği açısından önemli bir temel sunmaktadır [10]. Buradan hareketle bu çalışma dört ana bölüm olarak organize edilmiştir. Giriş bölümünün ardından ikinci bölümde V2G sistem gereksinimleri ve güç akışı, üçüncü bölümde yöntem verilmiş olup dördüncü bölümde ise sonuçlar sunulmuştur.

2. V2G Sistem Gereksinimleri ve Güç Akışı

V2G, çift yönlü güç elektroniği ve uygun bir şebeke ara yüzü gerektirmektedir. Enerji akışı; EA'lar, şarj istasyonları ve elektrik şebekesi arasında gerçekleşmektedir. Şarj istasyonları ve EA'lar V2G uyumlu olmalıdır. DA V2G uygulamalarında güç dönüşümü araç dışında çift yönlü DA hızlı şarj üniteleri üzerinden gerçekleştirilirken, AA V2G uygulamalarında ise araç üzerindeki evirici şebekeye senkron bir dağıtık enerji kaynağı gibi çalışmaktadır [11]. DA V2G'de güç akışı şebeke, araç dışı dönüştürücü, batarya hattında; AA V2G de güç akışı ise şebeke, EA, araç içinde evirici ve batarya hattında izlenmektedir. DA yaklaşım genellikle daha yüksek güç seviyelerinde, AA yaklaşım ise araç içi donanım basitliği ve yaygın alt yapı özellikleri ile öne çıkmaktadır.

EA'ların elektrik şebekesine entegrasyonu için uluslararası alanda çeşitli standart ve protokoller belirlenmiştir. DA V2G, IEC 61851-23/-24; AA V2G'de IEEE 1547 ve IEEE 1547.1 ara

bağlantı standartlarına uyum gerektirir. UL 1741 gibi güvenli hatlar ekipmanları korurken SAE J3072 mobil eviriciler için sertifikasyon işlevlerini sağlamaktadır [3]. Haberleşme ve kontrol katmanı ise; esnek enerji akışı, zamanlama ve güvenlik için IEEE 2030.5 ve ISO 15118-20; istasyon ve aggregatör entegrasyonu için de OCPP 2.0.1 standartlar ile yönetilmektedir [11]. V2G uyumlu şarj teknolojileri açısından, CHAdeMO Japonya merkezli bir hızlı şarj standardı olup, çift yönlü enerji transferini desteklerken Avrupa ve ABD'de yaygın olarak benimsenen combined charging system (CCS) standardı ise, CCS2 versiyonu ile V2G desteği sunmakta ve ISO 15118 protokolüyle tam uyumluluk göstermektedir.

Türkiye'de V2G henüz başlangıç aşamasındadır. Ancak yapılan yasal düzenlemeler gelecekteki entegrasyon için hukuki ve teknik bir temel oluşturmaktadır. EPDK tarafından 2024 yılında yayımlanan "Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği'nde Değişiklik" değişiklik ile birlikte toplayıcılık faaliyeti net bir şekilde düzenlenmiş olup agregatörlere üretim/tüketim programlarını yönetme, elektrik ticareti yapma ve elektrik depolama tesisleri kurup işletme gibi yetkiler tanımlanmıştır. Bu düzenleme, mobil depolama sistemlerinin enerji sistemine ticari olarak entegre edilebilmesi için yasal bir çerçeve sunmaktadır [12]. "Şarj Hizmeti Yönetmeliği" Madde 19'da yer alan "Birlikte Çalışılabilirlik" ilkesi, şarj istasyonlarının iletim ve dağıtım sistemleriyle entegre ve uyumlu çalışmasını zorunlu kılmakta; bu sayede çift yönlü enerji ve veri akışını mümkün kılan altyapı şartlarını teşvik etmektedir. Söz konusu madde, uluslararası V2G uyumlu iletişim protokollerinin (örneğin ISO 15118, OCPP 2.0.1) kullanımı zorunlu hale getirerek sistemler arası birlikte çalışabilirliği güvence altına almaktadır [13]. EPDK ve TEİAŞ iş birliğiyle yürütülen "Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY)" ile batarya ve sabit enerji depolama sistemlerinin dengeleme piyasasına katılımı sağlanmış; EA'lar ise potansiyel mobil depolama sistemleri olarak tanımlanmıştır. Ancak V2G teknolojisi özelinde henüz doğrudan bir mevzuat bulunmamaktadır [14]. Dolayısıyla mevcut düzenlemeler, V2G teknolojisinin Türkiye enerji sistemine entegrasyonu için hukuki ve teknik bir altyapı sunmakta; ancak uygulamaya yönelik detaylı alt mevzuatın geliştirilmesine duyulan ihtiyacı da açıkça ortaya koymaktadır.

2.1. V2G'nin Temel Zorlukları

V2G teknolojisi güç sistemlerine birçok avantaj ve esneklik sağlayacaktır. Fakat henüz tam anlamda olgunlaşmış bir teknoloji olmaması teknik, ekonomik, düzenleyici, hukuki ve sosyal riskler oluşturmaktadır. Çift yönlü enerji akışı bataryalarda; hücre kimyasına, sıcaklığa, deşarj derinliğine ve C-oranına bağlı olarak çevrim döngüsünü bozabilmektedir. Sagaria ve ark. yaptıkları bir simülasyon çalışmasında V2G'nin çevrim yaşlanmasına etkisinin ihmal edilemez olabileceğini, 10 yılda pil bozulma oranının %9-14 seviyelerinde artırdığını, tek yönlü akışta 10 yıl boyunca %85-90 oranında olduğunu fakat döngüsel bozulmanın %10-15 seviyelerinde olduğunu göstermiştir. V2G nedenli toplam pil bozulmasının ise yıllık %0,31'lik katkısı olduğunu öne sürmüştür [15]. EA'ların şebekeye güç aktarımı sürecinde şebeke kısıtları ve eşzamanlılık gibi riskler bulunmaktadır. Özellikle aynı anda çok sayıda EA'ların güç alışverişi, trafolarda termal yük artışı ve gerilim dalgalanmalarına sebep olabilir. Bu sebeple, şebeke kapasitesi göz önünde bulundurularak şarj ve deşarj planlaması gerekmektedir [16]. Ayrıca V2G uyumlu şarj cihazları karmaşık kontrol ve yüksek güvenlikli kablolardan oluşan donanımlardır. Bu donanım ve yazılım altyapılarının iyileştirilmesi gerekliliği, yatırım maliyetini artırmaktadır [4]. Protokol uyumsuzlukları, farklı üreticilerin ISO 15118-20, OCPP ve IEC 61851 varyantları ve sertifikasyon seviyelerindeki farklılıklar sebebiyle saha entegrasyonunda birlikte çalışabilirlik zorlaşmaktadır. Ayrıca, sürüm farklılıkları ve opsiyonel özellik tercihleri, V2G sistemlerinin teknik uyumunda önemli engeller oluşturmaktadır. Agregatörlerin iletim ve dağıtım sistem operatörleri ile ilişkileri, sorumlulukları, lisanslama ve kayıt süreçlerinin açık ve net olması gerekir. Çift yönlü enerji akışının sayaçlar aracılığıyla ayrıştırılması, vergi ve harçların adil uygulanması ve enerji tüketiminde çifte sayımın önlenmesi için düzenleyici çerçeveler oluşturulmalıdır [17]. Ayrıca kullanıcı gizliliği için "Kişisel Verilerin Korunması Kanunu" ve "Genel Veri Koruma Tüzüğü" uyumluluğu sağlanmalı ve açık rıza, amaçla sınırlılık, veri minimizasyonu ve güvenli saklama ilkeleri oluşturulmalıdır. Kullanıcı katılımını artırmak için dinamik fiyatlandırma/zaman-bazlı tarifeler, şeffaf gelir paylaşımı ve kullanım kolaylığı gibi teşvik ve tasarım unsurları belirsizliği risk taşımakta olup davranışsal tepkiler beklenen esnekliği sağlayamayabilir [18]. Sonuç olarak, V2G'nin sistem çapında güvenli ve ekonomik ölçeklemesi, batarya sağlığı odaklı kontrol, şebeke kısıtlarına duyarlı planlama, birlikte çalışabilir standartların olgunlaştırılması ve kapsayıcı düzenleyici çerçevelerin eşzamanlı olarak geliştirilmesini gerektirir.

2.2. V2G'nin Faydaları ve Uygulama Alanları

V2G teknolojisi, EA'ların batarya kapasitelerini dağıtık enerji depolama sistemleri olarak kullanarak enerji sistemlerine önemli katkılar sağlar. Bu teknoloji sayesinde EA'lar, şebekeye enerji aktarımı gerçekleştirerek gerilim düşümlerini azaltmakta, frekans regülasyonu, yük dengeleme ve yenilenebilir enerji entegrasyonu gibi kritik hizmetlerde rol almaktadır. Şebeke esnekliği kapsamında, V2G teknolojisi EA'ların arzının yetersiz olduğu zamanlarda şebekeye enerji vererek talep tarafı yönetimini optimize eder [19]. Akıllı şarj algoritmaları ve fiyat sinyalleri ile şarj-deşarj işlemleri şebekenin ihtiyaçlarına göre zamanlanabilmektedir. Gerilim regülasyonunda, EA'lar aktif veya reaktif güç sağlayarak voltaj seviyelerinin stabil kalmasına destek olur; böylece bara gerilimleri 0,9–1,1 p.u. aralığında tutulur ve gerilim kararlılık indeksi pozitif kalır [20]. Frekans regülasyonunda ise, V2G modunda ki araçlar ani yük değişikliklerine hızlı yanıt vererek frekansın nominal değerde tutulmasını sağlar. Yük artışlarında şebekeye enerji vererek frekansı yükseltirken, yük azaldığında enerji çekerek dengeyi sağlayabilir [4]. Pik yük yönetiminde, V2G teknolojisi ani talep dönemlerinde hızlı enerji desteği sağlayarak geleneksel yedek santrallerin devreye girmesine olan ihtiyacı azaltabilir. Yenilenebilir enerji entegrasyonunda ise V2G, dalgalı ve öngörülemez üretimin şebekeye etkisini azaltmaktadır [20]. Ayrıca fazla enerjinin EA bataryalarında depolanmasını ve talebin yüksek olduğu zamanlarda şebekeye geri verilmesini sağlar ve böylece yenilenebilir enerji entegrasyonunun artırılmasına katkıda bulunabilir. Acil durum yedeklemesinde, EA'ların bataryalarında depolanan enerjinin, şebeke arızaları veya afet durumlarında mikro şebeke modunda kritik altyapıların enerji ihtiyacını karşılamak için kullanılmasına olanak tanır. Örneğin, Japonya'da doğal afetlerde Nissan Leaf gibi araçlar ev ve kamu binalarına yedek enerji temin edecektir [21]. Avrupa'da ise iletim sistem operatörleri EA'ların şebeke esneklik aracı ve depolama kaynağı olarak kullanılabileceği ortaya konmuştur. Avrupa Elektrik İletim Sistemi Operatörleri Ağı (ENTSO-E)'nın yayımlamış olduğu "Electric Vehicles Integration into Power Grids" belgesinde akıllı şarj ve çift yönlü yük akışı çözümlerinin şebeke talep eğrisini yumuşatma, pik yük yönetimi ve yenilenebilir kaynaklarla entegrasyonu artırma potansiyeline sahip olduğu vurgulanmaktadır [22]. Fransa'da 2018 yılında başlatılan pilot proje ile V2G'yi şebeke istikrarının yapı taşı olarak görülmüş ve Ekim 2024 yılında ise tüketici ölçekli ilk ticari proje başlatılmıştır. Birleşik Krallık çok sayıda pilot proje devreye alarak denemeler yapmaktadır. Almanya daha kısıtlı pilot projelerle esneklik ve yenilenebilir enerji entegrasyonu için V2G potansiyelini değerlendirmektedir. Hollanda'da ise kentsel pilot projelerle çift yönlü şarj denemeleri yapılmaktadır [23]. Ayrıca EA'ların depolama birimi olarak kullanılması, karbon emisyon azaltımına da katkı sağlayacaktır. Örneğin Kuzu, Akdağ, Nurmuhammed ve Karadağ'ın 2024 yılında yayımladıkları makaleye göre 156 adet EA radyal dağıtım şebekesine entegre edilmiş ve 10 saatte toplam 4464 kWh enerji aktararak yaklaşık 1519kg CO_2 salımını azaltmıştır [20]. Bu özellikleri ile V2G, modern enerji sistemlerinde esneklik, güvenilirlik ve sürdürülebilirlik açısından öne çıkmaktadır.

3. Yöntem

Bu çalışmanın amacı Türkiye'nin EPDK tarafından hazırlanmış "Elektrikli Araç ve Şarj Altyapısı Projeksiyonu"na göre 2030 yılı orta senaryo EA ve şarj istasyonu projeksiyonları üzerinden EA'ın batarya kapasitelerinin V2G teknolojisi ile şebekeye sağlayabileceği depolama ve esneklik katkısını hesaplamak ve çeşitli parametreler üzerinden duyarlılık analizi gerçekleştirmektir. EA projeksiyonu Tablo 1'de ve orta senaryo şarj altyapısı projeksiyonu ise Tablo 2'de verilmiştir [24]. Mevcut durumda ise Ağustos 2025 için toplam EA sayısı 310.668 adet olup toplam şarj noktası sayısı 33.592 adettir [25].

Tablo 1: EA projeksiyonu *[24]*

Yıl	EA Sayısı		
	Düşük Senaryo	Orta Senaryo	Yüksek Senaryo
2025	202.030	269.154	361.893
2030	776.362	1.321.932	1.679.600
2035	1.779.488	3.307.577	4.214.273

Tablo 2: Orta senaryo şarj altyapısı projeksiyonu *[24]*

Yıl	Şarj Noktası Sayısı AA (Orta Senaryo)	Şarj Noktası Sayısı DA (Orta Senaryo)	Şarj Noktası Sayısı Toplam (Orta Senaryo)
2025	33.476	12.594	46.070
2030	100.187	42.637	142.824
2035	186.152	86.924	273.076

Duyarlılık analizinde kullanılan tüm parametreler Tablo 3'de verilmiştir. Bu tabloda; C_{bat}, Türkiye'de en çok kullanılan 2 EA'ın batarya kapasitelerinin ortalamasının 69,18 kW bulunması üzerine yaklaşık 60 kW varsayımıyla hesaplanmıştır. P_{dis} ise 60kW batarya kapasitesi için C-rate 0,25 alınarak hesaplanmıştır. P_{AA} ve P_{DA}

değerleri de tek faz 7,4 kW, hızlı şarjda da 50 kW ile sınırlandırılmıştır. Batarya ömrü dikkate alınarak hesaplanan kullanılabilir enerji oranı literatürde %70-%90 aralığında olduğundan kullanılabilir batarya oranı %80 olarak tanımlanmıştır [3]. Araç başı anlık deşarj gücü literatürdeki bazı çalışmalarda 10-20 kW aralığında verilmiş olduğundan ortalaması seçilmiştir [7] & [5]. Araçların günlük geri besleme süresi benzer çalışmalarda 1-3 saat aralığında tutulması sebebiyle bu çalışmada 2 saat olarak belirlenmiştir [8]. Diğer parametreler ise EPDK ve TEİAŞ raporlarından alınmıştır.

Tablo 3: Parametreler

Parametre	Açıklama	Varsayılan Değer
N_{EA}	Toplam EA sayısı (2030 tahmini)	1.321.932
C_{bat}	Araç başı ortalama batarya kapasitesi	60 kWh
f_{SoC}	Kullanılabilir batarya oranı (%SoC)	0.8
P_{dis}	Araç başı anlık deşarj gücü	15 kW
α	Eşzamanlılık (kullanılabilirlik katsayısı)	1 (senaryo bazlı)
N_{AA}	AA soket sayısı (2030 tahmini)	100.187
N_{DA}	DA soket sayısı	42.637
P_{AA}	Soket başı AA çıkış gücü	7.4 kW
P_{DA}	Soket başı DA çıkış gücü	50 kW
β	V2G uyumlu soket oranı	1 (senaryo bazlı)
t_{V2G}	Günlük aktif V2G süresi	2 saat

Toplam batarya kapasitesi, V2G için kullanılabilir enerji, araç bazlı maksimum anlık güç esnekliği, AA anlık güç geri besleme DA anlık güç geri besleme, toplam soket bazlı anlık güç geri besleme ve günlük enerji geri besleme sırasıyla Denklem (1)-(7)'de verilmiştir. Çalışmada kullanılan denklemler literatürde uluslararası V2G analizlerinde yer alan yöntemlerle benzer niteliktedir. EA sayısı ile batarya kapasitesi çarpımı toplam depolama kapasitesini vermektedir [6]. Toplam depolama kapasitesini kullanılabilir batarya oranı ile çarpımı ise kullanılabilir V2G kapasitesini vermektedir. Araç başı anlık deşarj gücü kullanılarak toplam EA ve EA'ların katılım oranı ile çarpıldığı takdirde toplam çıkış gücü belirlenmiştir. Eş zamanlılık katsayısı ve V2G uyumlu soket oranı senaryo tabanlıdır. Şarj noktalarının AA ve DA çıkış güçleri V2G uyum oranı dikkate alınarak toplam güç geri besleme oranı Das ve ark.'nın yaptığı çalışmadaki soket bazlı güç hesabıyla uyumlaştırılmıştır [5]. Günlük güç ise toplam çıkış gücünün V2G'nin aktif olacağı süre çarpımı sonucu ortaya çıkarılmıştır. Türkiye özelinde bu parametreleri doğrudan veren bir kaynak bulunmadığından, formüller literatürdeki genel V2G hesaplama yöntemleriyle uyumlu olacak biçimde, yerel verilerin entegrasyonu esas alınarak türetilmiştir.

$$E_{total} = N_{EA} \times C_{bat} \quad (1)$$

$$E_{V2G} = E_{total} \times f_{SOC} \quad (2)$$

$$P_{total} = N_{EA} \times P_{dis} \times \alpha \quad (3)$$

$$P_{AC_{total}} = N_{DC} \times P_{AC} \times \beta \quad (4)$$

$$P_{DC_{total}} = N_{Dc} \times P_{DC} \times \beta \quad (5)$$

$$P_{total_{socket}} = P_{AC_{total}} + P_{DC_{total}} \quad (6)$$

$$E_{day} = P_{total_{socket}} \times t_{V2G} \quad (7)$$

3.1. Duyarlılık Analizi Kurgusu

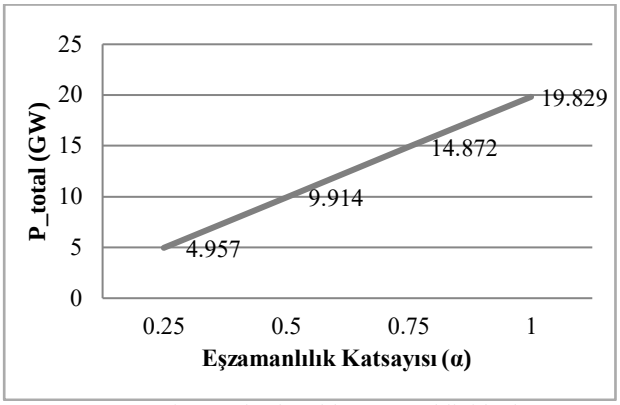
α ve β değerleri 0-1 (0,25, 0,5, 0,75, 1) arasında belirli değerler alarak, batarya kapasitesi 60 kW ve toplam elektrikli araç sayısı 1.321.932 olacak şekilde sabit tutulmuştur ve Şekil 1 ve Şekil 2'de verilen V2G'nin araç bazlı ve soket bazlı esneklik katkısı hesaplanmıştır.

3.2. Türkiye'2030 Şebeke Talep ve Tüketim Projeksiyonları ile EA Mevcut Şarj Profili

Türkiye'nin 2030 baz senaryoya göre puant yük tahmini 70.451 MW ve elektrik tüketim tahmini 413.491 GWh olarak öngörülmüştür [10]. Türkiye'nin 2025 yılı Temmuz ayında 45.605.809 kWh EA şarj tüketimi gerçekleşmiş olup %87 oranında DA Şarj sağlanmıştır [25].

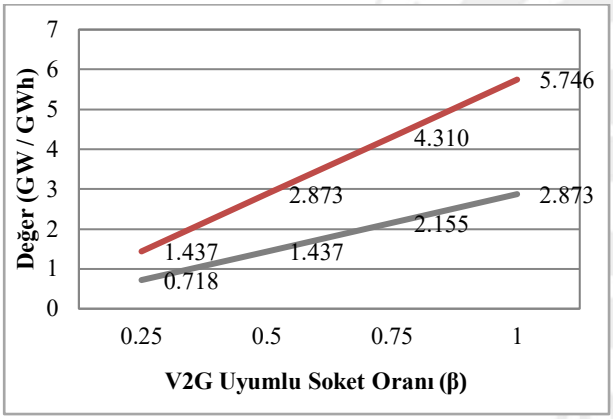
4. Sonuçlar

Bu çalışmada EPDK ve TEİAŞ'ın yayımladığı 2030 projeksiyonları esas alınarak EA'ların batarya kapasiteleri üzerinden V2G ile Türkiye elektrik şebekesine sağlayabileceği potansiyel geri besleme gücü ve esneklik katkısı hesaplanmıştır. Buna göre toplam batarya kapasitesi 79,3 GWh ve batarya kapasitesinin %80'inin kullanılabileceği durumda V2G için kullanılabilir enerji miktarı ise 63,45 GWh olarak hesaplanmıştır. Araç bazlı 15 kW deşarj gücü ve eşzamanlılık katsayı 1 düşünüldüğünde 19,83 GW anlık güç esnekliği sağlamaktadır. %30'luk bir eşzamanlılık durumunda 2030 yılı puant yük öngörüsünün %8,4'üne karşılık gelmektedir.

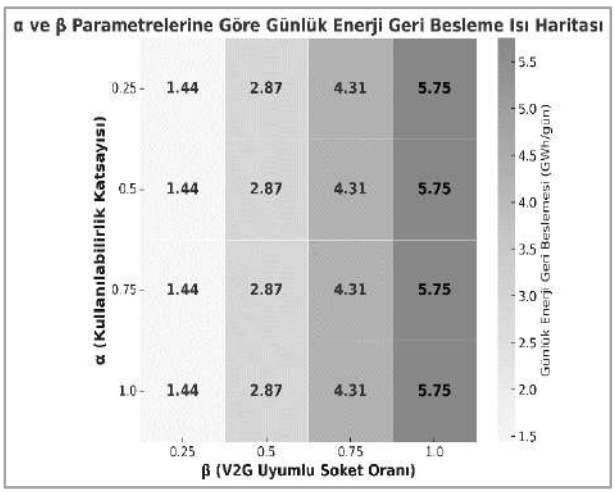


Şekil 2: V2G'nin araç bazlı anlık güç esnekliği katkısı

Soket bazlı ise 2.873 MW geri besleme gücü hesaplanmıştır. Bu değer 2030 yılında öngörülen 70.451 MW'lık ani puant gücünün yaklaşık %4,1'ine denk gelmektedir. Günlük 2 saat geri besleme yapılabileceği varsayıldığında 5,75 GWh/gün, yıllık 2,1 TWh/yıl geri besleme gücüne karşılık gelmektedir. Bu değer ise 2030 yılı öngörülen 413.491 GWh'lık tüketimin yaklaşık %0,46'sına denk gelmektedir.



Şekil 3: V2G'nin soket bazlı esneklik katkısı



Şekil 4: α ve β parametrelerinin değişimine göre günlük enerji geri besleme ısı haritası

V2G teknolojisinin düşük eşzamanlılık oranlarında dahi şebeke için hatırı sayılır güç ve enerji katkısı sağlayabilecek potansiyele sahip olduğu değerlendirilmiştir. Ancak bu potansiyelin hayata geçirilebilmesi için donanım altyapısı, batarya sağlığı, protokol ve standart uyumu ve düzenleyici çerçeve gibi konularda çözüm adımları atılmalı mevzuat geliştirilmeli, kullanıcı katılımı desteklenmeli ve pilot uygulamalarla geliştirilmelidir.

5. Kaynaklar

[1] H. Turton ve F. Moura, «Vehicle-to-grid systems for sustainable development: An integrated energy analysis,» *Technological Forecasting and Social Change*, cilt 75, no. 8, pp. 1091-1108, 2008.

[2] W. Kempton ve S. E. Letendre, «Electric vehicles as a new power source for electric utilities,» *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, cilt 2, no. 3, pp. 157-175, 1997.

[3] P. Kumar, H. Channi, R. Kumar, A. Rajiv, B. Kumari, G. Singh, S. Singh, I. Dyab ve J. Lozanović, «A comprehensive review of vehicle-to-grid integration in electric vehicles: Powering the future,» *Energy Conversion and Management: X*, cilt 25, 2025.

[4] Ş. Kuşdoğan, «Akıllı Şebekelere Elektrikli Araçların Entegrasyonu ve Taşıttan Şebekeye V2G Uygulamaları,» %1 içinde *III. Güç ve Enerji Sistemleri Sempozyumu*, İzmir, 2017.

[5] S. Das, P. Thakur, A. Singh ve S. Singh, «Optimal management of vehicle-to-grid and grid-to-vehicle strategies for load profile improvement in distribution system,» *Journal of Energy Storage*, cilt 49, 2022.

[6] B. Bibak ve H. Tekiner-Mogulkoc, «The parametric analysis of the electric vehicles and vehicle to grid system's role in flattening the power demand,» *Sustanaible Energy, Grids and Networks*, cilt 30, 2022.

[7] A. Heider, F. Moors ve G. Hug, «Impact of Smart Charging and Vehicle-to-Grid Technologies on Flexibility and Grid Expansion Requirements in German Distribution Networks,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, cilt 61, no. 3, pp. 4822-4832, 2025.

[8] A. Syla ve D. P. M. K. Parra, «Assessing flexibility from electric vehicles using an open-source energy system model: trade-offs between smart charging, vehicle-to-grid and an extensive charging infrastructure,» *Energy*, cilt 326, 2025.

[9] R. Shi, S. Peng, T. Chang ve K. Lee, «Vehicle-to-Grid Techniques,» [Çevrimiçi]. Available: https://encyclopedia.pub/entry/51226. [Erişildi: 15 09 2025].

[10] TEİAŞ, «2025-2034 Talep Tahmin Raporu,» Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi, Ankara, 2024.

[11] U. D. o. Energy, «Vehicles-to-Grid Integration Assessment Report,» United States Department of Energy, Washington, DC 20585, 2025.

[12] EPDK, «Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik,» Resmî Gazete, Ankara, 2024.

[13] EPDK, «Şarj Hizmeti Yönetmeliği,» Resmî Gazete, Ankara, 2022.

[14] EPDK, «Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği,» Resmî Gazete, Ankara, 2009.

[15] S. Sagaria, M. Kam ve T. Boström, «Vehicle-to-grid impact on battery degradation and estimation of V2G economic compensation,» *Applied Energy,* cilt 377, no. Part B, 2025.

[16] G. Putrus, P. Suwanapingkarl, D. Johnston, E. Bentley ve M. Narayana, «Impact of electric vehicles on power distribution networks,» %1 içinde *5th IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, Dearborn, 2009.

[17] EPDK, «Elektrik Piyasası Ölçüm Sistemleri Yönetmeliği,» Resmi Gazete, Ankara, 2023.

[18] A. Thompson ve Y. Perez, «Vehicle-to-Everything (V2X) Energy Services, Value Streams, and Regulatory Policy İmplications,» *Energy Policy,* cilt 137, 2020.

[19] Eurelectric, «What is flexibility in the power sector?,» Eurelectric, 28 03 2025. [Çevrimiçi]. Available: https://www.eurelectric.org/in-detail/what-is-flexibility-in-the-power-sector/. [Erişildi: 30 08 2025].

[20] B. Kuzu, O. Akdağ, M. Nurmuhammed ve T. Karadağ, «V2G Uygulamalarında Elektrikli Araçların Dağıtım Şebekesine Optimum,» *Dicle University Journal of Engineering,* cilt 15, no. 2, pp. 375-385, 2024.

[21] J. Cantagalli, «Nissan LEAF Acil Durumlarda Japonya'da Yedek Güç Sağlaycak,» Drivingeco, 17 02 2023. [Çevrimiçi]. Available: https://www.drivingeco.com/tr/nissan-leaf-proporcionara-energia-apoyo-japon-situaciones-emergencia/. [Erişildi: 30 08 2025].

[22] ENTSO-E, «Electric Vehicle Integration into Power Grids,» European Network of Transmission System Operators for Electricity, Brüksel, 2021.

[23] «The V2G status quo – how much progress has been made in which country?,» The Mobiilty House Energy, 09 04 2025. [Çevrimiçi]. Available: https://mobilityhouse-energy.com/int_en/knowledge-center/article/v2g-progress-in-each-country. [Erişildi: 20 10 2025].

[24] EPDK, «Elektrikli Araç ve Şarj Altyapısı Projeksiyonu,» Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Ankara, 2024.

[25] EPDK, «Şarj Hizmeti Piyasası Aylık İstatistikleri,» Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Ankara, 2025.

Hibrit Fotovoltaik-Elektrikli Araç Entegrasyonu ile Gelişmiş Ev Enerji Yönetim Sistemi

Advanced Home Energy Management System with Hybrid Photovoltaic-Electric Vehicle Integration

Sertay Bulut[1], Mahire Salmaz[1], Kübra Nur Yıldırım[1], Emir Kaan Tutuş[1], Alper Kağan Candan[1], Nevzat Onat[1]

[1]Manisa Celal Bayar Üniversitesi, Elektrik Elektronik Mühendisliği
sertaybulut@hotmail.com, kubranurryildirim@gmail.com, mahiresalmaz@gmail.com, emir.tutus@cbu.edu.tr, kagan.candan@cbu.edu.tr, nevzat.onat@cbu.edu.tr

Özet

Teknolojinin hızlı gelişimiyle birlikte modern yaşam tarzlarının benimsenmesi ve elektrikli cihazlara yönelik talebin artışı, nüfus yoğunluğu ve şehirleşmenin de etkisiyle konutlardaki enerji tüketimini önemli ölçüde artırmaktadır. Evsel elektrik talebindeki bu yükseliş, geleneksel elektrik şebekelerinin yetersizliği, arz-talep dengesizlikleri gibi nedenlerle fiyat dalgalanmalarına yol açmakta ve hane halkı enerji maliyetlerini yükseltmektedir. Bu durum, konutların şebekeye bağımlı olmadan kendi enerji ihtiyaçlarını karşılayabilecek sistemlere dönüşmesini gerekli kılmaktadır. Dağıtık enerji kaynaklarının, özellikle çatı tipi fotovoltaik (FV) sistemler, batarya depolama sistemleri ve elektrikli araçların yaygınlaşmasıyla birlikte konutların kendi kendine yetebilen yapılara dönüşmesi mümkün hale gelmektedir. Bu sayede hem elektrik faturalarında kayda değer tasarruf sağlanmakta hem de sürdürülebilir bir enerji çözümü elde edilmektedir. Bu çalışma kapsamında, hibrit ev enerji yönetim sistemi (EEYS) tasarlanarak çatı tipi FV sistemine ve elektrikli araca sahip bir yapı üzerinden hane halkı günlük enerji maliyetlerinin optimize edilmesi amaçlanmaktadır. Çalışmada, üç zamanlı elektrik tarifesi esas alınmış, tüketim fiyatlarının yüksek olduğu saatlerde şebeke bağımlılığını azaltmak için enerji talep öngörüleri ve üretim tahminleri dikkate alınarak mevcut kaynakların etkin yönetimi hedeflenmiştir.

Anahtar kelimeler: *Ev enerji yönetim sistemi, optimizasyon, maliyet minimizasyonu, elektrikli araçlar.*

Abstract

With the rapid advancement of technology, the adoption of modern lifestyles and the increasing demand for electrical appliances, combined with population growth and urbanization, have significantly increased residential energy consumption. This rise in household electricity demand leads to price fluctuations and higher household energy costs due to the inadequacy of conventional power grid. Consequently, it has become essential for households to transform into systems capable of supplying their own energy needs independently of the grid. The widespread adoption of distributed energy resources, particularly rooftop photovoltaic (PV) systems, battery storage systems, and electric vehicles, makes it possible for households to become self-sufficient units. In this way, households can achieve considerable savings on electricity bills while ensuring a sustainable energy solution. Within the scope of this study, a hybrid home energy management system (HEMS) is designed to optimize the daily energy costs of a household equipped with a rooftop PV system and an electric vehicle. The study is based on a time of use electricity tariff, where energy demand assumptions and generation forecasts are considered to effectively manage available resources and reduce grid dependency during peak price periods.

Keywords: *Home energy management system, optimization, cost minimization, electric vehicles.*

1. Giriş

Dünya nüfusundaki hızlı artış, evsel enerji tüketiminin küresel enerji tüketimi içindeki payını önemli ölçüde artırmaktadır [1]. Örneğin, Avrupa Birliği'nde binaların enerji tüketimi, toplam enerji tüketiminin yaklaşık %40'ını oluştururken [2], dünya genelinde de benzer bir oran söz konusudur [3]. Mevcut eğilimin önümüzdeki yıllarda da artarak sürmesi beklenmektedir. Öngörüler, 2050 yılına kadar küresel elektrik tüketiminin günümüz seviyelerinin yaklaşık iki katına çıkacağını göstermektedir [4]. Kentleşme, ekonomik büyüme gibi etkenler, enerji talebindeki artışın temel nedenleri arasında yer almaktadır. Bu artan talep, enerji maliyetlerini de doğrudan etkilemektedir. Nitekim Türkiye'de Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) verilerine göre, 2020 yılı Ekim

ayında mesken aboneleri için kademeli tarife fiyatları sırasıyla 0.08 USD/kWh, 0.115 USD/kWh ve 0.05 USD/kWh iken, 2025 yılı Nisan ayında bu değerler 0.09 USD/kWh, 0.135 USD/kWh ve 0.06 USD/kWh seviyelerine yükselmiştir [5] (Fiyatlar TCMB Kurları'ndaki verilere dayanarak ilgili aylardaki dolar kuru üzerinden hesaplanmıştır [6].). Dolayısıyla, artan talep ve maliyetlere ilişkin dinamikler, mevcut enerji politikalarının yeniden ele alınmasını ve alternatif kaynaklara yönelimi kaçınılmaz hale getirmektedir. Son yıllarda artan popülaritesi ve sürdürülebilirlik potansiyeliyle yenilenebilir enerji kaynakları bu yönelimin merkezinde yer almaktadır [7]. Bu bağlamda, yenilenebilir enerji kaynaklarının, özellikle fotovoltaik (FV) sistemlerin kurulum maliyetlerindeki düşüş ve enerji arz güvenliğine sağladığı katkı, bu teknolojilerin hanelerde hızla yaygınlaşmasına olanak tanımaktadır. FV sistemlerin son tüketici tarafından benimsenmesi, hane halkının enerji sistemindeki rolünü de dönüştürmekte olup, artık yalnızca tüketici rolünde değil, aynı zamanda ürettikleri enerjiyi kendi ihtiyaçları için kullanabilen ve fazlasını şebekeye verebilen üreten-tüketiciler (prosumer) hâline gelmektedir [8]. Ancak, kesikli üretim karakterine sahip dağıtık kaynakların doğaları gereği sabit bir üretim profiline sahip olmaması, son kullanıcının tüketim talepleriyle her zaman tam olarak uyuşmaması anlamına gelmektedir. Örneğin, FV sistemlerde üretim gündüz saatlerinde yoğunlaşırken, konutlardaki elektrik talebi özellikle akşam saatlerinde artış göstermektedir. Bu uyumsuzluk, üretilen enerjinin verimli kullanımını kısıtlamakta ve şebeke bağımlılığını sürdürmektedir. Bu bağlamda, elektrikli araçlar (EA), yalnızca ulaşım amacıyla değil aynı zamanda enerji depolama kapasitesiyle de öne çıkan ve şebeke ile çift yönlü enerji alışverişi yapabilen yenilikçi bir çözüm olarak öne çıkmaktadır. EA'lar, gündüz saatlerinde FV sistemlerden elde edilen fazla enerjiyi depolayarak, enerji maliyetinin yüksek olduğu veya üretimin düşük olduğu zaman dilimlerinde hanelere aktarabilmektedir [9]. Bu süreçte, hane ölçeğinde enerji üretimi, depolama ve şebeke etkileşimini bütünleşik şekilde yöneten ev enerji yönetim sistemleri (EEYS), hem enerji maliyetlerinin azaltılmasında hem de şebeke yükünün dengelenmesinde kritik bir rol üstlenmektedir.

Örneğin [10]'da FV üretimi ve EA bataryalarının etkin kullanımı üzerine kurulu bir enerji kredisi modeli önerilmiş, sonuçta enerji maliyetlerinde %43.9'a, pik yük talebinde ise %78.7'ye varan azalma elde edilmiştir. Benzer şekilde, [11] numaralı çalışmada, yenilenebilir kaynaklar ve şebekeyi birlikte dikkate alan cihaz zamanlama modeli geliştirilmiş, zamana dayalı tarife (Time of Use, ToU) altında cihazların çalışma zamanları optimize edilerek kullanıcı maliyetleri düşürülmüştür. Bu tür doğrudan optimizasyon tabanlı yaklaşımların yanı sıra, literatürde yer alan bazı çalışmalarda metasezgisel yöntemler kullanılmıştır. Örneğin, [12] numaralı çalışmada, yenilenebilir kaynaklar ve EA entegrasyonunu talep yanıtı tabanlı akıllı EEYS çerçevesinde ele almış, elektriksel ve termal yükleri optimize ederek kullanıcı konforunu korumuş ve belirsizlikleri modele dahil ederek enerji akışını dinamik biçimde yönetmiştir.

Geçmişte, birçok çalışma FV sistemlerin ve EA entegrasyonuna dayalı EEYS geliştirmiştir. Bu çalışmaların büyük bölümü, enerji maliyetlerini azaltmaya, pik yükleri düşürmeye ve şebeke esnekliğini artırmaya odaklanmıştır. Bununla birlikte, mevcut yaklaşımlar çoğunlukla gerçek zamanlı tüketim belirsizliklerini, EA'nın günlük kullanım programlarını ve değişken tarife yapılarının etkilerini bir arada ele almamaktadır. Ayrıca, EA'nın gün içindeki hareketliliği ve bu durumun şarj-deşarj planlamasına etkisi de genellikle ikincil planda kalmaktadır. Bu eksiklikler, mevcut EEYS yaklaşımlarının hane ölçeğinde enerji maliyetini etkin şekilde minimize etme ve aynı zamanda şebeke bağımlılığını azaltma potansiyelini sınırlamaktadır. Bu bağlamda, bu çalışmada, şebekeye bağlı çatı tipi FV sistem, EA ve çeşitli evsel elektrikli cihazlardan oluşan bir hanenin elektrik tüketim maliyetini minimize eden bir EEYS tasarlanması amaçlanmıştır. Modelde, EA'nın gün içerisinde evde bulunmadığı zaman aralıkları (örneğin işe gidildiği veya özel amaçlı seyahatlerin gerçekleştiği saatler) dikkate alınmış, bu durumun aracın şarj-deşarj operasyonlarının mevcut koşullar ve kısıtlar göz önünde bulundurularak daha dikkatli planlanmasını

sağlaması hedeflenmiştir. Çalışmada üç zamanlı elektrik tarifesi esas alınmış, tüketim fiyatlarının yüksek olduğu saatlerde şebeke bağımlılığını azaltmak için enerji talep öngörüleri ve üretim tahminleri dikkate alınarak mevcut kaynakların etkin yönetimi hedeflenmiştir. Oluşturulan optimizasyon modeli, öncelikle karmaşık tam sayılı doğrusal programlama (MILP) yapısında geliştirilmiştir. Ardından, modelin performansını değerlendirmek amacıyla geleneksel metasezgisel yöntemlerden birisi olan parçacık sürü optimizasyonu (PSO) uygulanmıştır.

2. Materyal ve Yöntem

2.1. Sistem Yapısı

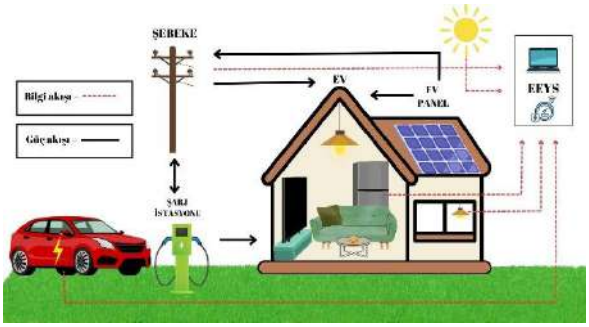
Bu çalışmada tasarlanan sistem, çatı tipi FV sistem, EA ve şebeke bağlantısından oluşan, akıllı enerji yönetim kabiliyetine sahip bir evi içermektedir. Çatıda yer alan FV sistem, 3.5 kWp kurulu güce sahiptir. Hane halkının sahip olduğu EA, MG ZS EV Standard Range modeli olarak seçilmiştir. Söz konusu araç, yaklaşık 51.1 kWh nominal (≈50 kWh kullanılabilir) batarya kapasitesine ve 6.6 kW şarj/deşarj kapasitesine sahiptir [13]. Buna ek olarak, hanede yer alan aydınlatma, beyaz eşyalar ve ısınma/soğutma gibi elektrikli cihazların tüketim öngörüleri yapılmıştır. Bu kapsamda, kullanıcı alışkanlıklarına bağlı belirsizliklerin etkisini en aza indirmek ve sistemin farklı talep koşullarında da güvenilirliğini değerlendirmek amacıyla analizlerde en kötü durum yaklaşımı benimsenmiş, yani mümkün olan en yüksek tüketim değerleri esas alınmıştır. Ev, FV'den elde edilen üretim, EA bataryasında depolanan enerji ve şebekeden sağlanan elektrik olmak üzere üç temel enerji kaynağına dayanmaktadır. EA, şebeke ile çift yönlü enerji alışverişini yapabilme kapasitesine sahiptir. Çalışmada ele alınan hibrit sisteme ait genel yapı Şekil 1'de sunulmuştur.

2.2. Problem Tanımı

Bu çalışmanın temel amacı, hibrit FV–EA entegrasyonunu kullanarak evin günlük enerji maliyetini minimize etmektir.

2.2.1. Amaç Fonksiyonu

(1)'de modele ait amaç fonksiyonu verilmiştir. $E_t^{ŞA}$ her bir zaman diliminde şebekeden alınan enerjiyi, $E_t^{ŞV}$ ise, şebekeye verilen toplam enerji miktarını temsil etmekte olup, bu ifadelere (2)'de yer verilmiştir.



Şekil 1. Sistemin genel yapısı.

$\alpha_t^{alınan}$ her bir zaman diliminde şebekeden çekilen enerji için birim fiyatı temsil etmektedir. Şebekeden alınan enerji fiyatları, EPDK tarafından yayımlanan 2025 Nisan dönemi üç zamanlı elektrik tarifesi üzerinden belirlenmiştir. Buna göre; gündüz tarifesi 3.4955 TL/kWh, puant tarife 5.0927 TL/kWh ve gece tarifesi 2.2182 TL/kWh (USD kuru TL'ye çevrilmiştir.) olarak dikkate alınmıştır [5]. Şebekeye verilen enerjinin fiyatlandırılması, satış fiyatının alış fiyatının altında olacak şekilde belirlenmelidir. Aksi takdirde alım ve satım fiyatları arasındaki farklılıklardan yararlanılarak arbitraj imkanı ortaya çıkacaktır. Arbitraj, kar elde etmek amacıyla düşük fiyatlı bir malı satın almaya ve yüksek fiyatla satmaya yönelik her türlü faaliyet stratejisi olarak tanımlanır [14]. Bu tür durumların önüne geçmek amacıyla, bu çalışmada şebekeye enerji satışı için uygulanan en yüksek birim fiyat, şebekeden alınan en düşük birim fiyattan daha düşük tutulmuş ve alış eğrisi fiyat ekseninde aşağı kaydırılarak satış eğrisi oluşturulmuştur. Bu kapsamda, birim fiyatlar gündüz tarifesi için 1.3727 TL/kWh, puant tarifesi için 2 TL/kWh ve gece tarifesi için 0.8711 TL/kWh olarak uygulanmaktadır.

$$min \sum_t (E_t^{ŞA} \cdot \alpha_t^{alınan}) - (E_t^{ŞV} \cdot \alpha_t^{verilen}) \quad 1)$$

$$E_t^{ŞA} = P_t^{ŞA} \cdot \Delta t \qquad \forall t \in t \quad 2)$$
$$E_t^{ŞV} = P_t^{ŞV} \cdot \Delta t$$

2.2.2. Elektrikli Araç Kısıtları

Modelde elektrikli aracın şarj-deşarj süreçleri, batarya kapasitesi ve kullanım koşulları belirli kısıtlar çerçevesinde tanımlanmıştır. Buna göre, (3), senaryonun başlangıcında EA bataryasındaki enerji durumunu ifade etmektedir. (4) ise bataryayı her bir t anında minimum ve maksimum sınırlar arasında kısıtlamaktadır. (5), aracın evden ayrılıp/eve dönüp yolda bulunduğu sürelerde oluşan enerji kayıplarını $SoE_t^{EV_{Kayıp}}$ ile modellemektedir. γ km başına bataryadaki kaybı temsil ederken, d_t aracın her bir

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

zaman adımında kat ettiği mesafeyi. τ_t ise aracın evden çıktığını/eve döndüğünü gösteren ikili değişkeni belirtmektedir. (6) ve (7) ise, bataryanın şarj ve deşarj gücünü kısıtlayan eşitsizlikler olarak tanımlanmaktadır. ${P_t}^{EV_{Şarj}}$ ve ${P_t}^{EV_{Deşarj}}$ aracın şarj ve deşarj operasyonlarını ifade ederken, P^{EV} şarj istasyonunun güç kapasitesini belirtmektedir. Bu denklemlerde verilen u_t ikili değişkeni aracın herhangi bir t anında aynı anda şarj ve deşarj olmasını engellemek için kullanılmıştır. Son olarak (8)'de ise, her bir t anı için bataryanın enerji seviyesinin güncellenmesi sağlanmaktadır.

$$SoE_t^{EV} = SoE_t^{EV_{ilk}}, \quad t = t^{ilk} \quad (3)$$

$$SoE_t^{EV_{Min}} \leq SoE_t^{EV} \leq SoE_t^{EV_{Maks}}, \quad \forall t \in t \quad (4)$$

$${SoE_t}^{EV_{Kayıp}} = \gamma \cdot d_t \cdot \tau_t \quad \forall t \in t \quad (5)$$

$${P_t}^{EV_{Şarj}} \leq P^{EV} \cdot (1 - u_t) \cdot (1 - \tau_t), \quad \forall t \in t \quad (6)$$

$${P_t}^{EV_{Deşarj}} \leq P^{EV} \cdot u_t \cdot (1 - \tau_t), \quad \forall t \in t \quad (7)$$

$$SoE_t^{EV} = SoE_{t-1}^{EV} - {SoE_t}^{EV_{Kayıp}} + \left({P_t}^{EV_{Şarj}} \cdot \Delta t \cdot \eta\right) - \left({P_t}^{EV_{Deşarj}} \cdot \Delta t / \eta\right), \quad t > t^{ilk} \quad (8)$$

2.2.3. Güç Dengesi Kısıtı

Bir sistemde üretim, depolama ve tüketim bileşenleri arasındaki enerji akışının her an dengede olması, sistemin kararlı ve güvenilir bir şekilde çalışması için zorunludur. Aksi halde, talebin karşılanamaması veya üretim fazlasının yönetilememesi gibi durumlar ortaya çıkabilir. Bu da sistemin bütünsel performansının bozulmasına veya operasyonel olarak devre dışı kalmasına yol açabilir. Bu nedenle, modelde her t anında, FV üretiminden ve bataryadan deşarj ile şebekeden temin edilen toplam gücün, hane yükleri, batarya şarjı ve şebekeye verilen güç miktarının toplamına eşit olmasını garanti eden güç dengesi kısıtı (9)'de tanımlanmıştır. Hiçbir t anında aynı anda şebekeden güç çekilirken, şebekeye güç verme durumu ile karşılaşmamak için $u_t^{şebeke}$ isimli bir ikili değişken daha tanımlanmış olup bu kısıtı sağlayan denklemler (10) ve (11)'de verilmiştir. Ek olarak, $P^{limit_{\text{alınan}}}$ ve $P^{\text{limit}_{\text{verilen}}}$ isimli parametreler şebekeden alınan ve verilen gücün kısıtlanması sağlanmıştır.

$$P_t^{ŞV} + {P_t}^{EV_{Şarj}} + P_t^{Tüketim} = P_t^{ŞA} + {P_t}^{EV_{Deşarj}} + {P_t}^{FV}, \quad \forall t \in t \quad (9)$$

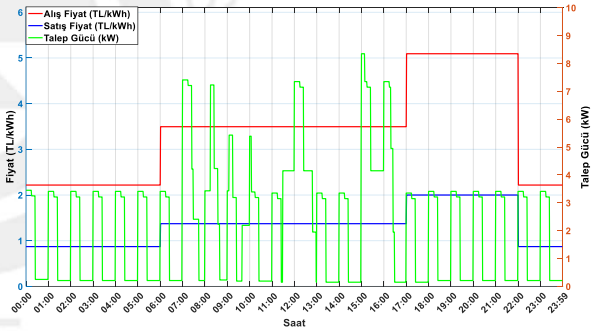
$$P_t^{ŞA} \leq P^{limit_{alınan}} \cdot u_t^{şebeke}, \quad \forall t \in t \quad (10)$$

$$P_t^{ŞV} \leq P^{limit_{verilen}} \cdot (1 - u_t^{şebeke}), \quad \forall t \in t \quad (11)$$

3. Sonuçlar ve Tartışma

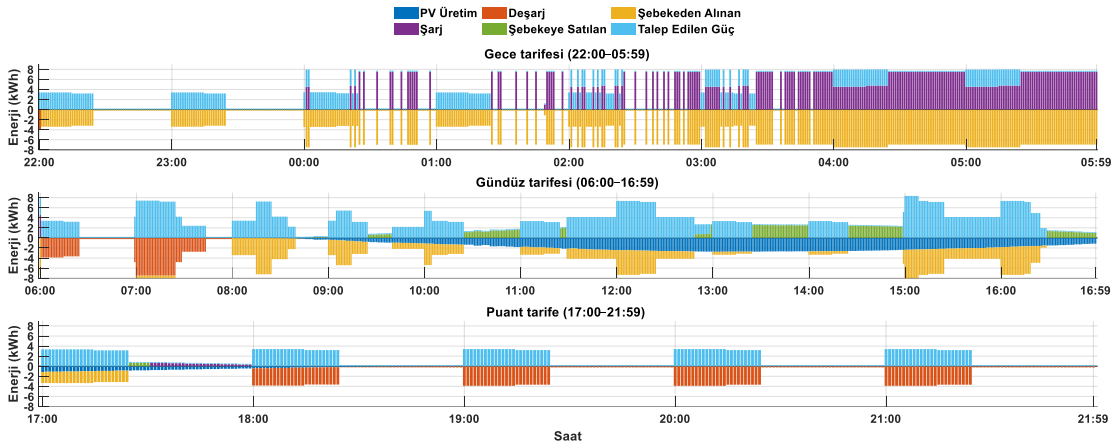
Bu çalışmada önerilen EEYS modeli, şebekeye bağlı olarak çalışan çatı tipi FV sistemi, EA ve evsel yüklerden oluşan bir ev üzerinde simülasyon bazında test edilmiştir. Modelde, Hane halkının güç talebindeki değişkenlik, EA'nın varış ve ayrılış zamanlarına bağlı olarak kullanılabilirlik durumu ve FV üretimi dikkate alınmıştır. Bu çalışma kapsamında ilk olarak, deterministik maliyet minimizasyonu amacıyla MILP yöntemi uygulanmıştır. Ardından, metasezgisel algoritmalardan yaygın kullanım alanına sahip parçacık sürü optimizasyonu (PSO) değerlendirilmiştir. Karşılaştırmalar, elde edilen sonuçlar ve çözüm süreleri bakımından gerçekleştirilmiştir. Model, i5-1135G7 işlemci, 16 GB RAM ve Windows 10 Pro işletim sistemine sahip bir iş istasyonunda, Python ortamında geliştirilip, Gurobi çözücüsü ile çözülmüştür.

Şekil 2'de Türkiye elektrik piyasasına özgü üç zamanlı elektrik tarifesi, üretilen satış fiyatları ile hane halkının talep gücü birlikte gösterilmektedir.

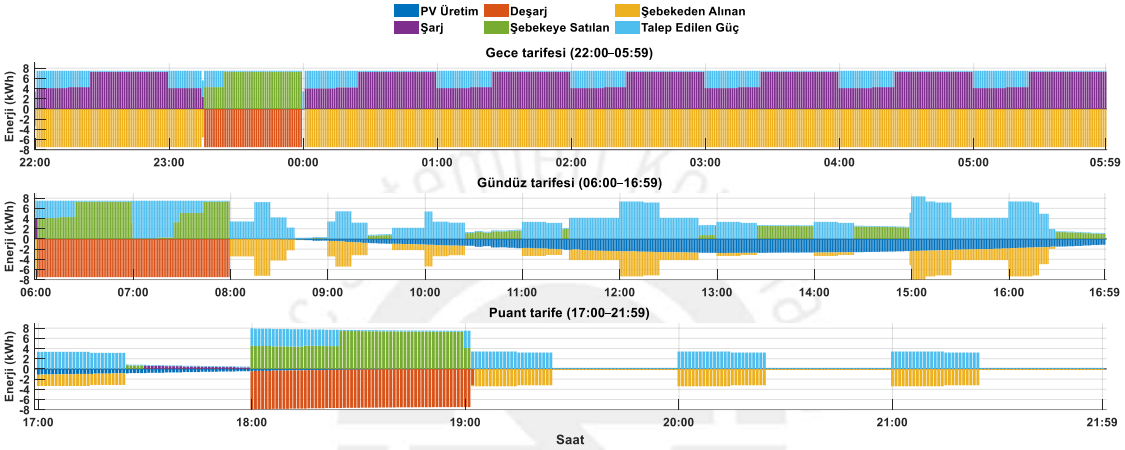


Şekil 2. Hane halkı talep gücü.

Şekil 3'de MILP'e göre evin enerji alışverişi ayrıntılı olarak sunulmaktadır. İlk 6 saatlik periyotta FV üretimi bulunmadığından, talep tamamen şebekeden karşılanmış ve bu sırada araç çoğunlukla şarj olarak SoE değerini artırmıştır. 06.00-08.00 saatleri arasında araç bataryasının deşarj edilmesiyle birlikte şebeke bağımlılığı azalmış, bu dönemde şebekeden alınan enerji miktarı önemli ölçüde düşmüştür. 08.00-17.30 saatleri arasında aracın evde bulunmaması nedeniyle herhangi bir şarj-deşarj operasyonu bulunmamakta olup, çalışma kapsamında belirlenen yolculuk için bataryada toplamda 6.6 kWh enerji kaybı yaşandığı dikkate alınmıştır (km başına 0.165 kWh'a göre hesaplanmıştır [13].).



Şekil 3. MILP algoritmasına göre ev enerji akışlarının zamana bağlı değişimi.



Şekil 4. PSO algoritmasına göre ev enerji akışlarının zamana bağlı değişimi.

Bu nedenle bu saatler arasında hane talebi yalnızca FV üretimi ve şebeke üzerinden karşılanmaktadır. Özellikle 13.00-15.00 saatleri arasında FV üretiminin en yüksek değerlerine ulaşması, ayrıca talebin de bu saatlerde daha düşük olması ile birlikte elektrik ihtiyacının önemli bir bölümü FV tarafından karşılanmış olup, fazla üretilen enerji de şebekeye satılmıştır. Akşam aracın eve dönmesiyle birlikte batarya tekrar devreye girmiş, akşam saatlerinde şebeke fiyatlarının yüksek olduğu dönemde deşarj edilerek pahalı elektrik alımı azaltılmıştır. Böylece hem gündüz saatlerinde FV üretiminden yararlanılmış hem de akşam saatlerinde batarya desteği ile fatura maliyetinde tasarruf sağlanmıştır.

Şekil 4'te ise PSO yöntemiyle elde edilen sonuçlara göre hanedeki enerji alışverişi detaylı olarak verilmiştir. İlk saatlerde FV üretiminin yetersiz olması nedeniyle hane talebi büyük ölçüde şebekeden karşılanmış ve bu süreçte araç bataryasının şarjı gerçekleştirilmiştir. Sabah 07.00–08.00 aralığında bataryanın deşarj edilmesiyle birlikte şebekeden alınan enerji miktarı azalmış, böylece talebin bir bölümü batarya üzerinden sağlanmıştır. Günün devamında, puant zamana kadar aracın evde olmaması talep edilen gücün şebeke ve FV'den üretilen enerji ile karşılanmasına neden olmaktadır. Özellikle öğle saatlerinde FV üretiminin artması ve talebin nispeten düşük seviyelerde olması, fazla üretilen enerjinin şebekeye satılmasına olanak tanımıştır.

Şekiller incelendiğinde, PSO çözümünde puant saatlerde şebeke kullanımının gerçekleştiği gözlemlenmiştir. Bu durum, PSO'nun sezgisel ve stokastik yapısı nedeniyle çözüm kalitesinin parçacık ve iterasyon sayısı gibi parametrelere duyarlı olmasından kaynaklanmaktadır. Dolayısıyla PSO, deterministik yöntemler kadar kararlı sonuçlar üretmemekle birlikte, uygun parametreler altında kabul edilebilir ve pratik çözümler sunmaktadır.

Çalışmada önerilen yöntemlerin performansı, maliyet iyileştirmesi üzerinden incelenmiştir. Karşılaştırma için yalnızca şebekeden enerji temininin söz konusu olduğu baz senaryo referans alınmış ve bu durumda günlük fatura maliyetinin 180 TL'ye ulaştığı görülmüştür. MILP'nin

uygulanmasıyla birlikte yöntemi günlük fatura maliyeti 50 TL azalarak 130 TL seviyesine indirmiştir. Buna karşılık PSO, maliyeti sadece 165 TL'ye düşürebilmiştir. Bu sonuçlar, deterministik yapıdaki problemler için MILP'in hem çözüm süresi hem de maliyet düşürme etkisi bakımından daha uygun ve etkili bir yöntem olduğunu ortaya koymaktadır. Ancak, işlemsel yükten dolayı bileşen sayısının fazla olduğu büyük ölçekli sistemlerde MILP'in yetersiz kalabileceği ve bu tür durumlarda metasezgisel algoritmalar kullanılması gerekmektedir. Gelecek çalışmalarda model kapsamı, EA bataryalarının yaşlanma süreci ve operasyonel değişkenler gibi ek parametrelerin de dahil edildiği senaryolar ile genişletilecektir. Ancak her metasezgisel algoritma her problem çözümünde optimal sonuç vermeyebilir bu nedenle problemin çözümünde PSO ile birlikte farklı metasezgisel algoritmaların modellenmesi planlanmaktadır.

4. Sonuçlar

Bu çalışmada, şebeke bağımlılığını azaltarak kullanıcı maliyetlerini düşürmek amacıyla FV ve EA'nın hibrit kullanımını dikkate alan bir ev enerji yönetim sistemi geliştirilmiştir. Modelin etkinliğini değerlendirmek üzere, yalnızca şebeke kullanımına dayalı durumda günlük maliyet baz alınarak, MILP ve PSO yöntemiyle çözülen senaryolarda maliyet analizi yapılmıştır. Enerji alım ve satım durumları üç zamanlı elektrik tarifesi dikkate alınarak gerçekleştirilmiştir. Elde edilen sonuçlara göre, MILP yöntemi günlük maliyetleri baz senaryoya kıyasla yaklaşık %28 oranında azaltarak en yüksek iyileştirmeyi sağlamıştır. PSO ise daha sınırlı bir iyileştirme ile %8 civarında maliyet düşüşü elde edebilmiştir. Çözüm süresi bakımından da MILP yalnızca 2.95 saniyede sonuç üretirken, PSO'nun 5.65 saniyeye ihtiyaç duyduğu görülmüştür. İncelenen problem formülasyonunun doğrusal özellikler taşıması ve kısıt sayısının sınırlı olması, MILP'in çok kısa sürede optimal çözüme ulaşmasını sağlamıştır.

5. Teşekkür

Bu çalışma, Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu (TÜBİTAK) tarafından 2209-A Üniversite Öğrencileri Araştırma Projeleri Destekleme Programı kapsamında desteklenmektedir.

6. Kaynaklar

[1] A. Taşcıkaraoğlu and O. Erdinç, "Paylaşımlı Elektrik Enerjisi Depolama Sisteminin Kullanımına Dayanan Bir Enerji Yönetimi Yaklaşımı," *Eur. J. Sci. Technol.*, no. 16, pp. 589–604, 2019, doi: 10.31590/ejosat.574062.

[2] H. Mehrjerdi, "Resilience-robustness improvement by adaptable operating pattern for electric vehicles in complementary solar-vehicle management," *J. Energy Storage*, vol. 37, no. July 2020, p. 102454, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102454.

[3] K. J. Chua, S. K. Chou, W. M. Yang, and J. Yan, "Achieving better energy-efficient air conditioning - A review of technologies and strategies," *Appl. Energy*, vol. 104, pp. 87–104, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.10.037.

[4] M. E. Insights, "Global Energy Perspective 2019 : Reference Case," *Energy Insights by McKinsey Co.*, no. January, 2019, [Online]. Available: https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2019

[5] Enerji Piyasaları Denetleme Kurulu, "Üç Zamanlı Elektrik Tarifesi Fiyatları," EPDK. Accessed: Jun. 09, 2025. [Online]. Available: https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-1327/elektrik-faturalarina-esas-tarife-tablolari

[6] "Gösterge Niteliğindeki Merkez Bankası Kurları." Accessed: Sep. 23, 2025. [Online]. Available: https://www.tcmb.gov.tr/kurlar/kurlar_tr.html

[7] A. Mehrabani, H. Mardani, and M. S. Ghazizadeh, "Optimization of Isolated Microgrid in the Presence of Renewable Energy Sources and Demand Response Programs," *2021 11th Smart Grid Conf. SGC 2021*, pp. 1–5, 2021, doi: 10.1109/SGC54087.2021.9664152.

[8] S. Torabi Moghadam, M. V. Di Nicoli, A. Giacomini, P. Lombardi, and J. Toniolo, "The role of prosumers in supporting renewable energies sources," *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 297, no. 1, 2019, doi: 10.1088/1755-1315/297/1/012041.

[9] A. K. Erenoglu, S. Sancar, I. S. Terzi, O. Erdinc, M. Shafie-Khah, and J. P. S. Catalao, "Resiliency-Driven Multi-Step Critical Load Restoration Strategy Integrating On-Call Electric Vehicle Fleet Management Services," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 13, no. 4, pp. 3118–3132, 2022, doi: 10.1109/TSG.2022.3155438.

[10] M. A. Beyazıt, A. Taşcıkaraoğlu, and J. P. S. Catalão, "Cost optimization of a microgrid considering vehicle-to-grid technology and demand response," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 32, p. 100924, 2022, doi: 10.1016/j.segan.2022.100924.

[11] N. Javaid *et al.*, "An Intelligent Load Management System with Renewable Energy Integration for Smart Homes," *IEEE Access*, vol. 5, pp. 13587–13600, 2017, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2715225.

[12] D. Kanakadhurga and N. Prabaharan, "Smart home energy management using demand response with uncertainty analysis of electric vehicle in the presence of renewable energy sources," *Appl. Energy*, vol. 364, no. September 2023, p. 123062, 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.123062.

[13] "EV Database, "EV Standard Range – Battery Specifications." [Online]. Available: https://ev-database.org/car/1540/MG-ZS-EV-Standard-Range

[14] H. Nezamabadi and V. Vahidinasab, "Arbitrage Strategy of Renewable-Based Microgrids via Peer-to-Peer Energy-Trading," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 12, no. 2, pp. 1372–1382, 2021, doi: 10.1109/TSTE.2020.3045216.

154 kV Yeraltı Kablosunda Ekran Topraklama Sürekliliğinin Sağlanması: Düşük Maliyetli Yerinde Onarım Yaklaşımı

Restoring Sheath/Screen Bonding Continuity in a 154 kV Underground Cable: A Cost-Effective In-situ Approach

Hasan Hüseyin Çalışkan[1], Mehmet Efe Elvanoğlu[2], Cihan Aksakal[1]

[1]TEİAŞ 4. Bölge Müdürlüğü, İşletme ve Bakım Müdürlüğü
hasanhuseyin.caliskan@teias.gov.tr, cihan.aksakal@teias.gov.tr

[2]Demirer Kablo Sistemleri Sanayi ve Ticaret A.Ş.
efe.elvanoglu@demirerkablo.com.tr

Özet

Bu çalışmada, 1998 yılında devreye alınmış olan, 154 kV gerilim seviyesinde, 1000 mm² kesitli XLPE izoleli, 6250 metre uzunluğunda, 5 majör ve 10 minör etaptan oluşan ve her iki ucu GIS transformatör merkezleriyle irtibatlı bir yeraltı güç kablosunda ortaya çıkan ekran topraklama süreksizliği sorunu incelenmiştir. Söz konusu arızanın kablo hattı bileşenlerinde elektriksel zorlanmalara yol açtığı ve hattın güvenli işletilmesini tehdit edebilecek bir risk oluşturduğu değerlendirilmiştir..

Sahada yapılan kontrollerde, koaksiyel kablo bağlantılarında süreksizlik ve izolasyon problemleri olduğu tespit edilmiştir. Özellikle yapılan ölçümlerde, ilk değerlendirme anlık yük akımı 300 A iken gerçekleştirilmiş ve daha sonraki ölçüm sonuçları bu referans akım baz alınarak oranlanmıştır. Bulgular, ekran topraklama sürekliliğinin kaybı nedeniyle kablo ekranında öngörülenden daha yüksek gerilimlerin indüklendiğini ve ek noktalarında hasar riski oluştuğunu göstermiştir.

Sorunun çözümü amacıyla mevcut eklerin değiştirilmesine gerek kalmadan yeni bir topraklama bağlantısı yöntemi geliştirilmiş ve uygulanmıştır. Bu yöntemde kablo dış kılıfı üzerinde pencere açılarak metal ekran üzerine lehim bağlantılar yapılmış, özel muhafazalar içine alınan bağlantılar poliüretan reçine ile doldurularak çevresel ve mekanik etkilere karşı koruma sağlanmıştır.

Gerçekleştirilen uygulama sonrasında yapılan testlerde ekran sürekliliğinin yeniden sağlandığı ve ölçülen gerilimlerin normal kabul edilebilecek seviyelere gerilediği görülmüştür. Böylece hattın işletme güvenliği artırılmış, eklerin tamamen yenilenmesine kıyasla çok daha kısa sürede ve düşük maliyetle arıza giderilmiştir. Çalışma ayrıca, yeraltı güç kablolarında ekran topraklama sistemlerinin periyodik olarak test edilmesi ve bakımına yönelik standart yöntemlerin geliştirilmesi ihtiyacına dikkat çekmektedir.

***Anahtar Kelimeler**: Ekran topraklama, Yeraltı güç kablosu.*

Abstract

This study addresses a sheath bonding discontinuity detected in an underground power cable commissioned in 1998, operating at 154 kV, with 1000 mm² XLPE insulation, a total length of 6250 meters, and connected to GIS substations at both ends. The fault was assessed to cause electrical stress on cable components and to pose a risk for reliable operation.

Field inspections revealed discontinuities and insulation problems in the coaxial connections. The first diagnostic measurements were carried out under a 300 A load current, and later results were evaluated proportionally to this reference. The findings indicated that the loss of bonding continuity led to higher-than-expected induced

voltages on the cable sheath, thereby increasing the risk of joint damage.

To solve the problem, a new grounding connection method was applied without replacing the existing joints. Openings were made on the outer sheath, soldered connections were applied to the metallic screen, and the connections were enclosed in special housings filled with polyurethane resin for environmental and mechanical protection.

Post-repair tests confirmed that bonding continuity was restored and voltages decreased to levels acceptable for normal operation. Thus, the operational security of the line was improved, and the fault was eliminated in a shorter time and at much lower cost compared to full joint replacement. The study also underlines the need for standardized methods for periodic testing and maintenance of sheath bonding systems in underground power cables.

***Keywords**: Sheath bonding, Underground power cable.*

1.Giriş

Yeraltı güç kabloları, özellikle büyük şehirlerdeki yoğun yerleşim alanlarında enerji iletiminin güvenli ve kesintisiz sağlanabilmesi için tercihten ziyade zorunluluk haline gelmiş bir çözüm yöntemi haline gelmiştir. XLPE izoleli yüksek gerilim kabloları, havai hatlara kıyasla çevresel ve estetik açıdan önemli avantajlar sunarken, aynı zamanda yüksek yatırım maliyeti ve zorlu tesis süreçleri nedeniyle kritik bir öneme sahiptir.

Bu tür kablo sistemlerinde, iletkenin etrafındaki metal ekran üzerinde indüklenen gerilimlerin kontrol altında tutulması ve ekranın sürekliliğinin sağlanması işletme güvenliği açısından büyük önem taşır. Bu amaçla kablo kılıfları belirli aralıklarla çaprazlanarak majör etap sonunda topraklanmakta, böylece fazlar arası akımlar dengelenmekte ve ekran üzerindeki gerilimler en aza indirilmektedir. Ancak çaprazlama ve topraklama sisteminde meydana gelecek bir süreklilik kaybı, ekran üzerinde yüksek gerilimlerin indüklenmesine ve özellikle kablo ek noktalarında hasar riskinin artmasına neden olabilmektedir. IEEE Std 575-2014, bu sistemlerin tasarımı, topraklama noktalarının seçimi ve SVL yerleşimi için esasları ayrıntılı biçimde tanımlar [1]. Benzer biçimde CIGRE TB 797, tasarım–test–bakım prensiplerini ortaya koyarak özellikle ekran topraklama sistemlerinde süreklilik ve dengelemenin önemine dikkat çeker [2].

Son yıllarda yapılan akademik çalışmalarda, kablo ekranı üzerindeki aşırı gerilimlerin geçici (transient) rejimlerde de belirgin hale geldiği ve bu durumun özellikle tek-nokta veya bozulmuş topraklama sistemlerinde izolasyon stresini artırdığı gösterilmiştir [3]. Ayrıca Li ve ark. [4], tek kılıf (single-sheath bonding) yöntemiyle ekran sürekliliğini koruyarak maliyet etkin bir işletme çözümü elde edilebileceğini ortaya koymuştur. Bununla birlikte Maneepeth ve ark. [5], SVL ve paralel topraklama iletkeni (PGCC) kullanılarak indüklenen akımların ve aşırı gerilimlerin azaltılabileceğini belirtmiştir. Öte yandan, CIGRE B1 çalışma grubunun 2024 tarihli çalışmasında [6], çevrimiçi ekran akımı izleme sistemlerinin (SCMS) arıza öncesi teşhis için etkin bir yöntem olarak kullanılabileceği vurgulanmıştır.

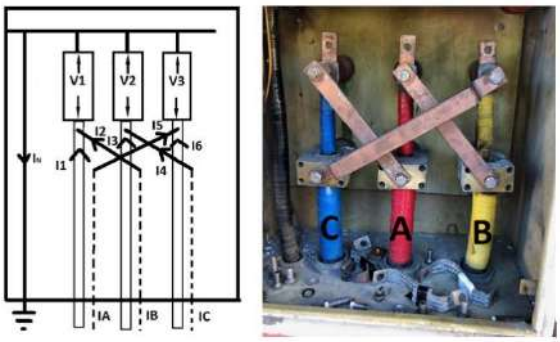
Mevcut saha uygulamalarında ise yeraltı güç kablolarının işletme sırasında periyodik kontrol ve test yöntemlerine ilişkin standartlaşmış bir yaklaşım bulunmamaktadır. Çoğu durumda, sorunlar yalnızca arıza meydana geldiğinde fark edilmekte ve giderilmektedir. Bu durum hem enerji arz güvenliği hem de arıza sonrası yapılacak kazı, ek yenileme ve onarım maliyetleri açısından ciddi riskler barındırmaktadır.

Bu bildiride, 154 kV gerilim seviyesinde, 1000 mm² kesitli XLPE izoleli, 6250 metre uzunluğunda ve her iki ucu GIS transformatör merkezleriyle irtibatlı bir yeraltı güç kablosunda yaşanan ekran topraklama süreksizliği sorunu incelenmiş, uygulanan çözüm yöntemi detaylı olarak sunulmuş ve elde edilen sonuçlar değerlendirilmiştir. Çalışma, yeraltı güç kablo sistemlerinde ekran topraklama sürekliliğinin önemini vurgulamakta ve benzer sistemler için uygulanabilir bakım ve kontrol yöntemlerinin geliştirilmesine katkı sağlamayı amaçlamaktadır.

2. Sorunun Tanımı

Söz konusu 154 kV yeraltı güç kablosu hattında yapılan rutin kontroller sırasında, bir bağlantı kutusunda olağan dışı bulgular tespit edilmiştir. Hattın işletmeden ayrılarak yapılan incelemelerinde, kutu içerisindeki bir parafudrda arıza meydana geldiği belirlenmiştir. Bu tespitin ardından, sorunun kaynağını netleştirmek ve çözüm

geliştirmek maksadıyla ayrıntılı inceleme ve müdahalelere geçilmiştir (Şekil 1).



Şekil 1. Arızalı çaprazlama panosu

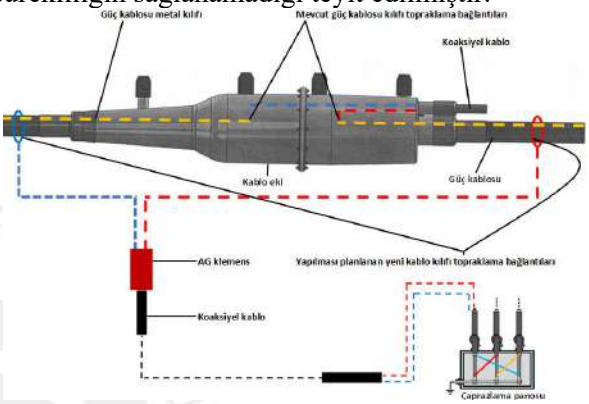
Arıza sonrası yapılan ölçümlerde, kablo ekranı ile topraklama arasındaki sürekliliğin sağlanamadığı, bazı bağlantı kablolarında iletimin kesildiği ve ekran ile toprak arasında sürekli gerilim bulunduğu tespit edilmiştir. Bu ölçümler, anlık yük akımının yaklaşık 300 A olduğu işletme koşullarında gerçekleştirilmiş ve elde edilen değerler bu referans akım üzerinden oranlanarak değerlendirilmiştir. Ölçülen gerilimlerin, hattın tesis aşamasında yapılan saha testlerinde elde edilen normal değerlerin oldukça üzerinde olduğu görülmüş, bu da kablo hattı bileşenlerinin sürekli elektriksel zorlanmaya maruz kaldığını göstermiştir.

Durumun netleştirilmesi amacıyla yapılan DC direnç, süreklilik, kapasite ve izolasyon testleri sonucunda, ekran iletkenlerinde süreksizlikler olduğu ve bu nedenle topraklama dengesinin sağlanamadığı ortaya konmuştur. Hat boyunca yapılan kontrollerde benzer süreksizliklerin ve izolasyon problemlerinin başka noktalarda da mevcut olduğu anlaşılmıştır. Literatürde bu tür anomalilerin, yanlış ya da hasarlı bağlantılar, SVL arızaları ve kablonun dış kılıfındaki hasarlarla ilişkili olabileceği belirtilmektedir [3], [5].

Elde edilen bulgular, kablo metal kılıf topraklama sisteminde sürekliliğin bozulduğunu ve çaprazlama/topraklama düzeni sayesinde sağlanması gereken elektriksel dengenin ortadan kalktığını ortaya koymuştur. Bu durum, ekran üzerinde öngörülenden yüksek gerilimlerin indüklenmesine, koruma elemanlarının zorlanmasına ve ek noktalarında hasar riskinin artmasına yol açmaktadır.

3. Çözüm Yaklaşımı

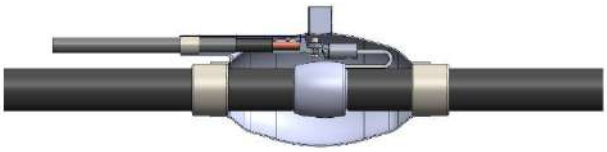
Arızanın kaynağını netleştirmek amacıyla ilgili ek odasında kazı yapılarak güç kablosu üzerindeki bağlantılar detaylı olarak incelenmiştir. Yapılan kontroller sonucunda ekran topraklama kablolarının her iki yönde de süreksizlik gösterdiği ve bu nedenle bağlantı kutularında gerekli sürekliliğin sağlanamadığı teyit edilmiştir.



Şekil 2. Yeni topraklama bağlantısının saha uygulaması

Sorunun giderilmesi için, mevcut eklerin değiştirilmesine gerek kalmadan yeni bir topraklama bağlantısı yöntemi geliştirilmiştir. Çalışma sırasında aşağıdaki adımlar uygulanmıştır:

1. **Kılıfın hazırlanması:** Güç kablosunun dış kılıfı üzerinde, mevcut ekin her iki tarafında olmak üzere HDPE kaplama dikkatlice açılmış ve metal ekran yüzeyi erişilebilir hale getirilmiştir.
2. **Bağlantının yapılması:** Açılan pencereler üzerinden metal ekrana lehim yöntemiyle yeni topraklama bağlantıları gerçekleştirilmiştir. Bu bağlantılar, hem elektriksel iletkenliği hem de mekanik sağlamlığı garanti edecek şekilde uygulanmıştır.
3. **Koruma muhafazalarının kullanılması:** Yapılan bağlantıların izolasyonu için, üretici firma tarafından bu arızaya özel tasarlanan muhafazalar kullanılmıştır.
4. **Dolgu ve izolasyon:** Muhafazaların içi poliüretan reçine ile doldurulmuş, böylece bağlantılar nem, çevresel etkiler ve mekanik zorlanmalara karşı korunmuştur.



Şekil 3. Tamir eki ve topraklama bağlantısı

Yeni yapılan bağlantılar, koaksiyel kablolar üzerinden bağlantı kutusuna irtibatlandırılmış ve ardından tüm hat boyunca kapsamlı testler gerçekleştirilmiştir. DC direnç, süreklilik, kapasite ve izolasyon testlerinin tamamı uygulanmış; sonuçlar çalışmanın gerçekleştirildiği ek noktasında topraklama sürekliliğinin yeniden sağlandığını ve sistemin işletme açısından güvenli hale geldiğini doğrulamıştır.



Şekil 4 . Tamamlanmış topraklama bağlantıları

Bu çözüm yöntemi sayesinde mevcut ek yapısına zarar verilmemiş, aynı zamanda ciddi bir maliyet ve zaman avantajı elde edilmiştir. Yapılan çalışmanın, eklerin tamamen yenilenmesi durumunda ortaya çıkacak maliyetin yaklaşık %16'sı düzeyinde gerçekleştirildiği hesaplanmıştır. Diğer bir ifadeyle, eklerin değiştirilmesi halinde yapılacak harcamanın, uygulanan yöntemin maliyetinin yaklaşık 6,3 katına ulaşacağı öngörülmüştür. Ayrıca eklerin tamamen yenilenmesi durumunda hattın en az 15 gün servis dışı kalacağı dikkate alındığında, önerilen yöntemle çalışma kısa sürede tamamlanmış ve hattın işletme dışı kalma süresi en aza indirilmiştir.

Bu tür yerinde onarım uygulamaları, kablo sistemlerinin işletme ömrünü uzatan, maliyet etkinliği yüksek ve saha koşullarında hızlı şekilde uygulanabilen pratik çözümler olarak öne çıkmaktadır. Anılan yöntem, ülkemizde ilk kez uygulanmış olmakla birlikte, geleneksel ek değişim yöntemlerine kıyasla çok daha kısa sürede tamamlanabilmesi, hattın servis dışı kalma süresini en aza indirmesi ve mevcut altyapıya zarar vermeden gerçekleştirilebilmesi açısından özgün bir nitelik taşımaktadır. Ölçüm sonuçları ve işletme koşullarında yapılan gözlemler, yöntemin güvenilirliğini ve etkinliğini ortaya koymuş olup benzer sorunların yaşanabileceği diğer hatlarda da uygulanabilirliğini göstermiştir.

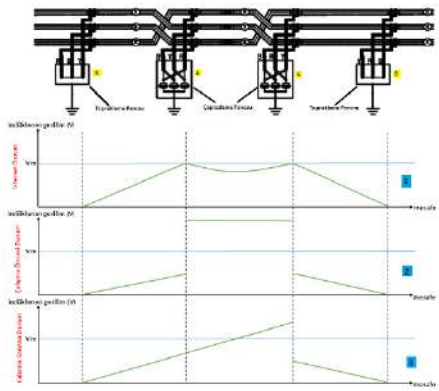
Ölçüm (300 A baz akımına göre)	Pano No	Parafudr Gerilimleri (V)		
		V1	V2	V3
Tesis Aşaması Saha Testi Sonuçları	4	12,41	9,83	16,81
	5	18,62	8,28	11,38
Çalışma Öncesi	4	18,30	**75,40**	25,90
	5	13,60	**68,00**	13,40
Çalışma Sonrası	4	13,50	17,50	19,50
	5	17,00	16,50	15,80

Tablo 1. Saha ölçüm sonuçları

4. Sonuçlar

Uygulanan çözüm sonrasında yapılan saha testleri ve işletme ölçümleri, ekran topraklama sürekliliğinin yeniden sağlandığını ve ilgili etapta hattın güvenli şekilde işletilebildiğini ortaya koymuştur. Bu bulgu yapılan ölçümlerle elde edilen saha sonuçlarını desteklemektedir.Çalışma öncesinde ekran-toprak bağlantısındaki süreksizlikler nedeniyle koruma elemanları üzerinde normalin oldukça üzerinde gerilimler ölçülmüş, bu da kablo eklerinin uzun süre yüksek elektriksel zorlanmaya maruz kaldığını göstermiştir.

Gerçekleştirilen onarım sayesinde, etap tek taraflı bağlantı üzerinden de olsa topraklanabilir hale gelmiş, ölçülen gerilimler ise tamamen ideal seviyelere düşmemekle birlikte tesis aşamasındaki saha testlerine daha yakın değerlere gerilemiştir. Böylece ekran üzerindeki indüklenmiş gerilimler dengelenmiş ve koruma elemanları normal koşullara daha yakın şartlarda çalışır hale gelmiştir (Şekil 5).



Şekil 5. Nominal akımda kablo ekranında indüklenen gerilimler

Sonuç olarak, yapılan uygulama yalnızca işletme güvenliğini artırmakla kalmamış, aynı zamanda önemli bir ekonomik avantaj da sağlamıştır. Eklerin tamamen yenilenmesi durumunda ortaya çıkacak yüksek malzeme ve montaj maliyetleri ile hattın uzun süre servis dışı kalma riski, önerilen yöntem sayesinde bertaraf edilmiştir. Ayrıca bu yöntem, ülkemizde ilk kez gerçekleştirilen bir saha pratiği olması bakımından önem taşıdığı ve elde edilen bulguların, benzer problemlerin çözümüne yönelik olarak uluslararası literatüre de katkı sağlayabilecek nitelikte olduğu değerlendirilmektedir.

5. Kaynaklar

[1] IEEE Std 575-2014, IEEE Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV Through 500 kV, IEEE Power & Energy Society, 2014.

[2] CIGRE TB 797 – Sheath bonding systems of AC transmission cables: design, testing, and maintenance, WG B1.50, March 2020.

[3] Y. Chi, X. Wang, and Z. Yang, Research on the Characteristics of Transient Sheath Overvoltage in Underground Cable Lines, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 35, no. 6, pp. 2638-2646, 2020.

[4] Y. Li, H. Chen, and J. Zhou, Single-Sheath Bonding — A New Method to Bond and Ground Cable Sheaths, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 35, no. 3, pp. 1473-1481, 2020.

[5] P. Maneepeth, S. Muangjai, and K. Uttayopas, Mitigation of Induced Currents and Overvoltages in Metallic Sheath of 115 kV Underground Cable Using Sheath Voltage Limiter and Parallel Ground Continuity Conductor, in Proc. IEEE International Electrical Engineering Congress (iEECON), 2021, pp. 1-4.

[6] E. Di Vito, P. Falessi, L. Garzelli, L. Guizzo, Analysis of the screen currents on the HV and EHV cable systems through on-line measurement: study of the main issues and case-studies investigation, CIGRE 2024 Paris Session, B1-10354.

Dağıtım Şebekelerinde OG & Pilot AG Şebeke Modelleri ve Saatlik Çözünürlükte Yüklenme Profillerine Dayalı Yıllık Teknik Kayıp Simülasyonu

Annual Technical Loss Simulation of Power Distribution Grids based on MV & Pilot LV Network Models and Loading Profiles with Hourly Resolution

Osman Bülent TÖR[1], Hüseyin Oğuz[2], Metehan Küçükler[2], Ali Temiz[2], İlimbey Arslan[2], Süleyman Kırışıkoğlu[3], Kırışıkoğlu [3], İsmail Bağcı[3], Hüseyin Emre Erdoğmuş[3]

[1]Hacettepe Üniversitesi Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü
osman.tor@hacettepe.edu.tr

[2]EPRA Enerji
huseyin.oguz@epra.com.tr, metehan.kucukler@epra.com.tr, ali.temiz@epra.com.tr, ilimbey.arslan@epra.com.tr

[3]MERAM Elektrik Dağıtım A.Ş.
suleyman.kirisikoglu@meramedas.com.tr, serhat.evin@meramedas.com.tr, ismail.bagci@meramedas.com.tr, huseyinemre.erdogmus@meramedas.com.tr

Özet

Elektrik dağıtım şebekelerinde kayıplar teknik kayıplar ve kaçaklar şeklinde ikiye ayrılmaktadır. Yüksek gerilim (YG) transformatör merkezlerinden çekilen enerji ve dağıtım sistemine bağlı üretim santrallerinin (çatı tipi PV, arazi tipi PV, rüzgar, hidrolik, vb.) üretimlerinin toplamı ile dağıtım şebekesi abonelerinin tüketim miktarları arasındaki fark "kayıp kaçak" miktarı olarak adlandırılır. Bu toplam kayıp kaçak miktarı içindeki kaçak miktarının oranı, teknik kaybın hesaplanması ile mümkün olabilir. Teknik kayıp miktarı dağıtım sistemi ekipmanları (enerji nakil hatları (ENH), orta gerilim (OG) fiderler, OG/OG indirici transformatörler ve OG/AG (alçak gerilim) dağıtım transformatörler, AG fiderler ve ölçüm ekipmanları) üzerinden geçem akımın karesi ve direnci ile orantılıdır. Akım değeri yüklenmeye bağlı olarak direnç değeri de sıcaklığa bağlı olarak değişkenlik gösterir. Bu nedenle bir dağıtım şebekesinin yıllık teknik kayıp miktarı bazı varsayımlar altında ancak yaklaşık olarak hesaplanabilir. Bu çalışmada, MERAM Elektrik Dağıtım Şebekesinin yıllık teknik kayıp miktarının yaklaşık olarak hesaplanması amacıyla, OG ve pilot AG şebeke modelleri ve saatlik çözünürlükte yüklenme profillerine dayalı simülasyon çalışmalarının detayları ve sonuçları açıklanmıştır.

Anahtar kelimeler: *Teknik Kayıp, Kaçak, Dağıtım Şebekesi, DigSilent PowerFactory.*

Abstract

Losses in electricity distribution networks are divided into two categories: technical losses and theft. The difference between the total power output from high-voltage (HV) transformer centers and the production of generation plants connected to the distribution system (rooftop PV, land-based PV, wind, hydraulic, etc.) and the consumption of distribution network customers is called the total loss. Calculating technical loss enables estimation of the theft ratio. The amount of technical loss is proportional to the square of the current passing through distribution system equipment (power transmission lines, medium voltage (MV) feeders, MV/MV and MV /LV (low voltage) transformers, LV feeders, and measurement equipment) and its resistance. The current value varies depending on the load, and the resistance value varies depending on the temperature. Therefore, the annual technical loss of a distribution network can only be calculated approximately under certain assumptions. In this study, in order to calculate the annual technical loss amount of the MERAM Electricity Distribution Network, the details and results of the simulation studies based on MV and pilot LV network models and hourly resolution loading profiles are explained.

Keywords: *Technical Loss, Theft, Power Distribution Grid, DigSilent PowerFactory.*

1. Giriş

Üretim, iletim ve dağıtım sistemlerindeki kayıplarda en yüksek pay, düşük gerilim ve yüksek akım nedeniyle dağıtım şebekelerindedir [1]. Bu nedenle enerji verimliliği çalışmalarında odak nokta çoğunlukla dağıtım sistemleri olmaktadır. Enerji dağıtımında yaşanan bu kayıplar iki başlıkta incelenir: 1) Teknik kayıplar; 2)

Teknik olmayan kayıplar (yani kaçaklar) [2]-[3]. Teknik kayıplar şebekenin fiziksel ve elektriksel özelliklerinden kaynaklanırken, teknik olmayan kayıplar kaçak kullanımdan kaynaklıdır. Teknik kayıplar, kablolar, trafolar ve diğer ekipmanlar üzerinden enerji iletimi sırasında ortaya çıkan doğal enerji kayıplarıdır [4].

Yüksek gerilim (YG) transformatör merkezlerinden çekilen enerji ve dağıtım sistemine bağlı üretim santrallerinin (çatı tipi PV, arazi tipi PV, rüzgar, hidrolik, vb.) üretimlerinin toplamı ile dağıtım şebekesi abonelerinin tüketim miktarları arasındaki fark toplam kayıp kaçak miktarına karşılık gelir. Teknik kayıp hesabı, toplam kayıp kaçak miktarı içindeki kaçak miktarını tahmin etmede kullanılabilir. Teknik kayıp miktarı dağıtım sistemi ekipmanları (enerji nakil hatları (ENH), orta gerilim (OG) fiderler, OG/AG (alçak gerilim) dağıtım transformatörler, AG fiderler ve ölçüm ekipmanları) üzerinden geçem akımın karesi ve direnci ile orantılıdır. Akım değeri yüklenmeye bağlı olarak direnç değeri de sıcaklığa bağlı olarak değişkenlik gösterir. Bu nedenle bir dağıtım şebekesinin yıllık teknik kayıp miktarı bazı varsayımlar altında ancak yaklaşık olarak simüle edilebilir.

Bu çalışmada, MERAM Elektrik Dağıtım (MEDAŞ) Şebekesinin yıllık teknik kayıp miktarının yaklaşık olarak hesaplanması amacıyla, OG ve pilot AG şebeke modelleri ve saatlik çözünürlükte yüklenme profillerine dayalı simülasyon çalışmasının detayları ve sonuçları açıklanmıştır. Modelleme ve simülasyonlar DigSilent PowerFactory yazılımı ile gerçekleştirilmiştir.

2. MERAM Elektrik Dağıtım Şebekesi

MEDAŞ dağıtım şebekesinde MEDAŞ'a (kamuya) ve özel sektöre ait yaklaşık 70 bin dağıtım trafo merkezi bulunmaktadır. Kamuya ait trafo merkezlerinin büyük bir bölümü Konya'dadır. Özellikle maliyet ve erişim kolaylığı nedeniyle kırsal bölgelerde direk tipi trafolar yaygındır. Metropol şebekede yeraltı kabloları kırsal şebekede ise havai hatlar ağırlıktadır (Tablo 1).

Tablo 1. MEDAŞ şebeke özet bilgiler (2024 sonu)

Şebeke Unsuru	Miktar
OG/AG trafo miktarı (adet)	70.876
OG/AG trafo miktarı (MVA)	15.846
OG havai hat uzunluğu (km)	53.886
OG yeraltı kablo uzunluğu (km)	6.035
AG havai hat uzunluğu (km)	46.496
AG yeraltı kablo uzunluğu (km)	16.100
Yıllık toplam çekilen enerji (GWh)	14.852
Yıllık toplam verilen enerji (GWh)	13.692
Toplam abone miktarı OG	3.701
Toplam abone miktarı AG	2.278.673

3. Hesaplama & Analiz Yöntemi

3.1. Ölçümlere Dayalı Kayıp Kaçak Hesaplama

Elektrik dağıtım şirketleri tarafından, dağıtım şebekesi yıllık toplam kayıp kaçak miktarının ölçümlere dayalı olarak nasıl hesaplandığı aşağıdaki eşitliklerde gösterilmiştir (1)-(2):

$$\sum_{m=1}^{12} TKK_m = \sum_{m=1}^{12} YGC_m + \sum_{m=1}^{12} DGC_m - \sum_{m=1}^{12} ATV_m - \sum_{m=1}^{12} YGV_m \quad (1)$$

$$TKK_{\%} = \frac{\sum_{m}^{12} TKK_m}{\sum_{m=1}^{12} YGC_m + \sum_{m=1}^{12} DGC_m} \quad (2)$$

m	Ay indeksi
TKK_m	Aylık ölçülen kayıp kaçak miktarı (MWh)
$TKK_{\%}$	Yıllık kayıp kaçak oranı (%)
YGC_m	Yüksek gerilim merkezlerinden çekilen aylık toplam enerji miktarı (MWh)
DGC_m	Dağıtım şebekesine bağlı üretim santrallerinden çekilen aylık toplam enerji miktarı (MWh)
ATV_m	Abonelerin aylık toplam enerji çekiş miktarı (MWh)
YGV_m	Yüksek gerilim merkezlerine verilen aylık toplam enerji miktarı (MWh)

Bu ölçümler ve formüller ile 2024 yılı MEDAŞ şebekesi yıllık toplam kayıp kaçak oranı $TKK_{\%}$ = %5,71 hesaplanmıştır. Bu değer MEDAŞ'ın sorumluluk bölgesindeki şebeke için geçerlidir. MEDAŞ'ın OG seviyeden tahakkuk gerçekleştirdiği OG müşterilerin teknik kayıpları MEDAŞ'ın bu hesaplamasına dahil değildir. MEDAŞ bölgesindeki trafoların büyük çoğunluğu bu şekildedir ve trafonun ve bu trafoların beslediği AG şebekenin teknik kayıpları müşterilere aittir. Dolayısıyla, ölçümlere dayalı hesaplanan bu yıllık toplam kayıp kaçak değeri ile, bir sonraki bölümlerde açıklanan ve simülasyonlar ile hesaplanan tüm dağıtım şebekesinin teknik kayıp miktarını karşılaştırmak doğru değildir. Zira, modele OG müşterilerin transformatörleri de dahil edilmiştir. Eğer şebekedeki tüm teknik kayıplar MEDAŞ'a ait olsaydı, yukarıdaki formüller ile hesaplanacak yıllık toplam kayıp kaçak miktarı simülasyonlarda elde edilecek teknik kayıplardan daha yüksek olurdu. Aradaki farkın sebebi;

- Kaçak kullanım: Tahakkukta görünüyor fakat simülasyonlarda hesaplanmıyor,
- Teknik kayıp simülasyonlarında modellenmeyen teknik kayıplar (akım ve gerilim transformatörleri, panolar, sayaçlar vb. ekipmanlar),
- Modellenmiş olan ekipmanlardaki varsayımlar (sıcaklığa bağlı direnç değişimi, yüklenme profilleri, vb. varsayımlar).

3.2. Teknik Kayıp Analiz Yöntemi

Şebekenin teknik kaybı iki seviyede ayrı ayrı analiz edilmiştir: 1) OG şebeke (OG hatlar, OG/OG ve OG/AG trafolar) ve 2) AG şebeke. OG şebeke bütünüyle modellenirken, AG şebeke analizlerinde pilot AG şebeke modelleri kullanılmıştır. Çalışmada analiz edilen pilot AG şebekelerin karakteristik özellikleri Tablo 2'de özetlenmiştir. Pilot AG şebekeler için bir ağırlık matrisi oluşturularak eşdeğer AG şebeke için yaklaşık teknik kayıplar simüle edilmiştir. OG şebeke ve pilot AG şebekelerde yarı-dinamik (*quasi-dynamic*) yük akış analizleri gerçekleştirilmiştir [5].

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

Tablo 2. Pilot AG şebekeler

Pilot OG/AG Trafo	Kapasite (kVA)	Metropol/ Kırsal	Yeraltı / Havai hat oranı
BUHARA7	400	Metropol	52%
DM03	630	Kırsal	29%
DOKUMCULER	1.250	Metropol	96%
ILMEN	250	Kırsal	4%
KIVILCIM IS MERK.	1.600	Metropol	100%
MOTORLU SANAYI1	800	Metropol	15%
SANCAK43/A	1.000	Metropol	65%
SULEYMAN CELEBI1	630	Metropol	61%
SULEYMAN CELEBI4	800	Metropol	68%
YAZIR12	630	Metropol	94%
YAZIR13	630	Metropol	65%
YAZIR22	630	Metropol	76%
YAZIR38	630	Metropol	100%
YAZIR50	630	Metropol	100%
YAZIR70	1.250	Metropol	100%
YESILYURT TR1/A	160	Kırsal	26%

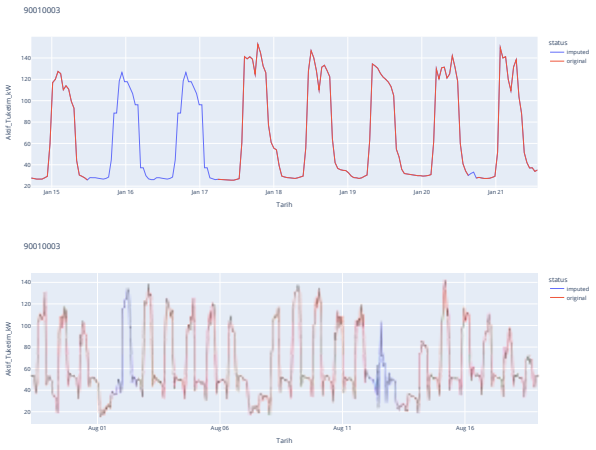
4. Teknik Kayıp Simülasyon - Modelleme

4.1. Yüklenme Profilleri

Yüklenme profilleri oluşturulurken MEDAŞ şebekesinde aşağıda belirtilen noktalarda bulunan kayıt cihazlarındaki 2024 yılı yüklenme verileri kullanılmıştır [6]:

- YG trafo merkezlerindeki OG fiderler,
- Dağıtım merkezleri (DM) besleme fiderleri,
- Dağıtım şebekesine bağlı üretim santralleri,
- Dağıtım trafoları.

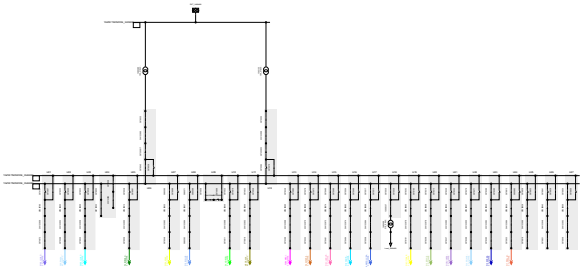
Kayıtlarda tespit edilen eksik ölçümler, kayıtlardaki saat / gün / hafta / mevsim indekslerinin kullanıldığı yapay-zekâ tabanlı algoritmalar ile hesaplanmıştır (Şekil 1). Yüklenme profili olmayan noktaların yüklenme profilleri için abone tüketimleri göz önüne alınarak yük ölçekleme tekniği kullanılmıştır [6].



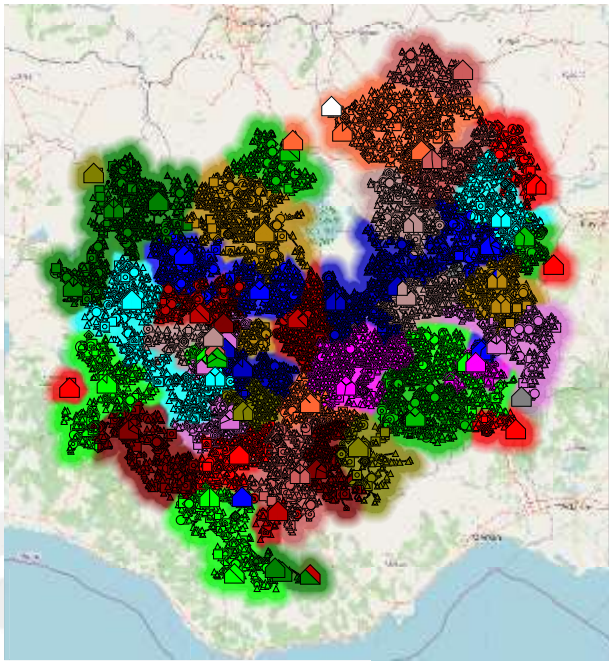
Şekil 1. Eksik ölçümlerin yapay-zekâ algoritmaları ile hesaplanması sonrası yük profillerine örnek

4.2. OG Şebeke Modeli

OG şebeke modeli coğrafi bilgi sistemi (CBS) verilerinden otomatik oluşturulmuştur. Bu amaçla geliştirilen algoritmalar ile YG transformatör merkezi (TM) bazında oluşturulan bara ve anahtarlama ekipmanı detayındaki (Şekil 2) MEDAŞ OG şebekesi DIgSILENT PowerFactory modeli Şekil 3'te gösterilmiştir. YG güç trafosu da dahil olacak şekilde modelleme yapılmış olup, güç trafosunun yüksek gerilim tarafında gerilim seviyesinin 1 p.u. olduğu varsayılmıştır.



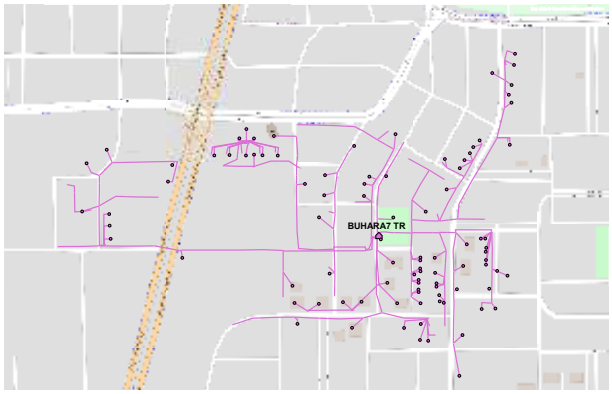
Şekil 2. Bara ve anahtarlama detaylı OG merkez modeli



Şekil 3. MEDAŞ OG şebeke modeli (PowerFactory)

4.3. Pilot AG Şebeke Modelleri

Pilot AG şebeke modeline ait iki örnek aşağıdaki şekillerde gösterilmiştir. Buhara TR metropol bölgesinde olup AG şebeke havai hat ve yeraltı kablolardan meydana gelmektedir. Yeşilyurt TR1 ise kırsal havai hat AG şebekeden oluşmaktadır.



Şekil 4. Buhara TR AG şebeke modeli (kablo + havai hat)



Şekil 5. Yeşilyurt TR1 AG şebeke modeli (havai hat)

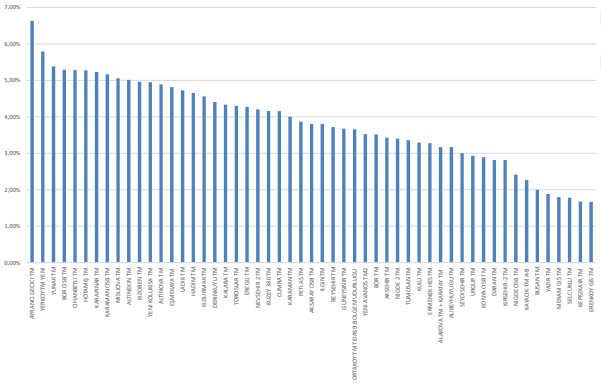
5. Teknik Kayıp Simülasyonları - Sonuçlar

5.1. OG Şebeke

OG şebekede simülasyonlar sonucu elde edilen yıllık teknik kayıp oranları (%) TM besleme bölgeleri bazında Şekil 6'da gösterilmiştir. OG şebekede teknik kayıp oranı bölgeler arasında %1,8 ile %6 arasında değişmektedir. Simülasyonlara göre MEDAŞ OG şebekesinin yıllık toplam teknik kayıp oranı ise %3,69'dur. Kırınım Tablo 3'te verilmiştir.

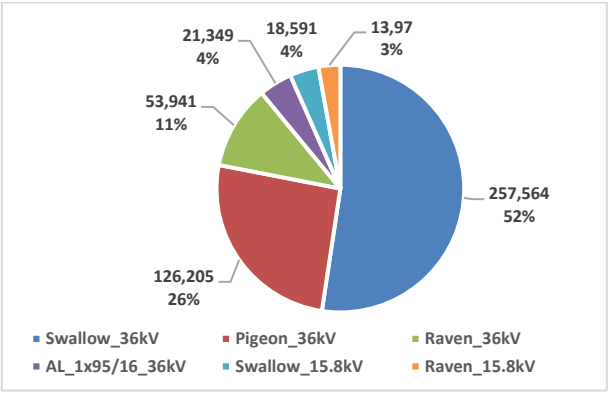
Tablo 3. Simülasyon sonuçları - teknik kayıplar

Ekipman	Teknik kayıp oranı
OG/OG & OG/AG trafolar	%2,37
OG hatlar	%1,32
OG şebeke toplam	**%3,69**

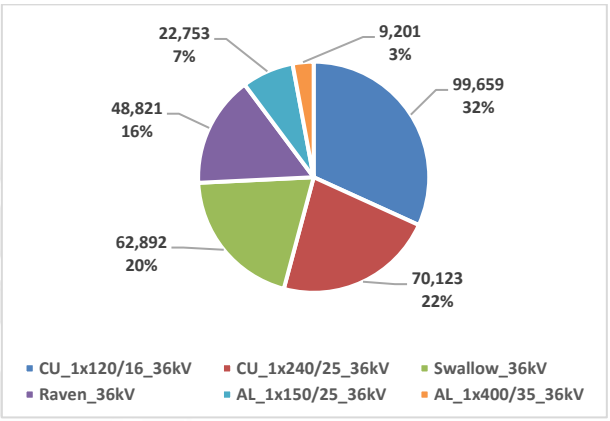


Şekil 6. TM bölgeleri bazında yıllık teknik kayıplar (%)

Teknik kayıp oranının görece düşük (Erenköy TM) ve yüksek (Yerköy TM) olduğu iki bölgenin OG hat detayı aşağıdaki şekillerde gösterilmiştir. Yerköy TM'den beslenen OG şebeke kırsal özelliktedir, uzun havai hatlardan oluşmaktadır ve hatların %52'si Swallow tiptedir. Erenköy TM'den beslenen OG şebeke ise metropol özelliktedir ve ağırlıklı olarak yer altı kablolardan oluşmaktadır.



Şekil 7. YERKÖY TM – OG hatlar (km)



Şekil 8. ERENKÖY GIS TM – OG hatlar (km)

5.2. Pilot AG Şebekeler

Pilot AG şebekelerde simülasyonlar ile elde edilen teknik kayıp oranları Tablo 4'te gösterilmiştir. Pilot şebekelerde teknik kayıplar %1,34 ile %5,38 aralığında değişmektedir. AG şebeke teknik kaybın en yüksek hesaplandığı pilot bölgede (YESILYURT TR1/A) 1 km'yi aşan AG hatlar bulunmaktadır (Şekil 5). Pilot AG şebekelerin şebekeyi eşit oranda temsil ettikleri varsayılırsa tüm MEDAŞ AG şebekesinin yıllık teknik kaybı yaklaşık %2,11 hesaplanmaktadır.

Tablo 4. Pilot AG şebekeler – yıllık teknik kayıplar

Pilot OG /AG Trafo	Kapasite (kVA)	Puant Güç (kVA)	Yıllık Teknik Kayıp (%)
BUHARA7	400	338	4,29
DM03	630	184	3,56
DOKUMCULER	1.250	979	1,61
ILMEN	250	50	3,41
KIVILCIM IS MERK.	1.600	1.292	4,74
MOTORLU SANAYI1	800	344	2,93
SANCAK43/A	1.000	179	1,70
SULEYMAN CELEBI1	630	313	2,64
SULEYMAN CELEBI4	800	329	1,98
YAZIR12	630	386	1,85
YAZIR13	630	265	2,03
YAZIR22	630	191	4,04
YAZIR38	630	76	4,00
YAZIR50	630	189	1,34
YAZIR70	1.250	209	2,19
YESILYURT TR1/A	160	106	5,38

6. Sonuçlar

MEDAŞ şebekesinin yıllık teknik kayıp miktarının yaklaşık olarak hesaplanması amacıyla, OG ve pilot AG şebeke modelleri ve saatlik çözünürlükte yüklenme profillerine dayalı simülasyon çalışmasının detayları ve sonuçları açıklanmıştır. Simülasyon sonuçları Tablo 5'te özetlenmiştir. Simülasyonlarda modellenmeyen teknik kayıplar %1,00 (akım gerilim trafoları, panolar, sayaçlar vb. ekipmanlar, sıcaklığa bağlı değişen dirençler ve modellemedeki diğer varsayımlar) ve modellemeden kaynaklı olası hata payı ±%0,50 varsayılırsa, şebekenin toplam yıllık teknik kaybının %6,30 ile %7,30 aralığında olduğu ve ortalama olarak %6,80 kabul edilebileceği anlaşılmaktadır.

Tablo 5. Teknik kayıp simülasyon sonuçları özeti

Ekipman	Teknik kayıp
OG/OG ve OG/AG trafolar	%2,37
OG hatlar	%1,32
AG pilot şebeke ortalaması	%2,11
Toplam simüle edilen teknik kayıp	**%5,80**
Toplam simüle edilmeyen teknik kayıp *	%1,00
Modellemeden kaynaklı olası hata varsayımı	±%0,50
Yıllık teknik kayıp (en az)	%6,30
Yıllık teknik kayıp (en fazla)	%7,30
Yıllık teknik kayıp (ortalama)	**%6,80**

* Akım gerilim trafoları, panolar, sayaçlar vb. ekipmanlar, sıcaklığa bağlı değişen dirençler ve modellemedeki diğer varsayımlar.

Çalışmada elde edilen teknik kayıp simülasyon sonuçları bazı varsayımlara dayalı olup, teknik kayıpların seviyesi için yaklaşık bir fikir vermesi amaçlanmıştır. Simülasyonlarda modellenmeyen teknik kayıplar ve modellemeden kaynaklı olası hata payını doğrulamaya yönelik olarak, sahadan yapılacak ölçümler ile destekli detaylı bir çalışma yapılabilir. Kaçak kullanım miktarı için yaklaşık bir değerlendirme yapılmak istenirse, öncelikle MEDAŞ'ın OG seviyeden tahakkuk ettiği trafoların ve bu trafoların AG şebekesinin teknik kayıplarının simüle edilmesi gerekir.

7. Kaynaklar

[1] Grainger, J. J., and T. J. Kendrew. "Evaluation of technical losses on electric distribution systems." 10th International Conference on Electricity Distribution, 1989. CIRED 1989. IET, 1989.

[2] Biazzi, R. B., et al. "Technical and Nontechnical Loss Estimation Using Real-Time Access to Distribution System." CIRED 2021-The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. Vol. 2021. IET, 2021.

[3] Chauhan, Abhishek, and Saurabh Rajvanshi. "Non-technical osses in power system: A review." 2013 International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC). IEEE, 2013.

[4] Özel K. (2006). Losses in Electric Distribution Systemes (Yüksek Lisans Tezi, Orta Doğu Teknik Üniversitesi, Ankara, Türkiye)

[5] Lukianenko, Lukian, et al. "Development and Utilization of a Quasi-dynamic Model for Power System Analysis." Power Systems Research and Operation: Selected Problems III. Cham: Springer Nature Switzerland, 2023. 1-29.

[6] Nizar, A. H., et al. "Load profiling method in detecting non-technical loss activities in a power utility." 2006 IEEE International Power and Energy Conference. IEEE, 2006.

[7] DIgSILENT PowerFactory Technical Reference Documentation, General Load, 2014. Available online https://www.digsilent.me/dme/node/941

ATP-EMTP ile 34,5 kV Dağıtım Sistemlerinde Yıldırım Kaynaklı Aşırı Gerilimlerin Modellenmesi: Karaburun Bölgesi Örneği

Modeling of Lightning-Induced Overvoltage in 34.5 kV Distribution Systems Using ATP-EMTP: A Case Study of Karaburun Region

Ertuğrul Partal[1], Mustafa Şeker[2], Ahmet Aksöz[3], Emre Ünsal[2], Fatma Nur Vurgeç[1], Tuğba Nur Taşdemir Özdemir[1], Kardelen Kamişli[1], Rabia Nur Kalem[1], Suat Pat[4], Koray Aktar[5]

[1]GDZ Elektrik Dağıtım A.Ş
[2]Sivas Cumhuriyet Üniversitesi, 58140, Sivas
[3]Kayseri Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü. [4]Eskişehir Orhangazi Üniversitesi, Fizik Bölümü, Yüksek Enerji ve Plazma Bölümü
[5]Energyhub, ASO ODTÜ Teknokent, Ankara

ertugrul.partal@gdzelektrik.com.tr , mustafaseker@cumhuriyet.edu.tr, ahmetaksoz@kayseri.edu.tr, eunsal@cumhuriyet.edu.tr, fatma.coskun@gdzelektrik.com.tr , rabianur.kalem@gdzelektrik.com.tr, suatpat@ogu.edu.tr, koray@tenergyhub.com

Özet

Bu çalışma, GDZ Elektrik Dağıtım A.Ş.'ye ait Karaburun bölgesindeki 34,5 kV çift devreli dağıtım hattında yıldırım kaynaklı aşırı gerilimlerin etkilerini analiz etmektedir. Bölgenin yarımada yapısı, yüksek yıldırımlı gün sayısı ve topografik özellikleri nedeniyle havai hatların yıldırım darbelerine karşı riskli olduğu belirlenmiştir. Çalışmada, Meteoroloji Genel Müdürlüğü (MGM) tarafından sağlanan ulusal yıldırım istatistiklerine dayalı olasılıksal yıldırım akımı dağılımları incenmiş ve yıldırım akımlarının çoğunlukla 10–100 kA aralığında gerçekleştiği görülmüştür. Hattın matematiksel modellemesi ATP/EMTP yazılımı kullanılarak gerçekleştirilmiş, Heidler fonksiyonuna dayalı 1,2/50 µs darbe formu ve J. Marti frekans bağımlı hat modeli ile yüksek doğrulukta simülasyonlar gerçekleştirilmiştir. Analizlerde, farklı topraklama direnç değerlerinin izolatörler üzerindeki aşırı gerilim seviyelerine etkisi incelenmiş; topraklama direncinin azalmasının direk tepe potansiyelini ve izolatör zorlanmalarını belirgin biçimde düşürdüğü tespit edilmiştir. IEC ve TEDAŞ teknik şartnamelerinde, 34,5 kV sınıfındaki izolatörler için minimum 70-125 kV darbe dayanımını zorunlu kılmakta olup, sonuçlar bu seviyenin üzerinde tasarım ve koruma önlemlerinin gerekli olduğunu göstermektedir.

Anahtar kelimeler: *Yıldırım Aşırı Gerilimleri, ATP/EMTP, J. Marti Modeli, Dağıtım Şebekesi.*

Abstract

This study analyzes the effects of lightning-induced overvoltages on the 34.5 kV double-circuit distribution line in the Karaburun region owned by GDZ Distribution Company (DSO). Due to the peninsula structure of the region, the high number of days with lightning strikes, and its topographical features, overhead lines have been determined to be at risk from lightning strikes. The study examined probabilistic lightning current distributions based on national lightning statistics provided by the General Directorate of Meteorology (MGM) and found that lightning currents mostly occurred in the range of 10–100 kA. The mathematical modeling of the line was performed using ATP/EMTP software, and high-accuracy simulations were carried out using a 1.2/50 µs surge waveform based on the Heidler function and the J. Marti frequency-dependent line model. The analysis examined the effect of different grounding resistance values on the overvoltage levels on the insulators; it was determined that a decrease in grounding resistance significantly reduced the direct peak potential and insulator stresses. IEC and TEDAŞ technical specifications require a minimum impulse withstand voltage of 70-125 kV for insulators in the 34.5 kV class, and the results indicate that design and protection measures above this level are necessary.

Keywords: *Lightning Overvoltage, ATP/EMTP, J. Marti Model, Distribution Network.*

1. Giriş

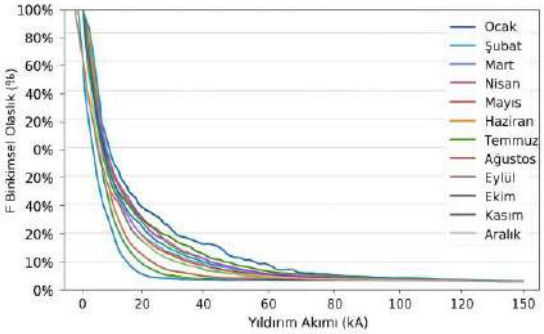
Yıldırım, bulutlar ile yeryüzü arasındaki elektriksel potansiyel farkının ortamın dielektrik dayanımını aşmasıyla meydana gelen ani ve güçlü bir deşarj olup, enerji iletim ve dağıtım sistemlerinde izolasyon hasarlarına, ekipman arızalarına ve uzun süreli kesintilere yol açabilmektedir [1]. Türkiye'de özellikle dağlık ve kıyı bölgelerde bulunan dağıtım hatlarının yıldırım kaynaklı aşırı gerilimlere daha fazla maruz kaldığı bilinmektedir. GDZ Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin

sorumluluk alanındaki Karaburun bölgesi, yarımada yapısı, belirgin topografik yükseklik farkları ve yıldırımlı gün sayısının fazlalığı nedeniyle yıldırım kaynaklı geçici olaylara sıklıkla maruz kalmaktadır. Bölgeye ait 34,5 kV seviyesindeki elektrik dağıtım sisteminin coğrafi tek hat modeli Şekil 1'de verilmiştir. Bu model, hat güzergâhının coğrafi özelliklerini yansıtarak, bölgenin yıldırım riskine açıklığını göstermektedir. Orta gerilim seviyesinde enerjinin doğrudan havai hatlarla taşınması, yıldırım kaynaklı aşırı gerilimlerin doğru analizini ve enerji sürekliliğinin güvence altına alınmasını kritik hale getirmektedir [2-3].



Şekil 1. GDZ Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin 34,5 kV gerilim seviyesindeki Karaburun bölgesine ait coğrafi tek hat modeli.

Meteoroloji Genel Müdürlüğü (MGM) tarafından sağlanan ulusal yıldırım istatistiklerine dayalı olasılıksal analizler, Karaburun'da yıldırım akımlarının çoğunlukla 10–100 kA aralığında gerçekleştiğini, %85 olasılıkla 10 kA'nın üzerinde ve yaklaşık %3 olasılıkla 100 kA'yı aştığını ortaya koymaktadır [4]. Şekil 2'de sunulan aylık birikimsel olasılık eğrileri, bölgedeki yıldırım akımlarının dağılımını ayrıntılı biçimde göstermekte ve özellikle yüksek akım değerlerinin nadir de olsa gözlemlendiğini doğrulamaktadır. Bu bulgular, Karaburun'un coğrafi ve iklimsel özelliklerinin yıldırım şiddetini artıran temel faktörler olduğunu desteklemektedir. Ayrıca uluslararası standartlarda kabul gören 1.2/50 µs darbe formu, yıldırım darbelerinin modellenmesinde kullanılmakta ve aşırı gerilim senaryolarının güvenilir bir şekilde oluşturulmasına olanak sağlamaktadır [5-7]. Yüksek gerilimli hatlarda yıldırım akımının direğe veya koruma iletkenine çarpması sonucunda aşırı gerilimler topraklama üzerinden iletilmektedir. Ancak yüksek topraklama empedansı, izolatörler üzerinde dayanım gerilimini aşan seviyelere yol açarak sistem arızalarına neden olabilmektedir [8-9]. Türkiye'de iletim hatlarında kullanılan direk tipleri ve boylarının yıldırım darbe davranışını önemli ölçüde etkilediği bilinmektedir [10]. Literatürde direklerin elektromanyetik davranışları, koruma iletkenlerinin etkileri ve yıldırım darbe tepkileri üzerine kapsamlı çalışmalar bulunmaktadır [11-14]. Direklerin elektromanyetik davranışlarını inceleyen çalışmalarda Kawai [11], Chow ve arkadaşları [12] direk karakteristik empedansının dalga yayılımı ile ilişkisini araştırmıştır. Ishii vd. [13], koruma iletkenlerini de içerecek şekilde çok katmanlı bir direk modeli geliştirmiş; Ueda ve arkadaşları [14] ise farklı direk modellerinin yıldırım darbe etkilerine tepkilerini karşılaştırmalı olarak analiz etmiştir. Bu çalışmaların haricinde, son yıllarda yapılan çalışmalar, dağıtım hatlarının yıldırımdan korunmasında topraklama, parafudur yerleşimi ve hat topolojisinin kritik rol oynadığını göstermektedir. Li ve arkadaşları [15] farklı toprak koşullarında optimum koruma stratejilerini incelerken, Paulino et al. (2022) yüksek özdirençli bölgelerde parafudur yerleşiminin önemini vurgulamıştır [16]. Yu et al. (2024) ise 10 kV hatlarda indüklenmiş gerilimlerin ciddi seviyelere ulaşabileceğini göstermiştir [17]. Bu bulgular, çalışmamızda önerilen koruma yaklaşımlarını literatürle uyumlu biçimde desteklemektedir.



Şekil 2. Aylık Olarak Yıldırım Akımlarının Birikimsel Olasılık Analizi.

Yıldırım akımlarının zamana bağlı modellenmesinde Heidler fonksiyonu yaygın olarak tercih edilmekte; ATP-EMTP yazılımı ve JMarti hattı modeli geçici rejim analizlerinde kullanılmaktadır [15-25].

Bu çalışma kapsamında, GDZ Elektrik Dağıtım A.Ş.'ye ait 34,5 kV Karaburun Fideri üzerinde Karareis KÖK ile Pınar Tesisleri KÖK arasındaki hat Alternative Transient Program (ATP) kullanılarak modellenmiş ve direğe yıldırım düşmesi durumunda direk topraklama direncine bağlı olarak (10Ω, 25Ω ve 50Ω) izolatörlerde meydana gelen gerilim seviyeleri incelenmiştir. Elde edilen sonuçlar, benzer coğrafi ve iklimsel özelliklere sahip bölgelerde mühendislik uygulamalarına yol gösterici nitelikte olup, analiz Karaburun fideri için ilk kez gerçekleştirilmiştir. Böylece sistem güvenilirliğinin artırılması ve koruma stratejilerinin geliştirilmesine katkı sağlanması amaçlanmıştır.

2. Materyal ve Yöntem

Bu bölümde, 34,5 kV gerilim seviyesine sahip çift devreli dağıtım hattında yıldırım kaynaklı aşırı gerilimlerin etkilerini inceleyebilmek için sistem elemanlarının modellenmesi ayrıntılı olarak ele alınmıştır. Analiz için, Şekil 3'de sunulan, GDZ Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin Karaburun bölgesinde yer alan Karareis Köyü'ndeki Karareis KÖK binası ile Pınar Tesisleri KÖK arasında konumlanan, toplam uzunluğu 4321 m olan ve 14 direkten oluşan çift devreli enerji dağıtım hattı seçilmiştir. Bölgenin yüksek yıldırım istatistiklerine sahip olması, bu hattın analiz için uygun bir örnek teşkil etmesine neden olmuştur. Matematiksel modelleme ve simülasyon çalışmaları, EMTP'nin bir versiyonu olan ATP yazılımı kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Analiz sürecinde iletim hattı geometrisi dikkate alınmış, kafes direklerin elektriksel eşdeğer devre modelleri

tanımlanmış ve hat parametreleri frekans bağımlı özellikleri göz önünde bulundurularak hesaplanmıştır. Yıldırım darbe gerilimi, uluslararası standartlara uygun olarak 1.2/50 µs dalga formu ile modellenmiş ve bu sayede aşırı gerilimlerin sistem üzerindeki etkilerinin güvenilir biçimde analiz edilmesi sağlanmıştır.



Şekil 3. Karareis KÖK ve Pınar Tesisleri KÖK arasındaki 34,5 kV çift devreli iletim hattının coğrafi yerleşimi.

2.1. 1.2/50 µs'lik Yıldırım Akımı Dalga Formunun Modellenmesi

Yıldırım darbelerinin modellenmesinde IEC tarafından tanımlanan 10/350 µs, 8/20 µs ve 1,2/50 µs dalga formları yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu standart dalga formları, yıldırımın doğrudan ve dolaylı etkilerinin sistem üzerinde incelenebilmesine olanak sağlamaktadır. Özellikle 1,2/50 µs'lik darbe formu, izolasyon koordinasyonu çalışmalarında ve ekipman dayanım testlerinde referans alınmakta olup, yıldırımın dolaylı etkilerinin temsilinde tercih edilmektedir. Şekil 2'de sunulan olasılıksal yıldırım istatistikleri, Karaburun bölgesinde yıldırım akımlarının çoğunlukla 10–100 kA aralığında gerçekleştiğini ve en sık rastlanan büyüklüğün yaklaşık 20 kA olduğunu göstermektedir. Bu nedenle çalışmada, sistem üzerinde gerçekleştirilecek geçici rejim analizlerinde 20 kA büyüklüğüne sahip 1,2/50 µs yıldırım akımı darbe formu kullanılmıştır. Ayrıca, TEDAŞ-MLZ96-022 teknik şartnamesinde, 34,5 kV gerilim seviyesine ait hava hattı zincir izolatörlerinin 1,2/50 µs darbe formuna karşı dayanım gerilimleri 125 kV (tepe) seviyesinde tanımlanmaktadır [26]. Bu değer, seçilen yıldırım darbe parametrelerinin hem uluslararası standartlarla uyumlu hem de ulusal mevzuatla örtüşen bir temel oluşturduğunu göstermektedir. Böylelikle yapılan analizlerde kullanılan darbe formu, bölgesel istatistikler ile standartlara dayalı teknik sınır koşulları bir araya getirilerek güvenilir bir modelleme yaklaşımı sağlamaktadır. Kullanılan 1,2/50 µs darbe formunda, 1,2 µs akımın tepe değerine ulaşma süresini, 50 µs ise tepe değerinin %50'sine düşme süresini ifade etmektedir. Bu tanımlama, yıldırım akımının zamana bağlı karakteristiğinin standartlaştırılmış bir biçimde tanımlanmasına olanak vermektedir.

Bu çalışmada yıldırım akımı, Denklem (1)'de verilen Heidler fonksiyonu kullanılarak modellenmiştir. Söz konusu fonksiyon, tepe akımı (I_0), dalga formunun zaman sabitleri ve şekil parametreleri üzerinden tanımlanmakta olup hem yükselme süresi hem de sönümlenme eğrisi açısından güvenilir bir matematiksel yaklaşım sunmaktadır. Bu özellikleri sayesinde Heidler fonksiyonu, yıldırım darbelerinin enerji dağıtım sistemleri üzerindeki etkilerinin sayısal analizinde yaygın olarak tercih edilmektedir.



Şekil 4. ATP yazılımı kullanılarak Heidler fonksiyonu ile elde edile 1.2/50 µs'lik dalga formu.

$$i(t) = \frac{I_0}{\eta} \cdot \frac{(t-\tau_1)^n}{\left(\frac{t}{\tau_2}\right)^n + 1} \cdot e^{\frac{-t}{\tau_2}} \quad (1)$$

Burada ifadede;

I_0 :Yıldırım akımının tepe değeri (kA)

τ_1 *(µs)* : Akımın yükselme süresine bağlı zaman sabiti

τ_2 *(µs)* : Akımın sönme süresine bağlı zaman sabiti

n : Dalga formunun diklik faktörü (boyutsuz)

η : Normalizasyon katsayısıdır.

Normalizasyon katsayısı zaman sabitlerine bağlı olarak (2) denklemi ile hesaplanır.

$$\eta = e^{\left[-\left(\frac{\tau_1}{\tau_2}\right)\cdot\left(n.\frac{\tau_2}{\tau_1}\right)\right]^{\frac{1}{n}}} \quad (2)$$

Heidler fonksiyonu, darbe akımlarının yükselme ve sönümlenme süreçlerini gerçekçi bir şekilde temsil etmesi sayesinde yıldırım darbesi etkilerinin sayısal modellenmesinde yaygın olarak kullanılmaktadır. Özellikle elektromanyetik geçici rejim analizlerinde güvenilir sonuçlar sağlaması, bu fonksiyonun enerji iletim ve dağıtım sistemlerinde gerçekleştirilen aşırı gerilim incelemelerinde tercih edilmesinin temel nedenidir.

2.2. 34,5 kV Elektrik Dağıtım Hattında Kullanılan Kafes Direklerin Modellenmesi

Bu çalışmada, Karaburun bölgesinde kullanılan çift devre, 16 m yüksekliğindeki kafes direkler eşdeğer devre modeliyle analiz edilmiştir. Direğin elektriksel parametreleri, silindirik yapı varsayımıyla hesaplanmış ve toprak özdirenci, yükseklik ile geometrik boyutlar dikkate alınmıştır. Kapasitif, dirençsel ve endüktif etkiler hesaba katılarak empedans değerleri frekans bağımlı özellikler ile değerlendirilmiştir. Direğin endüktansı L ve direnç değeri R denklem (3) ile ifade edilmiştir:

$$L = \frac{\mu_0 . h}{2\pi}\left[ln\left(\frac{2.h}{r}\right) - 1\right], \quad R = \rho.\frac{h}{A} \quad (3)$$

Burada h direk yüksekliğini, r eşdeğer yarıçapı, ρ toprak özdirencini ve A kesit alanını göstermektedir.

Ayrıca, Pigeon iletkenli yapı için yapılan analitik hesaplamalar ve literatürdeki tipik değerler temel alınarak faz başına karakteristik empedans Z_C değeri 370 Ω olarak kabul edilmiştir.

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (4)$$

Bu yaklaşım, yıldırım darbelerinin hat boyunca yayılımını doğru şekilde temsil etmekte ve elektromanyetik geçici rejim analizlerinde güvenilirlik sağlamaktadır. Modellemede direk yapısal çeliğin elektriksel iletkenliğinin σ = 6x10^6 S/m, eşdeğer yarıçap α = 0,15 ve şebeke frekansı 50 Hz olarak alınmıştır. Bu ifadelerde, $\omega = 2\pi f$ açısal frekansı ve μ_0=4πx10-7 H/m manyetik geçirgenliği ifade etmektedir. Belirtilen bu hesaplama yöntemine göre hesaplanan her bir segmentteki direnç ve endüktans değerleri Tablo 1'de sunulmuştur.

Tablo 1. Hesaplanan eşdeğer devre modeli parametreleri.

	Frekans	Uzunluk	Direnç	Endüktans
N1-N2	50 Hz	1,5 m	9x10^{-6}	5,99x10^{-7}
N2-N3	50 Hz	1,5 m	9x10^{-6}	5,99x10^{-7}
N3- Taban	50 Hz	13 m	7,9x10^{-5}	1,8x10^{-5}

2.3. İletim Hattının Modellenmesi (JMarti Modeli)

Bu çalışmada incelenen Karareis KÖK – Pınar Tesisleri KÖK arasındaki 34,5 kV çift devreli dağıtım hattı, Pigeon tipi ACSR demet iletkenlerle işletilmektedir. Hat modeli, ATP/EMTP yazılımında J. Marti frekans bağımlı hat modeli kullanılarak oluşturulmuştur. Bu model, çok iletkenli hatların geçici rejim davranışlarını yüksek doğrulukla temsil ederek, özellikle yıldırım darbeleri gibi yüksek frekanslı elektromanyetik olayların gerçekçi biçimde analizine olanak sağlar. Hat geometrisi ve elektriksel parametreleri Tablo 2'de verilmiş olup, bu değerler doğru karakteristik empedansın ve frekans bağımlı davranışın güvenilir şekilde belirlenmesini sağlamaktadır.

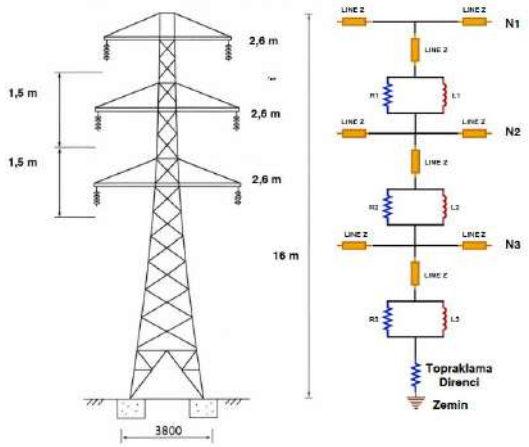
Tablo 2. Pigeon iletkenli 34,5 kV çift devreli hattın geometrik ve elektriksel parametreleri

Model | Data

	Ph no.	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid	Separ	Alpha	NB
#		[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]	[cm]	[deg]	
1	1	0	0.6375	0.328	-1.3	16	15.6	40	0	2
2	2	0	0.6375	0.328	-1.3	14.5	14.1	40	0	2
3	3	0	0.6375	0.328	-1.3	13	12.6	40	0	2
4	4	0	0.6375	0.328	1.3	13	12.6	40	0	2
5	5	0	0.6375	0.328	1.3	14.5	14.1	40	0	2
6	6	0	0.6375	0.328	1.3	16	15.6	40	0	2

2.4. ATP Kullanarak Yıldırım Etkisinin Değerlendirilmesi

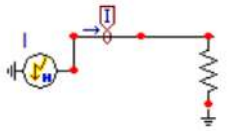
Karareis KÖK ile Pınar Tesisleri KÖK arasındaki 34,5 kV çift devreli dağıtım hattı, ATP programı kullanılarak Şekil 7'de gösterildiği şekilde modellenmiştir. Modelde 14 direkli hat yapısı ayrıntılı biçimde tanımlanmış; yıldırım darbeleri Heidler akım kaynağı ile 400 Ω paralel empedans üzerinden sisteme uygulanmıştır (Şekil 6). İletim hattı parametreleri, J. Marti frekans bağımlı hat modeli kullanılarak tanımlanmış ve böylece farklı konumlardaki izolatörlerde oluşan aşırı gerilimlerin analizi mümkün kılınmıştır. Yıldırım akımı 20 kA büyüklüğünde ve 1,2/50 µs darbe formunda modellenmiş; topraklama direnci 50 Ω, 25 Ω ve 10 Ω olarak alınarak direk tepesine yıldırım çarpması durumundaki aşırı gerilimler hesaplanmıştır. Elde edilen sonuçlar Şekil 8–10'da sunulmuştur.



Şekil 5. Direk modellemesinde kullanılan çok katmanlı (Multistory) eşdeğer direk devre modeli.

2.5. ATP Kullanarak Yıldırım Etkisinin Değerlendirilmesi

Karareis KÖK ile Pınar Tesisleri KÖK arasındaki 34,5 kV çift devreli dağıtım hattı, ATP programı kullanılarak Şekil 7'de gösterildiği şekilde modellenmiştir. Modelde 14 direkli hat yapısı ayrıntılı biçimde tanımlanmış, yıldırım darbeleri Heidler akım kaynağı ile 400 Ω paralel empedans üzerinden sisteme uygulanmıştır (Şekil 6). İletim hattı parametreleri, J. Marti frekans bağımlı hat modeli kullanılarak tanımlanmış ve böylece farklı konumlardaki izolatörlerde oluşan aşırı gerilimlerin analizi mümkün kılınmıştır. Yıldırım akımı 20 kA büyüklüğünde ve 1,2/50 µs darbe formunda modellenmiş; topraklama direnci 50 Ω, 25 Ω ve 10 Ω olarak alınarak direk tepesine yıldırım çarpması durumundaki aşırı gerilimler hesaplanmıştır. Elde edilen sonuçlar Şekil 8–10'da sunulmuştur.

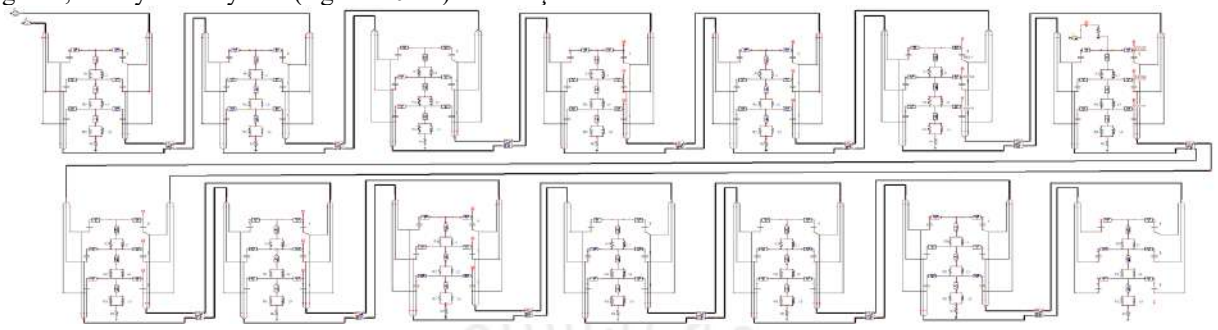


Şekil 6. ATP program ile Heidler akım kaynağı ve paralel empedans yardımı ile modellenen yıldırım darbesi eşdeğer devre şeması.

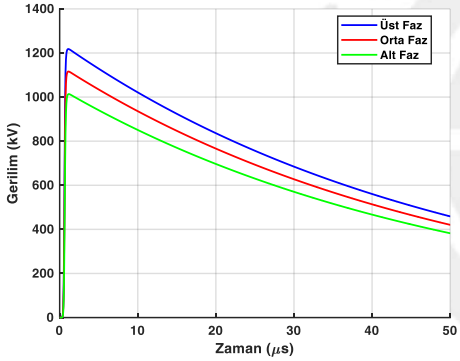
Şekil 8 incelendiğinde, 50 Ω topraklama direnci durumunda izolatörler üzerindeki tepe aşırı gerilimler ≈ 0,9–1,2 MV düzeyine ulaşmakta ve 50 µs sonunda dahi ≈ 500–600 kV seviyelerinde kaldığı görülmektedir. Bu değerler, TEDAŞ-MLZ96-022'de 34,5 kV izolatör zinciri için verilen 125 kV darbe dayanım geriliminin kat kat üzerindedir; bu durumda geri-atlama (backflashover) kaçınılmazdır. 25 Ω topraklama direnci olması durumunda ise (Şekil 9): Tepe aşırı gerilimler ≈ 0,7–0,9 MV, darbe sonundaki değerler ise ≈ 350–450 kV mertebesindedir. İzolatör dayanım sınırının çok üzerinde olduğundan, bu senaryoda da geri-atlama olasılığı oldukça yüksektir. Topraklama direncinin 10 Ω olması

durumunda ise (Şekil 10): İzolatör uçlarındaki tepe aşırı gerilim ≈ 480–520 kV**,** darbe sonu değerleri ise ≈ 200–250 kV düzeyinde olmaktadır. Her ne kadar topraklama direncinin düşürülmesi gerilim seviyelerini azaltmış olsa da, 125 kV sınırı hâlâ aşılmaktadır**.**

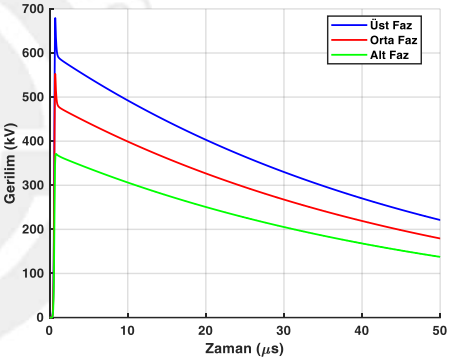
Zincir izolatör yapısı kullanılarak bu gerilim dayanım değerlerini arttırmak mümkün olsa da, yalnızca topraklama iyileştirmesi, yıldırım etkilerinin güvenli sınırlar içinde tutulması için yeterli değildir. Analiz bulguları, en iyi senaryoda (Rg = 10 Ω) dahi aşırı gerilimlerin ≈ 200–250 kV seviyelerinde kaldığını ve bu değerin standart dayanım sınırı değeri olan 3x125 kV standart sınırını sağlasa da daha yüksek yıldırım darbeleri dayanım sınırını sağlayamayabileceği görülmektedir. Dolayısıyla, yalnızca topraklama direncini düşürmek sistem güvenliği için yeterli olmamaktadır. Enerji sürekliliğini sağlamak ve izolatör hasarlarını önlemek için ekstra önlemler alınması gerekliliği ortaya çıkmaktadır.



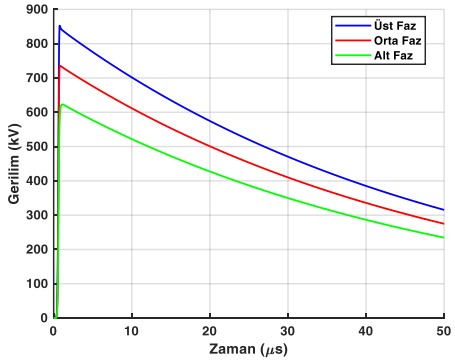
Şekil 7. 14 direkli Karareis KÖK ile Pınar Tesisleri KÖK arasında bulunan 34,5 kV çift devreli enerji dağıtım hattının ATP benzetim modeli (Yıldırım darbesi 7. Direğin tepe noktasında oluşturulmuştur.



Şekil 8. Şekil 7'de sunulan dağıtım hattında; *50 Ω topraklama direncinde 7. direğe yıldırım düşmesi durumunda izolatör üzerinde oluşan aşırı gerilimler*



Şekil 10. Şekil 7'de sunulan dağıtım hattında; *10 Ω topraklama direncinde 7. direğe yıldırım düşmesi durumunda izolatör üzerinde oluşan aşırı gerilimler*



Şekil 9. Şekil 7'de sunulan dağıtım hattında; 25 *Ω topraklama direncinde 7. direğe yıldırım düşmesi durumunda izolatör üzerinde oluşan aşırı gerilimler*

3. Sonuçlar

Bu çalışmada, Karaburun bölgesindeki 34,5 kV çift devreli enerji dağıtım hattında yıldırım kaynaklı aşırı gerilimlerin etkileri incelenmiş ve elde edilen bulgular IEC ve TEDAŞ teknik şartnameleriyle karşılaştırılmıştır. IEC tarafından tanımlanan 1,2/50 µs darbe formuna göre yapılan analizlerde, 20 kA büyüklüğündeki yıldırım akımlarının hat üzerinde önemli gerilim artışlarına neden olduğu görülmüştür. TEDAŞ-MLZ96-022 standardında izolatörlerin 125 kV darbe dayanımına sahip olması öngörülmesine rağmen, simülasyonlarda 10 Ω topraklama direncinde dahi 200–250 kV seviyelerinde aşırı gerilimler tespit edilmiştir. Bu sonuçlar, yalnızca topraklama direncinin azaltılmasının yeterli olmadığını, zincir izolatör yapısında izolatörler kullanılsa bile 3x125=375 kV değerinde bile sınır değerlerin aşılabileceğini ve ek koruma önlemlerine ihtiyaç duyulduğunu göstermektedir.

IEC ve TEDAŞ standartları doğrultusunda, hat parafuduru uygulanması, izolatörlerin daha yüksek BIL değerleriyle güçlendirilmesi, topraklama direncinin 3–5 Ω seviyelerine düşürülmesi ve gerektiğinde koruma iletkeni kullanımı önerilmektedir. Ayrıca, yıldırım olaylarının IoT tabanlı sensörlerle izlenmesi ve dijital

ikiz teknolojileriyle entegre edilmesi, şebeke güvenilirliği ve operasyonel verimliliğin artırılması açısından önemli bir potansiyel sunmaktadır.

Gelecekteki çalışmalar kapsamında, önerilen koruma önlemlerinin ekonomik fizibilitesinin değerlendirilmesi, alternatif yıldırımdan korunma yöntemlerinin karşılaştırılması ve gerçek zamanlı izleme sistemlerinin geliştirilmesi planlanmaktadır. Çalışmada kullanılan model, IEC 62305 standardına dayalı olup, direk geometrisi ve toprak özellikleri sabit kabul edilmiştir. Bu varsayımlar genel eğilimleri etkilememekle birlikte, yıldırım parametrelerindeki belirsizliklerin etkisi ilerleyen araştırmalarda ayrıntılı biçimde ele alınacaktır.

4. Kaynaklar

[1] Yıldırımdan Koruma Yönetmeliği, T.C. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı, 2017.

[2] A. Greenwood, *Electrical Transients in Power Systems*, John Wiley & Sons, 1991.

[3] Nejat Cahit Gencer, "Yıldırım Aşırı Gerilimlerin Yüksek Gerilim Hatlarına Etkileri," *TMMOB EMO Ankara Şubesi Haber Bülteni*, 2015/1.

[4] Meteoroloji Genel Müdürlüğü (MGM), Yıldırım Verileri Hizmeti ve İstatistikleri, Ankara, 2024.

[5] M. Özkaya, *Yüksek Gerilim Tekniği Cilt 2*, İstanbul, 1996.

[6] *IEC 61000-4-5: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-5: Testing and measurement techniques – Surge immunity test*, 3rd ed., Geneva, Switzerland, 2014.

[7] IEC, IEC 61643-11: Low-voltage surge protective devices – Part 11: Surge protective devices connected to low-voltage power systems – Requirements and test methods*, 2nd ed., Geneva, Switzerland, 2011.*

[8] H. W. Beaty, *Standard Handbook for Electrical Engineers*, McGraw-Hill, 2006.

[9] A. Kaygusuz, M. S. Mamiş ve E. Akin, "S-Domain Analysis of Lightning Surges on Transmission Tower," *Proc. 1st Int. Conf. Technical and Physical Problems in Power Engineering*, Baku, 2002.

[10] A. Kaygusuz, M. S. Mamiş ve E. Akin, "Elektrik Direklerinde Oluşan Aşırı Gerilimlerin Laplace Dönüşümü ile Analizi," *SAÜ Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi*, vol. 7, no. 1, 2013.

[11] M. Şeker ve A. Kaygusuz, "154 kV'luk Enerji Nakil Hatlarında Kullanılan Kafes Direklerin Yıldırım Analizi," *Fırat Üni. EEB Sempozyumu*, Elazığ, 2011.

[12] M. Kawai, "Studies of the Surge Response on a Transmission Line Tower," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-83, pp. 30–34, 1964.

[13] W. A. Chisholm, Y. L. Chow, and K. D. Srivastava, "Lightning Surge Response of Transmission Towers," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. 102, no. 8, pp. 3232–3242, 1991.

[14] M. Ishii et al., "Numerical electromagnetic field analysis of lightning surge responses on transmission towers," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 6, no. 3, pp. 1327–1335, 1991.

[15] D. Li, Y. Zhang, H. Zhao, and S. Xu, "Research on Differentiated Lightning Protection of Overhead Distribution Lines under Continuous Lightning Strikes," *Energies*, vol. 17, no. 18, p. 4568, 2024, doi: 10.3390/en17184568.

[16] J. O. S. Paulino, C. F. Barbosa, I. J. S. Lopes, and W. C. Boaventura, "Lightning Protection of Overhead Distribution Lines Installed on High Resistivity Soil Considering Both Indirect and Direct Strikes," *Electric Power Systems Research*, vol. 209, p. 107952, 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.107952.

[17] J. Yu, W. Wang, and H. Liu, "Indirect Lightning Performance of 10-kV Overhead Lines: Lightning-Induced Voltage Characteristics and Implications for Protection," Frontiers in Energy Research, vol. 12, no. 1367183, 2024, doi: 10.3389/fenrg.2024.1367183.

[18] T. Ueda et al., "A Comparison between Two Tower Models for Lightning Surge Analysis of 77 kV System," *Proc. Int. Conf. Power System Technology (POWERCON)*, 2000.

[19] A. Ametani and T. Kawamura, "A Method of a Lightning Surge Analysis Recommended in Japan Using EMTP," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 20, no. 2, pp. 867–875, 2005.

[20] M. A. Uman, *All About Lightning*, Dover Publications, 1986.

[21] H. W. Dommel, "Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multiphase Networks," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-88, pp. 388–399, 1969.

[22] H. W. Dommel, *EMTP Theory Book*, Bonneville Power Administration, 1995.

[23] P. H. Orlando, "Alternative Transient Program: Comparison of Transmission Line Models," *Revista Latinoamericana del ATP*, vol. 1, pp. 1–5, 1999.

[24] M. Şeker ve M. Çıkan, "ATP-EMTP Kullanılarak 154 kV Çatal Pilon Direkli Havai İletim Hatları için Direk Topraklama Direncinin Yıldırım Aşırı Gerilimine Etkisinin İncelenmesi", Iğdır Üniv. Fen Bil Enst. Der., c. 9, sy. 4, ss. 1989–2001, 2019, doi: 10.21597/jist.549039.

[25] Ertuğrul PARTAL,"Effective Lightning Mitigation Method on Unshielded Distribution Line by Using High Charge Ratings Externally Gapped Line Arresters (EGLA)," *4th SEERC Conference, Istanbul*, Article ID: 0088, October 11-12, 2023.

[26] TEDAŞ-MLZ96-022, *34,5 kV Havai Hat İzolatörleri Teknik Şartnamesi*, Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ), Ankara, 2019.

İletim Hattı Direklerinde Kullanılan Temel Tiplerinin Zayıf Zemin Koşullarındaki Tasarımlarının Değerlendirilmesi

Design Evaluation of Foundations of Transmission Line Towers Under Weak Soil Conditions

Ö. Burak Yücel[1], Selahattin Selcuk Çıplak[1], Ahsen Hanay[1]

[1]ŞA-RA ENERJİ
burakyucel@sara.com.tr, selahattinciplak@sara.com.tr, ahsenhanay@sara.com.tr

Özet

Bu çalışma, iletim hattı direklerinde kullanılan çeşitli temel tiplerinin zayıf zemin koşullarındaki tasarımlarının değerlendirilmesi ve maliyet analizi yapılarak kıyaslanmasını amaçlamaktadır. Bu doğrultuda, sektörde kullanılmakta olan betonarme yönetmelikleri, zemin mekaniğine ilişkin literatürde bulunan çeşitli makaleler ve ülkemizde kullanılmakta olan betonarme ve deprem yönetmelikleri ile TEİAŞ teknik şartnameleri baz alınarak kazık temel, mikro kazık temel ve tekil temeller için MS Excel programında şablon dokümanlar oluşturulmuştur. Yer altı suyu seviyesinin zemin üst kotunda olduğu varsayımına ve kötü zemin özelliklerine bağlı olarak 3PA1 taşıyıcı direk tipi için optimum temel tasarımları gerçekleştirilmiş ve maliyet analizi yapılmıştır. Dikkate alınan üç temel tipi için de kötü zemin koşullarında ortaya konulan tasarımların uygulanabilir olduğu görülmüştür. Tekil temel inşa maliyeti kazık temellere nazaran çok daha düşük olmasına rağmen depremsellik durumuna bağlı olarak ortaya çıkan zemin sıvılaşması riskinin yaratacağı olumsuz sonuçları minimize etmek bakımından kazık ve mikro kazık temeller ön plana çıkmaktadır. Sonuç olarak, çalışmada dikkate alınan temel tiplerinin dayanım performansları ve maliyet analizleri dikkate alındığında mikro kazık temellerin alternatiflerine göre bir adım önde olduğu görülmektedir.

Anahtar kelimeler: *Yapısal performans, temel tasarımı, geoteknik tasarım.*

Abstract

This study intends to evaluate the design of various foundation types used in overhead transmission line towers under weak soil conditions and compare them from construction cost perspective. To this end, spreadsheet templates in MS Excel for the design of pad & chimney, micropile and bored pile foundations were developed on the basis of reinforced concrete design codes, relevant literature in geotechnical engineering, the Turkish Earthquake Code and technical specifications of Turkish Electricity Transmission Corporation. Considering poor soil conditions and a groundwater level at the ground surface, optimum designs were carried out for 3PA1 tower types, followed by a cost analysis. It was found out that all three foundation types can be designed feasibly under such unfavourable soil conditions. Although pad & chimney type offer the lowest construction cost, micropile and bored pile foundation solutions stand out in minimizing potential risks related to soil liquefaction during seismic events. In conclusion, micropile solution seems to be one step ahead in terms of its good geotechnical performance and reosanable cost.

Keywords: *Structural performance, foundation design, geotechnical design.*

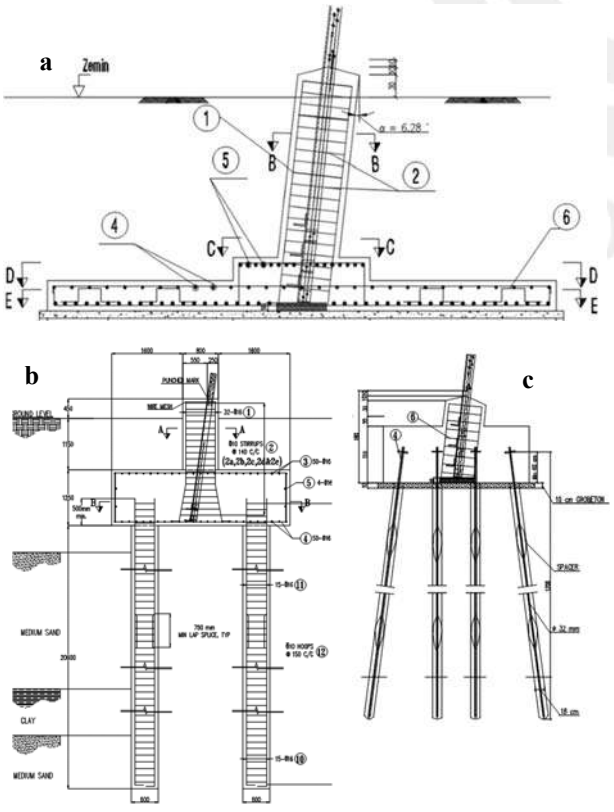
1. Giriş

Temel yapıları enerji nakil hatlarının önemli yapıtaşlarından biridir. İletkenlere, izolatörlere ve direklere etkiyen dış yüklerin sağlıklı bir şekilde zemine aktarılarak hatların işlevlerini yerine getirmesini sağlamaktadır. Hatlarda meydana gelebilecek herhangi bir yıkım durumunda sağlam kalmaları yıkımın boyutlarının büyümemesi bakımından önemlidir. Bu açıdan havai hat zincirinin en zayıf halkası olmamaları sağlanmalıdır. Tüm uluslararası tasarım şartnameleri de temel tasarımlarında ve zemin kontrollerinde ek dayanım azaltma faktörleri uygulayarak temellerin direk ve diğer taşıyıcı bileşenlere göre daha dayanıklı olmalarını amaçlamaktadır. Konuya ilişkin ayrıntılar IEC 60826:2003 yönetmeliğinde [1] dayanım koordinasyonu kavramı altında bulunabilir. Bazı projelere ait teknik şartnamelerde ise dayanım azaltma

katsayısı uygulamak yerine temel reaksiyonlarının ek yük faktörleri ile artırılması yoluna da gidilmektedir.

Ancak, hat güvenliğinin sağlanmasının yanında temel tasarımlarında iktisadi koşulların da dikkate alınması gerekmektedir. Temel maliyetlerinin voltaj seviyesine bağlı olarak bir hattın toplam yatırım bütçesinin %7 si ila %25'ini teşkil ettiği unutulmamalıdır [2]. Özellikle zayıf zemin koşullarında temel boyutlarının büyümesi nedeniyle maliyetlerde daha belirgin artışlar ortaya çıkacaktır. Bu bakımdan hem hat altyapı güvenliğinin sağlanması hem de maliyet optimizasyonu bakımından doğru temel tipinin seçimi önem kazanmaktadır.

Enerji nakil hatları direklerinde çeşitli temel tipleri kullanılmaktadır. Basamaklı tekil temel, kaya ankraj temel, radye temel, kazık ve mikro kazık tipleri ülkemizde yaygın olarak kullanılan tiplerdendir. Bu makale, ülkemizdeki enerji nakil hattı direklerinin zayıf zemin koşullarında yaygın olarak kullanılan ve Şekil 1a'da gösterilen betonarme basamaklı tekil, Şekil 1b ve 1c'de sunulan auger tipi kazık ve mikro kazık temellerin yapısal ve geoteknik performansları ile inşa maliyetleri bakımından kıyaslamalarını yapmayı hedeflemektedir. Bu kıyaslama 380 kV 3PA1 serisi direklerin zayıf zemin tipi temelleri üzerinden yapılacaktır. Makale; ilk olarak benimsenen metodolojinin açıklanmasıyla başlayıp, ardından tasarım sonuçlarının açıklanmasıyla devam edecek, sonuç bölümünde de bulguların özetlenmesi ve deprem kaynaklı zemin sıvılaşması altında temellerin davranışı üzerine açıklamalarla tamamlanacaktır.



Şekil 1. Tipik ENH Temel Sistemleri: a. Kademeli Tekil, b. Auger Kazık c. Mikro Kazık

2. Metodoloji

Makalede incelenen üç tip temelin betonarme tasarımları Amerikan Betonarme Yönetmeliği'ne [3] uygun olarak yapılmıştır. TEİAŞ Teknik şartnamesi [4] gereğince beton kalitesi C25 olarak düşünülmüştür (f'_c = 250 kg/cm^2). Donatı pas payı tasarım şartnamesine uygun olarak 7,5 cm olarak alınmıştır. Donatı olarak yüksek dayanımlı S420 kalitesindeki çelik kullanılmıştır (f_y = 4200 kg/cm^2). Sulu zemindeki beton yoğunluğu 1310 kg/m^3 olacak şekilde hesaplar gerçekleştirilmiştir.

Tekil temel tasarımında ve geoteknik kontrollerde kullanılacak zemin parametreleri yine TEİAŞ teknik şartnamesinden alınmıştır. Dikkate alınan zemin tipi kötü tipte olup, su seviyesi zemin üst kotundadır. Buna bağlı olarak zemin nihai taşıma kapasitesi 0,75 kg/cm^2, temel ucu basıncı 0,94 kg/cm^2, zemin kopma düzlemi açısı 10°, sulu zemin birim ağırlığı ise 1000 kg/m^3 olarak belirlenmiştir. Geoteknik kontroller; ortalama, minimum ve maksimum zemin gerilmeleri ile devrilmeye, çekmeye ve kaymaya karşı güvenlik kontrollerinden oluşmaktadır.

Mikro kazık temellerde, teknik şartnameye uygun olarak kazık ve bağlantı kirişi ağırlıklarının kendi taban basıncı tarafından, direkten aktarılan yüklerin ve kazık başlığı ağırlığının yalnız kazık sürtünme dayanımı tarafından karşılandığı varsayılmıştır. Donatılı mikro kazık için eksenel taşıma gücü TEİAŞ Teknik şartnamesinde belirtildiği üzere 27 ton olarak alınmıştır. Yatay yüklerin karşılanması için ise kenarlardaki kazıklar verevli yerleştirilmiştir. Beton içindeki minimum kazık boyu hesabı için EN 50341-1:2012 Tablo K2'den [5] faydalanılmıştır.

Auger kazık temellerin tasarımında birçok geoteknik kontrol yapılmakta ve bu kontrollerde kullanılmak üzere çeşitli parametreler kullanılmaktadır. Bu kontrollerin kazık tasarımına uyarlanması ve parametrelerin tespiti için yoğun bir literatür çalışması yapılmıştır. TEİAŞ Teknik şartnamesinde belirtilen parametrelere ek olarak zayıf kum için SPT N60 = 3 kabulüyle, elastisite modülü 15 MPa [6], efektif içsel sürtünme açısı 22,7 [7] olarak belirlenmiştir. Kazık yüzey sürtünmesi hesabı için α metodu [8] kullanılmış ve sürtünme kuvveti derinliğe bağlı olarak 23,2 kN/m^2 ila 31,3 kN/m^2 arasında hesaplanmıştır. Negatif yüzey sürtünmesi riski dikkate alınarak ve Skempton'un [9] yaklaşımları kullanılarak kazıkların hem tekil davranışta hem de grup etkisi davranışında basınç ve çekme dayanım kontrolleri gerçekleştirilmiştir. Broms'un [10] yaklaşımları kullanılarak yatay dayanım kontrolleri yapılmıştır. Düşey deplasman kontrolleri için Eurocode-7 Ek-F'ye [11] başvurulmuş olup, etki faktörlerinin tespiti için Bjerrum ve Kjaernsli [12] tarafından ortaya konulan grafiklerden faydalanılmıştır. Yatay deplasman kontrolleri ise Eurocode-8 Ek-C'de [13] belirtilen yönlendirme ve formülasyonlara uygun olarak gerçekleştirilmiştir.

3. Sonuçlar

TEİAŞ 380 kV 3PA1 taşıyıcı direklerinin zayıf zemin kategorisi için gerçekleştirilen optimum temel tasarımları sonucunda kademeli tekil temelin derinlik ile taban genişliği ve kalınlığı sırasıyla 2,7 m, 4,6 m ve 0,4 m olarak bulunmuştur. Kademe genişliği 1,8m, kalınlığı 0,4 m, baca genişliği ise 0,7 m yapılmıştır. Bacada 12 adet 16 mm çapında donatı kullanılmış olup, bu donatılar her 20 cm mesafede 10 mm çapında etriyeler ile sargılanmıştır. Kademede her iki yönde toplam 18 adet 14 mm çapında donatı yerleştirilmiştir. Taban döşemesinin üst ve alt yüzlerinde her iki yönde toplam 40ar adet 14 mm çapında donatı kullanılmıştır. Geoteknik kontrollerden en kritik olanı devrilme güvenliği olup, temel 1,02 güvenlik faktörü ile çalışmaktadır.

Mikro kazık temelde ise köşelerde konumlanmış, %15 eğimli, 18 cm çapında ve ortasında 1 adet 32 mm çapında çelik donatı bulunduran 4 adet 12 m boyunda kazık yerleştirilmiştir. Temel bacası tekil temeldeki ile aynı olup, kazık ve baca arasında 1,0 m kalınlığında ve 1,3 m genişliğinde bir beton tabla kullanılmıştır. Kazıkların donatıları bu tablaya, tablanın içine doğru 80 cm uzatılarak ve 16x16x2 cm boyutlarında ankraj plakaları kaynatılarak ankre edilmiştir. Geoteknik kontrollerden en kritik olanı hatta dik yönde yatay yükleme güvenliği olup, kapasite kullanım oranı %92 olarak tespit edilmiştir. Maksimum düşey yük altında kapasite kullanımı ise %91 seviyesindedir.

Auger tipi kazık temellerde ise 4 adet 9 metre boyunda ve 45 cm çapında, 8 adet 16 mm çapında donatı içeren betonarme kazık kullanılmıştır. Donatılar 10 mm çapında etriyelerle 25 cm aralıklarla sargılanmıştır. Temel bacası tekil temeldeki ile aynı olup, 0,8 m kalınlığında ve 2,4 m genişliğinde bir betonarme tabla kullanılmıştır. Güvenlik faktörü 1,8 olacak şekilde, geoteknik kontrollerden en kritik olanı %97 kapasite kullanım oranı ile bası yükleri altındaki kazık grup dayanımıdır. Yatay yükler altında ise kapasite kullanım oranı %23 olarak bulunmuştur. Düşey ve yatay deplasmanlar ise sırasıyla 4,33 mm ve 0,33 mm olarak hesaplanmıştır. Sınır şekil değiştirme değerinin 25,1 mm olduğu düşünüldüğünde elde edilen deplasmanların oldukça düşük olduğu görülmektedir.

Direklerin her bir ayağı için elde edilen temel metrajları Tablo 1'de sunulmuştur.

4. Bulgular ve Değerlendirme

Tasarım sonucunda ortaya çıkan metrajlar T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı tarafından yayınlanan İnşaat Genel Fiyat Analizleri dokümanında belirtilen poz numaraları ve birim fiyatlar [14] ile çarpılarak her bir temel başına yaklaşık maliyetler hesaplanmıştır. Sonuçlar, kademeli tekil temellerin en düşük maliyetli tip olduğunu ortaya koymaktadır. Diğer tip temellerin maliyetleri tekil temellerinki baz alınarak oransal olarak belirlenip Tablo 2'de sunulmuştur. Buna göre, mikro kazık temeller %15, auger kazık ise %40 daha maliyetli çözümler olarak ortaya çıkmaktadır.

Ancak, ülkemizin aktif fay hatları üzerinde bulunduğu gerçeği unutulmamalıdır. Deprem kaynaklı sıvılaşma riskinin kumlu ve yeraltı suyu bulunan zeminler için gerçekleştirilen temel tasarımlarında göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Eurocode-8 Ek-F'de [15] de havai hat direklerinin depremsellik altında maruz kaldığı riskler açısından zemin sıvılaşmasının önemi belirtilmiştir. TBDY 2018'e [16] göre sıvılaşma riski olması durumunda kazık temel uygulamaları bir çözüm olarak önerilmektedir. Bu husus dikkate alındığında kazık temellerin yüksek maliyetlerine rağmen hat güvenliğinin sağlanması bakımından tercih edilebilir olduğu gerçeği yadsınamaz. Mikro kazık temellerin hem inşa pratikliği hem de az da olsa daha düşük maliyete sahip olması bakımından auger tipi kazık temellerden bir adım öne çıktığı da açıktır. Ancak, mikro kazıkların sıvılaşma esnasında burkulma dayanımlarının kritik olabileceği ve tasarım sürecinde bu durumun dikkate alınması gerektiği de literatürde vurgulanmaktadır [17]. Ek olarak, Ishiara ve Cubrinovski [18] 1995 Kobe Depremi sonrası yaptıkları çalışma ve gözlemlere göre kazık çapı daha geniş olan temellerin (Ör: Auger tipi) kazık çapı daha dar olan temellere göre (Ör: Mikro kazık) sıvılaşma durumunda daha az rijitlik kaybı yaşadığının ve daha güvenilir çözümler olduğunun altını çizmişlerdir.

Tablo 1. Metrajlar

Temel Tipi	Kazı Hacmi (m^3)	Beton Hacmi* (m3)	Donatı Ağırlığı (ton)	Kazık Boyu (m)
Kademeli Tekil	70,2	13,02	0,637	-
Mikro Kazık	3,9	2,3	0,667	48
Auger Kazık	10,5	5,0	0,9	36

*: Kazık betonları hariç

Tablo 2. Yaklaşık oransal maliyetler

Temel Tipi	Oransal Birim Maliyet
Kademeli Tekil	₺1000
Mikro Kazık	₺1147
Auger Kazık	₺1394

5. Kaynaklar

[1] IEC 60826:2017, *Design criteria of overhead transmission lines*, Cenevre, İsviçre.

[2] Kiessling, E., Nefzger, P., Nolasco, J.E. and Kaintzyk, U., *Overhead Power Lines Planning, Design, Construction*, Springer, Berlin, 2013.

[3] ACI 318-11M, *Building Code Requirements for Structural Concrete and Commentary*, Michigan, ABD.

[4] TEİAŞ, *Yüksek gerilim enerji iletim hatları için direk revizyonu teknik şartnamesi*, Ankara, 2019.

[5] CENELEC EN 50341-1:2012 *Overhead electrical lines exceeding AC 45 kV. Part 1: General requirements- Common specifications*, Brüksel, 2012.

[6] Prat, M., Bisch, E., Millard, A., Mestat, P., and Cabot, G., *La modelisation des ouvrages*, Hermes, Paris, 1995.

[7] Kitazawa G., Kitayama K., Suzuki K., Ohkawa H., Ohsaki Y., *Tokyo Ground Map*, Ghiod, Tokyo, sf 23, 1959.

[8] Tomlinson, M. J. "Some Effects of Pile Driving on Skin Friction," *Proc. Conference on Behaviour of Piles, ICE*, Londra, 1971, sf. 107-114.

[9] Skempton, A.W., "The Bearing Capacity of Clays," *Proc. Building Research Congress*, 1951, Cilt No. 1, sf. 180-189.

[10] Broms, B., "Lateral resistance of piles in cohesionless soils", *Journal of the soil mechanics and foundation division*, Cilt No. 90 (3), sf. 123-156, 1964.

[11] EN 1997−1:2004, *Eurocode 7: Geotechnical design - Part 1: General rules*, Brüksel, 2004.

[12] Christian, J. T. and Carrier, W. D. Janbu, "Bjerrum and Kjaernsli's chart reinterpreted", *Canadian Geotechnical Journal*, Cilt No. 15, sf. 123–8, 1978.

[13] EN 1998-5:2004, *Eurocode 8: Design of structures for earthquake resistance, Part 5: Foundations, retaining structures and geotechnical aspects*, Brüksel, 2004.

[14] T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı, *2025 İnşaat ve Tesisat Birim Fiyatları*, Ankara, 2025.

[15] EN 1998-5:2004, *Eurocode 8: Design of structures for earthquake resistance, Part 6: Towers, masts and chimneys*, Brüksel, 2004.

[16] AFAD, *Deprem Etkisi Altında Binaların Tasarımı için Esaslar*, Ankara, 2018.

[17] FHWA NHI-05-039: *Micropile Design and Construction, U.S. Department of Transportation Publication*, Minnesota, ABD, 2005.

[18] Ishihara, K. and Cubrinovski, M. "Performance of large-diameter piles subjected to lateral spreading of liquefied soils." *Keynote Lecture, Proc. 13th Southeast Asian Geotechnical Conf.*, Taipei, 1998, sf: 1-14.

Jeotermal Enerji Santrali Net Güç Üretim Tahmininde Çeşitli Regresyon Modellerinin Performans Karşılaştırması

Performance Comparison of Various Regression Models in Geothermal Power Plant Net Power Generation Prediction

Fatih Mercan[1], Ceyhun Yılmaz[2], Ahmet Yıldız[1],

[1]Afyon Kocatepe Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yenilenebilir Enerji Sistemleri ABD.
fatihmercan.037@gmail.com, ayildiz@aku.edu.tr

[2]Sakarya Üniversitesi, Makine Mühendisliği Bölümü
ceyhunyilmaz@sakarya.edu.tr

Özet

Bu çalışmada, Batı Anadolu'da yer alan, üç flaşlı ve binary çevrimli bir jeotermal enerji santralinin ölçüm verileri kullanılarak net güç üretim tahmini yapan çeşitli regresyon analizi yöntemlerinin performansı karşılaştırılmıştır. Regresyon, sistem parametrelerin çıktılara olan etkisini tahmin etmek için kullanılan temel bir istatistik ve makine öğrenimi tekniğidir. Regresyon modellerinin temel amacı, santralin performansını etkileyen jeotermal akışkan sıcaklığı, akışkan debisi ve hava sıcaklığı gibi parametrelerin net elektrik üretimine etkisini istatistiksel olarak tahmin etmektir. Santralden temin edilen 1460 adet günlük ortalama veri, öncelikle Skewness-Kurtosis normallik testine tabi tutulmuş ve aykırı değerler çıkarılarak normallik koşulları sağlanmıştır. Çoklu doğrusal, polinomal, karar ağaçları, rastgele orman ve gradyan artırma regresyon modelleri oluşturulmuştur. Bazı modellerde aşırı uyum tespit edildiğinden, bu modellere 5 ve 10 katlı çapraz doğrulama yöntemleri uygulanmıştır. Hata ölçüm parametreleri olan R^2, MAE, MSE ve RMSE değerlerine göre, en başarılı yöntemin 10 katlı çapraz doğrulama ve en başarılı modelin ise Gradyan Artırma olduğu belirlenmiştir.

Anahtar kelimeler: *Elektrik Santrali, Jeotermal Enerji, Performans, Python, Regresyon Analizi*

Abstract

This study presents a comparative analysis of various regression models to predict the net power generation of a three-flash+binary cycle geothermal power plant located in Western Anatolia. Regression is a fundamental statistical and machine learning technique used to estimate the effect of key parameters on a specific outcome. The primary aim is to statistically model the influence of geothermal fluid temperature, fluid flow rate, and ambient air temperature on net electricity generation of the plant.. The analysis utilized 1,460 daily average data points from the power plant, which were pre-processed using a Skewness-Kurtosis test to identify and remove outliers, thereby ensuring data normality. Multiple regression models were developed, including multiple linear, polynomial, decision tree, random forest, and gradient boosting. To mitigate overfitting observed in some models, 5-fold and 10-fold cross-validation methods were implemented. Based on a comprehensive evaluation using R^2, MAE, MSE, and RMSE metrics, the Gradient Boosting model coupled with 10-fold cross-validation was identified as the most successful, demonstrating the highest predictive performance.

Keywords: *Geothermal Energy, Performance, Power Plant, Python, Regression Analysis*

1. Giriş

Jeotermal enerji kaynakları sahip olduğu sıcaklıklarına göre düşük entalpili kaynaklar (<90°C), orta entalpili kaynaklar (90°C-150°C) ve yüksek entalpili kaynaklar (>150°C) şeklinde sınıflandırılır. Elektrik üretimine en uygun jeotermal kaynaklar, yüksek ve orta entalpili kaynaklardır. Yüksek entalpili jeotermal kaynaklara dayalı santral tipleri üç flaşlı, çift flaşlı veya tek flaşlı buhar çevrim santralleridir. Bu santrallerde kuyulardan gelen jeotermal akışkanın basıncı düşürülerek kızgın buhara dönüşmesi sağlanır ve kızgın buhar da türbinden geçirilerek enerji üretilir. Orta ve düşük entalpili kaynaklar için en uygun santral tipi ise çift akışkanlı (binary) santrallerdir. Bu santrallerde ise jeotermal akışkanın ısısı organik bir akışkan olan çalışma sıvısına aktarılır ve çalışma sıvısı yüksek sıcaklık ve basınçta türbinlerden geçirilerek elektrik üretilmesi sağlanır.

Jeotermal santrallerin elektrik üretim miktarı, jeotermal akışkan debisi, akışkan ve hava sıcaklığı gibi sistem parametrelerine bağlıdır. Ancak, bu parametrelerin

ölçümündeki hatalar ya da ölçülemeyen diğer faktörler nedeniyle verilerin kesin doğruluğu her zaman sağlanamayabilir. Bu gibi durumlarda, santralin performans tahmini istatistiksel yöntemlerle yapılabilir ve regresyon analizi bu amaçla kullanılan önemli bir makine öğrenme algoritmasıdır. Regresyon analizi, bir veya birden fazla bağımsız değişkenin bağımlı bir değişken üzerindeki etkisini tahmin etmeye olanak tanır [1].

Jeotermal santrallerde net güç üretimi tahminine yönelik çalışmalarda regresyon analizi ve diğer makine öğrenme algoritmaları kullanılmıştır [1-3]. [1] numaralı çalışmada doğrusal ve logaritmik regresyon modelleri kullanılarak jeotermal akışkan debisi ile sıcaklığı ve dış hava sıcaklığı verilerine göre net güç tahmini yapılmış ve bu modellerin performanslarını karşılaştırılmıştır. Doğrusal regresyon modeli jeotermal santralinin performansını en iyi açıklayan model olarak seçilmiştir. [2] numaralı çalışmada çok değişkenli doğrusal regresyon analizi kullanılarak tek ve çift flaş döngüsüne sahip jeotermal enerji santrallerinin net güç ve termal verimliliği tahmin edilmiştir. Tek flaş döngüsü için çok değişkenli doğrusal regresyon analizinde kuyu sıcaklığı, seperatör ve kondenser basıncı olmak üzere 3 bağımsız değişken, çift flaş döngüsü içinse kuyu sıcaklığı, yüksek basınçlı seperatör basıncı, düşük basınçlı seperatör basıncı ve kondenser basıncı olmak üzere 4 bağımsız değişken kullanılmıştır. Genel olarak R^2 değerleri 0,90'ın üzerinde bulunduğundan, modellerin çevrimin net gücünü ve termal verimliliğini tahmin etme açısından güvenilir olduğu gözlemlenmiştir. [3] numaralı çalışmada makine öğrenimi, derin öğrenme ve zaman serisi metotları kullanılarak kurulu gücü yüksek beş jeotermal santralin toplam üretimi Mart ve Nisan aylarının birinci ve ikinci haftası için tahmin edilmiştir. Test edilen tüm modellere ve tüm tahmin süreçlerine göre geleneksel makine öğrenme modelleri destek vektör regresyonu ve rastgele orman regresyonu (ROR), zaman serisi modelleri SARIMAX ve Prophet ve derin öğrenme modeli olan zamansal evrişimli ağların en iyi performansı gösterdiği tespit edilmiştir.

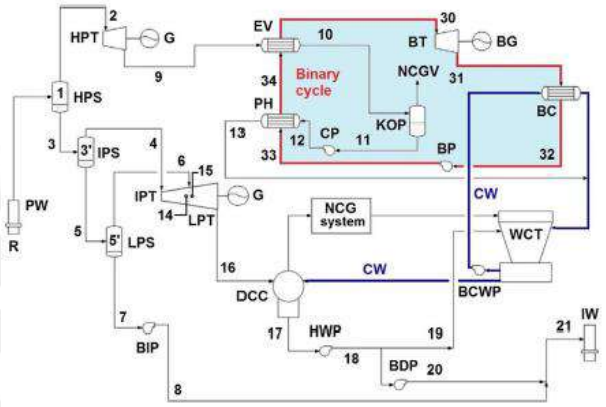
Bu çalışmanın bulguları, jeotermal sistemlerin modellenmesinde makine öğrenmesi yöntemlerinin, özellikle de topluluk algoritmalarının ve derin öğrenmenin, geleneksel regresyon yöntemlerinden daha iyi performans gösterdiğini ortaya koyan literatürdeki benzer çalışmalarla uyumludur. Literatürde LightGBM (hafif gradyan artırma makinesi) ve XGBoost (aşırı gradyan artırma) gibi yöntemlerin yanı sıra derin sinir ağları (DSA/YSA) gibi derin öğrenme yaklaşımlarının da benzer tahmin problemlerinde (rezervuar sıcaklığı, yeraltı sıcaklığı vb.) başarıyla kullanıldığı görülmüştür.

Bu çalışmada jeotermal santral net güç tahmini için literatürdeki klasik regresyon yöntemleri olan çoklu doğrusal regresyon (ÇDR) ve polinomal regresyona (PR) ek olarak karar ağaçları regresyonu (KAR), rastgele orman regresyonu (ROR) ve gradyan artırma regresyonu (GAR) gibi daha gelişmiş yöntemler kullanılmıştır.

2. Materyal ve Metot

2.1. Jeotermal Elektrik Santralinin Tanıtımı

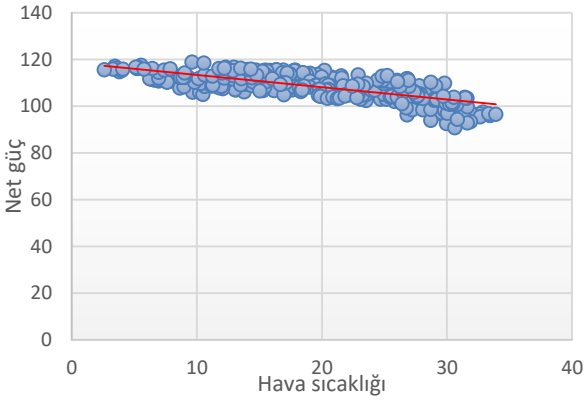
Çalışmada kullanılan jeotermal enerji santrali, Kızıldere jeotermal alanında bulunmaktadır. Şekil 1'de gösterildiği gibi santral, üç flaşlı+binary kombine çevrim tipinde olup toplamda 165 MW kurulu güce sahiptir (Ünite-1 100 MW (80 MW 3-flaş + 20 MW ikili çevrim), Ünite-2 65 MW (50 MW 3-flaş + 15 MW ikili çevrim)). İkili çevrimlerde çalışma sıvısı olarak n-bütan kullanılmaktadır. Santralde üç adet türbin grubu (yüksek basınç, orta basınç, düşük basınç) tek bir şaft ile jeneratöre bağlıdır [4].



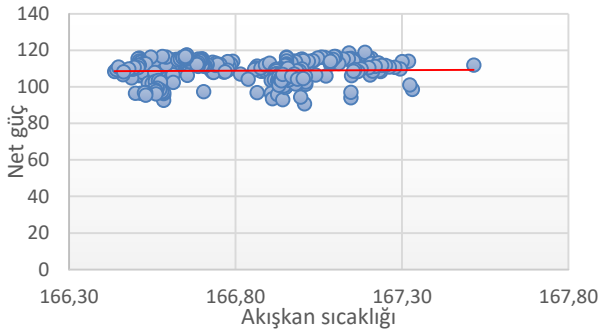
Şekil 1. Üç flaşlı+ikili kombine çevrim santralinin basitleştirilmiş akış diyagramı

2.2. Jeotermal Elektrik Santraline Ait Veri Setleri

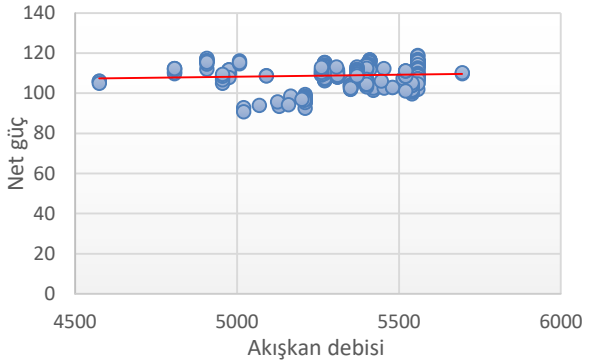
Çalışma kapsamında, santralden Ekim 2022 – Eylül 2023 tarihleri arasında, bir yıla ait günlük ortalama 1460 adet veri temin edilmiştir. Bu veri setinde, jeotermal akışkan sıcaklığı, akışkan debisi ve hava sıcaklığı bağımsız değişkenler olarak, net güç ise bağımlı değişken olarak kullanılmıştır. Şekil 2, Şekil 3 ve Şekil 4'te sırasıyla değişkenlerin net güç ile oluşturduğu dağılım grafiği gösterilmiştir.



Şekil 2. Hava sıcaklığının net güce göre dağılımı



Şekil 3. Akışkan sıcaklığının net güce göre dağılımı



Şekil 4. Akışkan debisinin net güce göre dağılımı

Veri setindeki bağımsız değişkenlerin normal dağılıma uygunluğu, Skewness-Kurtosis testi ile değerlendirilmiştir. Kurtosis ve Skewness değerleri -1.5 ile +1.5 olduğu zaman normal dağılım olduğu kabul edilmektedir[5]. Bu değerlere göre Tablo 1'de görüldüğü gibi ilk analizde akışkan sıcaklığı verisinde normallik şartının ihlal edildiği tespit edilmiştir. Ancak, Şekil 2-3-4'teki grafiklerde gözlemlenen aykırı değerlerin bir kısmı veri kümesinden çıkarıldıktan sonra tüm bağımsız değişkenler için normallik koşulları sağlanmıştır.

Tablo 1. Normallik testi durumları

	Aykırı değerler öncesi		Aykırı değerler sonrası	
Değişken	**Skewness**	**Kurtosis**	**Skewness**	**Kurtosis**
Akışkan Sıcaklığı	1,079	2,917	0,251	1,065
Hava Sıcaklığı	0,051	-1,014	0,059	-0,989
Akışkan Debisi	-0,953	1,061	-0,896	0,864

2.3. Python Kodları ile Regresyon Analizi

Regresyon analizleri, Google Colaboratory ortamında Python programlama dili kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Sklearn, Pandas, NumPy, Matplotlib ve Seaborn gibi kütüphaneler veri analizi, model oluşturma ve görselleştirmeler için kullanılmıştır. Analiz süreci şu adımları içermektedir:

2.3.1. Verilerin Yüklenmesi ve İşlenmesi

Santralden alınan verilerden akışkan debisi, akışkan sıcaklığı ve hava sıcaklığı bağımsız değişkenler kümesi ve net güç bağımlı değişken kümesi olarak tanımlanmıştır. Daha sonra veri setleri, %70 eğitim, %30 test olacak şekilde ikiye ayrılmıştır. Eğitim seti, modelin eğitilmesi için kullanılan verilerden oluşurken test seti ise, modelin eğitildiği verilerin ne kadarını öğrendiğini ölçmek için seçilen verilerden oluşur[6].

2.3.2. Hiperparametre optimizasyonu

Hiperparametre optimizasyonu modeller için en iyi hiperparametre ayarlarını farklı kombinasyonlar deneyerek en iyi performansı vereni seçme işlemidir. Bu çalışmada modellerin performansını artırmak için GridSearchCV fonksiyonu kullanılmıştır[7]. Dört regresyon modeli için hiperparametre ayarları Tablo 2'de gösterilmiştir.

Tablo 2. Modellerin hiperparametre ayarları

Model	**Parametre**	**Ortalama**
PR	Poly_degree poly__include_bias	2, 3, 4 True, False
KAR	max_depth min_samples_split	4, 8, 16, 32 2, 5, 10
ROR	n_estimators max_depth	50, 100, 200, 500 4, 8, 16, 32
GAR	n_estimators learning_rate max_depth	50, 100, 200 0.01, 0.05, 0.1 4, 8, 16

2.3.3. Regresyon Modelleri Oluşturularak Tahmin Yapılması

Belirlenen hiperparametrelerle ÇDR, PR, KAR, ROR ve GAR modelleri eğitilmiş ve eğitim ve test setleri üzerinde tahmin verileri oluşturulmuştur.

2.3.4. Hata Ölçüm Parametrelerinin Hesaplanması

Her modelin performansı R^2, MAE (Hataların Mutlak Değerinin Ortalaması), MSE (Hataların Karesinin Ortalaması) ve RMSE (Hataların Karesinin Ortalamasının Karekökü) gibi hata ölçüm parametreleri ile değerlendirilmiş ve aşırı uyum kontrolü sağlanmıştır.

2.3.5. K-Katlı Çapraz Doğrulama

K-katlı çapraz doğrulama, modelin esnekliğini ve performansını iyileştirerek aşırı uyumu engellediğinden yaygın olarak kullanılan bir yöntemdir. K-katlı çapraz doğrulama da veri seti önce k alt örneğe bölünür, bir

örnek test için kullanılır ve geri kalan k-1 örnek veri kümesinin eğitimi amacıyla kullanılır. Eğitim ve test veri kümeleri değiştirilerek tüm süreç k kez tekrarlanır[8]. Aşırı uyum (overfitting) tespit edilen modeller için 5 ve 10 katlı çapraz doğrulama yöntemleri uygulanarak aşırı uyum ortadan kaldırılır.

2.4. Regresyon Modellerinin Net Güç Tahmin Performansları

Modellerde aşırı uyum olup olmadığını değerlendirmek amacıyla hata ölçüm parametreleri eğitim ve test verileri için ayrı ayrı hesaplanmıştır. Tablo 3'te aşırı uyum tespiti için R^2 değeri gösterilmiştir.

Tablo 3. Modellerin R^2 değerleri

Model	Eğitim seti	Test seti
ÇDR	0,70	0,71
PR	0,73	0,74
KAR	0,96	0,80
ROR	0,98	0,86
GAR	0,98	0,86

Bu tabloya göre KAR, ROR ve GAR modellerinde eğitim seti değeri test setinden büyük olduğundan aşırı uyum tespit edilmiştir. Bundan dolayı bu modellere Tablo 4'te gösterildiği gibi 5 ve 10 katlı çapraz doğrulama yöntemi uygulanarak aşırı uyum ortadan kaldırılmıştır.

Tablo 4. Modellerin ortalama R^2 değerleri

Model	5 katlı	10 katlı
KAR	0,70	0,75
ROR	0,83	0,85
GAR	0,82	0,86

2.5. Modellerinin Hata Parametrelerine Göre Performanslarının Karşılaştırılması

Tablo 5. Bütün modellerin hata ölçüm parametreleri

Model	R^2	MAE	MSE	RMSE
ÇDR	0,71	2,45	9,09	3,01
PR	0,74	2,31	7,93	2,81
KAR5	0,70	1,81	9,98	2,95
KAR10	0,75	1,67	7,66	2,65
ROR5	0,83	1,44	4,91	2,19
ROR10	0,85	1,38	4,29	2,02
GAR5	0,82	1,53	5,25	2,26
GAR10	0,86	1,43	4,22	2,01

Bu tabloya modellerin performansı, 10 katlı çapraz doğrulama yönteminde; GAR modeli R^2, MSE ve RMSE parametrelerine göre sırasıyla 0,86, 4,22 ve 2,01 değerleri ile en yüksek skorlara sahipken ROR modelinin ise 1,38 ile en yüksek MAE skoruna sahip olduğu görülmüştür. Sonuç olarak jeotermal enerji santralinin net güç üretim tahmininde bu iki modelin en yüksek performansı gösterdiği kanıtlanmıştır.

3. Sonuçlar

Bu çalışmada, Batı Anadolu'da yer alan, üç flaşlı ve ikili çevrimli bir jeotermal enerji santralinin net güç üretimi tahmini için çeşitli regresyon analizi yöntemlerinin performansı karşılaştırılmıştır.

ÇDR ve PR modellerinin performansı, diğer modellere göre düşük kalmıştır. Bu durum, bağımsız değişkenler (akışkan sıcaklığı, akışkan debisi, hava sıcaklığı) ile bağımlı değişken (net güç) arasındaki ilişkinin basit doğrusal veya polinomal bir yapıda olmadığını göstermektedir. Bu basit modeller, jeotermal santralin işletmesindeki karmaşık veri yapılarını ve parametreler arası etkileşimleri modellemede yetersiz kalmıştır.

KAR modeli ise doğrusal ilişkinin olmadığı ve büyük veri setlerinde iyi performans gösterdiği için tercih edilmiştir fakat bu çalışmada düşük performans göstermiştir. Bu durumun veri setimizin bu model için yeterli büyüklükte olmadığı ve değişkenlerin daha karmaşık ilişkilere sahip olduğundan kaynaklandığı düşünülmektedir.

En yüksek performansı gösteren GAR ve ROR modelleri, ağaç tabanlı topluluk (ensemble) yöntemleridir. Bu modellerin başarısı, santral verisindeki karmaşık ve doğrusal olmayan ilişkileri yakalayabilme yeteneklerinden kaynaklanmaktadır. Özellikle GAR modelinin en başarılı olmasının nedeni, algoritmasının zayıf öğrenicileri (karar ağaçları) ardışık olarak eğiterek her adımda bir önceki modelin hatalarını en aza indirmeye odaklanmasıdır. Bu iteratif yaklaşım, veri setindeki karmaşık etkileşimleri daha hassas bir şekilde modelleyerek daha yüksek doğruluk sağlamıştır.

Bu çalışmada GAR en yüksek performansı gösterse de, ROR modeli de yüksek başarı göstermiş olup yorumlanması daha basit bir alternatif sunmaktadır. Gelecek çalışmalarda, bu çalışmanın kapsamını güçlendirmek için XGBoost ve LightGBM gibi diğer güçlü gradyan artırma modelleri de denenerek sonuçlar karşılaştırılabilir. Jeotermal santrallerin net güç üretiminin en doğru şekilde tahmin edilmesi, sistem işletmecilerinin enerji üretimini optimize etmesine ve

ulusal şebekenin arz güvenliğine katkıda bulunmasına yardımcı olacaktır.

4. Kaynaklar

[1] [Karadaş, M., Çelik, M., Toksoy, M. ve Gökçen, G., "Regresyon Analizi ile Bir Jeotermal Santralin Performans Modellemesi", *11. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi,* 2013, 197-209.]

[2] [Martínez E. H., Carlos P. A., Solís J. I. C. ve Avalos M. C. P.,"Thermodynamic Simulation and Mathematical Model for Single and Double Flash Cycles of Cerro Prieto Geothermal Power Plants", Geothermics, 83, Article number 101713, 2020.]

[3] [Anıl H., "Effects of Geothermal Production Prediction on the Energy Market with Artificial Intelligence Methods", Bahçeşehir Üniversitesi, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, 127s, 2022.]

[4] [Serpen Ü. ve DiPippo R., "A Geothermal Success Story: A Retrospective and Prospective Assessment", Geotermics, 101., 5-6, 2022.]

[5] [Tabachnick, B. G. ve Fidell, L. S., *Using Multivariate Statistics,* Pearson Education, USA, 2013.]

[6] [Arslan, S. ve Yıldız, T., "Makine Öğrenmesinde Rastgele Oran ve Sıralı Küme Örneklemesi Yöntemlerinin Doğrusal Regresyon Modellerine Etkisi ", *DEÜ Mühendislik Fakültesi Fen ve Mühendislik Dergisi*, 24., 29-36, 2022.]

[7] [Sinap, V., "Optuna Tabanlı Hiper Parametre Optimizasyonu ile Konut Fiyat Tahminlemede Makine Öğrenmesi Tekniklerinin Karşılaştırmalı Analizi", *Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi*, 13., 10-28, 2025.]

[8] [Saud, S., Jamil, B., Upadhyaya Y. ve Irshad, K., "Performance Improvement of Empirical Models for Estimation of Global Solar Radiation in India: A K-Fold Cross-Validation Approach", *Sustainable Energy Technologies and Assessment, 40.,* 1-15, 2020]

Güç Sistemlerinde Birleşik Güç Akışı Kontrolörü (UPFC) Kullanılarak Optimum Güç Akışı ve Acil Durum Voltaj Kontrolü

Optimal power flow control and emergency voltage control with a unified power flow controller (UPFC) to improve the performance of the power system

Ergin Kayar[1], Hamza Feza Carlak [2]

[1]Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ)
ergin.kayar@teias.gov.tr

[2]Akdeniz Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü
fezacarlak@akdeniz.edu.tr

Özet

Son zamanlarda küresel enerji talebi önemli ölçüde artmıştır. Bu da tüketicinin yaşadığı kabul edilemez gerilim dalgalanmalarına yol açmaktadır. Bu gibi durumlarda, reaktif gücün yönetimi, bu sorunların azaltılmasında ve tüketicilere kesintisiz elektrik tedarikinin sağlanmasında büyük önem taşımaktadır. Esnek Alternatif Akım İletim Sistemi (FACTS) cihazları, mevcut iletim şebekesi kapasitesini iyileştirmek amacıyla uygulanmaktadır. Çalışmada, iletim şebekelerindeki güç akışını kontrol etmek ve güç sisteminin çalışmasını iyileştirmek için Birleşik Güç Akış Kontrolörü (UPFC) seçilmiş olup güç sistemi şebekelerinde gerilim kararlılığını sağlamak ve güç kaybını azaltmak amacıyla kullanılan bir FACTS kontrolörü olan UPFC'yi analiz etmek amaçlamaktadır. UPFC kontrolörünün gerilim kararlılığı ve aktif ve reaktif kayıpların azaltılması gibi sorunlarının üstesinden gelmek için, Digsilent Power Factory yazılımı ile IEEE-9 veri yolu sistemi kullanılarak çeşitli test durumları simüle edilmiştir. Çalışmanın bulguları UPFC'nin optimum gerilim kararlılığı ve güç kaybı azaltımı sağladığını göstermiştir. UPFC'nin etkinliği, aktif güç akışını artırarak, reaktif gücü azaltarak ve voltaj profilini iyileştirerek güç sisteminde verimliliği artırma kabiliyeti olarak gösterilmiştir.

Anahtar kelimeler: *Birleşik Güç Akış Kontrolörü (UPFC), Esnek Alternatif Akım İletim Sistemi (FACTS), Voltaj kararlılığı, Güç sistemi kararlılığı.*

Abstract

Global energy demand has increased significantly in recent times. This has led to unacceptable voltage fluctuations for consumers. In such cases, reactive power management plays a crucial role in reducing these problems and ensuring uninterrupted electricity supply to consumers. Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) devices are being implemented to improve the capacity of the existing transmission network. In this study, the Unified Power Flow Controller (UPFC) has been selected to control power flow in transmission networks and improve the operation of the power system. The aim is to analyze and examine the UPFC, a FACTS controller used to ensure voltage stability and reduce power loss in power system networks. To address issues such as voltage stability and reduction of active and reactive losses in the UPFC controller, various test cases were simulated using the Digsilent Power Factory software and the IEEE-9 busbar system. The findings of the study demonstrated that the UPFC provides optimal voltage stability and power loss reduction. The effectiveness of the UPFC has been demonstrated by its ability to enhance power system efficiency by increasing active power flow, reducing reactive power, and improving the voltage profile.

Keywords: *Unified Power-Flow Controller (UPFC), Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS), Voltage Stability, System Stability.*

1. Giriş

Elektrik enerjisi talebinin her geçen gün artış göstermiş olmasından ötürü mevcut üretim ünitesinin kullanımının güvenli işlemesi ve mevcut iletim hattını termal sınırlarına kadar yüklemek ve aynı zamanda stabiliteyi korumak gerekir. İletim hattında minimum kayıpla güç sisteminin çalıştırılması da gereklidir. Esnek Alternatif Akım İletim Sistemi (FACTS) cihazları, gücün kontrol edilmesinde ve mevcut hatların kullanılabilir kapasitesinin arttırılmasında önemli bir rol oynamaktadır [1]. FACTS, daha fazla güç akışı kontrolü, mevcut iletim hatlarının daha güvenli yüklenmesi, güç salınımlarının sönümlenmesi, daha az çevresel etki ve çoğu alternatif iletim sistemi güçlendirme tekniğinden

potansiyel olarak daha az maliyet gibi birçok faydaya sahiptir [2]. IEEE 'nin tanımına göre, "Esnek Alternatif Akım İletim Sistemi (FACTS), Alternatif Akım İletim Sistemlerinin güç aktarım kabiliyetini, kontrol edilebilirliğini ve kararlılığını artırma olasılığı sunan güç elektroniği cihazlarına dayalı yeni bir teknolojidir". FACTS kontrolörü, voltaj kararlılığını ve güç kalitesini iyileştirmek için şebeke durumunu çok hızlı bir şekilde kontrol edebilen Statik Senkron Kompansatör (STATCOM), Tristör Kontrollü Seri Kondansatör (TCSC), Statik Seri Senkron Kompansatör (SSSC), Statik VAR Kompansatör (SVC) içerir. Sistem reaktif güç talebini karşılayamadığında, güç sisteminde voltaj kararsızlığı meydana gelir. Reaktif güç dengesi, iletim hattında, ihtiyaca göre sisteme reaktif güç enjekte edebilen veya emebilen FACTS cihazları kullanılarak yapılabilir [3]. Bir iletim hattından geçen güç akışı üç temel parametreye bağlıdır: Baraların gerilim büyüklüğü (V), iletim hattının empedansı (Z) ve baralar arasındaki faz açısı (θ) önemlidir [4]. FACTS cihazları, büyük ölçekli güç şebekelerinde çoklu FACTS kontrolörlerinin uygulanması ve koordinasyonu yoluyla yukarıda belirtilen parametrelerden birini veya daha fazlasını düzenlemek için kullanılır. Bunun, geçici kararlılık, gerilim profili, dinamik performans, hatlar boyunca iletim kapasitesi, verimlilik ve kalite dahil olmak üzere güç sisteminin çalışma parametrelerinde önemli bir iyileşmeye katkıda bulunduğu gösterilmiştir [5]. Voltajın hem büyüklüğü hem de faz açısı bağımsız olarak değiştirilebilir. Gerçek ve reaktif güç kontrolü, öngörülen rotalarda güç akışına ve iletim hatlarının termal sınırlarına daha yakın yüklenmesine izin verir. UPFC'ler ayrıca güç sisteminin geçici ve küçük sinyal kararlılığını iyileştirmek için kullanılır [6]. UPFC'nin güç sistemlerinin kararlılık analizine entegrasyonu, operasyonel güvenilirlik ve verimliliğin iyileştirilmesinde önemli bir ilerleme olduğunu göstermektedir. Bu kapsamlı genel bakış için kapsamlı bir literatür taraması yapılmıştır. FACTS, güç akışlarının, gerilim seviyelerinin ve genel sistem dinamiklerinin kontrolünü iyileştirerek güç sistemlerinin kararlılık analizinde çok önemli bir rol oynar. Bu tür cihazlar, anormal koşullar altında sistemin kararlılığını korumak için kritik öneme sahip olan gerilim ve reaktif güç ayarlamalarını dinamik olarak kolaylaştırır. FACTS cihazları, sistemi gerilim çökmesi gibi olaylardan korumak ve gerilimi izin verilen sınırlar içinde tutmak için kullanılır. FACTS, daha iyi güç akışı yönetimi sağlar ve iletim hattı operatörlerinin iletim hatlarının kullanımını optimize etmelerine olanak tanır. FACTS cihazları ayrıca güç sisteminde meydana gelen sönümlü salınımlara katkıda bulunarak geçici kararlılığı iyileştirir ve sistemi güçlendirir. FACTS'nin güç sistemine dahil edilmesi, özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarının yüksek penetrasyonlu olduğu durumlarda çok faydalıdır. FACTS'nin kararlılık analizine dahil edilmesi, güç sistemi kararlılık analizi hakkında daha ayrıntılı veriler sağlar [7]. Bu bildiride, kararlılığın artırılmasında UPFC'nin uygulanmasını vurgulamaktadır. Güç sistemleri için Hesaplama Yöntemleri ve birleşik güç akışı kontrolörü yapılandırması olmak üzere esas olarak iki ana konuya odaklanmıştır. UPFC tabanlı güç sistemleri alanı hakkında veri sağlamaktadır. Güç akışı hesaplamalarını ve sabit durum ve geçici durum simülasyonu, kısa devre hesaplaması, yardımcı hesaplamalar vb. gibi çeşitli kararlılık analizlerini ele alınmıştır [8]. UPFC'li güç sistemlerinin iyileştirilmesinde kullanılan doğrusal olmayan yöntemleri veya kontrol tekniklerini önermektedir. Temel (sönümleme kontrolü) ve ek (zaman türevli sinyal) kontrol şemaları tüm kontrol sistemlerinde uygulanmaktadır [9]. Paralel iletim hatlarına sahip bir elektrik şebekesinde güç akışını kontrol altına almak ve geçici kararlılığı artırmak için bir UPFC kullanımını araştırmaktadır. Aktif ve reaktif güç akışını düzenlemek için hatlardan birine bir UPFC yerleştirilmiştir [10]. Elektrik iletim sistemlerinde kararlılığı artırmak için Statik Var Kompanzatörler ve Statik Senkron Seri Kompanzatörlerin birlikte nasıl çalıştığını incelemektedir. Her ikisinin birlikte kullanılmasının gerilim kararlılığını nasıl artırdığını ve hat empedansını nasıl düşürdüğünü, bunun da kesintilerden sonra daha hızlı kararlılık sağladığını göstermektedir. Performansı en üst düzeye çıkarmak için ortak sinyal girişlerini kullanan çalışma, birleşik bir kontrol tekniği kullanmaktadır. Bu stratejinin sistem senkronizasyonunu yeniden sağlamadaki faydası, deneysel verilerle desteklenmektedir [11]. UPFC'nin güç şebekelerinde uygulanmasının gelişmiş güç akışı kontrolü ve gerilimi stabilizasyon yetenekleriyle tanındığını açıkça göstermektedir. Ancak, bu çalışmalar öncelikli olarak yerel güç kalitesini artırmak için UPFC kontrol stratejilerini geliştirmeye odaklanırken, güç sistemleri üzerine yapılan araştırmalar nispeten sınırlı kalmaktadır. Bu araştırma zemini ışığında, çalışma yüksek gerilim iletimi şebekesi için bir güç akışı eşdeğer devre modelini incelemiştir. Ayrıca, UPFC'nin çalışma prensibi ve kararlı durum modeli, iletim şebekesi parametreleri ve güç akışı termal kapasite karakteristiklerine dayalı olarak incelenmiştir. FACT cihazlarının gerilim kararlılığı ve kayıp azaltımı Dig-silent Power Factory yazılımı kullanılarak simüle edilmiştir. Çalışmanın bulguları, UPFC'nin optimum gerilim kararlılığı ve güç kaybı azaltımı sağladığını göstermektedir. Simülasyon sonuçları ışığında UPFC hızlı arıza tepkisi ve otomatik yük transferi sağlayarak güç iletimi güvenilirliğinde önemli iyileştirmeler sağlamaktadır.

2. Metot ve Modeller

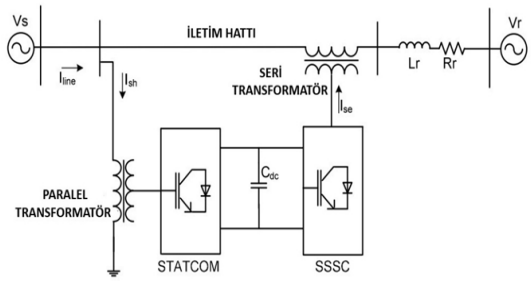
2.1. Güç Sistemi Çalışmaları için FACTS Modelleri

FACTS teknolojisi, AC sistemlerinde kontrol edilebilirliği ve güç aktarımı kabiliyetini artırmak için yaygın olarak kullanılmaktadır. FACTS cihazlarının geliştirilmesi, AC iletim sorunlarını hedeflemek için iki teknik yaklaşım izlemiştir. Teknik yaklaşımlardan biri TCR (Tristör Kontrollü Reaktörler), Tristör Kontrollü Faz Değiştirici gibi tristör kontrollü FACTS cihazlarıdır. Diğer teknik yaklaşım, STATCOM (Statik Senkron Kompansatör), UPFC (Birleşik Güç Akışı Kontrol Cihazı) ve IPFC (Hatlar Arası Güç Akışı Kontrol Cihazı) gibi Gerilim Kaynağı Dönüştürücü (VSC) tabanlı FACTS cihazlarıdır. VSC hem endüktif hem de kapasitif

reaktif güç üretebilir. VSC, DC depolama kondansatörü veya pil gibi bir enerji depolama aygıtı ile birleştirilirse, AC sistemi ile gerçek güç alışverişi yapabilir. Reaktif şönt kompansatör olarak çalıştırılıyorsa buna STATCOM denir. Reaktif seri kompansatör olarak çalıştırılıyorsa Statik Senkron Seri Kompansatör (SSSC) olarak adlandırılır.

2.1.1. Birleşik Güç Akışı Kontrolörleri (UPFC) 'nin çalışma prensibi

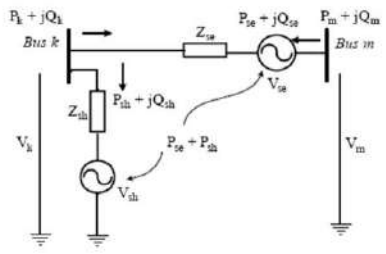
UPFC, iki voltaj kaynağı dönüştürücüsünden oluşur; Ortak bir DC bağlantısı ile birbirine bağlanan seri ve şönt dönüştürücüler. STATCOM sisteme reaktif güç sağlamak için kullanılır, bunun yanında her iki invertör için gerekli olan dc gücü sağlarken, seri dönüştürücü veya SSSC hat ile seri olarak kontrollü gerilim büyüklüğü ve faz açısı eklemek için kullanılır (şekil-1). Dalların her biri bir transformatör ve güç elektroniği dönüştürücüsünden oluşur. Bu iki voltaj kaynağı dönüştürücü, ortak bir dc kondansatörü paylaşmıştır. Bu DC kondansatörün enerji depolama kapasitesi genellikle küçüktür.



Şekil 1. Birleşik güç akışı kontrolörü (UPFC)

Bu nedenle, şönt dönüştürücü tarafından çekilen aktif güç, seri dönüştürücü tarafından üretilen aktif güce eşit olması gerekir. Şönt veya seri konvertördeki reaktif güç bağımsız olarak seçilebilir ve bu da güç akışı kontrolüne daha fazla esneklik sağlar. Kuplaj transformatörü, cihazı sisteme bağlamak için kullanılır [12].

Şekil-2, yük akışı analizi için kararlı durum modelinde kullanılan UPFC'nin eşdeğer devresini göstermiştir. Z_{sh} ve Z_{se} UPFC ile hat arasında biri şönt ve diğeri seri olarak bağlanan iki kuplaj transformatörünün empedanslarıdır [13]. Seri gerilim kaynağı V_{se} ve φ_{se}'nin çıkışı, sırasıyla $0 \leq V_{se} \leq V_{se\,max}$ ve $-\pi \leq \varphi_{se} \leq \pi$ limitleri arasındaki kontrol edilebilir büyüklük ve açıdır ve şönt voltaj kaynağının çıkışı, $-\pi \leq \varphi_{sh} \leq \pi$ arasında ve $0 \leq V_{sh} \leq V_{sh\,max}$ sınırları arasında kontrol edilebilir.



Şekil 2. UPFC Bağlantı Yapısı Eşdeğer devre

UPFC'nin iki voltaj kaynağı matematiksel olarak şu şekilde sunulur:

$$V_{se} = V_{se}(\cos\varphi_{se} + j\sin\varphi_{se}) \quad (1)$$

$$V_{sh} = V_{sh}(\cos\varphi_{sh} + j\sin\varphi_{sh}) \quad (2)$$

Şekil-2'deki şebeke için gerilim yasalarının ve kirchoff akım kanunu uygulanması şunları verir:

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{se}+y_{sh} & -y_{se} & -y_{se} & -y_{sh} \\ -y_{se} & y_{se} & y_{se} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \\ V_{se} \\ V_{sh} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Burada $y_{se} = \frac{1}{z_{se}}$ ve $y_{sh} = \frac{1}{z_{sh}}$

Transfer admitans matrisinin elemanı şu şekilde ifade edilebilir:

$$\begin{cases} Y_{kk} = G_{kk} + jB_{kk} = y_{se} + y_{sh} \\ Y_{mm} = G_{mm} + jB_{mm} = y_{se} \\ Y_{km} = Y_{mk} = G_{km} + jB_{km} = -y_{se} \\ Y_{sh} = G_{sh} + jB_{sh} = -y_{sh} \end{cases} \quad (4)$$

Kararlı durum çalışmasında ilgili kuplaj transformatörlerinin ve dönüştürücülerin kayıplarını ihmal edilmiştir, UPFC'nin aktif güç dengesi:

$$P_{se} + P_{sh} = 0 \quad (5)$$

Şekil-2'den ve şönt ve seri kaynaklar için Denklem (1), (2) ve (3) ile, UPFC'nin güç denklemleri yazılmıştır.

$$P_{se} = V_{se}^2 G_{mm} + V_{se}V_k(G_{km}\cos(\varphi_{se} - \delta_k) + B_{km}\sin(\varphi_{se} - \delta_k)) + V_{sm}V_m(G_{mm}\cos(\varphi_{se} - \delta_{mk}) + B_{mm}\sin(\varphi_{se} - \delta_m)) \quad (6)$$

$$P_{sh} = V_{se}^2 G_{sh} + V_{sh}V_k(G_{sh}\cos(\varphi_{sh} - \delta_k) + B_{sm}\sin(\varphi_{se} - \delta_k)) \quad (7)$$

UPFC modelinin yük akışı çözümüne uygulanması, alışılmış yük akışı algoritmasında bir değişiklik yapılmasını gerektirdi. Güç uyumsuzlukları hesaplamasına, UPFC'nin katkıda bulunduğu Güçler dahil edilir, UPFC'nin voltaj kaynaklarının katkıları Jacobian matrisinin elemanlarını değiştirir, seri ve şönt empedanstan kaynaklanan admitans matrisindeki değişiklik, bu programın karmaşıklığını artırır [14]. Ağ denklemleri, Eşitlik (8) de UPFC güç denklemleri ile birleştirilir:

$$P_k + jQ_k = \sum_{j=1}^{n} V_k V_m Y_{km} \angle(\theta_{km} + \delta_k + \delta_m) + P'_k + jQ'_k \quad (8)$$

burada

P'_k , Q'_k : k ve m arasındaki UPFC nedeniyle aktif, reaktif güç akışı.

P'_m , Q'_m : m ve k arasındaki UPFC nedeniyle aktif, reaktif güç akışı.

$V_k\angle\delta_k$: k'nın gerilim açısı.

$V_m\angle\delta_m$: m'nin gerilim açısı.

Y_{km} : k ve m arasındaki admitans

Eşitlik (8), UPFC ve ağın değişkenlerine göre doğrusaldır. UPFC'nin güç akışı kısıtlaması jacobian'a dahildir. Bu değişkenlerin dahil edilmesi jakobyenin boyutunu arttırır. Yakınsama sağlanana kadar güç denklemleri uyumsuzdur. Çözüm noktasına en uygun şekilde yakınsadıklarından emin olmak için değişkenlerin güncellenmesini kontrol etmek için skaler bir çarpan kullanılır [15].

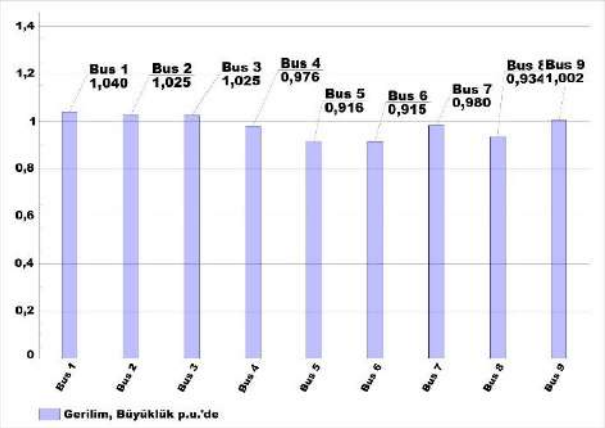
CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

2.2. Test Sistemi Modelleme

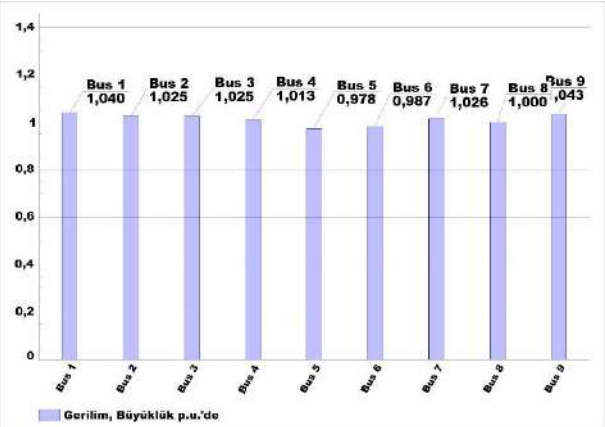
Giriş verileri, konvansiyonel güç akışı hesaplamaları için gerekli olan temel sistem verileri olan bara verilerini, iletim hattı verilerini, üretim ve yük verilerini içerir. Oluşturacağımız enerji iletim hattı modelinin, IEEE-9 bara iletim şebeke verileri kullanılarak var olan enerji iletim modeli DıgSILENT Power Factory güç sistem simülasyon programı kullanılarak tek hat şemaları çizilip modellenen bölgedeki trafo merkezleri ve üretim santralleri yeniden oluşturulup; gerilimleri sürekli dengesiz olan trafo merkezleri bara sistemlerine UPFC cihazlarını bağlayıp sistemin güç hesaplamaları ve yük akışı analizi yapılarak, gerilim düşümü ve aktif ve reaktif güç kontrolleri sağlanmıştır. İletim hattı modelinin sistem özeti; bara Sayısı 9 adet, Terminal Sayısı 6 adet, Hat Sayısı 8 adet, 2-sargılı trafo Sayısı 6 adet, Senkron Makine Sayısı 3; Yüklerin Sayısı 3 adet, UPFC Sayısı 1 adet, Toplam generatör nominal 519,50 MW aktif güç, generatör nominal Reaktif güç 168,6 Mvar, 546,58 MVA görünür güç, Şebeke Kayıpları 11,30 MW 68,6 Mvar, olarak belirlenmiştir (Ek-1). UPFC iletim hattında monte edilen B1 bara ile B2 bara arasına monte edilmiştir. Bu kurulu Denetleyici simülasyonu, B2 bara reaktif ve aktif güç akışını kontrol etmek ve B1 bara voltajı kontrol etmek için kullanılır. Kontrolör iki adet 50 MVA, üç seviyeli, 48 darbeli GTO tabanlı dönüştürücüden oluşur, ilki B1 barası ile şönt olarak bağlanır ve ikincisi B1 ve B2 barası arasına seri olarak bağlanır. Şönt dönüştürücüler ve seri dönüştürücüler, gücünü bir DC bara üzerinden değiştirir. Gerilim arıza noktası göstergeleri ve hat kararlılık faktörü, kararlılık indeksi, IEEE-9 bara iletim şebeke ağı içinde en uygun UPFC bölgesini belirlemek için uygulanmıştır. Bu nedenle, şebekede sistem hattında, bara-8 planlanan UPFC'nin optimum konumudur. Bu parametreler, UPFC'nin çalışması yoluyla bara-8 enerji nakil hattı üzerindeki aktif ve reaktif güçlerin kontrol edilmesinde çok önemli bir rol oynar. Güç akışının özelliklerini ve gerekli voltaj enjeksiyonunu belirleyerek güç sisteminde etkili güç akışı kontrolü sağlar.

3. Sonuçlar

IEE-9 bara sisteminin UPFC şebekeye bağlı ve UPFC bağlı olmayan güç akışı çözümünün sonuçları aşağıda sunulmuştur. Bu çalışmanın ana katkıları, şebekelerin stabilitesini geliştirmek ve şebekeye ilişkin üretim kesintileri ve yük talebindeki ani düşüşlerden kaynaklanan aksaklıklar için dinamik ve güvenilir bir modelin geliştirilmesinin yanı sıra, şebekeyi değerlendirme kapasitesine sahip bir dinamik analizin uygulanması yapılmıştır. Şebekenin işleyişi üzerindeki farklı parametrelere ilişkin etkilerin değerlendirilmesi, vaka çalışmaları gerçekleştirilmiştir. UPFC kontrolörler güç sistemi gerçekçi parametreler ile modelleme yapılıp, analiz ve simülasyon ile bu model için, modelleme ve voltaj düşüşü kullanılarak, analiz anlık güç üretimi gibi çeşitli durumlar için gerçekleştirildi. Kararlı çalışabilmeleri için gerilim limit değerleri hesaplanmıştır (Şekil-3a, 3b).



Şekil 3-a. UPFC bağlı değil gerilim değerleri

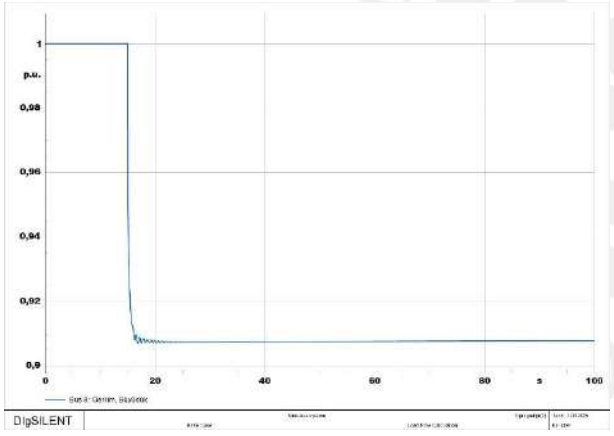


Şekil 3-b. UPFC bağlı gerilim değerleri

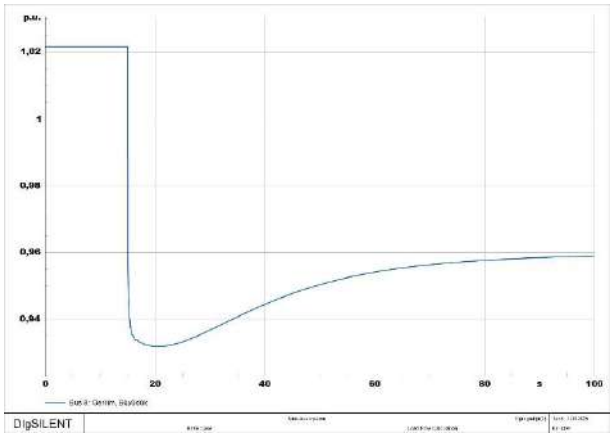
Güç sisteminin gerilim kararlılığı gözlemlenmiş, bir hattın ya da bir sistemin aşırı yüklenmesi durumunda gerilim kararlılığında meydana gelen değişimler incelenmiştir. Ayrıca farklı yük karakteristiklerine sahip bir enerji iletim sisteminde, UPFC cihazlarının gerilim kararsızlıklarında nasıl bir rol oynadığı enerji iletim sistemi üzerinde gözlemlenmiştir. Hatların ve baraların bara voltajı karşılaştırmasının sonucu kritik gerilime sahip baralar 5 numaralı bara, 6 numaralı bara, 8 numaralı bara olduğu görülmüştür. UPFC'nin zayıf bara-8 1.0 pu'ya daha iyi bir iyileştirme sunduğu gözlemlenmiştir ayrıca zayıf bara voltajında 5 numaralı bara 0.987 p.u., 6 numaralı bara 0.999 p.u.'ya önemli bir iyileşme gösterdi. Bu, UPFC ile elde edilen zayıf iletim hatlarının voltaj seviyesi iyileşmesinin, sırasıyla hat 5-7, hat 6-9, hat 7-8 ve hat 8-9, numaralı enerji nakil hatların geri kazanmasıyla çok daha fazla arttığını göstermektedir. UPFC kontrolörleri kullanıldığında sistemin gerilim çökmelerine karşı güvenilirliği önemli ölçüde artmış olup bara gerilimleri 0.987 p.u. ve 1.04 p.u. aralığında değişmektedir (Şekil 3b). UPFC kontrolörleri ile güç sisteminin daha kararlı çalışması sağlanmıştır. Kritik baralar için istenen referans (işletme gerilim limitleri) gerilim değerleri sağlanmıştır. Gerilim düşümlerinde UPFC cihazları, gerilim alt aralığı için 0,95 p.u. ile 1.05 p.u. değerleri arasında sistemi dengede tutmaktadır.

3.1. Farklı Senaryolarda UPFC Performans Analizi ve Örnek Olay İncelemeleri

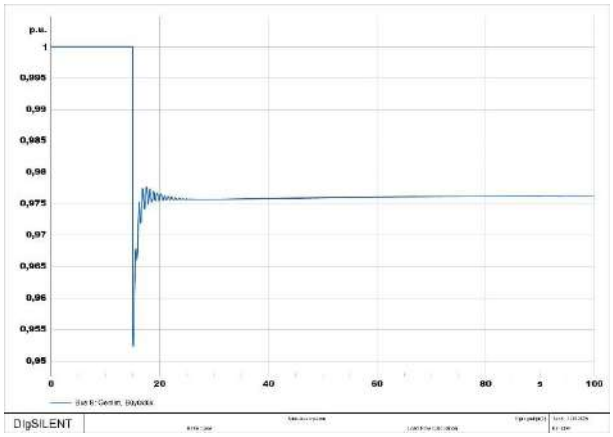
Elektrik sisteminin analiz edilmesi ve sonuçların alınması, UPFC'nin güç sistemini düzenleme ve kontrol etme konusunda son derece değerli olduğuna dair bir ipucu ortaya koymuştur. Bu araştırmada UPFC konumlarının aktif ve reaktif güç olarak gerilim profili ve elektrik iletim hatları güç akışı üzerindeki etkileri incelenmiştir. Modern simülasyon kullanarak besleme terminaline UPFC'nin dahil edilmesiyle bir elektrik iletim hattı tarafından güç aktarım yeteneğini ve sistem kararlılığını artırmak için UPFC kullanan güç sisteminin simülasyonu ile ilgilidir. Şebekenin performansı, kullanılan ve kullanılmayan UPFC'li şebekenin performansı, UPFC'nin sonuçlarını incelemek için elektrik iletim hattındaki aktif ve reaktif güç akışları aracılığıyla değerlendirilir ve UPFC modeli ile UPFC modeli olmadan karşılaştırıldığında daha iyi sonuç elde edilmiştir. UPFC'nin güç sistemlerinin kararlılık analizine entegrasyonu, operasyonel güvenilirlik ve verimliliğin iyileştirilmesinde önemli bir ilerleme olduğunu göstermektedir. UPFC'nin gerçek zamanlı seri ve şönt kompanzasyon sağlayabileceği ve sistemin bozulmalara karşı dayanıklılığını artırabileceği sonucuna varılabilir (Şekil-4 a,b,c).



Şekil 4 (a). Hat arızalarda UPFC denetleyicilerin kullanmadan kritik bara-8 voltaj regülasyonu

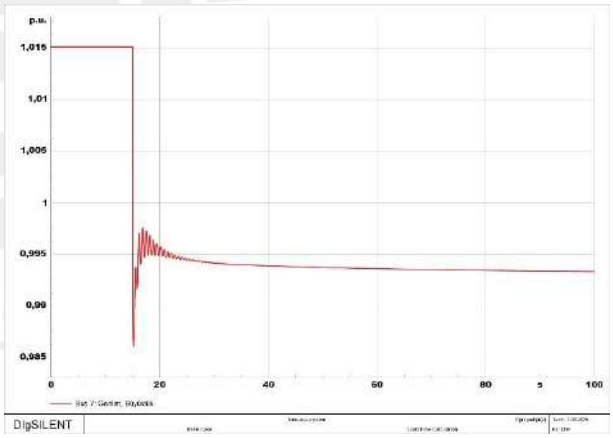


Şekil 4 (b). Hat arızalarda kapasitör kullanımında kritik bara-8 voltaj regülasyonu



Şekil 4 (c). Hat arızalarda UPFC denetleyicilerin kullanımında kritik bara-8 voltaj regülasyonu

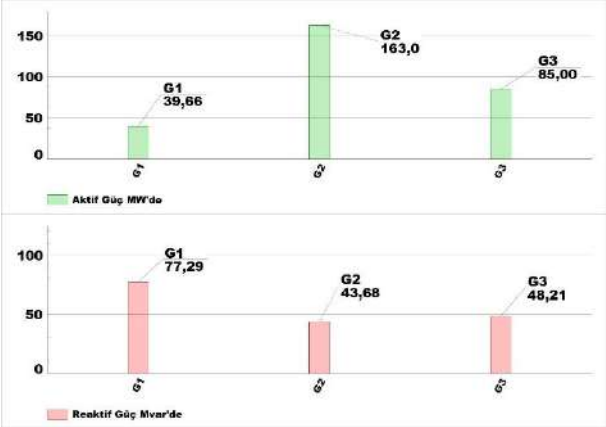
Ayrıca, UPFC'nin sağlamlık ve kararlılık gibi özellikleri, güç sisteminin verimli bir şekilde çalışmasını sağlayacaktır. Bu inceleme kapsamında çeşitli elde edilen zayıf iletim hatlarının voltaj seviyesi iyileşmesinin, sırasıyla hat 5-7, hat 6-9, hat 7-8 ve hat 8-9, numaralı enerji nakil hatların incelenmiş olup; UPFC, gerilim, kontrol ve güç akışının kontrolünü uygulayarak, gerilim düşüşü, salınımlar ve hat aşırı yükleri gibi operasyonel zorlukların ve sorunların ele alınmasına yardımcı olmuştur (şekil-5).



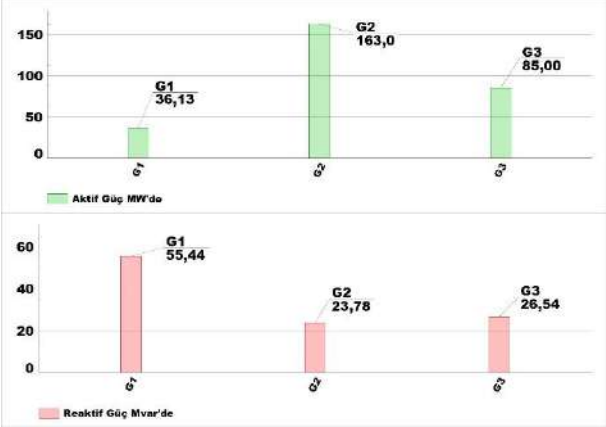
Şekil 5. Generatör arızalarda UPFC denetleyicilerin kullanımında kritik bara-7 voltaj regülasyonu

UPFC kullanılarak gerilim seviyeleri düzenlenebilir, güç sistemindeki gerilimin kararlılığı artırılarak gerilim güç akışının büyüklüğü ve yönü kontrol edilebilir. UPFC güç akışının optimizasyonu kayıpları azaltır ve sistemin genel verimliliğini artırır. Güç sisteminin çalışmasını güvence altına almak için kararlılığının korunması esastır. Simülasyon karşılaştırılması sonucu tespit edilen kritik noktalarında yapılan arızalar neticesinde UPFC kontrolörleri ile gerilim regülasyonunun sağlanması sonucunda, sistemin gerilim çökmesine uğradığı noktalar tespit edilip, UPFC cihazlarının bu noktadaki etkinliklerinin karşılaştırılması yapılmıştır ve gerilim çökmesi olayına karşı sistemin güvenilirliğini artırdığı tespit edilmiştir. Bunun yanında, gerilim salınımlarını bastırarak, generatör gerilim kararlılığını iyileştirmiş ve sistemin yüklenebilirlik kapasitesini artırmıştır. UPFC

denetleyicileri Kritik bara yükleme sınırını sistemdeki kararlı durum güç akışı analizinin incelenmesi için farklı yıkıcı etkiler, şebekedeki bir veya daha fazla, generatörler de zayıflamanın da meydana geldiği bulunmuştur. UPFC kullanımı ile, reaktif yük durumunda sistemin en kararlı çalıştığı, en iyi güç transferinin sağladığı, reaktif güç kompanzasyonunun en hızlı şekilde sağlandığı ve ani yük değişimleri ve farklı hat arıza karakterlerine rağmen bara gerilimlerinin istenen referans değerini aldıkları görülmüştür (Şekil 6 a,b).



Şekil 6 (a). UPFC bağlı değil generatörlerin aktif ve reaktif durumu



Şekil 6 (b). UPFC kullanımı ile generatörlerin aktif ve reaktif durumu

Yukarıdaki sonuçlardan, UPFC'nin aktif güç kaybı azaltmada %19,64 ve reaktif güç kaybı azaltmada %32,74 ile hem aktif hem de reaktif güç kayıplarında en yüksek yüzde azaltımına sahip olduğu görülmektedir. Bu sonuçlardan, UPFC entegrasyonunun, aktif ve reaktif güç kayıplarının daha iyi bir şekilde azaltılmasına katkıda bulunduğu görülebilir. Sistemdeki salınım voltajını ortadan kaldırmak için sistemde meydana gelen hata etkisinden sonra güç sisteminde meydana gelen voltaj çökmelerine karşı sistem stabilitesi sınırları üzerine çıkardığı, maksimum güç kapasitesini ve enerji iletimi artırmıştır. Hattın ve toplam sistem kaybının en aza indirildiği görülmüştür.

UPFC, aktif ve reaktif güç akışının hassas kontrolünü sağlayarak sistem performansının artmasını sağlamıştır. Daha iyi şebeke kararlılığı ve azaltılmış voltaj dalgalanmaları, elektrik enerjisinin kalitesini artırmıştır. UPFC, iletim hatlarındaki enerji akışlarını mümkün olan en iyi şekilde yeniden dağıtarak ve böylece enerji tıkanıklığını azaltarak şebekenin verimliliğini artırma potansiyeline sahiptir. Kapsamlı değişiklikler yapmak zorunda kalmadan mevcut altyapıyı daha iyi kullanımı sağlanmıştır.

4. Tartışma

UPFC voltaj regülasyonu, kayıp azaltma ve seri kompanzasyon özelliklerine sahip çok yönlü FACTS kontrolörüdür. Simülasyonlar ve analizler gerçekleştirerek bir şebekede güç tıkanıklığının yönetiminde UPFC'nin kullanımını araştırılmıştır. Ayrıca, UPFC'nin temel yapısı ve işlevselliğinin, nasıl çalıştığının, voltajı düzenlemek ve diğerlerinin yanı sıra güç akışını kontrol etmek için ana kontrol stratejilerinin de not edildiği kaydedilmiştir. UPFC'nin, seri enjeksiyon voltajı ayarlamaları yoluyla güç dengesini stabilize ederken hat anahtarlama oluşumunu daha iyi idare edecek şekilde kendini nasıl ayarlayabileceğini göstermek için farklı örnekler oluşturulmuştur. Böylece UPFC, voltaj kararlılığı ve kayıp azaltma açısından en yüksek yükleme marjını ve daha iyi performansı verdiği görülmüştür. UPFC, voltaj çökmelerini önleyerek ve hat kesintileri sırasında bile güvenli güç aktarımları sağlayarak güç sistemi güvenilirliğini önemli ölçüde artırmıştır. Optimum güç akışı tabanlı kontrolü, kaynak dengeleme görevlerini yerine getirmiştir. Genel olarak, UPFC tarafından sunulan hassas ve hızlı hareket eden güç düzenlemesi, eskiyen altyapı ve üretim entegrasyonunun zorluklarıyla karşı karşıya kalan zayıf iletim ağlarını modernize etmek için teknik ve ekonomik uygulanabilirliğini göstermiştir. Gelecekteki çalışmalar, çok amaçlı algoritmalar kullanarak UPFC yerleşimini ve derecelendirmelerini daha da optimize edebilir, elektromanyetik geçici akımların kontrol mantığı optimizasyonu ile birlikte simülasyonu da belirsiz şebeke koşulları için UPFC performansını iyileştirmeyi vaat ediyor. Son olarak, gerçek dağıtım sistemleri üzerindeki testlerin ölçeklendirilmesi, burada gösterilen FACTS kontrolörlerinin kavramsal faydalarının daha geniş endüstriyel uygulamalar için sürdürülebilir, esnek ve verimli akıllı şebekeler oluşturmaya aktarılması için değerli bilgiler sağlayacaktır.

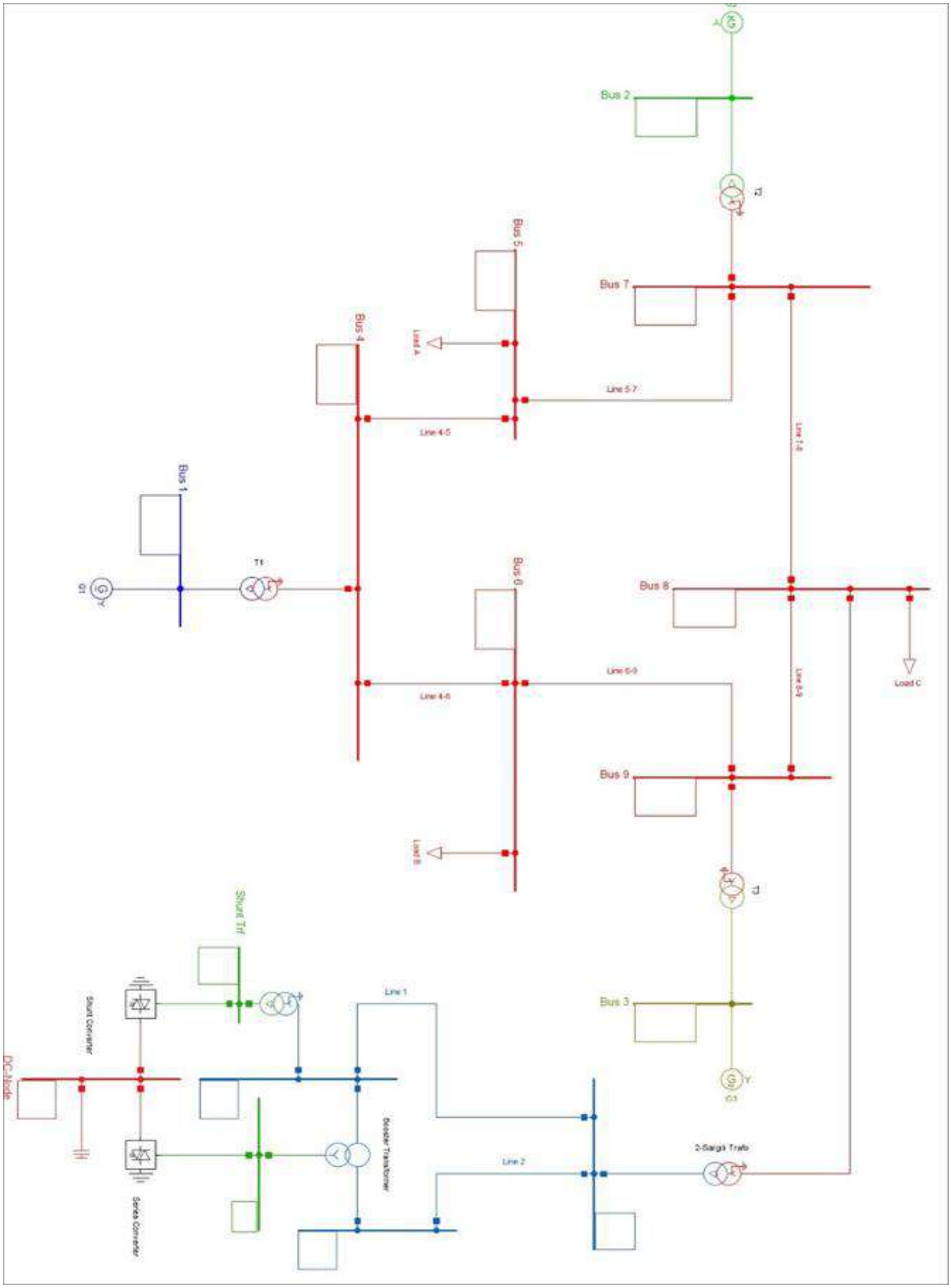
5. Kaynaklar

.

[1] Sun G, Zhang K, Wei Z, Li Q, Liu J, Zhao J, Zhang N. Deep learning based fast security correction of power system with unified power flow controller. Automation of Electric Power Systems. 2020 Oct;44(9):119-27.

[2] Wenman GA, Jianwen RE, Xuhui SH, Jiankun L, Yubo Y. Control method of power flow optimization for unified power flow controller based on section load balance degree [J]. Automation of Electric Power Systems. 2018;42(24):79-85.

[3] Nambi AP, Aravindhababu P. Optimal UPFC Placement for Voltage Stability Enhancement [J]. ECS Journal of Solid State Science and Technology. 2023;12(4):256-61.
[4] Paital SR, Ray PK, Mohanty SR. A robust dual interval type-2 fuzzy lead–lag based upfc for stability enhancement using harris hawks optimization. ISA transactions. 2022 Apr 1;123:425-42.
[5] Kayar E., Carlak H.F., Aydınöz H.İ., "400 kV Enterkonnekte Elektrik Şebeke Sisteminde FACTS Uygulamaları", 3. Güç Sistemleri Konferansı GSK, Ankara, TÜRKIYE, 18-19 Ekim 2022,
[6] Shehata AA, Tolba MA, El-Rifaie AM, Korovkin NV. Power system operation enhancement using a new hybrid methodology for optimal allocation of FACTS devices. Energy Reports. 2022 Nov 1;8:217-38.
[7] JOSHI, Aparna, et al. An Overview of UPFC Applications in Stability Analysis of Power System. In: 2024 9th International Conference on Communication and Electronics Systems (ICCES). IEEE, 2024. p. 143-146.
[8] B. YUAN., "Research Progress of Calculation and Practical Calculation Metodu of Power System with UPFC " 6th ACPEE, Chongqing, China, 2021, pp. 810–814.
[9] Sadegh Ghaedi, "Transient stability improvement of power system with UPFC control by using transient energy function and sliding mode observer based on locally measurable information " Measurement, Volume 183, 2021, 109842, ISSN 0263–2241.
[10] Dhara, "Controlling of transient and harmonics using UPFC in an interconnected power grid ". Microsyst Technol28, 2795–2805 (2022).
[11] Mohammad Zand, "Sensitivity analysis index to determine the optimal location of multi-objective UPFC for improvement of power quality parameters ", Energy Reports, Volume 10, 2023, Pages 431–438, ISSN 2352–4847
[12] I. K. Song, W.W. Jung and C. M. Chu, "General and Simple Decision Method for DG Penetration Level in View of Voltage Regulation at Distribution Substation Transformers", Energies, Vol.6, pp. 4786-4798, 2013.
[13] C. R. Fuerte-Esquivel, E. Acha, H. Ambriz-Pérez, "Comprehensive Newton-Raphson UPFC model for the quadratic power flow solution of practical power networks" , IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, No. 1, pp. 102-109, February 2000.
[14] F. El-Kady, "Preventive/Corrective Control to Enhance Security Level Using Unified Power Flow Controllers", 8th International Middle East Power Systems Conference, Cairo, pp. 697-704, 29-31 December 2001.
[15] E. Samina, R. K. Nema, G. Agnihotri, "Power Flow Control with UPFC in Power Transmission System ," Proceedings of Word Academy of Scence, Engineering and Technology, vol. 30, pp. 955–959, July 2008.



EK-1. DISILENT Power Factory Yazılımında Geliştirilen UPFC Modeli

Dinamik Hat Kapasitesi Tahmininde Makine Öğrenmesi Yöntemlerinin Kullanılması

Utilization of Machine Learning Methods for Dynamic Line Rating Estimation

Ahmet Doğan[1], Sevgi Samyeli[1], Mustafa Alçı[1]

[1] Erciyes Üniversitesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü, Kayseri
ahmetdogan@erciyes.edu.tr, sevgiduman@erciyes.edu.tr, malci@erciyes.edu.tr

Özet

İletim ve dağıtım hatlarında statik hat kapasitesi kullanılması hatların genelde gerçek kapasitelerinin altında çalışmasına sebep olmaktadır. Dinamik hat kapasitesi (DHK) yaklaşımı ise, hatların gerçek zamanlı çevresel ve işletme koşullarına göre akım taşıma kapasitesini belirleyerek şebeke esnekliğini ve kapasite kullanımını artırarak sistemi daha verimli yapmaktadır. Bu çalışmada, IEEE 738 standardına göre DHK değerlerinin tahmini amaçlanmıştır. Bunun için makine öğrenmesi algoritmaları olan Lineer Regresyon (LR), Destek Vektör Regresyonu (SVR), Rastgele Orman (RF) ve Aşırı Gradyan Artırma (XGB) modelleri kullanılarak DHK tahminleri gerçekleştirilmiştir. Modellerin performansları ortalama mutlak hata (MAE), ortalama kare hata (MSE) ve kök ortalama karesi hata (RMSE) metrikleriyle ölçülmüş ve DHK tahmininde makine öğrenmesi modellerinin etkinliği değerlendirilmiştir. Sonuçlar, SVR'nin göz önünde bulundurulan modeller içinde en düşük hata değerlerine sahip olduğunu ve DHK tahmininde en yüksek doğruluk değerlerini sağladığını göstermektedir.

Anahtar kelimeler: *Dinamik Hat Kapasitesi, Makine Öğrenmesi*

Abstract

The use of static line capacity in transmission and distribution lines often results in the lines operating below their actual ampacity. The Dynamic Line Rating (DLR) approach determines the ampacity of lines based on real-time environmental and operational conditions. This increases network flexibility and capacity utilization, making the system more efficient. In this study, the estimation of DLR values was carried out in accordance with the IEEE 738 standard. For this purpose, classical machine learning algorithms Linear Regression (LR), Support Vector Regression (SVR), Random Forest (RF), and XGBoost (XGB) were employed to predict DLR. The performance of the models was evaluated using Mean Absolute Error (MAE), Mean Squared Error (MSE), and Root Mean Squared Error (RMSE) metrics to assess the effectiveness of machine learning models in DLR prediction. The results indicate that SVR achieved the lowest error values among the models considered, providing the highest accuracy in DLR estimation.

Keywords: *Dynamic Line Rating, Machine Learning*

1. Giriş

Geleneksel uygulamalarda, elektrik hatlarının akım taşıma kapasitesi çoğunlukla statik hat kapasitesi (SHK) ile belirlenir. SHK, yılın tamamı için tek bir akım sınır değeri tanımlar ve bu değer en olumsuz çevresel koşullarını yani en yüksek ortam sıcaklığı, en düşük rüzgâr hızı ve en yüksek güneş radyasyonu vb. birleşimi dikkate alınarak hesaplanır. Uygulama açısından basit ve pratik bir yöntem olmakla birlikte, bu yaklaşım yılın büyük bölümünde hatların gerçek kapasitesinin önemli ölçüde altında işletilmesine yol açmaktadır [1]. Dinamik hat kapasitesi (DHK) ise iletim ve dağıtım hatlarının akım taşıma kapasitesini gerçek zamanlı çevresel ve işletme koşullarına dayalı olarak belirleyen daha esnek bir yöntemdir. DHK uygulamalarında; iletken sıcaklığı, hat akımı ve çevresel parametreler hat üzerine yerleştirilen sensörler ile yakın çevrede konumlandırılmış meteoroloji istasyonlarından elde edilir. Bu veriler, IEEE 738 gibi fiziksel ve termal modeller aracılığıyla işlenerek, mevcut hava koşullarına uyumlu ve sürekli güncellenen akım sınırları belirlenir [2]. Böylece, hat kapasitesi yıl boyunca koşullara bağlı olarak dinamik biçimde değerlendirilir [2]. Böylece hat, mevcut hava koşullarına bağlı olarak sürekli güncellenen akım sınır değerleri ile işletilir. Literatürde, DHK uygulamaları sayesinde yılın büyük bir kısmında iletim kapasitesinde %20–30 oranına varan artışlar sağlanabildiği rapor edilmiştir [3]. Kolombiya ulusal şebekesi üzerine yapılan bir çalışmada, DHK uygulaması ile ortalama günlük maksimum hat kapasitesinde %70,9'luk artış elde edilirken, aktif güç kayıplarında %39,26 oranında azalma sağlandığı belirtilmiştir [4].

DHK, hat sıcaklığına ve çevresel koşullara dayalı olarak IEEE 738 standardı ile olarak hesaplanabilmektedir.

Ancak bu yöntemin gerçek zamanlı uygulamalarda kullanımı, yüksek ölçüm altyapısı ve sürekli veri işleme maliyeti nedeniyle çoğu durumda pratik değildir. DHK hesaplamasında gereken parametreler ortam sıcaklığı, rüzgâr hızı ve yönü, güneş ışınımı, iletken yüzey sıcaklığı vb. genellikle yüksek hassasiyetli sensörlerle ölçülmektedir. Bu sensörlerin kurulumu, kalibrasyonu, veri iletimi ve bakımı, özellikle uzun mesafeli hatlarda ve dağlık arazilerde oldukça yüksek yatırım ve işletme maliyetlerine yol açmaktadır. Makine öğrenmesi tabanlı yaklaşımlar bu noktada düşük maliyetli bir alternatif sunmaktadır. Mevcut SCADA, hava istasyonu veya meteoroloji verilerinden doğrudan öğrenme yapılabilmektedir. Ek bir sensör kurulumuna gereksinim duyulmaz. Dolayısıyla DHK hesaplaması için gereken donanım, haberleşme ve hesaplama maliyetleri önemli ölçüde azaltılabilmektedir.

DHK'nın sağladığı potansiyelden tam anlamıyla yararlanabilmek için kapasite tahminlerinin yüksek doğrulukla yapılması kritik öneme sahiptir. Hassas kapasite tahminleri mevcut altyapıdan maksimum fayda sağlanırken, aşırı yüklenme ve iletkenlerde termal sınırların aşılması gibi riskler de önlenir. Aksi durumda, yanlış veya eksik tahminler güvenlik açısından tehlikeli durumlara veya gereksiz kapasite kısıtlamalarına yol açarak enerji arzını olumsuz etkileyebilir. Özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunun hızla arttığı ve talep dalgalanmalarının daha sık gözlendiği modern elektrik şebekelerinde, yüksek doğrulukta DHK tahmini, hem sistem esnekliğini hem de arz güvenliğini güçlendiren temel unsurlardan biri olarak öne çıkmaktadır.

Literatürde DHK tahmini üzerine gerçekleştirilen çalışmalar, farklı yapay zeka ve makine öğrenmesi yaklaşımlarının etkinliğini ortaya koymaktadır. Örneğin, [5]'te, Tekrarlayan Sinir Ağları (RNN) tabanlı makine öğrenmesi algoritmaları kullanılarak, İspanya'nın Bask Bölgesi'ndeki bir dağıtım hattı için DHK değerleri 24 saat öncesinden tahmin edilmiştir. [6]'da ise, otomatik kodlayıcı (Autoencoder) ile çift yönlü uzun kısa süreli bellek (BiLSTM) mimarisini birleştiren derin öğrenme tabanlı bir yöntem geliştirilmiş ve bu sayede DHK tahmininde hem verimlilik hem de doğruluk önemli ölçüde artırılmıştır. Bunun yanında, [7]'de tekil modellerin sınırlılıklarını gidermek ve tahmin performansını iyileştirmek amacıyla, çok değişkenli ampirik mod ayrışmasına dayalı yeni bir topluluk modeli önerilmiştir. Bu model, 32,85 km uzunluğunda ve 400 kV gerilim seviyesindeki iletim hattından elde edilen veriler üzerinde uygulanmıştır. [8]'de ise, DHK tahmin yöntemleri sistematik olarak sınıflandırılmış ve 24 saatlik tahmin ufku için elde edilen sonuçlar karşılaştırılarak kapsamlı bir analiz gerçekleştirilmiştir. Bu kapsamda, RNN ve Evrişimsel Sinir Ağları (CNN) gibi farklı derin öğrenme mimarileri kullanılmıştır. Ayrıca, [9]'da bilgi temelli ve veri temelli yaklaşımlar bütünleştirilerek, meteorolojik veri tahminine dayalı özgün bir model geliştirilmiştir. Çalışmada, çift yönlü BiLSTM modelinin hiperparametreleri, Northern Goshawk optimizasyon algoritması kullanılarak optimize edilmiş ve böylece tahmin doğruluğu artırılmıştır.

Bu çalışmada, elektrik şebekelerinde iletim ve dağıtım hatlarının akım taşıma kapasitesini belirleyen parametreler aracılığıyla DHK tahmini amaçlanmıştır. Yapay olarak oluşturulan meteorolojik ve çevresel veriler kullanılarak, DHK hesaplaması IEEE 738 standardına uygun şekilde gerçekleştirilmiştir. Elde edilen zaman serisi verileri üzerinden klasik makine öğrenmesi algoritmaları Lineer Regresyon (LR), Destek Vektör Regresyonu (SVR), Rastgele Orman (RF) ve Aşırı Gradyan Artırma (XGB) ile eğitilmiş ve test edilmiştir. Performans karşılaştırması için ortalama mutlak hata (MAE), ortalama kare hata (MSE) ve kök ortalama kare hata (RMSE) metrikleri kullanılmıştır.

2. Dinamik Hat Kapasitesi

Geleneksel SHK hesaplamalarında, atmosferik koşullar yüksek güvenlik payı ve muhafazakâr varsayımlar temel alınarak belirlenmektedir. Bu yöntemde, SHK değeri genellikle düşük rüzgâr hızı (0,61 m/s), yüksek ortam sıcaklığı (40 °C) ve tam güneşlenme (1000 W/m²) gibi en olumsuz meteorolojik koşulların eş zamanlı olarak gerçekleştiği senaryolara göre hesaplanır [2]. Ancak, iletim ve dağıtım hatlarında bu denli olumsuz koşulların ortaya çıkma olasılığı oldukça düşüktür. Çoğu durumda, enerji iletimi ve dağıtımı daha elverişli çevresel koşullar altında gerçekleşmekte, dolayısıyla hatların potansiyel akım taşıma kapasitesinin önemli bir kısmı kullanılmamaktadır. DHK yaklaşımı ise, gerçek zamanlı atmosferik koşulları dikkate alarak kapasite hesaplaması yapar ve çoğunlukla iletim hattında ek kapasite bulunduğunu ortaya koymaktadır. Havai hatların DHK hesaplamasında yaygın olarak IEEE 738 standardı esas alınmaktadır [2]. Bu standarda göre, iletim hattı ile çevresi arasındaki kararlı durum ısı dengesi denklemi, iletken üzerindeki toplam ısı girişi ile toplam ısı kaybı arasındaki dengeyi tanımlar ve (1) numaralı eşitlikte verilmiştir. Bir iletkende, Joule ısınma (q_l) ve güneş (q_s) ile sağlanan ısı girişi, radyatif (q_r) ve konveksiyon (q_c) yoluyla gerçekleşen ısı kayıpları ile dengededir.

$$q_l + q_s = q_r + q_c \tag{1}$$

Joule ısınma q_l, iletkenin elektrik akımına bağlı olarak ürettiği ısıdır. Hat direnci R iletken sıcaklığı T_c ' ye bağlıdır.

$$q_l = I^2 R\,(T_c) \tag{2}$$

$$R = 7.283 \times 10^{-5} + \left[\frac{8.688 - 7.283}{50}\right] \times 10^{-5} \times (T_c - 25) \tag{3}$$

Güneş kaynaklı ısı girişi (4) ile formülize edilir. α yüzey absorpsiyon katsayısı, Q_{se} güneş ışınım akı yoğunluğu, θ güneş ışınlarının geliş açısı, A' iletkenin etkin yüzey alanıdır.

$$q_s = \alpha Q_{se} sin(\theta) A' \tag{4}$$

Doğal konveksiyon ısı kaybı, iletken ile çevre havası arasındaki sıcaklık farkına bağlı olarak oluşan doğal konveksiyon kaybıdır. T_a ortam sıcaklığını ifade eder. Doğal konveksiyon ısı kaybı (5)'de verilmiştir.

$$q_{cn} = 3.635\,(1.029)^{0.5}(0.02814)^{0.75}(T_c - T_a)^{1.25} \quad (5)$$

Hava akışının laminar ve türbülanslı olmasına göre q_{c1} ve q_{c2} ile konveksiyon kayıpları (6) ve (7) ile hesaplanır.

$$q_{c1} = [\,1.01 + 1.347\,(N_{Re})^{0.52}] \times 0.02945 \times (T_c - T_a) \quad (6)$$

$$q_{c2} = [\,0.754\,(N_{Re})^{0.6}] \times 0.02945 \times (T_c - T_a) \quad (7)$$

N_{Re}, reynolds sayısıdır ve hava akışının laminar veya türbülanslı olduğunu belirler ve (8) ile hesaplanır. D_0 iletkenin dış çapı, ρ_f havanın yoğunluğu, V_m rüzgâr hızı, μ_f havanın dinamik viskozitesidir.

$$N_{Re} = \frac{D_0 \times \rho_f \times V_m}{\mu_f} \quad (8)$$

Işınım ısı kaybı q_r, iletken yüzeyinden kızılötesi ışınım yoluyla olan ısı kaybını ifade eder ve (9) ile hesaplanır.

$$q_r = 17.8 \times 0.02814 \times 0.8 \times \left[\left(\frac{T_c+273}{100}\right)^4 - \left(\frac{T_a+273}{100}\right)^4\right] \quad (9)$$

3. Kullanılan Makine Öğrenmesi Modelleri

3.1.1. Lineer Regresyon (LR)

Lineer regresyon, bağımlı değişken ile bir veya birden fazla bağımsız değişken arasındaki doğrusal ilişkiyi modelleyen temel bir istatistiksel yöntemdir. Model, en küçük kareler yaklaşımı ile tahmin edilir ve hata kareleri toplamını minimize eden doğrusal bir denklem elde edilir.

3.1.2. Destek Vektör Regresyonu (SVR)

SVR, Destek Vektör Makineleri algoritmasının regresyon problemlerine uyarlanmış versiyonudur. SVR, veriyi yüksek boyutlu bir özellik uzayına dönüştürerek doğrusal olmayan ilişkileri modelleyebilir. Amaç, tahmin hatalarını belirli bir tolerans aralığında tutarken model karmaşıklığını minimize etmektir. SVR, kernel fonksiyonları sayesinde karmaşık veri yapılarında dahi yüksek doğruluk sağlayabilir.

3.1.3. Rastgele Orman Regresyonu (RF)

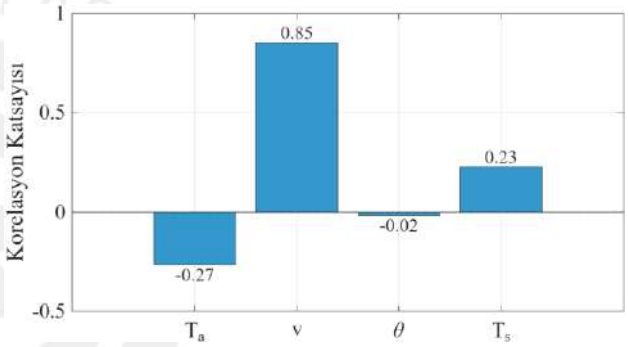
RF, çok sayıda karar ağacının topluluk yaklaşımıyla birleştirilmesi sonucu oluşan güçlü bir tahmin yöntemidir. Her bir ağaç, eğitim verisinin rastgele seçilmiş alt kümesi üzerinde eğitilir ve her düğümde değişkenlerin rastgele bir alt kümesi değerlendirilir. Modelin çıktısı, regresyon probleminde tüm ağaçların tahminlerinin ortalaması alınarak belirlenir.

3.1.4. Aşırı Gradyan Artırma (XGB)

XGB, gradyan artırma yönteminin optimize edilmiş bir uygulamasıdır. Model, zayıflıkları kullanarak ardışık biçimde hata payını azaltacak şekilde yeni modeller ekler. Her adımda, önceki modelin hatalarını en aza indirecek bir ağaç eklenir ve model ağırlıkları gradyan iniş algoritması ile güncellenir.

4. Simülasyon Çalışması

Bu çalışmada, her bir bağımsız değişken için 24 saatlik zaman adımıyla 7 günlük veri üretilmiştir. Ortam sıcaklığı 10–45 °C, rüzgâr hızı 0.1–5 m/s, güneş ışınım açısı 0–90°, ve iletken sıcaklığı ise 80–125 °C aralığında birbirinden bağımsız olarak üretilmiştir. Veri setinin son 24 gözlemi test verisi olarak ayrılmış, kalan 144 gözlem eğitim amacıyla kullanılmıştır. LR, SVR, RF ve XGB olmak üzere dört farklı klasik makine öğrenmesi yöntemi ile DHK tahmini gerçekleştirilmiştir.



Şekil 1. T_a , v, θ ve T_s değişkenlerinin DHK ile korelasyonu

Şekil 1'de verilen korelasyon oranları, çalışma kapsamında kullanılan dört değişken arasındaki ilişkileri ortaya koymaktadır. Değişkenler rastgele üretildiği için değişkenlerin sadece DHK ile korelasyonu verilmiştir. DHK'nın en yüksek pozitif korelasyonu rüzgar hızı (v) ile 0.84 değerinde olup, bu durum rüzgar hızındaki artışın DHK üzerinde belirgin bir artış eğilimine karşılık geldiğini göstermektedir. Rüzgar hızı ile DHK arasındaki yüksek pozitif korelasyon, rüzgar hızının sistemin bu parametresi üzerinde kritik bir belirleyici olduğunu göstermektedir. Ortam sıcaklığı (T_a) ile DHK arasında 0.27 düzeyinde zayıf bir negatif korelasyon gözlenmiştir. Bu da ortam sıcaklığının artmasının DHK değerinde sınırlı bir azalmaya neden olabileceğini işaret etmektedir. İletken sıcaklığı (T_s) değişkeni ile DHK arasında zayıf korelasyon görülmektedir. İletken sıcaklığı, iletken direncini artırsa da iletken sıcaklığının artması, hem konvektif hem de radyatif ısı kayıplarını artırır. Bu artış, iletken direncindeki yükselişin akımı sınırlayıcı etkisini kısmen telafi eder. Güneşlenme açısı (θ) ile DHK ilişkisi ise oldukça zayıftır. Bu sonuçlara göre , DHK değerinin en çok rüzgâr kaynaklı soğutma etkisinden etkilendiğini, buna karşın termal ve radyatif etkilerin daha sınırlı bir rol oynadığını söylenebilir. Fakat, verilerin birbirinden bağımsız yapay olarak üretilmesinin korelasyona etkisinin olabileceği de unutulmamalıdır.

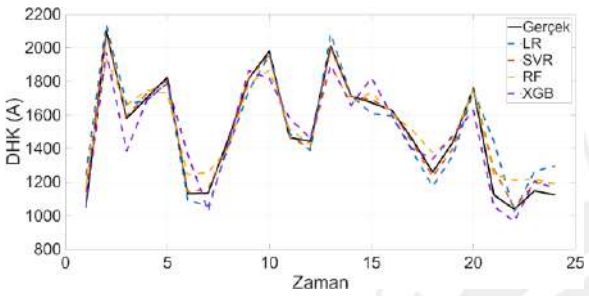
Bu çalışmada, Makine öğrenmesi modellerinin tahmin doğrulukları, literatürde yaygın olarak kullanılan üç hata metriğiyle değerlendirilmiştir: Ortalama Mutlak Hata (MAE), Ortalama Kare Hata (MSE) ve Kök Ortalama Kare Hata (RMSE). Bu metrikler sırasıyla aşağıdaki şekilde tanımlanır:

$$MAE = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}|y_i - y_t| \quad (10)$$

$$MSE = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}(y_i - y_t)^2 \quad (11)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}(y_i - y_t)^2} \quad (12)$$

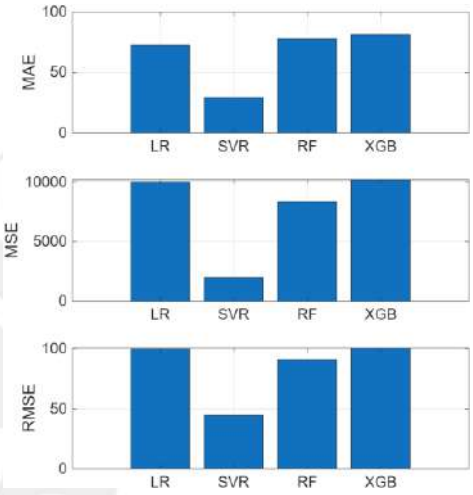
y_i gerçek DHK değerini, y_t tahmin edilen DHK değerini ve N toplam örnek sayısını ifade etmektedir.



Şekil 2. LR, SVR, RF ve XGB ile DHK tahmin eğrileri

Şekil-2'de, iletken sıcaklığı, ortam sıcaklığı, rüzgar hızı ve güneş ışınım açısı değişkenleri kullanılarak DHK tahmini için LR, SVR, RF, XGB makine öğrenmesi yöntemleri ile elde edilen sonuçlar, gerçek değerlerle karşılaştırılmaktadır. Grafik, zaman ekseninde 24 saatlik bir periyodu ve DHK değerlerini amper cinsinden göstermektedir. Modeller genel trendi başarılı bir şekilde yakalamış ve gerçek veriye yakın tahminlerde bulunmuştur. Özellikle SVR modeli, puant değerlerde ve kırılımlarda gerçek değerlerle çok uyumlu hareket ederken, LR ve RF modeli bazı zaman dilimlerinde gerçek değerlerin altında veya üzerinde sapmalar göstermiştir. XGB modeli ise ani yükselişlerde gerçek değerden en uzak tahminleri yapan algoritma olduğu görülmektedir. SVR modeli, hem puant hem de minimum noktaları daha iyi yakalayarak dalgalanmalara hızlı tepki vermiştir. Tahmin performansı açısından diğerlerine göre daha tutarlı ve isabetlidir. Bu durum, SVR modelinin hat sıcaklığı ve çevresel değişkenler gibi dinamik faktörleri daha iyi yakalayabildiğini göstermektedir.

Şekil 3'te görüldüğü gibi, elde edilen sonuçlar modellerin hata seviyeleri açısından belirgin farklılıklar sergilediğini göstermektedir. MAE değerleri incelendiğinde, SVR modelinin 29.16 ile en düşük değere sahip olduğu ve bu nedenle tahminlerde en yüksek doğruluk seviyesini sağladığı görülmektedir. Buna karşılık, XGB modelinin MAE değeri 81.51 ile en yüksek seviyede gerçekleşmiş ve tahminlerin ortalama olarak daha büyük sapmalar içerdiğini ortaya koymuştur. LR ve RF modellerinin MAE değerleri sırasıyla 72.67 ve 78.16 olup, bu modeller orta seviyede bir performans sergilemiştir. MSE sonuçları da benzer eğilim göstermiştir. SVR modeli 1,992.71 ile en düşük MSE değerini elde etmiş ve büyük hataların etkisini minimize etme konusunda üstünlük sağlamıştır. LR ve RF modellerinin MSE değerleri sırasıyla 10,019.33 ve 8,341.01 iken, XGB modeli 10,207.24 değeri ile en yüksek hata oranına ulaşmıştır. RMSE analizinde de aynı sıralama korunmuştur. SVR modeli 44.63 değeri ile en düşük RMSE'ye ulaşırken, RF modeli sırasıyla 91.32 değeri ile orta seviyede performans göstermiştir. LR ve XGB modelleri sırasıyla 100.09 ve 101.03 değerleri en yüksek hata seviyesini üretmiştir. Bu bulgular, dinamik hat kapasitesi tahmininde SVR'nin diğer modellere kıyasla daha istikrarlı ve güvenilir sonuçlar sunduğunu ortaya koymaktadır.



Şekil 3. LR, SVR, RF ve XGB hata değerleri

5. Sonuçlar

DHK'nın hassas tahmini, mevcut altyapının akım taşıma kapasitesinin maksimum seviyede kullanılmasını mümkün kılarak enerji arz güvenliği ve şebeke esnekliğini artırmaktadır. Ayrıca, bu yaklaşım yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunda kritik öneme sahiptir. Bu çalışmada, iletim ve dağıtım hatlarının DHK tahmini için LR, SVR, RF, XGB makine öğrenmesi modelleri uygulanmıştır. Performans değerlendirmeleri, SVR modelinin 29.16 MAE, 1,992.71 MSE ve 44.63 RMSE değerleriyle diğer modellere kıyasla üstünlük sağladığını ortaya koymuştur. XGB modeli ise en yüksek hata oranlarıyla en düşük performansı sergilemiştir. Elde edilen sonuçlar, DHK tahminlerinde SVR'nin yüksek doğruluk ve güvenilirlik sunduğunu göstermektedir. Sonuç olarak, DHK tahmininde makine öğrenmesi tabanlı yaklaşımlar, modern elektrik şebekelerinin verimliliği ve sürdürülebilirliği için etkin ve uygulanabilir çözümler sunmakla beraber modellerin DHK tahmin performansı, iletken tipi, hat uzunluğu, veri kalitesi ve çeşitliliği, zaman ufku, gibi birçok parametreye bağlı olarak farklılık gösterebilmektedir. Gelecek çalışmalarda, DHK tahminlerinin doğruluğunu artırmak amacıyla farklı veri kaynaklarının entegrasyonu ve hibrit makine öğrenmesi yöntemlerinin incelenmesi önerilmektedir.

6. Kaynaklar

[1] Doğan, A., "Analyzing flexibility options for microgrid management from economical operational and environmental perspectives," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 158, p. 109914, 2024.

[2] IEEE Std 738-2012, "IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors," IEEE, 2012. [Online]. Available: https://standards.ieee.org/standard/738-2012.html.

[3] Rácz, L., ve Németh, B., "Dynamic line rating—An effective method to increase the safety of power lines," Applied Sciences, vol. 11, no. 2, p. 492, 2021.

[4] Chinchilla-Guarin, J., ve Rosero, J., "Impact of including dynamic line rating model on Colombian power system," in 2016 IEEE Smart Energy Grid Engineering (SEGE), pp. 36–40, 2016.

[5] Martinez, R. F., Zamora, R., Perera, U., Alberdi, R., Fernandez, E., Albizu, I., ve Bedialauneta, M. T., "Dynamic line rating forecasting using recurrent neural networks," in 2024 18th International Conference on PMAPS, pp. 1–6, 2024.

[6] Moradzadeh, A., Mohammadpourfard, M., Genc, I., Şeker, Ş. S., ve Mohammadi-Ivatloo, B., "Deep learning-based cyber resilient dynamic line rating forecasting," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 142, p. 108257, 2022.

[7] Ahmadi, A., Taheri, S., Ghorbani, R., Vahidinasab, V., ve Mohammadi-Ivatloo, B., "Decomposition-based stacked bagging boosting ensemble for dynamic line rating forecasting," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 38, no. 5, pp. 2987–2997, 2023.

[8] Lawal, O. A., ve Teh, J., "Dynamic thermal rating forecasting methods: A systematic survey," IEEE Access, vol. 10, pp. 65193–65205, 2022.

[9] Song, T., ve Teh, J., "Dynamic thermal line rating model of conductor based on prediction of meteorological parameters," Electric Power Systems Research, vol. 224, p. 109726, 2023.

Güç Sistemlerinde Faz Kaydırıcı Transformatör Bağlantıları Kullanılarak Beş Fazlı İletim Hattı Modeli Oluşturulması

Creating a Five-Phase Transmission Line Model Using Phase Shifter TransformerConnections in Power Systems

Doğa Keskin[1], Ergin Kayar[2], H. Feza Carlak[3]

[1,3]Akdeniz Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü
[2]20190855047@ogr.akdeniz.edu.tr, [3]fezacarlak@akdeniz.edu.tr
[2]Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ)
ergin.kayar@teias.gov.tr

Özet

İletim kapasitesinin artırılmasında geleneksel çözümler, benzer teknik özelliklere sahip paralel hatların sayısını yükseltmek veya daha yüksek gerilim seviyelerine geçmek şeklinde olmuştur; ancak bu yaklaşımların teknik, ekonomik ve çevresel sınırlamaları, alternatif arayışları hızlandırmıştır. Bu bağlamda, üç fazlı sisteme alternatif olarak çok fazlı yapıların, aynı gücü daha az yer kaplayarak iletebilmesi, elektromanyetik uyumluluk ve estetik üstünlükler sunması nedeniyle ilgi görmesi kaçınılmazdır. Özellikle beş fazlı sistemler; jeneratör, motor ve diğer elektrikli bileşenlerde üç fazlı muadillerine kıyasla daha yüksek performans gösterebilmekte, güç iletiminde esneklik, verimlilik ve güvenilirliği artırma potansiyeli taşımaktadır. Bu çalışma, beş fazlı iletim hatlarının enerji iletiminde uygulanabilirliğini araştırmaktadır. İzlenen metodoloji kapsamında, beş fazlı iletim hatları modellenmiş ve bu modellerin sistem üzerindeki dinamik etkileri MATLAB/Simulink ortamında analiz edilmiştir. Gerçekleştirilen analizler, dengeli faz gerilimlerinin elde edildiğini, dinamik kararlılığın iyileştiğini ve iletim verimliliğinin arttığını göstermektedir. Beş fazlı jeneratör ve hatların rüzgâr enerjisi, elektrikli taşıtlar, havacılık ve petrol-doğalgaz gibi alanlarda etkin biçimde kullanılabildiği literatürce raporlanmıştır; bu uygulamalar, çok fazlı mimarilerin pratik değerini pekiştirmektedir. Elde edilen bulgular, beş fazlı iletim hatlarının modern güç sistemleri için stratejik bir alternatif olduğunu ortaya koymakta ve gelecekteki enerji taleplerini karşılamada etkili bir çözüm sunabileceğini göstermektedir. Sonuç olarak, beş fazlı hatların enerji iletim altyapılarında daha yaygın biçimde uygulanması ve bu sayede sistemlerin esneklik, verimlilik ve güvenilirlik düzeylerinin artırılması önerilmektedir.

Anahtar kelimeler: *Beş fazlı iletim sistemleri, Beş fazlı hat modeli, Modelleme (MATLAB/Simulink), Enerji verimliliği, Sistem stabilitesi*

Abstract

Traditional solutions to increasing transmission capacity have generally involved adding parallel lines with similar technical characteristics or operating at higher voltage levels; however, the technical, economic, and environmental limitations of these approaches have accelerated the search for alternatives. In this context, multiphase systems have gained inevitable attention as alternatives to conventional three-phase structures, as they can transmit the same amount of power within a smaller physical footprint while offering advantages in electromagnetic compatibility and design flexibility. In particular, five-phase systems can deliver higher performance than their three-phase counterparts in generators, motors, and other electrical components, and they have the potential to enhance flexibility, efficiency, and reliability in power transmission. This study investigates the applicability of five-phase transmission lines for energy transfer. Within the adopted methodology, five-phase transmission lines were modeled, and their dynamic effects on the system were analyzed in the MATLAB/Simulink environment. The analyses demonstrated that balanced phase voltages were obtained, dynamic stability was improved, and transmission efficiency increased. The literature further reports that five-phase generators and lines are effectively used in areas such as wind energy, electric vehicles, aerospace, and oil and gas, which reinforces the practical value of multiphase architectures. The obtained findings reveal that five-phase transmission lines represent a strategic alternative for modern power systems and can serve as an effective solution to meet future energy demands. Consequently, wider implementation of five-phase transmission lines in energy infrastructure is recommended to improve system flexibility, efficiency, and reliability

Keywords: *Five-phase transmission systems, Five-phase line model, Modeling (MATLAB/Simulink), Energy efficiency, System stability*

1. Giriş

Artan elektrik enerjisi talebi, iletim koridorlarının sınırlılığı ve lisanslama süreçlerindeki zorluklar, klasik üç fazlı altyapının ötesine geçen çözümlere olan ihtiyacı artırmaktadır. Bu bağlamda, çok fazlı sistemler; daha yüksek iletim kapasitesi, artan güvenilirlik ve daha düşük elektromanyetik girişim gibi avantajlarıyla hem akademide hem de endüstride öne çıkmıştır. Geleneksel kapasite artırma yöntemleri çoğunlukla benzer teknik özellikte paralel hat eklenmesi veya daha yüksek gerilim seviyelerine geçilmesi şeklindedir; ancak bu yaklaşımlar teknik, ekonomik ve çevresel kısıtlar nedeniyle her durumda sürdürülebilir değildir. Çok fazlı (üç fazdan fazla) sistemler, üç fazlı muadillerine kıyasla doğal avantajları nedeniyle son zamanlarda araştırmaların odak noktasıdır. Çok fazlı sistemlerin uygulanabilirliği elektrik enerjisi üretiminde iletiminde kullanımında araştırılmaktadır [1-7]. Çok fazlı, özellikle 6 fazlı ve 12 fazlı bir sistemin, bir ac-dc doğrultucu sisteminde daha yüksek bir dalgalanma frekansı ile daha az dalgalanma ürettiği bulunmuştur. Bu nedenle, 6 ve 12 fazlı transformatörler çok darbeli bir doğrultucu sistemi beslemek için tasarlanmış ve teknoloji olgunlaşmıştır. Son zamanlarda, çok darbeli bir doğrultucu sistemi beslemek için 24 fazlı ve 36 fazlı bir transformatör sistemi önerilmiştir [8-11]. Çok fazlı mimariler, aynı gücü daha küçük fiziksel alanla iletebilme, elektromanyetik uyumluluğu iyileştirme ve işletme esnekliğini artırma potansiyeli sayesinde güçlü bir alternatif sunmaktadır [12]. Özellikle beş fazlı sistemler; jeneratör, motor ve iletim uygulamalarında üç fazlı muadillerine kıyasla daha dengeli akım dağılımı, daha düşük moment/gerilim dalgalanması ve arıza toleransında artış gibi üstünlükler sergileyebilmektedir. Bu teknik kazanımlar, güç iletiminde verimlilik ve güvenilirliğin eşzamanlı iyileştirilmesine imkân tanımaktadır [13]. Üç fazlı bir kaynaktan beş fazlı dengeli bir çıkış elde etmenin pratik yollarından biri, özel transformatör bağlantıları kullanmaktır. Literatürde önerilen bir topoloji, üç adet transformatörün belirli sarım oranları ve fazör ilişkileriyle bağlanmasıyla beş adet, 72° faz aralıklı ve eş genlikli fazın üretilmesini mümkün kılmaktadır[14]. Bu yapı, hem fazör analiziyle kuramsal olarak hem de MATLAB/Simulink üzerinde sayısal modellemeyle pratik olarak gösterilmiştir. Beş fazlı iletim hatlarının elektriksel modellenmesi; transpozisyon, eşdeğer endüktans/kapasitans ve empedans matrislerinin türetilmesi gibi adımlara dayanır. Bu çerçeve, akı bağlantıları, gerilim düşümü ve yük akışı hesaplarında standart bir yol haritası sağlar ve beş fazlı yapılar için ayrıntılı olarak sunulmuştur. Ayrıca, yüksek faz sıralı (High Phase Order) iletimin saha uygulanabilirliğine ilişkin erken dönem saha gösterimleri, çok fazlı mimarilerin belirli koridor uzunlukları üzerinde ekonomik açıdan da rekabetçi olabildiğini ortaya koymuştur [15]. Bu bulgular, beş fazlı iletim hatlarının modern güç sistemlerinde verimlilik, esneklik ve güvenilirlik hedeflerine hizmet eden stratejik bir seçenek olarak değerlendirilmesini desteklemektedir.

.

2. Metot ve Modeller

2.1. Üç Fazlı Besleme Gerilimi, Akım ve Güç İlişkileri

Yıldız bağlı üç fazlı dört telli bir besleme sisteminde, fazlar A, B ve C olarak adlandırılır. Her faz ile nötr noktası arasındaki gerilim "faz gerilimi" olarak tanımlanır. Hat gerilimi ise herhangi iki faz arasındaki gerilim farkıdır. Dengeli bir sistemde, faz gerilimlerinin genlikleri eşit olup aralarındaki faz farkı 120°'dir. Eğer $V_{AN}= V_{BN} =V_{CN}$ ise gerilim sistemi dengelidir. V_L herhangi bir hat çifti arasındaki gerilim (hat gerilimi) olsun ve $V_P = V_{AN}= V_{BN} =V_{CN}$ (faz voltajı) O zaman $V_L = \sqrt{3}\ V_P$ ve $I_L = I_P$ olur. Burada I_L herhangi bir hattaki akımdır ve I_P herhangi bir yük veya fazdaki akımdır. Faz başına güç $P = V_P I_P \cos_Ø$ 'dir ve toplam güç, her fazdaki güç miktarının toplamıdır. Akımlar eşit ve faz açıları aynı ise sistem üzerindeki yük dengelidir, nötrdeki akım sıfırdır ve toplam güç $P = 3V_{Ph}I_{Ph}\cos Ø$ olur.

$$P =\sqrt{3}\ V_L\ I_L \cos Ø \text{ veya } P = 1.73\ V_L\ I_L \cos Ø \quad (1)$$

2.2. Beş fazlı gerilim, akım ve güç ilişkileri

Beş fazlı sistemde her bir faz gerilimi, fazlar arasında 72°'lik eşit açı farkı olacak şekilde düzenlenir. Referans faz olarak V_{AN} gerilimi alınır. Faz sırası A, B, C, D ve E şeklindedir. Böylece tüm faz-nötr gerilimleri bu referansa göre belirlenir. Eğer $V_{AN} = V_{BN} = V_{CN} = V_{DN} = V_{EN}$ ve bunlar eşit aralıklarla yerleştirilmişse (yani her fazda 72º), voltaj sistemi dengelidir. $V_{AN} = V_{AN}\angle 0°$, $V_{BN} = V_{BN}\angle -72°$, $V_{CN} = V_{CN}\angle -144°$, $V_{DN} = V_{DN}\angle -216°$ ve $V_{EN} = V_{EN}\angle -288°$ dir. V_L herhangi bir hat çifti arasındaki gerilim (hat gerilimi) olsun ve $V_{Ph} = V_{AN} = V_{BN} = V_{CN} = V_{DN} = V_{EN}$ (faz gerilim) bu durumda $V_L = 1{,}38\ V_{Ph}$ veya $V_L = 1{,}175 V_{Ph}$ ve $I_L = I_P$ olur. Burada I_L herhangi bir hattaki akımdır ve I_P herhangi bir fazdaki akımdır. Faz başına güç $P = V_P\ I_P$ cosØ 'dir ve toplam güç, her fazdaki güç miktarının toplamıdır.

$$P = 5\ V_{Ph}\ I_{Ph} \cos Ø \text{ veya } P = 4.25\ V_L\ I_L \cos Ø \quad (2)$$

Üç Fazlı Gerilim ilişkisi:

$$V_L =\sqrt{3}V_{Ph} \text{ veya } V_L = 1.73\ V_{Ph} \quad (3)$$

Beş Fazlı Gerilim ilişkisi:

$$V_L = \sqrt{1{,}38}V_{Ph} \text{ veya } V_L = 1.17\ V_{Ph} \quad (4)$$

$$V_{AB} = V_{Ph}1{,}175\ \angle 54°, \quad (5)$$
$$V_{AC} = V_{Ph}1{,}902\ \angle 18°, \quad (6)$$
$$V_{AD} = V_{Ph}1{,}902\ \angle -18°, \quad (7)$$
$$V_{AE} = V_{Ph}1{,}175\ \angle -54°, \quad (8)$$
$$V_{AN} = V_{Ph}\ ,\ V_{AB} + V_{AC} + V_{AD} + V_{AE} = 5V_{AN} \quad (9)$$

Üç Fazlı Güç (dengeli sistem durumunda):

$$P = 3\ VL\ IL \cos Ø \text{ ve } P = 1.73\ VL\ IL \cos Ø \quad (10)$$

Beş Fazlı Güç (dengeli sistem durumunda):

$$P = 5\ VPh\ IPh \cos Ø \text{ ve } P = 4.25\ VL\ IL \cos Ø \quad (11)$$

Yani beş fazlı sistemlerde iletilen güç, üç fazlı sistemlere kıyasla daha yüksek olup, üç fazlı sisteme göre yaklaşık 2,52 kat, tek fazlı sisteme göre ise yaklaşık 4,25 kat fazladır. İletim hattının endüktans ve kapasitans değerlerini belirleyen temel unsur, iletkenler arasındaki mesafedir. Bu mesafe, hat üzerindeki sehim miktarına bağlı olarak değişmektedir. Sehim değeri ise doğrudan iletkenin ağırlığı ile ilişkilidir. Dolayısıyla, beş fazlı bir iletim hattının endüktans ve kapasitans hesaplamalarının doğru bir şekilde yapılabilmesi için iletken ağırlığının, sehimin ve iletkenler arası mesafenin belirlenmesi gerekmektedir. Beş fazlı sistem göz önünde bulundurulduğunda, iletken ağırlığı aşağıdaki şekilde hesaplanabilir:

Hat akımı: $I_L = \frac{P}{4{,}25 V_L \cos\emptyset}$ (12)

Güç Kaybı: $P_L = 5 I_L^2 R$ (13)

$$P_L = \frac{5P^2 \times \rho \times l}{18{,}0625 \times V_L^2 COS^2\emptyset \times a} \quad (14)$$

Yukarıdaki denklemden kesit alanı çözülebilir ve dolayısıyla alüminyum iletkenin ağırlığı şöyle olacaktır:

$$W_{AL} = HACİM \times D \quad (15)$$

$$W_{AL} = 5al \times D \quad (16)$$

$$W_{AL} = \frac{1{,}384 P \times \rho \times l^2}{V_L^2 COS^2\emptyset \times (1-\eta)} \times D \quad (17)$$

Burada;
P: iletilecek güç,
l: iletkenin uzunluğu,
D: alüminyumun özgül ağırlığı,
ρ: alüminyumun direnci,
V_L: hat voltajı
η : verim

Sehim aşağıdaki formül kullanılarak hesaplanabilir;

$$S = W_r L^2 / 8T \quad (18)$$

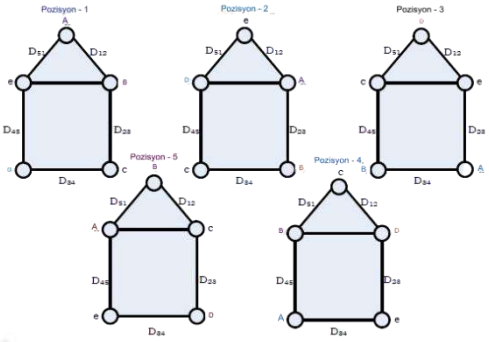
Burada W_r metre başına iletken ağırlığını ifade eder ve bu değer hesaplanırken hem iletkenin kendi ağırlığı hem de rüzgâr basıncı etkisi dikkate alınır. L açıklık uzunluğunu, T ise iletkenin gerilme kuvvetini temsil eder. İletkenler arası mesafe hem elektriksel hem de mekanik faktörler göz önünde bulundurularak belirlenir. Mesafenin fazla olması hattın endüktansını artırarak gerilim düşümüne yol açar. Bu nedenle iletkenler arasındaki mesafe makul seviyede tutulmalı ve korona oluşumunu önleyecek şekilde tasarlanmalıdır. Minimum mesafe belirlenirken temel kriter en olumsuz koşullarda, örneğin maksimum sıcaklık ve yüksek rüzgâr yükü gibi durumlarda, iletkenler arasındaki elektriksel açıklıkların özellikle açıklıkların orta noktasında güvenlik limitlerinin altına düşmemesidir. Bir alüminyum iletken hattı için iletkenlerin aralığının belirlenmesinde yaygın olarak kullanılan ampirik formüller şu şekilde verilmiştir:

$$S_P = \sqrt{S} + \frac{V}{150} \quad (19)$$

Burada; S_P aralık, S metre cinsinden sehim ve V, kV cinsinden hat voltajıdır.

2.3. Beş Fazlı İletim Hattı Endüktansı

Transpoze edilmiş bir hattın bir iletkeni için, önce bir iletkenin transpozisyon döngüsünde her konum için akı bağlantıları aşağıdaki gibidir:



Şekil 1. Beş fazlı hattın transpoze çevrimi

1. konum için:

$$\lambda_{a1} = 2 \times 10^{-7} \left[I_a ln \frac{1}{r_a} + I_b ln \frac{1}{D_{12}} + I_c ln \frac{1}{D_{23}} + I_d ln \frac{1}{D_{34}} + I_e ln \frac{1}{D_{45}} \right] \quad (20)$$

2. konum için:

$$\lambda_{a2} = 2 \times 10^{-7} \left[I_a ln \frac{1}{r_a} + I_b ln \frac{1}{D_{23}} + I_c ln \frac{1}{D_{34}} + I_d ln \frac{1}{D_{45}} + I_e ln \frac{1}{D_{51}} \right] \quad (21)$$

3. konum için:

$$\lambda_{a3} = 2 \times 10^{-7} \left[I_a ln \frac{1}{r_a} + I_b ln \frac{1}{D_{34}} + I_c ln \frac{1}{D_{45}} + I_d ln \frac{1}{D_{51}} + I_e ln \frac{1}{D_{12}} \right] \quad (22)$$

4. konum için:

$$\lambda_{a4} = 2 \times 10^{-7} \left[I_a ln \frac{1}{r_a} + I_b ln \frac{1}{D_{45}} + I_c ln \frac{1}{D_{51}} + I_d ln \frac{1}{D_{12}} + I_e ln \frac{1}{D_{23}} \right] \quad (23)$$

5. konum için:

$$\lambda_{a5} = 2 \times 10^{-7} \left[I_a ln \frac{1}{r_a} + I_b ln \frac{1}{D_{51}} + I_c ln \frac{1}{D_{12}} + I_d ln \frac{1}{D_{23}} + I_e ln \frac{1}{D_{34}} \right] \quad (24)$$

"a" iletkeninin ortalama akı bağlantısı:

$$\lambda_a = \frac{\lambda_{a1} + \lambda_{a2} + \lambda_{a3} + \lambda_{a4} + \lambda_{a5}}{5} \quad (25)$$

$$I_b + I_c + I_d + I_e = - I_a \quad (26)$$

Faz başına ortalama endüktans:

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} I_a ln \frac{\sqrt[5]{(D_{12} D_{23} D_{34} D_{45} D_{51})}}{r_a} \quad (27)$$

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

$$L_a = 2 \times 10^{-7} ln \frac{\sqrt[5]{(D_{12}D_{23}D_{34}D_{45}D_{51})}}{r_a} \quad H/m \qquad (28)$$

Eşkenar aralık için Beş Fazlı iletim hattının endüktansı, üç fazlı iletim hattının endüktansı ile aynı olacaktır. Ancak simetrik olmayan aralık için Beş Fazlı hattın endüktansı, üç fazlı hattın endüktansından daha az olacaktır.

2.4. Beş Fazlı İletim Hattı Kapasitansı

Transpoze edilmiş bir hattın nötr kapasitansını bulmak için, önce iki iletken arasındaki Voltaj düşüşünü belirlemeliyiz (a ve b diyelim). Çeşitli pozisyonlar için a ve b arasındaki potansiyel fark şekil 1' den aşağıdaki gibidir:

1 .konum için:

$$V_{ab1} = \frac{1}{2\pi k}\left[q_a ln \frac{D_{12}}{r} + q_b ln \frac{r}{D_{12}} + q_c ln \frac{D_{23}}{D_{13}} + q_d ln \frac{D_{24}}{D_{14}} + q_e ln \frac{D_{25}}{D_{15}}\right] \qquad (29)$$

2. konum için:

$$V_{ab2} = \frac{1}{2\pi k}\left[q_a ln \frac{D_{23}}{r} + q_b ln \frac{r}{D_{23}} + q_c ln \frac{D_{34}}{D_{24}} + q_d ln \frac{D_{35}}{D_{25}} + q_e ln \frac{D_{31}}{D_{21}}\right] \qquad (30)$$

3. konum için:

$$V_{ab3} = \frac{1}{2\pi k}\left[q_a ln \frac{D_{34}}{r} + q_b ln \frac{r}{D_{34}} + q_c ln \frac{D_{45}}{D_{35}} + q_d ln \frac{D_{41}}{D_{31}} + q_e ln \frac{D_{42}}{D_{32}}\right] \qquad (31)$$

4. konum için:

$$V_{ab4} = \frac{1}{2\pi k}\left[q_a ln \frac{D_{45}}{r} + q_b ln \frac{r}{D_{45}} + q_c ln \frac{D_{51}}{D_{41}} + q_d ln \frac{D_{52}}{D_{42}} + q_e ln \frac{D_{53}}{D_{43}}\right] \qquad (32)$$

5. konum için:

$$V_{ab5} = \frac{1}{2\pi k}\left[q_a ln \frac{D_{51}}{r} + q_b ln \frac{r}{D_{51}} + q_c ln \frac{D_{12}}{D_{52}} + q_d ln \frac{D_{13}}{D_{53}} + q_e ln \frac{D_{14}}{D_{54}}\right] \qquad (33)$$

Beş voltajın hepsinin ortalaması:

$$V_{ab} = \frac{V_{ab1}+V_{ab2}+V_{ab3}+V_{ab4}+V_{ab5}}{5} \qquad (34)$$

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi k}\left[q_a ln \frac{D_{eq}}{r} + q_b ln \frac{r}{D_{ep}}\right] \qquad (35)$$

$$V_{ac} = \frac{1}{2\pi k}\left[q_a ln \frac{D_{eq}}{r} + q_c ln \frac{r}{D_{ep}}\right] \qquad (36)$$

$$V_{ad} = \frac{1}{2\pi k}\left[q_a ln \frac{D_{eq}}{r} + q_d ln \frac{r}{D_{ep}}\right] \qquad (37)$$

$$V_{ae} = \frac{1}{2\pi k}\left[q_a ln \frac{D_{eq}}{r} + q_e ln \frac{r}{D_{ep}}\right] \qquad (38)$$

$$D_{eq} = \sqrt[5]{D_{12}D_{23}D_{34}D_{45}D_{51}} \qquad (39)$$

$$q_a + q_b + q_c + q_d + q_e = 0 \qquad (40)$$

$$V_{ab} + V_{ac} + V_{ad} + V_{ae} = \frac{1}{2\pi k}\left[q_a ln \frac{D_{eq}}{r} - q_a ln \frac{r}{D_{ep}}\right] \qquad (41)$$

$$V_{an} = \frac{1}{2\pi k}\left[q_a ln \frac{\sqrt[5]{D_{12}D_{23}D_{34}D_{45}D_{51}}}{r}\right] \qquad (42)$$

Kapasitans (hava ortamı için Kr=1):

$$C_n = \left[\frac{0{,}0242}{ln\frac{\sqrt[5]{D_{12}D_{23}D_{34}D_{45}D_{51}}}{r}}\right] \qquad (43)$$

Olacaktır. Üç fazlı ve beş fazlı sistemler için kapasitansın hesaplanmasında kullanılan matematiksel formüller temelde aynıdır; yalnızca eşdeğer mesafe D_{eq} değeri farklılık gösterir. Faz sayısı arttıkça, nötre karşı kapasitans değeri yükselir, bu durum kapasitif reaktansın azalmasına ve şarj akımının artmasına yol açar. Dolayısıyla, beş fazlı uzun iletim hatlarında bu etkileri dengelemek amacıyla direk yüksekliğinin artırılması gerekebilir. Bununla birlikte, beş fazlı hatlarda alüminyum iletkenlerin ağırlığı ve sarkma miktarı azalırken, iletkenler arası mesafe üç fazlı hatlara kıyasla daha kısa olur.

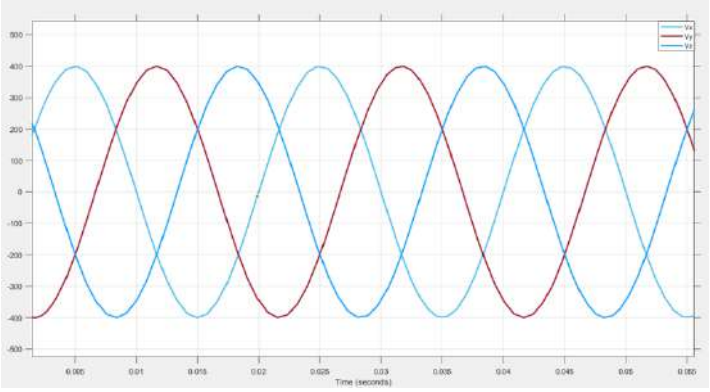
3. Sonuçlar

Bu çalışma, üç fazlı bir şebeke gücünü beş fazlı bir çıkış kaynağına dönüştürmek amacıyla geliştirilen yeni bir transformatör bağlantı şemasını incelemektedir. Tasarlanan sistemin bağlantı yapısı, fazör diyagramı ve dönüş oranları ayrıntılı olarak sunulmuştur. Önerilen bağlantı düzeninin performansı hem simülasyon hem de deneysel çalışmalar aracılığıyla değerlendirilmiş ve yüklü durumda beş fazlı bir transformatör kullanılarak uygulanabilirliği test edilmiştir.

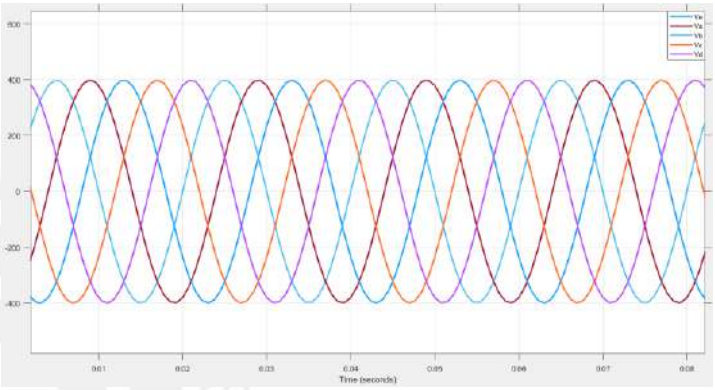
Elde edilen sonuçlar, bu bağlantı şemasının pratik uygulamalarda kullanılabileceğini ve çok fazlı güç iletim sistemleri için gelecek araştırmalara temel oluşturabileceğini göstermektedir. Simülasyon düzeneği ve tasarlanan üçten beş faza dönüşüm sistemi ile gerçekleştirilen deneyler sonucunda, sistemin 1:1 giriş/çıkış oranına sahip olduğu ve bu nedenle çıkış voltajının giriş voltajına eşit olduğu görülmüştür. Bu oran, sistem gereksinimlerine göre kolayca değiştirilebilir; gerekli durumlarda yükseltme veya düşürme işlemleri, dönüş oranına uygulanacak basit bir kazanç faktörü çarpımı ile sağlanabilir. Tasarlanan transformatör, öncelikle Matlab/Simulink yazılımının blok setleri kullanılarak modellenmiş ve simülasyon ortamında analiz edilmiştir. Simülasyon sonuçları, sistemin teorik beklentilerle uyumlu çalıştığını ortaya koyarak tasarımın geçerliliğini doğrulamıştır.

Deneysel çalışmalarda kullanılan mevcut düzende, transformatör bağlantılarının giriş fazlarını beslemek amacıyla üç adet tek fazlı ototransformatör kullanılmıştır. Çıkış voltajı, ototransformatör üzerindeki kademelerin değiştirilmesiyle kolaylıkla ayarlanabilmektedir. Dengeli bir çıkış elde edebilmek için giriş tarafındaki voltajların da dengeli olması gerekmektedir; aksi durumda, girişte oluşan herhangi bir dengesizlik doğrudan çıkış fazlarına yansımaktadır. Yüksüz ve kararlı durum koşullarında gerçekleştirilen ölçümler sonucunda giriş ve çıkış voltajlarının dalga formları kaydedilmiş, elde edilen veriler tasarlanan transformatörün başarıyla çalıştığını ve çıkışın dengeli bir beş fazlı besleme sağladığını açık bir şekilde ortaya koymuştur. Beş fazlı sistemin gerilim dalga formları incelendiğinde, her bir fazın yaklaşık 400 V genliğe sahip olduğu ve fazlar arasında teorik olarak 72°'lik faz farkı bulunduğu görülmektedir. Bu durum, sistemin çok fazlı yapı prensiplerine uygun şekilde çalıştığını göstermektedir. Simülasyon sonuçları, çıkış gerilimlerinin periyodik, sinüzoidal ve simetrik olduğunu, fazlar arası eşit dağılımın başarıyla sağlandığını ve harmonik bozulma oranının düşük seviyede kaldığını ortaya koymaktadır. Gerilim dalga formlarının ideal yapıya yakın olması hem trafo tasarımının hem de modelleme sürecinin doğru şekilde kurgulandığını doğrulamaktadır. Sisteme giriş olarak uygulanan üç fazlı gerilimler yaklaşık 400 V genliğe sahip olup, aralarındaki 120° faz farkı korunmuştur. Bu üç fazlı kaynak, beş fazlı sisteme giriş sağlamak için kullanılmış ve dönüştürücü yapı aracılığıyla beş fazlı gerilim elde edilmiştir. Giriş gerilimlerinin kararlı ve simetrik olması, çıkış performansını doğrudan etkilemiş; simülasyon verileri, giriş kaynaklarının ideal özellikler taşıdığını göstermiştir. Beş fazlı çıkış akımlarının analizi, fazlar arası genlik farklılıklarının yok denecek kadar azdır ve dalga formlarının birbirine oldukça benzer olduğunu ortaya koymaktadır. Bu durum, yüklerin dengeli bağlandığını ve çıkış tarafında empedans dengesinin korunduğunu göstermektedir. Ayrıca, akım dengelemesi başarılı şekilde sağlanarak olası asimetrilerin önüne geçilmiştir. Girişteki üç fazlı akımlar da 120° faz farkına ve neredeyse eşit genliklere sahiptir; bu da dönüşüm sürecinin doğruluğunu desteklemektedir. Her iki tarafın nötrleri topraklandığında, toprak hattı üzerinden akım geçişi gözlenmemektedir.

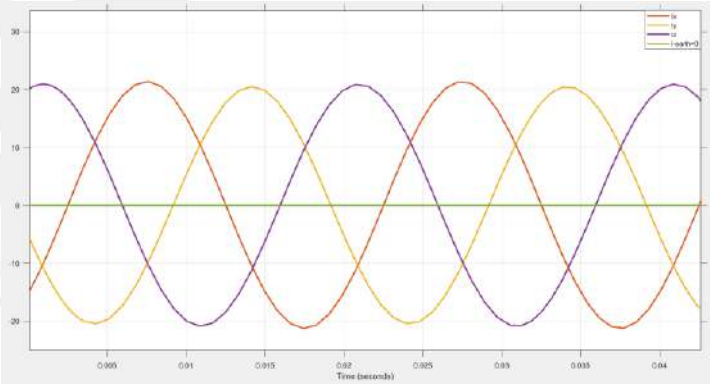
Toprak akımı dalga formları ile giriş ve çıkış akımları sunulmuş olup, bu sonuçlar çıkış fazlarının dengeli şekilde bağlandığını ve sistemdeki empedans dağılımının simetrik olduğunu ortaya koymaktadır. Toprak hattında anlamlı bir akım akışının olmaması, sistemin üç fazdan beş faza dönüşümünü sorunsuz ve kararlı bir biçimde gerçekleştirdiğini doğrulamaktadır. Modelde kullanılan üç fazlı gerilim kaynakları, transformatör sargı bağlantıları ve yük parametreleri sistemin kararlı çalışması açısından dikkatle belirlenmiştir.



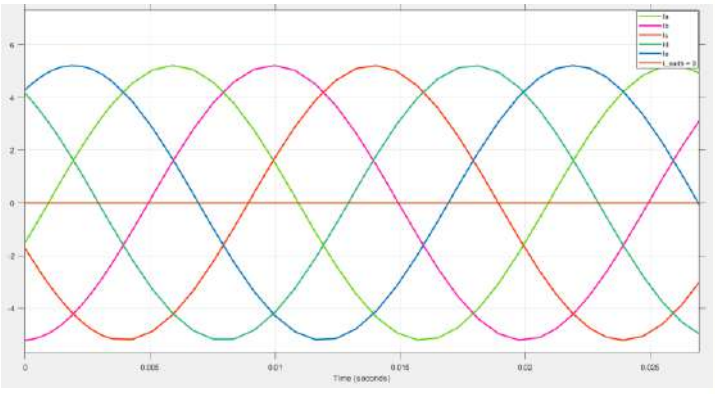
Şekil 2. Üç Fazlı Giriş Voltaj Dalga Formları



Şekil 3. Beş Fazlı Çıkış Voltaj Dalga Formları



Şekil 4. Üç Fazlı Giriş Akımı Dalga Formları



Şekil 5. Beş Fazlı Çıkış Akımı Dalga Formları

Tablo 1 Gerilim Kaynağı Parametreleri

Parametre	Kaynak A (Va)	Kaynak B (Vb)	Kaynak C (Vc)
Tepe Gerilim (V)	400	400	400
Faz Açısı (°)	0	-120	120
Frekans (Hz)	50	50	50

Modelde kullanılan çok sargılı transformatörlerin sargı uçlarına uygulanan gerilim değerleri aşağıda sunulmuştur.

Tablo 2 Transformatör Sargı Gerilimleri

Transformatör Bloku	Sargı Gerilimleri (Vrms)
Multi-Winding Transformer 1	400, 400, 187,6
Multi-Winding Transformer 2	400, 343.24, 271.49, 96.03
Multi-Winding Transformer 3	400, 343.24, 271.49, 96.03

Her çıkış fazına bağlanan seri RLC yüklerinin parametreleri aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 3 Yük (RLC) Parametreleri

Parametre	Değer
Nominal Gerilim (Vrms)	282.84
Frekans (Hz)	50
Aktif Güç (W)	10,000
Endüktif Reaktif Güç (var)	5000
Kapasitif Reaktif Güç (var)	0

Tablo 1'de, giriş kaynaklarına ait temel elektriksel büyüklükler verilmiştir. Her üç faz, 400 V tepe genliğinde, 50 Hz frekansta ve sırasıyla 0°, −120° ve +120° faz açılarıyla tanımlanmıştır. Bu yapı, sistemin girişinde dengeli bir üç fazlı besleme oluşturmakta ve dönüşümün doğru faz ilişkileriyle gerçekleşmesini sağlamaktadır. Tablo 2'de gösterilen çok sargılı transformatör blokları, giriş gerilimlerini belirli oranlarda dönüştürerek beş fazlı çıkış üretmektedir. Her bir transformatörde, sargı gerilimleri 400 V, 343.24 V, 271.49 V ve 96.03 V değerleriyle tanımlanmış; bu değerler beş faz arasında 72°'lik eşit faz farkı sağlayacak biçimde seçilmiştir.

Çıkış fazlarına bağlanan yükler ise Tablo 3'de verilmiştir. Her bir faz için 282.84 V nominal gerilim, 50 Hz frekans, 10 kW aktif güç ve 5 kvar endüktif reaktif güç değerleri kullanılmıştır. Bu parametreler, sistemin nominal çalışma koşullarında hem gerilim hem akım dengesinin korunmasını sağlamaktadır.

Belirlenen parametrelerle gerçekleştirilen simülasyon sonucunda, çıkış fazlarında dengeli genlik, kararlı frekans ve 72° faz farkı elde edilmiştir. Ayrıca, yüklerin endüktif karakteri sistemin güç faktörünü iyileştirirken fazlar arası akım dengesizliği veya gerilim dalgalanması gözlemlenmemiştir.

Tablo 4 Üç ve Beş Fazlı Sistemlerin Karşılaştırılması

Özellik	Üç Fazlı Sistem	Beş Fazlı Sistem
Faz Sayısı	3	5
Faz Açısı (°)	120°	72°
Hat Gerilimi – Faz Gerilimi İlişkisi	$VL = \sqrt{3} \times VPh$	$VL = 1.175 \times VPh$
Toplam Güç İlişkisi	$P = 3\ VPh\ IPh \cos Ø$	$P = 5\ VPh\ IPh \cos Ø$
Güç Aktarım Kapasitesi	Daha sınırlı	Üç fazlı sisteme göre yaklaşık 2.52 kat daha yüksek
Akım ve Gerilim Dengesi	Fazlar arası genlik farkı oluşabilir	Faz gerilimleri ve akımları dengeli, eşit genlikte elde edilmiştir
Dalga Formu	Temel bileşen ağırlıklı sinüzoidal yapı	Dalga formları ideal yapıya yakın, faz farkı 72° olarak korunmuştur

4. Tartışma

Bu çalışmada, üç fazlı bir şebekeden beş fazlı çıkış gerilimi elde etmek amacıyla MATLAB Simulink ortamında Simscape Power Systems kütüphanesi kullanılarak bir model geliştirilmiştir. Modelde çok sargılı transformatör bağlantıları, dinamik sistem elemanları ve gerilime bağlı reaktif güç kapasitesi limitleri dikkate alınarak kararlı durum yük akışı analizleri yapılmıştır. Simülasyon sonuçları, beş fazlı çıkışta her faz arasında yaklaşık 72° faz farkının korunduğunu, 400 V genlikte sinüzoidal ve dengeli bir gerilim yapısının elde edildiğini göstermektedir. Giriş-çıkış karakteristikleri ile akım-genlik uyumu, sistemin kararlı ve simetrik çalıştığını doğrulamaktadır. Gerilim regülasyonunun korunmuş olması ve toprak hattındaki akımın yok denecek kadar az ölçülmesi, sistemin dengeli ve doğru şekilde tasarlandığını ortaya koymuştur. Ayrıca, çok fazlı sistemlerin iletim kapasitesine sağladığı katkı simülasyon ortamında gözlemlenmiş, faz-faz mesafeleri de dâhil olmak üzere hat parametreleri hesaplanmış ve akım-güç ilişkileri detaylandırılmıştır. Elde edilen bulgular, beş fazlı sistemlerin iletim performansını artırma potansiyelini ortaya koyarken, gelecekte yapılacak çalışmalarda harmonik analiz, güç kalitesi, kompanzasyon teknikleri, koruma algoritmalarının geliştirilmesi ve geçici arıza senaryolarında sistem tepkisinin farklı koşullar altında incelenmesi gibi konuların ele alınması önerilmektedir. Beş fazlı sistemlerin uzun iletim hatlarında kullanımına ilişkin olarak, faz sayısının artması koruma sistemlerinin

seçiciliğini ve tepki süresini olumlu yönde etkileyebilecek bir faktördür. Ayrıca, güç akışının fazlar arasında daha dengeli dağılması kompanzasyon ihtiyacını azaltmakta ve gerilim regülasyonunun daha kararlı kalmasını sağlamaktadır. Bununla birlikte, faz sayısının artması sistemin donanım karmaşıklığını artırmakta ve kontrol algoritmalarının tasarımını zorlaştırmaktadır. Bu durum, uygun koruma rölelerinin seçilmesi ve aktif filtreleme yöntemlerinin uygulanmasıyla dengelenebilir. Beş fazlı sistemlerin özellikle uzun mesafeli enerji iletimi, yenilenebilir enerji entegrasyonu ve yüksek güçlü endüstriyel uygulamalarda sağlayabileceği avantajlar dikkate değerdir. Gelecekte yapılacak çalışmalarda, bu sistemlerin pratik uygulamalarda performanslarının deneysel olarak incelenmesi ve üç fazlı şebekelerle entegrasyon süreçlerinin optimizasyonu önerilmektedir. Ayrıca, beş fazlı iletimin üç fazlı geleneksel sistemlerle etkileşimi, özellikle üretim tesislerinin şebekeye entegrasyonu sırasında oluşabilecek gerilim regülasyonu problemleri açısından daha kapsamlı biçimde araştırılmalıdır.

5. Kaynaklar

[1] D. Basic, J. G. Zhu, and G. Boardman, “Transient performance study of brushless doubly fed twin stator generator,” IEEE Trans. Energy Convers., vol. 18, no. 3, pp. 400–408, Jul. 2003.

[2] G. K. Singh, “Self excited induction generator research- a survey,” Elect. Power Syst. Res., vol. 69, pp. 107–114, 2004.

[3] O. Ojo and I. E. Davidson, “PWM-VSI inverter-assisted stand-alone dual stator winding induction generator,” IEEE Trans Ind. Appl., vol. 36, no. 6, pp. 1604–1611, Nov./Dec. 2000.

[4] G. K. Singh, K. B. Yadav, and R. P. Saini, “Modelling and analysis of multiphase (six phase) self-excited induction generator,” in Proc. Eight Int. Conf. on Electric Machines and Systems, China, 2005, pp. 1922–1927.

[5] G. K. Singh, K. B. Yadav, and R. P. Sani, “Analysis of saturated multiphase (six-phase) self excited induction generator,” Int. J. Emerging Elect. Power Syst., Article 5, vol. 7, no. 2, Sep. 2006.

[6] G. K. Singh, K. B. Yadav, and R. P. Sani, “Capacitive self-excitation in six-phase induction generator for small hydro power-an experimental investigation,” presented at the IEEE Conf. Power Electronics, Drives and Energy Systems for Industrial Growth—2006 (PEDES-2006) PaperA-20. (CD-ROM), New Delhi, India, Dec. 12–15, 2006.

[7] G. K. Singh, “Modelling and experimental analysis of a self excited six-phase induction generator for stand alone renewable energy generation,” Renew. Energy, vol. 33, no. 7, pp. 1605–162, Jul. 2008.

[8] S. Choi, B. S. Lee, and P. N. Enjeti, “New 24-pulse diode rectifier systems for utility interface of high power ac motor drives,” IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 33, no. 2, pp. 531–541, Mar./Apr. 1997.

[9] V. Garg, B. Singh, and G. Bhuvaneswari, “A tapped star connected autotransformer based 24-Pulse AC-DC converter for power quality improvement in induction motor drives,” Int. J. Emerging Electric Power Syst. Article 2, vol. 7, no. 4, 2006.

[10] V. Garg, B. Singh, and G. Bhuvaneswari, “A 24 pulse AC-DC converter employing a pulse doubling technique for vector controlled induction motor drives,” Inst. Electron. Telecommun. Eng. J. Res., vol. 54, no. 4, pp. 314–322, 2008.

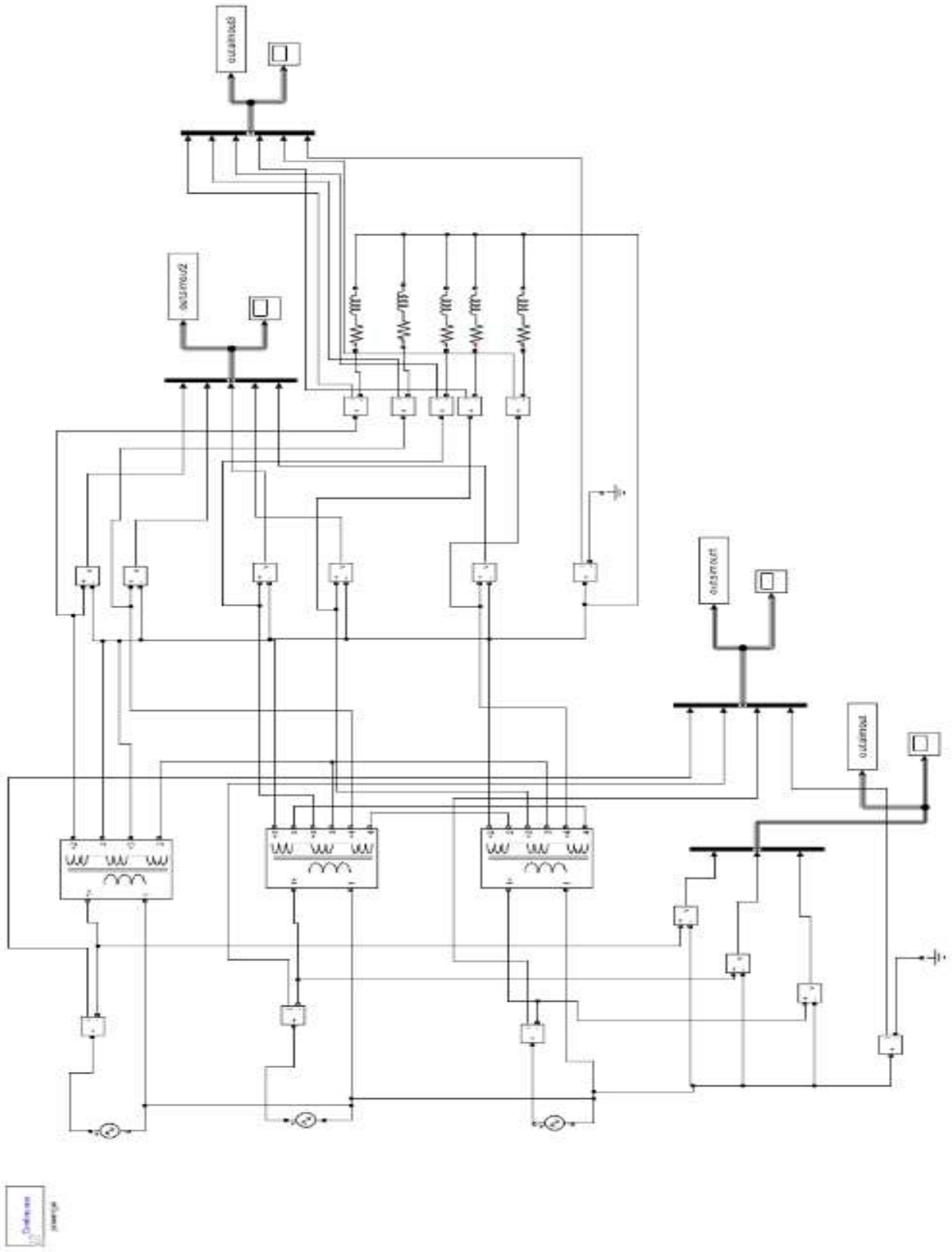
[11] B. Singh and S. Gairola, “An autotransformer based 36 pulse controlled AC-DC converter,” Inst. Electron. Telecommun. Eng. J. Res., vol. 54, no. 4, pp. 255–262, 2008.

[12] C. Portela, L. Member, ve M. Aredes, “Very Long Distance Transmission”.

[13] K. P. P. Rao, T. H. H. Kumar, ve I. Raghunadh, “A Narrative Approach to Five Phase Transmission System”, c. 2, sy 06, 2016.

[14] A. Iqbal, S. Moinuddin, M. R. Khan, Sk. M. Ahmed, ve H. Abu-Rub, “A Novel Three-Phase to Five-Phase Transformation Using a Special Transformer Connection”, *IEEE Trans. Power Delivery*, c. 25, sy 3, ss. 1637-1644, Tem. 2010, doi: 10.1109/TPWRD.2010.2042307.

[15] N. B. Bhatt, S. S. Venkata, W. C. Guyker, ve W. H. Booth, “Six-phase (multi-phase) power transmission systems: Fault analysis”, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, c. 96, sy 3, ss. 758-767, May. 1977, doi: 10.1109/T-PAS.1977.32389.



***EK*-1.** Simulink Modeli Genel Görünümü

Sonlu Elemanlar Yöntemiyle Al–Cu Bimetalik Baralarda Akım Kaynaklı Isıl Davranışının İncelenmesi

Investigation of Current-Induced Thermal Behavior in Al–Cu Bimetallic Busbars Using the Finite Element Method

Baran Karahan[1], Hüseyin Alptekin[1], Omran Alabedalkhamıs[1],

İbrahim İdiz[1], Nur Hasan Adıgüzel[1], Enver Ediz Erol[1], Sercan Toptancı[1]

[1]EFG Elektrik Enerji A.Ş-Araştırma ve Geliştirme Merkezi

brnkrhn27@gmail.com , hsynalptkn21@gmail.com, omran.khamis@gmail.com , İbrahimidiz.eem@gmail.com , hasanadqzl@gmail.com ,enveredizerol@outlook.com ,sercantoptanci@gmail.com

Özet

Alüminyum-bakır (Al–Cu) bimetal baralar, bakırın yüksek elektriksel ve termal iletkenliği ile alüminyumun düşük yoğunluk, hafiflik ve yüksek korozyon direnci gibi avantajlarını bir araya getirerek elektrik iletim ve dağıtım sektörlerinde önemli bir çözüm olarak öne çıkmaktadır. Ancak alternatif akımda ortaya çıkan deri etkisi, akımın büyük oranda iletkenin yüzeyinde yoğunlaşmasına neden olmakta ve özellikle bakır tabakası ince olan bimetallerde yüksek ısınma riskleri oluşturmaktadır. Bu çalışmada sonlu elemanlar yöntemi (SEY) kullanılarak farklı bakır oranlarına ve kesit boyutlarına sahip bimetal baraların elektriksel ve termal davranışları simüle ve analiz edilip sayısal olarak incelenmiştir. Simülasyonlarda, akım yoğunluğu dağılımı, ısınma davranışları ve omik kayıpları dikkate alınmış; ayrıca bakır oranının ve kesit alanının sistemin ısıl performansına etkisi değerlendirilmiştir. Analizler, düşük bakır oranına sahip numunelerde akım yoğunluğunun bakır tabakasında yoğunlaşarak yüksek ısınmaya sebep olduğunu göstermiştir. Bu durum bimetallerin verimliliği etkilemiştir. Öte yandan, bakır oranı yükseldikçe akım yoğunluğu daha homojen dağılmış, sıcaklık artışı minimize edilmiş ve enerji kayıpları azalmıştır. Kesit alanı daha büyük olan baralarda ise ısınma miktarının daha düşük olduğu belirlenmiştir. Çalışmanın önemli bir sonucu olarak, %30 bakır içeren 40×6 mm boyutundaki bimetal baranın, 40×5 mm saf bakır barayla benzer performans sergilediği görülmüştür. Bu bulgular, optimum bakır–alüminyum oranının ve uygun kesit alanının belirlenmesinin enerji verimliliği açısından kritik bir tasarım parametresi olduğunu ortaya koymaktadır.

Anahtar kelimeler: *Al–Cu bimetal, deri etkisi, sonlu elemanlar yöntemi, akım yoğunluğu, termal analiz.*

Abstract

Aluminum–copper (Al–Cu) bimetallic busbars combine the high electrical and thermal conductivity of copper with the low density, light weight, and high corrosion resistance of aluminum, making them an important solution in the power transmission and distribution sector. However, under alternating current (AC) conditions, the skin effect causes the current to concentrate near the surface, which creates significant overheating risks, particularly in bimetals with thin copper layers. In this study, the electrical and thermal behavior of bimetallic busbars with different copper ratios and cross-sectional dimensions was simulated and numerically analyzed using the finite element method (FEM). The simulations considered current

density distribution, heating behavior, and Ohmic losses, while also evaluating the effects of copper ratio and cross-sectional area on the thermal performance of the system. The analyses showed that in samples with low copper content, the current density concentrated in the copper layer, leading to excessive heating. This negatively affected the efficiency of the bimetals. On the other hand, as the copper ratio increased, the current density distribution became more homogeneous, temperature rise was minimized, and energy losses were reduced. It was also determined that busbars with larger cross-sectional areas exhibited lower heating levels. An important outcome of the study is that a 40×6 mm bimetal busbar with 30% copper content demonstrated comparable performance to a 40×5 mm pure copper busbar. These findings reveal that determining the optimum copper–aluminum ratio and selecting an appropriate cross-sectional area are critical design parameters for ensuring energy efficiency.

Keywords: *Al–Cu bimetal, skin effect, finite element method, current density, thermal analysis.*

1. Giriş

Bimetal adı verilen kompozit malzeme, iki farklı metal veya metal alaşımından oluşur. Ayrı katmanlar oluşturarak, bu metaller ürünün mekanik özelliklerini iyileştiren metalurjik bir bağlantı kurar [1-4]. Bimetal üretiminin amacı, her bir metalin kendi özelliklerini koruduğu entegre bileşenler oluşturmaktır [5]. Bimetalik kompozit malzemeler, tek metalli örneklerle mümkün olmayan ek malzeme özellikleri sunduğu için, son yıllarda çeşitli endüstrilerde kullanımı büyük ölçüde artmıştır. Yüksek iletkenlik ve düşük korozyon gibi avantajların yanı sıra hafif olmaları sayesinde, iki veya daha fazla metal katmanından oluşan bimetalik kompozit malzemeler; elektronik, gemi inşası, otomotiv ve havacılık gibi birçok endüstride kullanılmaktadır [6-8]. Elektrik mühendisliği ve elektrik enerjisi sektörlerinde kullanılmak üzere, yüksek elektrik iletkenliği, düşük yoğunluk, yüksek mekanik dayanım ve belirli bir plastik deformasyon kapasitesi sunan yeni bir malzemenin geliştirilmesi, önemli bir bilimsel zorluk olarak kabul edilmektedir. Bu tür bir malzemenin geliştirilmesinde bakır ve alüminyum kaplamalı kompozitlerin temel oluşturabileceği öngörülmektedir [9-10]. Bakırın üstün elektriksel ve termal iletkenliği ile alüminyumun düşük yoğunluğu, hafifliği ve yüksek korozyon direnci sayesinde alüminyum-bakır (Al/Cu) bimetal özellikle tercih edilmektedir. Benzer elektriksel ve termal performans sunan bu kombinasyon, ağırlıkta %40'a ve maliyette %60'a varan tasarruf sağlayabilmektedir [11-12].

Elektrik iletkenlerinin performansını etkileyen faktörler yalnızca malzeme özellikleri değildir. Akım türü, frekans, iletkenin geometrik boyutları ve çalışma koşulları da akımın iletim şeklini etkiler. Bu faktörlerin kombinasyonu, özellikle alternatif akım koşullarında, iletkenin kesiti boyunca akım yoğunluğunun homojen dağılmadığını gösterir. Deri etkisi, alternatif akımın iletken içinde yayılma eğiliminden kaynaklanmakta olup, akım yoğunluğu iletkenin yüzeyinde en yüksek değere ulaşmakta ve iç kısımlara doğru azalmaktadır [13-18]. Frekans arttıkça ve iletken kalınlığı büyüdükçe bu etki daha belirgin hale gelmektedir. Düşük frekanslarda dahi, büyük kesit alanına sahip yüksek akım iletkenlerinde akım yoğunluğu düzensiz bir dağılım göstermektedir. İletkenin dış yüzeyi ile "derinlik" olarak adlandırılan seviyeye kadar olan bölgede, elektrik akımı esas olarak yüzeyden akmaktadır [13].

Sonuç olarak, alüminyum-bakır bimetallerde bakır tabakasının ince olması, toplam iletkenlik üzerinde sınırlı bir etkiye sahip gibi görünse de deri etkisi nedeniyle alternatif akım yüzeyde yoğunlaşır. Bu durum, bakır oranı düşük olsa bile yüzeydeki akım yoğunluğunu artırır ve bu da yüzeyin ısınma riskini artırır. Dolayısıyla, akım verildiğinde bimetal bara üzerinde oluşan sıcaklık dağılımının belirlenmesi, bu tür iletkenlerin güvenli ve verimli olmasını sağlamak için çok önemlidir. Bu amaçla gerçekleştirilecek modelleme ve simülasyon çalışmaları, ideal bakır-alüminyum oranını bulmak için temel bir araç olacaktır. Bu çalışmada, alternatif akım altında meydana gelen omik ısınmasının ve deri etkisinin farklı bakır oranlarına sahip Al–Cu bimetal bara numunelerinde ısıl performansa etkisi sayısal olarak incelenmiştir.

2. Materyal ve Metot

Bu çalışmada elde edilen sonuçlar, çoklu fizik problemlerini çözebilen açık kaynak sonlu elemanlar yazılımı Elmer FEM ile elde edilmiştir.

2.1. Geometri ve Numune Özellikleri

Simülasyonlarda kullanılan bimetal baranın kesitleri, endüstride sık kullanılan boyutlardan biri baz alınarak modellenmiştir. Numuneler dikdörtgen kesitli olup genişlik tüm modellerde 40 mm olarak belirlenmiştir. Kalınlık ise 5 mm ve 6 mm olarak seçilmiş ve buna bağlı olarak kesit alanı sırasıyla 200 mm² ve 240 mm² olmuştur. Bakır ve alüminyum tabakalar, birbirine paralel olarak modellenmiş; bakır dış katmanda, alüminyum

tabaka iç katmanda yer alacak şekilde modelleme yapılmıştır. Bakır tabaka oranı hacimsel olarak %20 ile %100 arasında değiştirilerek 4 adet 5mm ve 4 adet 6mm olmak üzere toplam sekiz farklı numune oluşturulmuştur. Bu yaklaşım, farklı bakır oranlarının akım yoğunluğu ve ısıl performans üzerindeki etkilerini araştırmaya ve yorumlamaya imkân sunmaktadır. Numunelerin geometrik özellikleri ve bakır oranları Tablo 1'de listelenmiştir.

Tablo 1. Numunelerin geometrik parametreleri

Numune Adı	Genişlik (mm)	Kalınlık (mm)	Kesit Alanı (mm)	Bakır oranı (%)
20Cu-1	40	5	200	20
30Cu-1	40	5	200	30
40Cu-1	40	5	200	40
100Cu-1	40	5	200	100
20Cu-2	40	6	240	20
25Cu-2	40	6	240	25
30Cu-2	40	6	240	30
100Cu-2	40	6	240	100

2.2. Malzeme Özellikleri

Bakır ve alüminyumun malzeme özellikleri Elmer FEM ortamına doğrudan tanımlanmıştır. Elektrik iletkenliği (σ), ısıl iletkenlik (k), yoğunluk (ρ), özgül ısı kapasitesi (C_p) ve bağıl geçirgenlik (ε_r) değerleri Tablo 2'de gösterilmiştir. Bakırın yüksek elektrik iletkenliği ($5{,}998\times10^7$ S/m) ve yüksek ısıl iletkenliği (400 W/m·K) deri etkisi altında akımın yoğunlaştığı yüzey bölgelerinde ısı iletimini kolaylaştırırken; alüminyumun düşük yoğunluğu (2700 kg/m³) ve yüksek özgül ısı kapasitesi (903 J/kg·K) ısının kütleye yayılımını etkilemektedir. Bu farklılıkların modellenmesi, özellikle bimetal yapılarda sıcaklık dağılımının tespit edilmesi açısından kritik önem taşımaktadır.

Tablo 2. Bakır ve Alüminyum Malzeme Özellikleri

Özellik	Bakır (Cu)	Alüminyum (Al)	Birim
Elektrik iletkenliği	$5{,}998\times10^7$	$3{,}7\times10^7$	S/m
Isıl iletkenlik	400	235	W/m·K
Yoğunluk	8960	2700	kg/m³
Özgül ısı kapasitesi	385	903	J/kg·K
Bağıl geçirgenlik	1	1	-

2.3. Simülasyon Parametreleri

Simülasyon senaryolarında, bimetal bara uçlarına 520A alternatif akım uygulanmıştır. Yüzey özellikleri tanımlanırken, bakır yüzey için emisivite değeri 0,03, alüminyum yüzey için ise 0,04 olarak belirlenmiştir [19]. Ortam sıcaklığı 25 °C olarak sabitlenmiştir. Doğal taşınım katsayısı 8,65 W/m²·K değerinde alınmıştır [20] (Tablo 3.).

Tablo 3. Simülasyon Parametreleri

Parametre	Değer	Birim
Uygulanan akım	520	A
Bakır yüzey emisivitesi	0.03	-
Alüminyum yüzey emisivitesi	0.04	-
Doğal taşınım katsayıları	8,65	W/m²·K
Ortam sıcaklığı	25	°C

Isı transferi analizinde hem iletim hem de taşınım mekanizmaları dikkate alınmıştır. Ayrıca modele yüzey emisivitesi ve radyasyon etkiside dahil edilmiştir. Bu yöntem, özellikle yüzey sıcaklığının yüksek olduğu durumlarda gerçekçi sonuçlar sağlar.

Elektriksel analiz aşamasında, iletken içerisindeki akım yoğunluğu dağılımı belirlenmiştir. Hesaplanan omik kayıpları ise hacimsel ısı kaynağı olarak ısıl analizde kullanılmıştır. Böylece, kararlı durum sıcaklık profilleri elde edilmiş ve bakır oranındaki değişimin ısıl performans üzerindeki etkisi açık bir şekilde ortaya konulmuştur.

2.4. Simülasyon Senaryoları

Çalışmada, Tablo 1'de listelenen sekiz farklı bakır oranına sahip numune ayrı ayrı modellenmiştir. Tüm numuneler için elektriksel ve termal sınır koşulları sabit olup, yalnızca bakır katmanının kalınlığı 5mm ve 6mm için simülasyon senaryoları yapılmıştır. Böylece, deri etkisi nedeniyle akımın yoğunlaştığı yüzey tabakasındaki bakır miktarının, ısınma ve sıcaklık dağılımı üzerindeki etkisi sayısal olarak ortaya konulmuştur.

3. Simülasyon Analizi Değerlendirmeleri

Bu bölümde, farklı bakır oranlarına ve kesit alanlarına sahip Al–Cu bimetal baralarla ilgili Elmer FEM yazılımı üzerinden yapılan sonlu elemanlar analizleri sonucunda elde edilen verilerle değerlendirilmeler yapılmıştır. Simülasyon sonuçları Tablo 4'te listelenmiştir.

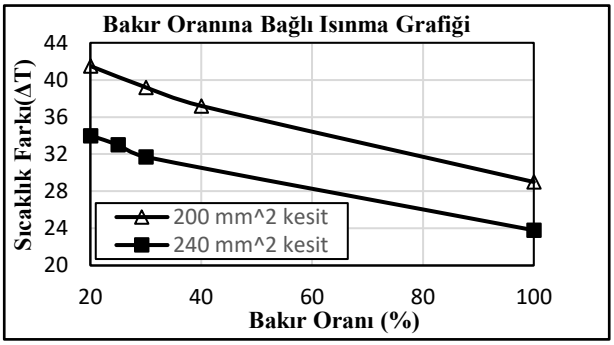
CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

Tablo 4. Sonlu elemanlar yöntemi analizi sonuçları

Numune Adı	Kesit Alanı (mm^2)	Bakır oranı (%)	Sıcaklık Farkı (ΔT)	Akım yoğunluğu (Cu) (A/mm^2)	Akım yoğunluğu (Al) (A/mm^2)
20Cu-1	200	20	41,5	3,82	2,36
30Cu-1	200	30	39,2	3,61	2,23
40Cu-1	200	40	37,2	3,43	2,11
100Cu-1	200	100	29	2,67	0
20Cu-2	240	20	34	3,19	1,97
25Cu-2	240	25	33	3,1	1,91
30Cu-2	240	30	31,7	2,99	1,88
100Cu-2	240	100	23,8	2,24	0

3.1. Sıcaklık Analizi

Tablo 4 ve Şekil 1'de görüldüğü üzere, bakır oranı arttıkça sıcaklık farkı değerlerinde belirgin bir azalma meydana gelmiştir. 20Cu-1 numunesinde sıcaklık farkı 41,5 K iken, 100Cu-1 numunesinde bu değer 29,2 K'ye düşmüştür. Benzer şekilde 20Cu-2 numunesinde sıcaklık farkı 34,8 K, 100Cu-2 numunesinde ise 23,8 K olarak hesaplanmıştır. 30Cu-2 numunesindeki ısınma 31,7 K olduğu saptanmış. Bu değerin 100Cu-1 numunesindeki ısınmaya çok yakın olduğu saptanmıştır. Bu sonuç, yüksek elektriksel iletkenliği sayesinde bakırın omik kayıplarını azalttığını ve ısıl performansı iyileştirdiğini göstermektedir. Ayrıca, kesit alanı daha büyük olan numunelerde sıcaklık değerleri daha düşük çıkmıştır. Dolayısıyla 100Cu-1 numunesinin yerine 30Cu-2 numunesinin, ısınma analizi açısından yakın değerlerde olduğundan dolayı kullanılabilirliği gözlemlenmektedir.

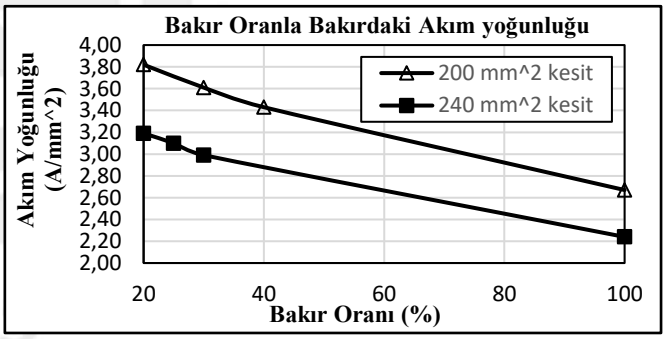


Şekil 1. Bakır oranına bağlı ısınma grafiği

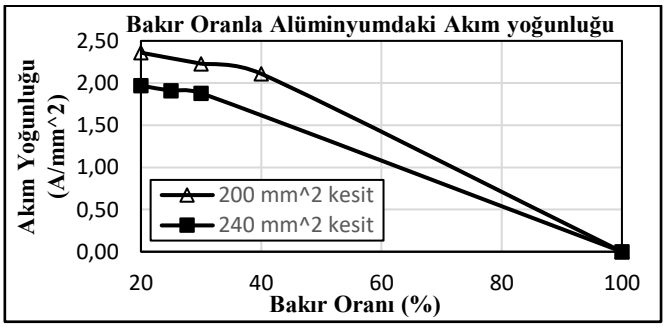
3.2. Akım Yoğunluğu Dağılımı

Şekil 2, Şekil 3 ve Tablo 4 incelendiğinde, bakır oranı arttıkça bakır ve alüminyum tabakasındaki akım yoğunluğunun azaldığı görülmektedir. Örneğin, 20Cu -1 numunesinde bakır akım yoğunluğu 3,82 A/mm^2 iken, bu değer 100Cu-1 numunesinde ise 2,67 A/mm^2'ye düşmüştür. Buna karşılık, aynı numunelerde alüminyum tabakasındaki akım yoğunluğu 20Cu-1'de 2,36 A/mm^2

İken, 40Cu-1'de 2,11 A/mm^2'ye gerilemiştir. Bu eğilim, akımın yüksek iletkenlikten dolayı büyük oranda bakır üzerinden geçtiğini açıkça ortaya koymaktadır. Ayrıca, kesit alanı daha büyük olan numunelerde akım yoğunluğu daha düşük çıkmıştır. Bu nedenle ısınma analizinden çıkarılan sonuçla birlikte akım yoğunluğunda da 100Cu-1 numunesinin yerine 30Cu-2 numunesinin kullanılabilirliği gözlemlenmektedir.



Şekil 2. Bakır oranına bağlı bakırdaki akım yoğunluğu



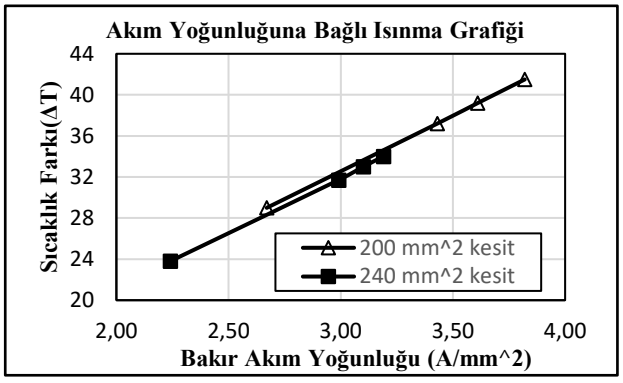
Şekil 3. Bakır oranına bağlı alüminyumdaki akım yoğunluğu

3.3. Sıcaklık–Akım Yoğunluğu İlişkisi

Şekil 4 bakır tabakasındaki akım yoğunluğu ile sıcaklık farkı arasındaki ilişkiyi göstermektedir. Analiz sonuçları, yüzeydeki akım yoğunluğunun artmasıyla sıcaklık farkının doğrudan yükseldiğini ortaya koymaktadır.

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

Özellikle düşük bakır oranlarında, bakır tabakasında yoğunlaşan akım nedeniyle omik kayıpları ve ısınma miktarı artmıştır. Bakır oranı arttığında ise akım yoğunluğu düşmüş, buna bağlı olarak sıcaklık farkı azalmıştır.



Şekil 4. Bakır akım yoğunluğuna bağlı sıcaklık farkı

4. Genel Değerlendirme ve Sonuçlar

Elde edilen verilere göre, Al–Cu bimetal baralarda bakır oranı ve kesit alanının elektriksel ve ısıl performans üzerinde kritik etkiye sahip olduğunu göstermektedir. Bakır tabakalarında deri etkisi nedeniyle akım yoğunluğu yüzeyde yoğunlaşmakta ve bu durum ısınmayı artırmaktadır. Ancak, bakır oranının yükseltilmesi ve kesit alanının artırılması ile hem akım yoğunluğu daha dengeli dağılmakta hem de sıcaklık artışı optimize edilmektedir. Bu bulgular, yüksek ve alçak gerilim uygulamalarında optimum bakır–alüminyum oranının belirlenmesinin verimlilik açısından önemli olduğunu göstermektedir.

Bu çalışmada gerçekleştirilen simülasyon analizlerine göre Al–Cu bimetal baralarda akım yoğunluğu ve ısıl davranışların bakır tabakası kalınlığına ve toplam kesit alanına bağlı olduğunu açıkça ortaya koymuştur. Yapılan analizlere göre, bakır oranı düşük olduğunda bimetal baralarda akım yoğunluğunun bakır tabakasında yoğunlaştığı ve bunun sonucunda sıcaklık artışının daha belirgin olduğu görülmüştür. Grafiklerde de açıkça görüldüğü üzere, bakır oranının artmasıyla birlikte akım yoğunluğu azalmakta dolayısıyla omik kayıpları da azalmakta ve iletkenin genel sıcaklık seviyesi düşmektedir.

Sonuçlar değerlendirildiğinde, 30Cu-2 numunesi boyutlarındaki bimetal bara 100Cu-1 numunesi ile benzer termal ve elektriksel performans sergileyebildiğini göstermektedir. Bu durum, deri etkisinin akımı yüzeyde yoğunlaştırması sayesinde, görece düşük bakır kullanımına rağmen istenen akım yoğunluğu ve termal denge koşullarının sağlanabildiğini ortaya koymaktadır. Ayrıca, kesit alanının artmasının akım yoğunluğunu azalttığı ve sıcaklık dağılımını iyileştirdiği de elde edilen veriler ile doğrulanmıştır.

Sonuç olarak, yalnızca malzeme seçimi değil, aynı zamanda bakır–alüminyum oranı ve kesit geometrisi de bimetal baraların güvenli ve verimli çalışmasında belirleyici rol oynamaktadır. Bu bulgular, özellikle yüksek ve alçak gerilim altında çalışan sistemlerde bakır tüketimini azaltarak maliyet avantajı sağlarken, verimli bimetal tasarımlarının mümkün olduğunu göstermektedir.

5. Kaynaklar

[1] Liu, T., Wang, Q., Sui, Y., Wang, Q., & Ding, W. (2016). An investigation into interface formation and mechanical properties of aluminum–copper bimetal by squeeze casting. *Materials & Design*, *89*, 1137-1146.

[2] Zhang, H., Chen, Y., & Luo, A. A. (2014). A novel aluminum surface treatment for improved bonding in magnesium/aluminum bimetallic castings. *Scripta Materialia*, *86*, 52-55.

[3] Lee, K. S., & Yong-Nam, K. W. O. N. (2013). Solid-state bonding between Al and Cu by vacuum hot pressing. *Transactions of Nonferrous Metals Society of China*, *23*(2), 341-346.

[4] Lee, T. H., Lee, Y. J., Park, K. T., Nersisyan, H. H., Jeong, H. G., & Lee, J. H. (2013). Controlling Al/Cu composite diffusion layer during hydrostatic extrusion by using colloidal Ag. *Journal of Materials Processing Technology*, *213*(3), 487-494.

[5] Nazari, J., Yousefi, M., Kerahroodi, M. A., Mofrad, N. B., & Abhari, S. A. (2015). Production of copper-aluminum bimetal by using centrifugal casting and evaluation of metal interface. *International Journal of Materials Lifetime*, *1*(1), 20-28.

[6] Shayanpoor, A. A., & Ashtiani, H. R. R. (2023). Constitutive model for hot deformation behaviors of Al/Cu bimetal composites based on their components. *Transactions of Nonferrous Metals Society of China*, *33*(12), 3641-3660.

[7] Khosravifard, A., & Ebrahimi, R. (2010). Investigation of parameters affecting interface strength in Al/Cu clad bimetal rod extrusion process. *Materials & Design*, *31*(1), 493-499.

[8] Shayanpoor, A. A., & Ashtiani, H. R. (2022). Microstructural and mechanical investigations of powder reinforced interface layer of hot extruded Al/Cu bimetallic composite rods. *Journal of Manufacturing Processes*, *77*, 313-328.

[9] I.-K. Kim and S. I. Hong, "Influence of heat treatment on the bending behavior of tri-layered Cu/Al/Cu composite plates," Mater. Design. 47, 590–598 (2013).

[10] Rogachev, S. O., Sundeev, R. V., Andreev, V. A., Yusupov, V. S., Khatkevich, V. M., Nikolaev, E. V., & Bondareva, S. A. (2022). Mechanical behavior of a copper–aluminum clad composite material during rotary forging. *Russian Metallurgy (Metally)*, *2022*(4), 332-338.

[11] Xia, C., Li, Y., Puchkov, U. A., Gerasimov, S. A., & Wang, J. (2008). Microstructure and phase constitution near the interface of Cu/Al vacuum brazing using Al–Si filler metal. *Vacuum*, *82*(8), 799-804.

[12] Sheng, L. Y., Yang, F., Xi, T. F., Lai, C., & Ye, H. Q. (2011). Influence of heat treatment on interface of Cu/Al bimetal composite fabricated by cold rolling. *Composites Part B: Engineering*, *42*(6), 1468-1473.

[13] Kim, W. N., & Hong, S. I. (2016). Interactive deformation and enhanced ductility of tri-layered Cu/Al/Cu clad composite. *Materials Science and Engineering: A*, *651*, 976-986.
[14] Zhang, C., Shao, J., Ding, Y., Han, Y., Zong, L., & Fu, L. (2024, September). Research and Application Progress of Copper-Clad Aluminum Composites for Electrical Equipment. In *Annual Conference of China Electrotechnical Society* (pp. 717-734). Singapore: Springer Nature Singapore.
[15] Raičević, N., Vučković, A., Perić, M., & Aleksić, S. (2021). Influence of skin effect on the calculation of busbar systems having rectangular cross section. *Facta Universitatis, Series: Automatic Control and Robotics*, *20*(1), 057-073.
[16] Wang, B., Jia, X., Yang, J., & Wang, Q. (2022). Numerical study on temperature rise and structure optimization for a three-phase gas insulated switchgear busbar chamber. *Energy*, *254*, 124463.
[17] Narayan, R., & Brousseau, J. (2024, August). Flexible Busbar Solution for High Current Density Applications. In *2024 IEEE International Communications Energy Conference (INTELEC)* (pp. 1-6). IEEE.
[18] Jabłoński, P., Kusiak, D., & Szczegielniak, T. (2020). Analytical-numerical approach to the skin and proximity effect in lines with round parallel wires. *Energies*, *13*(24), 6716.
[19] Gözel, H. T., Cesur, İ., & Şahnalı, C. K. (2022). Al-Cu Bimetalik Kompozit Hammaddesinin Elektrik Anahtarlarındaki Isınma Karakteristiğinin İncelenmesi. *Afyon Kocatepe Üniversitesi Fen ve Mühendislik Bilimleri Dergisi*, *22*(6), 1483-1502.
[20] Yakut, A. K., Selbaş, R., & Yakut, M. Z. (2022). *Mühendislikte ısı transferi*. Isparta Uygulamalı Bilimler Üniversitesi Yayınları. https://kutuphane.isparta.edu.tr/?mode=e-kitaplar.

Buz Yüküyle Mücadelede Yeni Bir Yaklaşım Önerisi: Lidar ve Lazer Donanımlı Otonom İHA

A New Concept for Ice Load Mitigation: LiDAR and Laser-Enabled Autonomous UAV

Faik Delibalta[1],Levent Gökrem[2], Fatih Kaymak[1], Mustafa Çelikpençe[1]

[1]Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş., Ar-Ge Merkezi
Faik.Delibalta@dedas.com.tr, Fatih.Kaymak@dedas.com.tr, mustafa.celikpence@fbu.edu.tr

[2]Tokat Gaziosmanpaşa Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü
Levent.Gokrem@gop.edu.tr

Özet

Enerji iletim hatlarında kış aylarında oluşan buz yükü, şebeke güvenliği ve enerji arz sürekliliğini tehdit eden önemli bir sorundur. İletkenlerdeki buzlanma; sarkma, deformasyon ve kopmalara yol açarak ekonomik kayıplara ve uzun süreli kesintilere neden olmaktadır. Geleneksel yöntemler (ısıtma, mekanik temizleme, helikopter müdahalesi vb.) yüksek maliyet ve güvenlik riskleri nedeniyle sınırlı etkinlik göstermektedir.

Bu çalışmada, enerji iletim hatlarındaki buz yükünü tespit ve bertaraf edebilen, ayrıca enerji hattı üzerinden kendini şarj edebilen otonom bir insansız hava aracı (İHA) sistemi için kavramsal bir tasarım önerilmektedir. Sistem; yaklaşık 200 m menzilli lidar sensörüyle üç boyutlu buz tespiti, 50–100 W gücünde ve 1064 nm dalga boyunda çalışan Nd:YAG lazer modülüyle bertaraf, GNSS ve MPC tabanlı rota takibi, görüntü işleme ile doğrulama ve enerji hattı üzerinden temaslı veya kablosuz enerji aktarımıyla şarj bileşenlerinden oluşmaktadır.

Bu konsept, literatürde ayrı ayrı incelenmiş teknolojilerin bütünleşik bir platformda uygulanmasına yönelik teorik bir çerçeve sunmakta ve gelecekte yapılacak simülasyon, prototip ve saha testleri için teknik bir temel oluşturmaktadır.

Anahtar kelimeler: *Buz yükü, Enerji iletim hatları, Lazerle buz bertarafı, Lidar sensörü, Otonom sistemler.*

Abstract

Ice accumulation on power transmission lines poses a serious threat to grid reliability and energy continuity. Ice buildup causes sagging, deformation, and line breakages, leading to major outages and economic losses. Conventional de-icing methods, such as heating or mechanical and helicopter operations, remain costly, risky, and inefficient.

This study proposes a conceptual design of an autonomous unmanned aerial vehicle (UAV) system capable of detecting and removing ice loads, with an integrated mechanism for in-situ recharging from transmission lines. The system combines a LiDAR sensor (≈200 m range) for 3D ice detection, a 50–100 W Nd:YAG laser (1064 nm) for targeted melting, GNSS and MPC-based navigation, image processing for verification, and both contact and wireless charging options.

The proposed concept provides a theoretical framework that integrates technologies rarely explored together in the literature, offering an autonomous, efficient, and sustainable solution for ice load mitigation and serving as a foundation for future prototype and field studies.

Keywords: *Ice load, Laser-based de-icing, Lidar sensor, Power transmission lines, Unmanned aerial vehicle (UAV).*

1. Giriş

Enerji iletim hatları, modern toplumların enerji arz güvenliğini sağlayan kritik altyapılar arasında yer almaktadır. Ancak özellikle kış aylarında, atmosferik buzlanma ve kar yükleri hatların güvenliğini ciddi biçimde tehdit etmektedir. İletkenler üzerinde meydana gelen buz yükü; sarkma, salınım (galloping), direklerde deformasyon ve hatta hat kopmalarıyla sonuçlanabilmekte, bu durum hem ciddi ekonomik kayıplara hem de uzun süreli elektrik kesintilerine yol açmaktadır [1], [2]. Nitekim Kanada, Çin ve Kuzey Avrupa'da yaşanan geçmiş büyük buz fırtınaları, milyonlarca abonenin günler hatta haftalarca enerjisiz kalmasına sebep olmuş ve milyarlarca dolarlık zarar doğurmuştur [1], [3], [4].

Buz yüküyle mücadelede geleneksel yöntemler arasında Joule etkisiyle ısıtma, mekanik temizleme, helikopter veya insanlı hava araçları ile müdahale gibi teknikler yer almakta; ancak bu yöntemlerin çoğu yüksek maliyet, sınırlı etkinlik ve iş güvenliği riskleri nedeniyle dezavantajlıdır [2], [3], [4]. Örneğin kısa devre yoluyla gerçekleştirilen Joule ısıtma yöntemleri yüksek gerilimli hatlarda uygulanabilir olsa da yüksek enerji gereksinimi ve ekipman ömrünü kısaltma riski taşımaktadır [3], [4]. Benzer şekilde mekanik yöntemler ve helikopter destekli operasyonlar, iş gücü yoğunluğu ve personel güvenliği açısından sınırlayıcıdır [2], [3]. Bu nedenle, daha yenilikçi, otonom ve düşük maliyetli çözümler geliştirilmesi kritik önem taşımaktadır.

Son yıllarda insansız hava araçları (İHA), lidar sensörleri ve lazer tabanlı sistemler, enerji iletim hatlarının denetiminde ve modellemesinde önemli alternatifler olarak öne çıkmaktadır [5],[6]. Lidar sensörleri iletim hatlarının üç boyutlu modellenmesine ve buz yüklerinin hassas şekilde tespitine imkân tanımakta; İHA'lar ise özellikle sarp arazilerde veya insan erişiminin zor olduğu bölgelerde hızlı ve güvenli denetim sağlamaktadır [6],[7]. Bununla birlikte, mevcut sistemlerin çoğu yalnızca tespit odaklı olup, buzun etkin biçimde bertaraf edilmesinde sınırlı kalmaktadır [4], [5], [8].

Bu bağlamda, bu çalışma hem buz yükünü tespit hem de lazer tabanlı sistemlerle etkin biçimde bertaraf edebilen, ayrıca enerji hattı üzerinden kendini şarj edebilen yenilikçi ve otonom bir İHA konsepti önermektedir. Önerilen sistem, lidar sensörleri ile buzlanmayı üç boyutlu olarak algılamakta, yüksek güçlü lazer modülü ile hedef odaklı buz eritme işlemi gerçekleştirmekte ve GNSS tabanlı otonom navigasyon ile önceden tanımlı güzergâhlarda görev yapabilmektedir. Böylelikle, enerji iletim hatlarında buz yükünün neden olduğu riskler azaltılarak şebeke sürekliliği artırılmakta, bakım maliyetleri düşürülmekte ve altyapı güvenliği yeni bir seviyeye taşınmaktadır.

2. Literatür Taraması

Enerji iletim hatlarındaki buz yükü sorunu uzun süredir araştırılmaktadır. Makkonen [1], buzlanmanın farklı tiplerini (rime, glaze, icicle, wet snow) modelleyerek yapısal güvenlik üzerindeki etkilerini açıklamış ve bu konunun yalnızca şebeke işletmesi değil, aynı zamanda altyapı güvenliği açısından da kritik bir problem olduğunu ortaya koymuştur.

Son dönemde insansız hava araçları (İHA) tabanlı denetim sistemleri, lidar ve görüntü işleme teknikleri ile buz tespiti yapabilmektedir. Li ve arkadaşları [5], çevresel buz tespiti ve buzdan arındırma teknolojileri için İHA'ların kullanımını incelemiş ve lidar sensörleriyle entegre edilen platformların erken buzlanma algılamasında önemli avantajlar sağladığını göstermiştir. Farhan ve arkadaşları [7] ise İHA üzerine monte edilmiş lidar ile iletim hatlarının üç boyutlu modellenmesini ele alarak, bu yöntemin varlık yönetimi ve buz yükü tespitinde yüksek doğruluk sunduğunu belirtmiştir. Azevedo ve arkadaşları [8] lidar tabanlı gerçek zamanlı hat algılama ve modelleme yöntemleriyle İHA'ların operasyonel uygulanabilirliğini göstermiştir. Chen ve arkadaşlarının [6] çalışmasında ise 500 kV hatların üç boyutlu modellenmesinde hava tabanlı lidar sistemlerinin başarıyla kullanılabileceği doğrulanmıştır.

Buzun fiziksel bertarafı için farklı yaklaşımlar geliştirilmiştir. Laforte ve arkadaşları [3], enerji iletim hatlarında kullanılan mevcut de-icing ve anti-icing tekniklerini termal, mekanik ve pasif yöntemler altında sınıflandırarak bu yöntemlerin enerji verimliliği ve operasyonel zorluklarını karşılaştırmıştır. Geleneksel yöntemler arasında Joule ısıtma ve mekanik titreşim yer almakta; ancak bunlar yüksek enerji ihtiyacı, iş gücü gereksinimi ve güvenlik riskleri nedeniyle sınırlı uygulanabilirliğe sahiptir [3], [4]. Buna karşılık, lazer tabanlı buz bertaraf sistemleri son yıllarda araştırmalarda öne çıkmıştır. Laboratuvar çalışmalarında, 5–15 mm kalınlığındaki buz kütlelerinin saniyeler ölçeğinde lazerle eritilebildiği gösterilmiştir [5]. Zhang ve arkadaşlarının [4] derlemesinde de lazer tabanlı yöntemlerin, geleneksel tekniklere kıyasla hedef odaklı ve hızlı bir çözüm sunduğu belirtilmektedir.

İHA'ların görev sürekliliği açısından enerji yönetimi kritik bir konudur. Bu bağlamda kablosuz lazer şarj ve endüktif şarj yöntemleri üzerine yapılan çalışmalar, İHA'ların uçuş sürelerinin önemli ölçüde artırılabileceğini göstermektedir [3]. Ayrıca otonom navigasyon için gelişmiş kontrol algoritmaları da literatürde yer almaktadır. Chen ve arkadaşlarının [6] çalışmasında, perception-aware Model Predictive Control (MPC) algoritmaları sayesinde İHA'ların enerji hattı boyunca güvenli rota takibi yapabildiği belirtilmiştir. Bunun yanı sıra, Solangi'nin tezinde [2] AERIAL-CORE projesi kapsamında otonom bakım, raporlama ve iletişim özelliklerine sahip İHA platformlarının tanıtıldığı ifade edilmiştir.

Özetle, literatürde lidar tabanlı buz tespiti, lazerle aktif bertaraf, enerji hattı üzerinden şarj ve GSM/çevrimdışı raporlama gibi bileşenler ayrı ayrı çalışılmıştır. Ancak bu unsurların bir arada ve entegre bir İHA platformu şeklinde uygulanması oldukça sınırlıdır. Bu durum, önerilen sistemin literatüre yenilikçi bir katkı sunduğunu göstermektedir.

3. Sistem Tasarımı

Önerilen sistem, enerji iletim hatları boyunca otonom görev icra edebilen, lidar destekli buz tespitini ve lazer tabanlı bertaraf fonksiyonlarını entegre eden bir insansız hava aracı (İHA) platformu üzerine kurgulanmıştır. Platform, zorlu iklim koşullarında uzun süreli görev icrası için navigasyon, algılama, müdahale, enerji yönetimi ve iletişim alt sistemlerinden oluşmaktadır.

3.1. Navigasyon ve Uçuş Kontrolü

İHA'nın görev planlaması, GNSS tabanlı rota takibi ile gerçekleştirilmekte ve ataletsel ölçüm birimi (IMU) verileriyle bütünleştirilerek yüksek hassasiyetli konumlandırma elde edilmektedir. Enerji hatlarının yakınında uçuş sırasında çevresel engeller (ör. direkler, ağaçlar) lidar sensörleri aracılığıyla algılanmakta ve bu bilgiler gerçek zamanlı olarak uçuş kontrol algoritmasına aktarılmaktadır. Perception-aware Model Predictive Control (MPC) yaklaşımı ile rota dinamik biçimde güncellenmekte ve güvenli uçuş sağlanmaktadır [6]. Bu yöntem, hat boyunca otonom bakım görevlerinde uluslararası araştırma projelerinde de başarıyla uygulanmıştır [2].

3.2. Lidar Destekli Buz Tespit

Lidar sensörleri, enerji iletim hatlarının üç boyutlu geometrisini yüksek hassasiyetle modelleyerek, referans (normal) hat profilleriyle karşılaştırma yoluyla buz yükünü tespit etmektedir [7], [8]. Önerilen sistemde kullanılacak Lidar sensörünün yaklaşık 150 m menzil, ±5 cm mesafe doğruluğu ve 360° tarama kabiliyeti sunacağı öngörülmektedir. Bu teknik özellikler, iletkenlerdeki küçük geometrik değişimlerin (örneğin buz kalınlığı veya hat sarkması) güvenilir biçimde algılanmasını mümkün kılmaktadır.

Toplanan nokta bulutu verileri, segmentasyon ve kontur çıkarma algoritmalarıyla işlenerek buzun konumu, uzunluğu ve hacmi belirlenmektedir. Bu veriler, lazerle bertaraf modülüne hedefleme girdisi olarak aktarılmakta ve sistemin otonom karar mekanizması tarafından değerlendirilerek uygun müdahale senaryosu oluşturulmaktadır.

Lidar tabanlı yaklaşım, geleneksel kamera sistemlerine kıyasla düşük görüş koşullarında (sis, kar, gece) daha güvenilir performans sunmaktadır [5]–[8]. Bu bölümde belirtilen teknik parametreler, mevcut Lidar teknolojilerinin performans verilerinden yola çıkarak kavramsal bir değerlendirme niteliğindedir ve ileride yapılacak simülasyon ve saha testleriyle doğrulanması planlanmaktadır.

Bu teknik öngörüler, literatürde İHA tabanlı Lidar uygulamalarında bildirilen ortalama sistem performanslarıyla uyumludur [5]–[6].

3.3. Lazerle Bertaraf

Sisteme Sisteme entegre edilen yüksek güçlü lazer modülü, buz kütlesine odaklanarak kısa süreli enerji darbeleri üretmekte ve bu darbeler aracılığıyla buzun lokal olarak eritilmesini sağlamaktadır. Laboratuvar ortamında yapılan çalışmalar, lazerle buz bertarafının 5–15 mm kalınlıktaki buz tabakalarında saniyeler ölçeğinde etkili olduğunu göstermiştir [4], [5].

Bu çalışmada önerilen lazer sistemi, literatürde buz eritme uygulamalarında yaygın olarak kullanılan Nd:YAG tipi lazerler temel alınarak kavramsallaştırılmıştır. Lazerin 1064 nm dalga boyunda çalışması, buz yüzeyinde yüksek enerji soğurumu ve düşük atmosferik saçılma avantajı sağlamaktadır. Önerilen sistemde 50–100 W aralığında ayarlanabilir çıkış gücü öngörülmüş olup, bu değer hem etkin erime süresi hem de enerji verimliliği açısından uygun bir denge sunmaktadır.

Lazer modülü, lidar sensörlerinden elde edilen üç boyutlu konum verilerini kullanarak buzun konumuna göre yönlendirilmekte, enerji

odaklaması yalnızca hedeflenen bölgelere yapılmaktadır. Böylece enerji tüketimi azaltılırken, hat bileşenlerinin zarar görme riski de en aza indirilmektedir. Bu bölümde belirtilen teknik parametreler, mevcut lazer teknolojilerinin performans sınırlarından yola çıkarak kavramsal bir çerçevede değerlendirilmiş olup, ilerleyen çalışmalarda prototip ve saha testleriyle doğrulanması planlanmaktadır.

3.4. Görüntü İşleme ve Doğrulama

Lazer uygulaması sonrasında buzun tamamen bertaraf edilip edilmediğinin doğrulanması, sistemin güvenli ve etkin çalışması açısından kritik öneme sahiptir. Bu amaçla, önerilen sistemde RGB ve termal kameralar entegre edilmiştir. RGB kamera, lazer müdahalesi öncesi ve sonrası görsel değişimleri izlerken, termal kamera buzun erime sürecindeki sıcaklık farklarını tespit etmektedir [5].

Kavramsal tasarım kapsamında, RGB kameranın 1080p çözünürlükte 30 fps, termal kameranın ise 8–14 µm dalga boyu aralığında 0,1°C sıcaklık hassasiyetiyle çalıştığı varsayılmıştır [8]. Lazer işlemi öncesi ve sonrası alınan görüntüler, kontur analizi ve doku farkı tabanlı karşılaştırma algoritmaları kullanılarak değerlendirilmekte; kalan buz miktarı, sıcaklık farkı eşikleriyle birlikte analiz edilmektedir [6].

Bu veriler, lidar sensörlerinden gelen nokta bulutu verileriyle çapraz doğrulama yapılarak sistemin yanlış pozitif veya negatif karar verme olasılığı azaltılmaktadır [4]. Görüntü işleme sonuçları, otonom karar modülüne aktarılmakta ve sistemin bir sonraki görevine geçip geçmeyeceği bu doğrulama süreciyle belirlenmektedir.

Belirtilen teknik parametreler, mevcut endüstriyel termal ve optik kamera teknolojilerinin ortalama performans aralıklarından yola çıkarak kavramsal düzeyde oluşturulmuştur. İlerideki aşamalarda bu parametrelerin doğrulanması amacıyla simülasyon ve saha testleri planlanmaktadır.

3.5. Enerji Yönetimi ve Şarj

Görev süresinin uzatılması amacıyla, önerilen sistemin enerji yönetiminde birincil yöntem olarak manyetik enerji hasadı benimsenmiştir. Bu yaklaşım, enerji hattı çevresinde doğal olarak oluşan 50 Hz'lik manyetik alanın, İHA üzerindeki serbest-duran endüktif alıcı bobin aracılığıyla toplanmasına dayanmaktadır. Hasat işlemi sırasında İHA, yalıtkan özellikli robotik kol ve tutunma (perching) mekanizması yardımıyla iletkene yalnızca mekanik olarak tutunmakta, hatla herhangi bir elektriksel temas kurmamaktadır. Bu sayede sistem, yüksek gerilim hattına zarar vermeden veya güvenlik riski oluşturmadan enerji toplayabilmektedir [7], [8].

Manyetik alan hasadı sırasında kol ucunda konumlanan alıcı bobin, iletkenin manyetik alanındaki değişimlerden indüklenen gerilimi güç yönetim devresine iletmektedir. Bu enerji, doğrultulup düzenlenerek bataryaya aktarılmakta ve düşük güçlü "trickle-charge" (dengeleyici şarj) amacıyla kullanılmaktadır.

Enerji yönetim modülü, batarya durumu ve çevresel koşulları izleyen bir mikrodenetleyici tarafından kontrol edilmekte; hasat verimliliğine göre şarj döngüsü dinamik biçimde ayarlanmaktadır. Yalnızca bakım veya uçuş öncesi durumlarda, temaslı şarj yöntemi yedek çözüm olarak kullanılabilmektedir.

Belirtilen parametreler, mevcut enerji hasadı teknolojilerinin performans verilerinden yola çıkarak kavramsal bir değerlendirme kapsamında sunulmuştur. İlerleyen çalışmalarda gerçekleştirilecek laboratuvar testleri ve saha uygulamaları ile enerji toplama verimliliği, elektromanyetik uyumluluk (EMC) ve sistem güvenliği doğrulanacaktır.

3.6. Veri İletimi

İHA tarafından toplanan görev raporları ve operasyonel veriler, kapsama alanında bulunduğu sürece GSM şebekesi üzerinden kontrol merkezine iletilmektedir. Kapsama dışında ise veriler yerel belleğe kaydedilmekte ve bağlantı sağlandığında senkronize edilmektedir [2]. Böylelikle hem çevrimiçi hem de çevrimdışı koşullarda operasyonel süreklilik sağlanmaktadır.

3.7. Yöntem

Önerilen sistemin yöntemsel yapısı, çok katmanlı bir entegrasyona dayanmaktadır:

- Algılama katmanı: Lidar ve kamera sensörleri aracılığıyla buz yükü ve çevresel verilerin toplanması.
- Karar katmanı: Algılanan verilerin işlenmesi, perception-aware MPC algoritmasıyla rota optimizasyonu ve buz bertaraf planının oluşturulması.

- Müdahale katmanı: Lazer modülünün hedefe yönlendirilmesi, buzun eritilmesi ve sonucun görüntü işleme ile doğrulanması.
- Enerji ve iletişim katmanı: Şarj yönetimi, GSM/yerel veri aktarımı ve görev raporlama süreçleri.

Bu bütünleşik yöntem, literatürde ayrı ayrı çalışılmış teknolojileri [3],[5] tek bir platformda birleştirerek, enerji iletim hatlarının güvenliği için yenilikçi bir çözüm sunmaktadır. Şekil 1'de önerilen sistemin genel tasarımı verilmiştir.



Şekil 1. Önerilen İHA tabanlı sistemin mimari bileşenleri.

4. Literatür Destekli Doğrulamalar

Önerilen sistemin her bir bileşeni, literatürde yer alan çalışmalarla kısmen doğrulanmıştır. Örneğin, Li ve arkadaşlarının [5] laboratuvar deneylerinde, 5–15 mm kalınlığındaki buz tabakalarının lazer modülleriyle saniyeler içinde eritilebildiği raporlanmıştır. Bu sonuç, önerilen sistemde lazer tabanlı bertarafın uygulanabilirliğini desteklemektedir.

Benzer şekilde, Chen [6], Farhan [7] ve Azevedo [8] tarafından yürütülen çalışmalarda İHA üzerine monte edilmiş lidar sensörleri ile enerji iletim hatlarının üç boyutlu modellenmesi başarıyla gerçekleştirilmiştir. Bu deneyler, buz yükünün lidar nokta bulutu üzerinden hassas bir şekilde tespit edilebileceğini göstermektedir.

Enerji sürekliliği açısından, Laforte [3] ve Zhang [4] tarafından önerilen temaslı, endüktif ve lazer tabanlı kablosuz şarj yöntemleri, İHA'ların operasyon sürelerini artırmaya yönelik pratik çözümler sunmaktadır. Ayrıca, Chen [6] tarafından geliştirilen perception-aware MPC algoritmaları ve Solangi'nin [2] tezinde yer verilen AERIAL-CORE projesi, enerji hattı boyunca güvenli otonom navigasyon ve bakım görevlerinin mümkün olabileceğini göstermiştir.

Dolayısıyla, literatürde yer alan bu deneysel bulgular, önerilen sistemin her bir bileşeninin ayrı ayrı uygulanabilirliğini ortaya koymakta, ancak bunların entegre bir platform altında birleştirilmesi ise bu çalışmanın yenilikçi katkısını oluşturmaktadır.

5. Tartışma

Önerilen İHA tabanlı mimari, enerji iletim hatlarında buz yükünün algılanması (LiDAR), müdahalesi (lazer) ve görev sürekliliği (manyetik enerji hasadı + yedek temaslı şarj) bileşenlerini entegre ederek literatürde parça parça ele alınmış teknolojileri tek bir çatı altında birleştirmektedir [2]–[5]. Çalışmanın bu aşamada kavramsal olduğu özellikle vurgulanmalı; verilen teknik parametreler (örneğin; LiDAR menzil/doğruluk, lazer dalga boyu/güç, hasat temelli şarj) mühendislik öngörüsü niteliğindedir ve ileride prototip–saha testleri ile doğrulanacaktır.

5.1. Teknik Değerlendirme ve Sınırlılıklar

Algılama: LiDAR'ın 3 boyutlu hat/iletken geometrisini referans profillerle karşılaştırmaya dayalı buz tespiti, düşük görüş koşullarında kamera tabanlı yöntemlere kıyasla daha güvenilirdir; ancak yoğun sis/kar ve uzun menzilde nokta yoğunluğu düşüşü algılama hassasiyetini etkileyebilir [6]–[7].

Müdahale: 1064 nm Nd:YAG sınıfı lazerle noktasal ısıtma, 5–15 mm buz tabakalarında saniyeler ölçeğinde etkinlik göstermiştir; saha koşullarında yansımalar, güvenlik zonları ve malzeme etkileşimi dikkatle yönetilmelidir [4], [5].

Enerji yönetimi: Birincil şarj stratejisi olarak manyetik enerji hasadı benimsenmiştir; İHA robotik kol ile yalnızca mekanik tutunma yapar ve iletkene aparat/kuplaj eklemeden, hattın doğal manyetik alanından temassız enerji toplar. Bu yaklaşım, güvenliği artırır; ancak güç düzeyi trickle-charge/dengeleyici nitelikte olduğundan uçuş sırasında yüksek güçlü tüketimleri karşılamak yerine bekleme/perching anlarında sürekliliğe katkı verir. Temaslı şarj, sadece güvenli bölgelerde yedek yöntem olarak öngörülmektedir.

Otonomi ve güvenlik: Perception-aware MPC ile hat boyunca güvenli rota takibi yapılabilir; fakat yakın hat operasyonlarında elektromanyetik etkileşim (EMC), rüzgâr/akıntı, türbülans ve robotik tutunma stabilitesi için emniyet limitleri tanımlanmalıdır [2], [6].

5.2. Uygulanabilirlik için Yol Haritası

Laboratuvar Doğrulamaları:
- LiDAR-buz senaryolarında tespit/yanlış alarm oranları (farklı buz tipleri: rime, glaze, karışık) [1], [6]–[7].
- Lazer-buz etkileşimi (1064 nm, 50–100 W) için erime hızı, çevresel yansıma/güvenlik zonları [4], [5].
- Manyetik enerji hasadı güç bütçesi ve güç elektroniği doğrulaması (doğrultma, depolama, EMC).

Saha Prototipi ve Pilot Uygulamalar:
- Robotik kol ile mekanik tutunma stabilitesi (direk/alet konfigürasyonları),
- Hat yakınında otonom rota takibi (perception-aware MPC) ve acil durum kaçışları [5], [6],
- GSM/çevrimdışı veri akışı ve raporlama güvenilirliği [2].

Değerlendirme: Kavramsal mimari, literatürde ayrı ayrı doğrulanmış unsurları [2], [4], [5] bütünleşik bir platformda bir araya getirerek otonom, hedef odaklı ve sürdürülebilir bir çözüm potansiyeli sunmaktadır. Ana şarj stratejisi olarak manyetik enerji hasadı ile bakım/süreklilik odaklı görev döngüsü desteklenmekte; performans ve güvenlik boyutlarının netleştirilmesi için sıralı bir doğrulama planı önerilmektedir [1], [2]–[4].

6. Sonuç ve Gerçekleştirilebilir Çalışmalar

Bu çalışmada, enerji iletim hatlarındaki buz yüküne karşı LiDAR tabanlı tespit, lazerle noktasal bertaraf ve görev sürekliliği için manyetik enerji hasadı (MEH) bileşenlerini tek bir otonom İHA mimarisi altında birleştiren kavramsal bir tasarım sunmuştur. Literatürde bu unsurlar ayrı ayrı incelenmiş olsa da [5]–[6], hepsinin hat üzerine ek kuplaj/bileşen yerleştirmeden ve mekanik tutunma (perching) yaklaşımıyla bütünleşik biçimde ele alınması sınırlıdır; bu yönüyle çalışma, otonom, hedef odaklı ve sürdürülebilir bir çözüm yaklaşımı ortaya koymaktadır.

Teknik öngörüler, sahada doğrulanmak üzere mühendislik varsayımlarıyla çerçevelenmiştir: LiDAR için yaklaşık 150 m menzil ve ±5 cm doğrulukla 3B geometri çıkarımı [7], [8]; lazer modülü için 1064 nm Nd:YAG ve 50–100 W aralığında hedef odaklı erime [4], [5]; enerji yönetiminde ana yöntem olarak MEH, İHA'nın yalıtkan robotik kol ile iletkene yalnızca mekanik tutunarak hattın doğal 50 Hz manyetik alanından temassız enerji toplaması (trickle-charge/dengeli şarj). MEH'in sayısal kapasitesi hat akımı, mesafe ve alıcı tasarımına bağlı olup mW–düşük W mertebesinde beklenmektedir; tasarım hedefi ≈0.2–1 W aralığının laboratuvar ve saha testleriyle doğrulanmasıdır. Temaslı şarj yalnızca güvenli bölgelerde yedek yöntem olarak ele alınmıştır.

Uygulamaya geçiş için yol haritası üç aşamalıdır:
- Modüler laboratuvar doğrulamaları (LiDAR algılama metrikleri; lazer-buz etkileşimi; MEH güç elektroniği/EMC),
- Saha prototipi ve pilot uygulamalar (mekanik tutunma stabilitesi, MPC tabanlı yakın-hat uçuş emniyeti, veri iletimi),
- Güvenlik çerçevesi (BVLOS, lazer güvenliği, kritik altyapı prosedürleri). Bu adımlar tamamlandığında önerilen mimarinin performansı, güvenliği ve işletme ekonomisi nitel karşılaştırma tabloları ile (helikopter, Joule ısıtma vb.) bütünleşik şekilde değerlendirilebilecektir.

7. Teşekkür

Yazarlar, bu çalışma süresince sağladığı değerli desteklerinden dolayı Dicle Elektrik A.Ş.'ye içtenlikle teşekkür ederler.

8. Kaynakça

[1] L. Makkonen, "Models for the growth of rime, glaze, icicles and wet snow on structures," Philos. Trans. R. Soc. A, vol. 358, no. 1776, pp. 2913–2939, Nov. 2000, doi: 10.1098/rsta.2000.0690.

[2] A. R. Solangi, Icing Effects on Power Lines and Anti-icing and De-icing Methods, Master's thesis, UiT The Arctic University of Norway, Tromsø, Norway, 2018.

[3] J. L. Laforte, M. A. Allaire, and J. Laflamme, "State-of-the-art on power line de-icing," Atmospheric Research, vol. 46, no. 1–2, pp. 143–158, Jan. 1998, doi: 10.1016/S0169-8095(97)00057-4.

[4] Z. Zhang, H. Zhang, S. Yue, and W. Zeng, "A Review of Icing and Anti-Icing Technology for Transmission Lines," Energies, vol. 16, no. 2, p. 601, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16020601.

[5] Q. Li, H. Wei, X. Zhang, and J. Xu, "Investigation into UAV Applications for Environmental Ice Detection and De-Icing Technology," Drones, vol. 9, no. 1, p. 5, Jan. 2024, doi: 10.3390/drones9010005.

[6] J. Chen, Y. Zhuang, L. Lai, J. Chen, and H. Ma, "Three-dimensional modeling of 500 kV transmission lines by airborne LiDAR," Heliyon, vol. 10, no. 10, e38833, Oct. 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e38833.

[7] A. M. Farhan, F. Awrangjeb, and B. Stantic, "3D Modeling of Transmission Lines using UAV-mounted Lidar for Asset Monitoring," Remote Sensing, vol. 15, no. 4, pp. 973–985, Feb. 2024, doi: 10.3390/rs15040973.

[8] F. Azevedo et al., "LiDAR-Based Real-Time Detection and Modeling of Power Lines for Unmanned Aerial Vehicles," Sensors, vol. 19, no. 8, p. 1812, Apr. 2019, doi: 10.3390/s19081812.

Offshore Rüzgar Santrali Topraklama Transformatöründe Sargılar Arası Mesafenin Kısmi Deşarj Açısından Değerlendirilmesi

Assessment of the Distance Between Windings of an Offshore Wind Power Plant Grounding Transformer in Terms of Partial Discharge

Arda Kızıldeli, İrem Hazar, Mahmut Aksoy

Best Transformer, R&D Department
arda.kizildeli@besttansformer.com
irem.hazar@besttansformer.com
mahmut.aksoy@besttransformer.com

Özet

Offshore rüzgar santrallerinde kullanılan zigzag bağlantılı topraklama transformatörleri, fazlar arası gerilim etkileşimleri nedeniyle özel yalıtım tasarımı gerektirir. Bu çalışmada, 400 kVA, 66 kV seviyesindeki bir topraklama transformatörünün ayar sargısı için uygun yalıtım değerleri Kapasitif Metot Programı ile analiz edilmiştir. Ardından Sonlu Elemanlar Yöntemi doğrulanmıştır. Yıldırım darbesi senaryolarında yüksek gerilim sargısı ile ayar sargısı arasındaki 8 mm mesafenin yetersiz olduğu, 10 mm mesafenin de kapasitif metot hesaplamalarında bulunan güvenli sınır bölgesinin içinde kaldığı tespit edilmiştir ve tasarım test ile doğrulanmıştır. Kapasitif Metot Programı ile yapılan analiz sonrası yapılan Sonlu Elemanlar Yöntemi analizinden ortaya çıkan elektrik alan şiddeti dağılımı da bu sonucu desteklemiştir. Elde edilen sonuçlar, hem kompakt tasarım hem de güvenli işletim açısından kritik öneme sahiptir.

Anahtar kelimeler: *Topraklama Transformatörü, Deniz Üzeri Türbin Santrali, Sonlu Elemanlar Analizi, Transformatör Dizaynı, Zigzag Bağlantı*

Abstract

Zigzag-connected grounding transformers used in offshore wind farms require special insulation design due to inter-phase voltage interactions. In this study, the insulation distance for the tap winding of a 400 kVA, 66 kV grounding transformer was evaluated using the Capacitive Method Program and subsequently verified through the Finite Element Method. Under lightning impulse conditions, a winding clearance of 8 mm was found to be insufficient, while 10 mm fell within the safe margin defined by the capacitive analysis, and the design was validated by testing. The electric field intensity distribution obtained from the Finite Element Method analysis conducted after the Capacitive Method Program analysis further confirmed these results. These findings are of critical importance for ensuring both compact design and reliable operation in offshore applications.

Keywords: *Earthing Transformer, Offshore Wind Power Plant, Finite Element Analysis, Design Transformer, Zigzag Connected*

1. Giriş

Dünya genelinde artan enerji ihtiyacı ve fosil yakıtların çevresel etkileri nedeniyle, birçok ülke yenilenebilir enerji yatırımlarını hızlandırmaktadır. Özellikle Avrupa ülkeleri başta olmak üzere Çin, ABD ve Birleşik Krallık gibi ülkelerde offshore rüzgar enerjisi yatırımları son yıllarda önemli ölçüde artış göstermiştir. Yenilenebilir enerji kaynakları arasında hızla gelişen offshore rüzgar enerjisi santralleri, sürdürülebilir enerji üretiminin kritik bileşenlerinden biri haline gelmiştir. Ancak deniz üzerindeki bu sistemler, zorlu çevresel koşullar ve uzun mesafeler nedeniyle özel tasarım gereksinimleri taşır. Bu bağlamda, offshore rüzgar tesislerinde kullanılan elektrik sistemlerinin güvenli ve verimli bir şekilde çalışabilmesi için uygun bir topraklama altyapısı gerekmektedir [1], [2].

Offshore rüzgar santrallerinde yaygın olarak kullanılan topraklama sistemlerinden biri de topraklama reaktörleri ve topraklama transformatörleridir. Bu bileşenler, sistemin nötr noktasını sabitleyerek gerilim dengesini sağlamak, kısa devre durumlarında akımı sınırlandırmak ve aşırı gerilimlere karşı uzun süreli sistem güvenliğini sağlamak amacıyla kullanılmaktadır [3], [4], [5], [6], [7].

Topraklama transformatörlerinde yüksek gerilim sargısının zigzag bağlantılı olmasının çeşitli avantajları vardır. Ancak zigzag bağlantıda 2 adet yüksek gerilim sargısı bulunduğundan bir sargıda gerçekleşen arıza durumu başka bir fazdaki diğer yüksek gerilim sargısı ile bu sargıya bağlı ayar sargısını etkilemektedir. Bu sebepten ötürü transformatörün ayar sargısının

geometrisi, sistem güvenliği ve yalıtım dayanımı açısından kritik öneme sahiptir [8]. Transformatörün deniz üzerindeki bir platformda konumlandırılması, çevresel zorluklara ek olarak sınırlı alan ve ağırlık kısıtlamaları nedeniyle tasarımı diğer transformatör türlerine göre daha karmaşık hale getirmektedir [9], [10], [11].

Bu çalışmada, offshore platformlarda kullanılmak üzere tasarlanmış 400 kVA, 66 kV seviyesindeki bir topraklama transformatörünün tasarım kriterleri ele alınmaktadır. Kapasitif Metot Programı (KMP) kullanılarak yıldırım darbe uygulamaları ile yalıtım seviyesinin uygunluğu simüle edilmekte, ardından Sonlu Elemanlar Yöntemi (SEY) ile elektrostatik analizler gerçekleştirilerek tasarım doğruluğu çok yönlü olarak test edilmektedir.

2. Transformatörün Sistem Yapısı

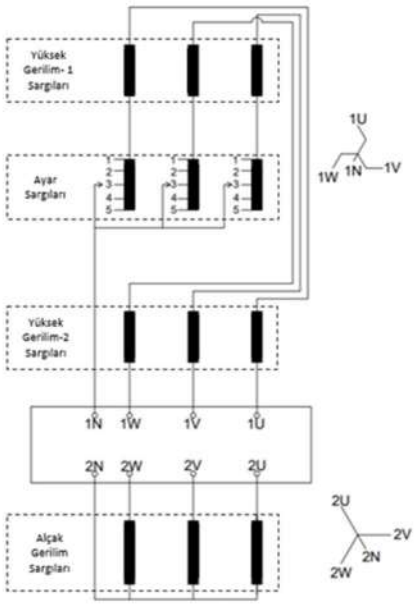
Bu çalışmada incelenen topraklama transformatörü, Gas-to-Liquids (GTL) teknolojisine sahip yağlı tip olarak tasarlanmış olup, deniz üzerinde bulunmasından oluşan koşulların gerektirdiği yüksek güvenlik ve çevresel uyumluluk ihtiyaçları, yüksek dielektrik dayanımları, nem toleransları, soğutma verimliliği, işletme açısından bakımlarının daha kolay olması ve daha homojen elektrik alan dağılımı sağlamaları, sargılar arası mesafelerin dayanabileceği gerilim sınırını yükselterek kompakt ve güvenli tasarıma katkı sunmaktadır [12], [13].

400 kVA güç kapasitesine sahip olup; yüksek gerilim sargısı 66 kV, alçak gerilim sargısı ise 0,42 kV seviyesindedir. Alçak gerilim tarafında faz uçlarını bir noktada birleştirerek fiziksel bir nötr noktası oluşturmak için alçak gerilim sargı bağlantısı nötr noktası bulunan yıldız bağlantı olarak seçilmiştir. Yüksek gerilim tarafında yapay nötr noktası oluşturmak ve asimetrik arıza akımlarını sönümlemek için yüksek gerilim sargı bağlantısı zigzag seçilmiştir.

Yüksek gerilim sargısına bağlı ayar sargısı 5 kademeye sahiptir. Kısa devre empedansı ise %5,5 olarak belirlenmiştir. İlgili yüksek gerilim sargısı test gerilim değeri için IEC 60076-3 standardında uygun olarak yıldırım darbe gerilim değeri 325 kV olarak belirlenmiştir ve KMP kullanılırken bu gerilim değeri baz alınacaktır [14].

Sargı sıralaması, içten dışa doğru olacak şekilde; yüksek gerilim sargıları, ayar sargısı ve alçak gerilim sargısı şeklindedir. Gerilim dönüşüm oranının oldukça yüksek olması nedeniyle, yüksek gerilim sargısında daha fazla sarım yapılması gerekmektedir. Bu nedenle, boyutlandırma açısından yüksek gerilim sargısı çekirdeğe en yakın konumda yerleştirilmiştir. Ayar sargısı ise yüksek gerilim sargısına bağlantılı olması nedeniyle ona yakın bir konumda tercih edilmiştir. Analizler öncesinde, dıştaki yüksek gerilim sargısı ile ayar sargısı arasındaki mesafe 8 mm olarak belirlenmiştir.

Zigzag bağlantılı topraklama transformatörlerinde ayar sargısı, yalnızca kendi fazından değil, bağlı olduğu diğer fazlardan gelebilecek yıldırım darbelerinden de etkilenmektedir. Bu bağlantı düzeni, fazlar arası potansiyel farkların sargı üzerinde oluşturduğu gerilim dağılımını da değiştirmektedir. Şekil 1'de gösterilen bu bağlantı yapısı nedeniyle, ayar sargısının hem kendi fazında hem de bağlı olduğu diğer fazda oluşabilecek arıza senaryoları dikkate alınarak değerlendirilmesi gerekmektedir [15].



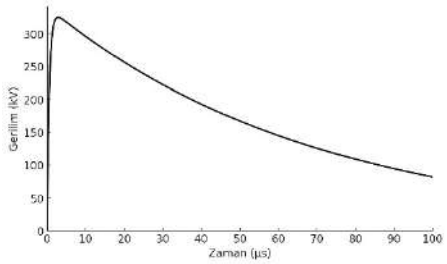
Şekil 1. 3 Faz Sargı Dizilimi

3. Kapasitif Metot Kullanımı

Transformatör sargıları arasındaki elektriksel yalıtım seviyesinin SEY ile yapılacak analizinden önce ön değerlendirmesi amacıyla bu çalışmada şirket içerisinde geliştirilmiş kapasitif metot hesap yöntemlerini kullanan bir programda analiz edilmiştir. Yıldırım darbe gerilimiyle besleme sonucu sargılar arası gerilim dağılımı, sargılar arasındaki kapasitif bileşenlerin toprağa karşı durumu ile ilgilidir. Model, Şekil 2'de verilen zamanla değişen yıldırım darbesi gerilim dalga şekli kullanılarak beslenmiş ve geçici rejim davranışını incelemek amacıyla simüle edilmiştir. Yalıtkan ortamda oluşabilecek elektrik alan şiddeti yaklaşık olarak hesaplanmış, analizler sonucunda elde edilen dayanım gerilim seviyeleri, her bölge için güvenlik marjları göz önünde bulundurularak tanımlanmıştır [16].

Yapılan analizlerde her ayar pozisyonu için üç fazdan da yıldırım darbe gerilimi uygulanarak kritik yalıtım bölgeleri olan çekirdek ile YG2 sargısı arası, YG2 sargısı ile YG1 sargısı arası, YG1 sargısı ile ayar sargısı arası, ayar sargısı ile AG sargısı arası olan sargılar arası mesafeler değerlendirilmiştir. Gerilim darbeleri fazlar

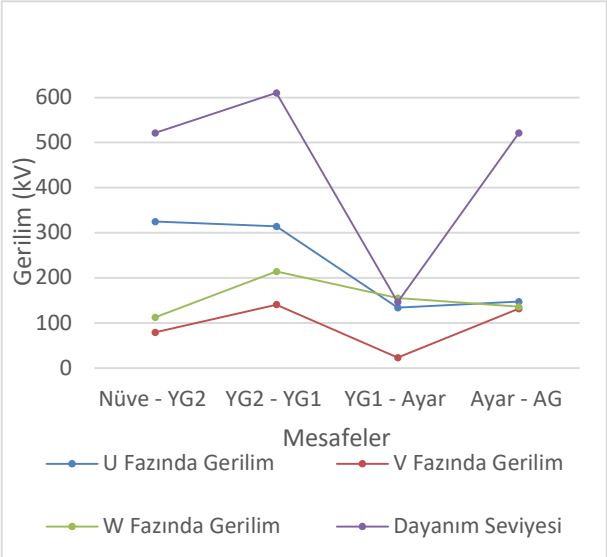
arası incelendiğinde; U fazından darbe uygulandığında W fazındaki ayar sargısı, V fazından darbe uygulandığında U fazındaki ayar sargısı, W fazından darbe uygulandığında ise V fazındaki ayar sargısı üzerinde ani gerilim yükselmeleri meydana gelmiş ve bu durum, yalıtım açısından kritik eşiklerin aşıldığını göstermiştir.



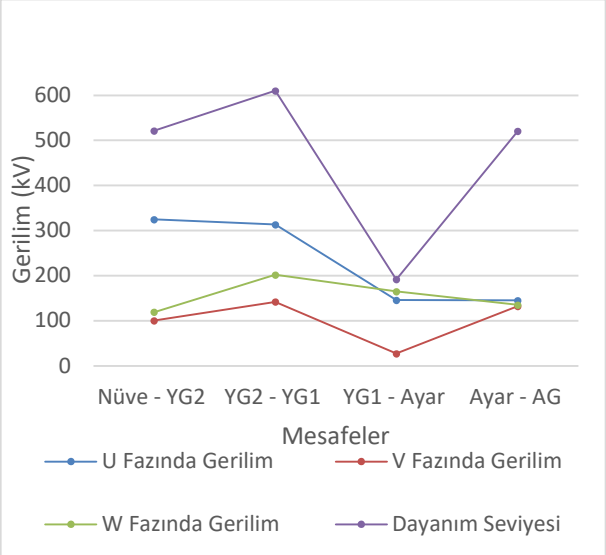
Şekil 2. Yıldırım Darbe Grafiği

Bu olgunun temel nedeni, zigzag bağlantı yapısıdır. Şekil 1'de gösterilen bağlantı şemasında da görülebileceği üzere, U fazına ait YG2 sargısı, W fazına ait YG1 sargısına, oradan da W fazının ayar sargısına bağlı durumdadır. Bu bağlantı yapısı nedeniyle, U fazına uygulanan yıldırım darbesi dolaylı olarak W fazının YG2 sargısı ile ayar sargısı üzerinde gerilim oluşmasına sebep olmaktadır. Normal bir yıldız bağlantının aksine enerji kendi fazının dışında bağlı olduğu diğer sargıya enerji aktarmaktadır.

Bu davranış, Şekil 2'de sunulan yıldırım darbe grafiğinin U fazındaki YG2 sargısına uygulandığı senaryodaki sonuçlar Şekil 3 ile gösterilen tabloda gözlemlenmiştir. U fazından yıldırım darbe uygulandığında W fazında oluşan gerilim, tanımlı dayanım gerilim seviyesini aşmıştır. Bu nedenle, ilgili pozisyonda bulunan YG1 sargısı ile ayar sargısı arasında bulunan 8 mm'lik mesafenin yıldırım darbe gerilimi beslemesinde sargılar arasında oluşan gerilimlerin dayanım seviyesine göre daha yüksek olduğu görülmüştür. Bu bölgedeki yalıtım seviyesini artırmak amacıyla, aynı simülasyonun iki sargı arasındaki mesafe 10 mm olacak şekilde tekrarlanmıştır. Şekil 4'te görüldüğü üzere 10 mm mesafe ile yıldırım darbe gerilimine dayanım seviyesinin altında bir gerilim seviyesi elde edilmiştir.



Şekil 3. 8mm Mesafe için Oluşan Gerilimler



Şekil 4. 10 mm Mesafe için Oluşan Gerilimler

4. Yeni Tasarımın Kısmi Deşarj Açısından Sonlu Elemanlar Yöntemi ile Değerlendirilmesi

KMP ile elde edilen ön analiz sonuçlarının doğruluğunu test etmek ve önerilen 10 mm'lik sargılar arası yalıtım mesafesinin güvenliğini teyit etmek amacıyla, elektrostatik alan dağılımı analizleri Sonlu Elemanlar Yöntemi (SEY) kullanılarak ANSYS MAXWELL programı aracılığı ile gerçekleştirilmiştir [17]. Bu çalışmada yalnızca 10 mm sargılar arası mesafeye sahip yapı incelenmiş olup, analiz Şekil 5'teki model üzerinden iki boyutlu (2B) düzlemsel SEY ile gerçekleştirilmiştir [18].

Elektrostatik simülasyonlarda, mineral yağlı dağıtım transformatörleri için bağıl dielektrik sabiti genellikle 2,25 olarak alınmaktadır. Bununla birlikte, yalıtım sisteminde kritik bölgelerde oluşan yerel elektriksel

gerilmelerin daha doğru belirlenebilmesi için farklı bağıl dielektrik sabiti değerleri de dikkate alınmıştır. Simülasyonlarda kullanılan dielektrik sabitleri Tablo 1'de özetlenmiştir [19].

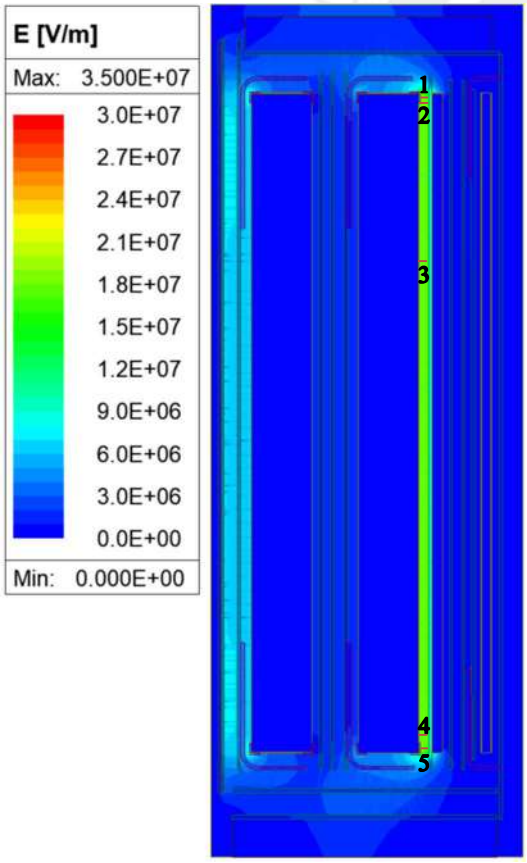
Tablo 1. Malzemelerin Bağıl Dielektrik Sabitleri

Mineral Yağı	2,2
Transformatör İzolasyon Kağıdı	3,2
Düşük Yoğunluklu Presbant	4
Yüksek Yoğunluklu Presbant	4,2

KMP ile elde edilen gerilim değerleri SEY yönteminde kullanılmak üzere girdi olarak kullanılmıştır.

Analizler sonucunda beş Örnekleme Noktası(ÖN) belirlenmiş, elde edilen sonuçlar incelenmiş ve Weidmann eğrisi esas alınarak güvenlik marjı oluşturulmuştur [20], [21]. Analiz sonucunda ortaya çıkan elektrik alan dağılımı Şekil 5'te verilmiştir.

Ayrıca, söz konusu eğrilerin AC dayanım grafiği için verilmiş olması nedeniyle, Yıldırım Darbe Gerilimi (LI) kontrollerinde Dizayn İzolasyon Seviyesi (DIL) faktörü dikkate alınarak dönüştürülmüştür [6].



Şekil 5. FEM Analizi Modeli

İzolasyon yağında gözlemlenen maksimum elektrik alan şiddeti değerleri ile izin verilebilir en yüksek değerlerin karşılaştırması Tablo 2'de sunulmuştur.

Tablo 2. İzolasyon Yağındaki Elektrik Alan Şiddeti

ÖN	Yağ Kanalı Genişliği (mm)	Maksimum Elektrik Alan Şiddeti (kV/mm)	İzin Verilebilir Elektrik Alan Şiddeti (kV/mm)	Güvenlik Marjı (%)
1	7	17,34	24,07	27,96
2	8	17,08	22,91	25,46
3	8	16,89	22,91	26,29
4	8	17,18	22,91	24,99
5	7	17,07	24,07	29,08

5. Sonuçlar

Bu çalışmada, offshore rüzgar santrallerinde kullanılmak üzere tasarlanan bir 400 kVA, 66 kV ZNyn11 bağlantılı bir topraklama transformatörünün ayar sargısı ile bağlı olduğu yüksek gerilim sargısı arasındaki yalıtım tasarımı detaylı şekilde incelenmiştir. Zigzag bağlantının oluşturduğu fazlar arası etkileşim nedeniyle, yıldırım darbesi senaryolarında farklı fazlara ait ayar sargılarında kritik gerilim yükselmeleri gözlemlenmiştir. Bu durum, yüksek gerilim sargısı ile ayar sargısı arasındaki mesafenin önemini ortaya koymuştur.

KMP ile yapılan simülasyon sonucunda, başlangıçta kullanılan 8 mm sargılar arası mesafenin belirli darbe senaryolarında yetersiz olduğu belirlenmiş; 10 mm mesafenin de ise hem yalıtım dayanımı açısından güvenli sınırlar içinde kaldığı hem de fiziksel boyut sınırlamaları açısından uygun olduğu tespit edilmiştir. Bu bulgular, SEY ile yapılan elektrostatik analizlerle doğrulanmış ve önerilen mesafenin elektrik alan yoğunluğu açısından güvenli olduğu gösterilmiştir.
Sonuç olarak, bu çalışma zigzag bağlantılı transformatörlerin ayar sargısı yalıtım tasarımında hem teorik hem de sayısal analizlerin birlikte değerlendirilmesinin önemini ortaya koymaktadır.

6. Kaynaklar

[1] Marini, Paolo. "Optimization of Earthing Transformer Sizing in Medium Voltage Networks." *CIRED 2021-The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*. Vol. 2021. IET, 2021.
[2] Dincer, Ibrahim, Valerio Cozzani, and Anna Crivellari. *Hybrid energy systems for offshore applications*. Elsevier, 2021.
[3] IEC 60076-6: *Power transformers – Part 6: Reactors*, Edition 1.0, International Electrotechnical Commission, December 2007.
[4] Van de Sandt, R., et al. "Neutral earthing in off-shore wind farm grids." *2009 IEEE Bucharest PowerTech*. IEEE, 2009.
[5] Şenol, Mehmet Akif; Yaman, Gülşen; Altay, Ramazan; Köseoğlu, A. Kerem; Baş, Rıza. "Güç Transformatörlerinin Arızaları ve Ekonomik Analizi." Uluslararası Mühendislik ve Teknoloji

Yönetimi Kongresi, Hilton Hotel Zeytinburnu, İstanbul, Aralık 2018, s. 490–499.
[6] Yaman, R., Altay, R., Yaman, G., Şenol, M. A., Köseoğlu, A. K. ve Baş, R. "Güç ve Dağıtım Transformatörlerinin Arızalarının, Kayıplarının Değerlendirilmesi ve Ekonomik Yönden Önceliklendirilmesi." CIGRE Türkiye Güç Sistemleri Konferansı. 2018.
[7] Altay, Ramazan, et al. "Performance analysis of natural, synthetic and mineral oil in a 100 MVA power transformer." *2020 IEEE 3rd International Conference on Dielectrics (ICD)*. IEEE, 2020.
[8] Kulkarni, Shrikrishna V., and S. A. Khaparde. *Transformer engineering*. Vol. 1. New York: Marcel Dekker, 2004.
[9] Harlow, James H. *Electric power transformer engineering*. CRC press, 2003.
[10] Nair, K. R. M. *Power and Distribution transformers: Practical design guide*. CRC press, 2021.
[11] Shea, J. J. "Transformer engineering-design and practice [Book Review]." *IEEE Electrical Insulation Magazine* 21.4 (2005): 55-56.
[12] Martin, Russell, et al. "Experiences in service with new insulating liquids." *Cigré Technical Brochure* 436 (2010).
[13] Shell Global. "Shell Diala S4 ZX-IG – GTL-Based Transformer Oil, Technical Data Sheet." Shell International Petroleum Company Ltd., The Hague, Netherlands, 2022
[14] IEC 60076-3: *Power transformers – Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air*, Edition 3.1, International Electrotechnical Commission, March 2018.
[15] Demiral, Elif, Erdal Bekiroğlu, and Muhammed Duran Yazar. "Design and Magnetic Analysis of A Grounding Transformer Compatible with Wind Power System." *2023 12th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. IEEE, 2023.
[16] Mutlu, Ozan Ali, Belén García, and Andrés Montero. "Assessment of Natural Ester Retrofilling Effects on Transformer Lighting Impulse Behaviour Regarding to Safety Margins of Transformer Insulation: A Case Study on a 180 MVA, 400/36 kV Power Transformer." *2025 IEEE International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*. IEEE, 2025.
[17] ANSYS Inc., C.P.U., Available at: www.ansys.com [Accessed: Oct. 14, 2025]
[18] Montero, Andrés, et al. "Dielectric design of ester-filled power transformers: Ac stress analysis." *IEEE Transactions on Power Delivery* 37.3 (2022): 2403-2412.
[19] Thangarajan, R. Beema, et al. "Optimisation of End Insulation Design in Power Transformer." *Asian Journal of Electrical Sciences* 1.1 (2012): 53-57.
[20] H.J. Kirch, E. Schneider; "Dynamic discharge process in oil between transformer board barriers"; WICOR Insulation Conference, Rapperswil, Switzerland, 1996.
[21] D. J. Tschudi, "AC insulation design: paper-oil insulation systems", WICOR Insulation Conference, Rapperswil, Switzerland, 1996

VPP4Islands Projesi: Adalar İçin Sürdürülebilir, Esnek ve Akıllı Enerji Sistemleri Yaklaşımı

VPP4Islands Project: A Sustainable, Flexible and Smart Energy Systems Approach for Islands

Barış Görkem Aslan[1], Mehmet Koç[1], Samed Pekdemir[1], Feride Ramiz[1]

[1] Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş., Ar-Ge Departmanı, Bursa, Türkiye
barisgorkem.aslan@uedas.com.tr, mkoc@uedas.com.tr, samed.pekdemir@uedas.com.tr, feride.ramiz@uedas.com.tr

Özet

VPP4Islands projesi, Avrupa Birliği Ufuk 2020 programı kapsamında yürütülen, adaların enerji sistemlerini sürdürülebilir, esnek ve akıllı yapılara dönüştürmeyi amaçlayan bir araştırma ve inovasyon girişimidir. Proje kapsamında Sanal Güç Santrali (SGS), Dijital İkiz, Sanal Enerji Depolama Sistemi (SEDS) ve Dağıtık Defter Teknolojisi (DDT) gibi ileri teknolojiler kullanılarak yenilenebilir enerji entegrasyonu, şebeke esnekliği ve enerji güvenliği güçlendirilmiştir. Önerilen çalışma literatüre katkılar sunma potansiyeline sahiptir. İki pilot adada gerçekleştirilen uygulamalar, üç adada daha çoğaltılarak teknik ve operasyonel uygulanabilirlik testlerinden başarıyla geçmiştir. Sonuçlar, fosil yakıt bağımlılığının ve sera gazı emisyonlarının azaldığını, aynı zamanda vatandaşların enerji sistemine aktif katılımının arttığını göstermektedir. Bu çalışma, VPP4Islands projesinin teknik altyapısını, uygulama sürecini ve adalar için ortaya koyduğu çevresel, ekonomik ve sosyal faydaları kapsamlı bir şekilde değerlendirmektedir.

Anahtar kelimeler: *Sanal Güç Santrali, Akıllı Enerji Şebekeleri, Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu, Ada Enerji Sistemleri, Enerji Depolama.*

Abstract

The VPP4Islands project is a research and innovation initiative carried out under the European Union's Horizon 2020 program, aiming to transform the energy systems of islands into sustainable, flexible, and smart structures. Within the scope of the project, advanced technologies such as a Virtual Power Plant (VPP), Digital Twin, Virtual Energy Storage Systems (VESS), and Distributed Ledger Technology (DLT) have been utilized to enhance renewable energy integration, grid flexibility, and energy security. The proposed study has the potential to contribute to the literature. Implementations carried out on two pilot islands have been replicated on three additional islands and have successfully passed technical and operational feasibility tests. The results demonstrate a reduction in fossil fuel dependency and greenhouse gas emissions, while also increasing citizens' active participation in the energy system. This study comprehensively evaluates the technical infrastructure, implementation process, and the tangible environmental, economic, and social benefits provided by the VPP4Islands project for islands.

Keywords: *Virtual Power Plant, Smart Grids, Renewable Energy Integration, Island Energy Systems, Energy Storage.*

1. Giriş

Küresel ölçekte iklim değişikliği ve enerji kaynaklarına erişimde yaşanan zorluklar, enerji sistemlerinin sürdürülebilir ve esnek yapılara dönüştürülmesini zorunlu kılmaktadır. Bu gereklilik, enerji arzında büyük ölçüde ithal fosil yakıtlara bağımlı olan ve sınırlı kaynaklara sahip adalar için daha da kritik bir önem taşımaktadır. Nitekim bazı adalarda Gayri Safi Yurt İçi Hasıla'nın (GSYİH) %30'undan fazlası yakıt ithalatına ayrılmaktadır [1].

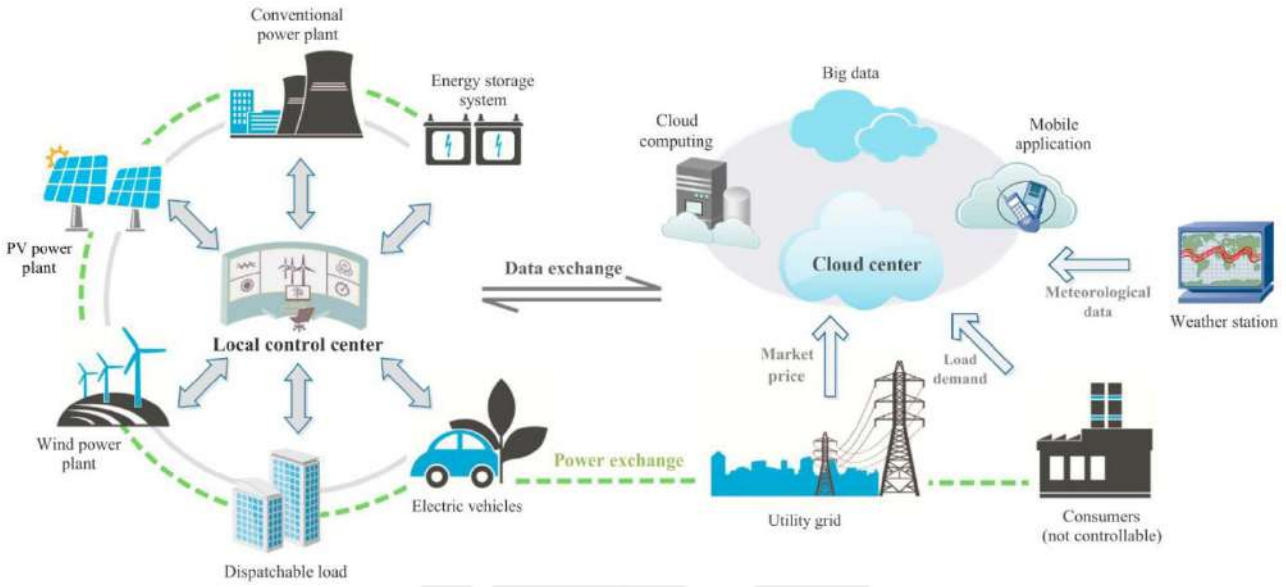
Avrupa Birliği'nin Ufuk 2020 programı kapsamında yürütülen VPP4Islands projesi, ada enerji sistemlerinde bu yapısal sorunlara yenilikçi çözümler geliştirmeyi hedeflemektedir. Proje, yenilenebilir enerji kullanımını artırarak fosil yakıt bağımlılığını azaltmayı, şebeke istikrarını güçlendirmeyi ve enerji maliyetlerini düşürmeyi amaçlamaktadır. Bu doğrultuda, adalara özgü bir SGS yaklaşımı geliştirilmiş; Dijital İkiz, SEDS ve DDT gibi yenilikçi araçlarla desteklenmiştir.

SGS modeli, rüzgâr ve güneş gibi yüksek potansiyele sahip yenilenebilir kaynakların değişkenliğini dengeleyerek enerjinin verimli kullanılmasını sağlamakta; uzun mesafeli iletim ihtiyacını azaltarak

yerinde üretimi teşvik etmektedir. Böylece çevresel etkiler en aza indirilirken, adaların ekonomik ve sosyal dayanıklılığı da güçlendirilmektedir.

2. Yöntem

SGS, mevcut enerji sistemleri ile dağıtık üretim kaynaklarının uyumlu bir şekilde entegre edilmesini sağlayan bir yazılım ve yönetim arayüzüdür. Aynı zamanda otonom bir mikro-şebeke olarak da tanımlanabilir[2]. SGS'ler; kaynak planlaması, talep yönetimi, maliyetlerin düşürülmesi, dağıtık enerjinin verimli kullanımı ve arıza durumlarında hızlı müdahale gibi alanlarda önemli roller üstlenir. Bu yapı, çok sayıda dağıtık üretim kaynağını, enerji depolama çözümlerini ve esnek yükleri merkezi bir sistem üzerinden koordine etmeyi amaçlar. Gerçek santrallerin devreye alınması ya da devreden çıkarılması yerine, SGS'ler esnek yükleri yöneterek sistemin dengeli ve verimli çalışmasını sağlar. Şekil 1'de temel bir SGS yapısı görülmektedir.



Şekil 1. Temel bir SGS yapısı[2].

2.1. Teknolojik Altyapı ve Uygulama

VPP4Islands projesinin konsept mimarisi, fiziksel enerji sistemi ile sanal dünyayı bir araya getiren üç seviyeli bir SGS sisteminden oluşmaktadır: VPP4I-Box, VPP4I-Node ve VPP4I-Platform. Bu ana mimari, sistemin genel işlevselliğini güçlendiren bir dizi yardımcı teknolojiyle tamamlanmaktadır. Bu teknolojiler arasında, enerji planlama ve karbonsuzlaşma stratejilerini optimize eden Akıllı Planlama Aracı (SPT); işlemlerin güvenliğini ve şeffaflığını sağlayan DDT ve Eşler Arası (P2P) Motoru; enerji sisteminin sanal bir kopyasını oluşturarak riskleri ve maliyetleri azaltan Dijital İkiz (DT) ve veri güvenliğini niteliklere dayalı olarak yöneten Akış Tabanlı Nitelik Politikası Dili (SAPL) bulunmaktadır. Bu kapsamlı yaklaşım, projenin tüm paydaşlar için daha akıllı, güvenli ve verimli bir enerji ekosistemi oluşturmasını sağlamaktadır.

2.1.1. VPPIBox

Sistemde yer alan tüm güç üretim ve tüketim değişkenlerini ölçebilen gelişmiş bir RTU ve akıllı sayaçtır. Aynı zamanda değişken yükleri kontrol edebilir ve DDT tabanlı eşler arası ticaretin gerçekleştiği konumu sağlar. VPP4IBox, fiziksel enerji sistemi ile esneklik toplayıcısı arasında bilgi iletişimini yönetir[3]. Şekil 2'de VPPIBox panosu görülmektedir.

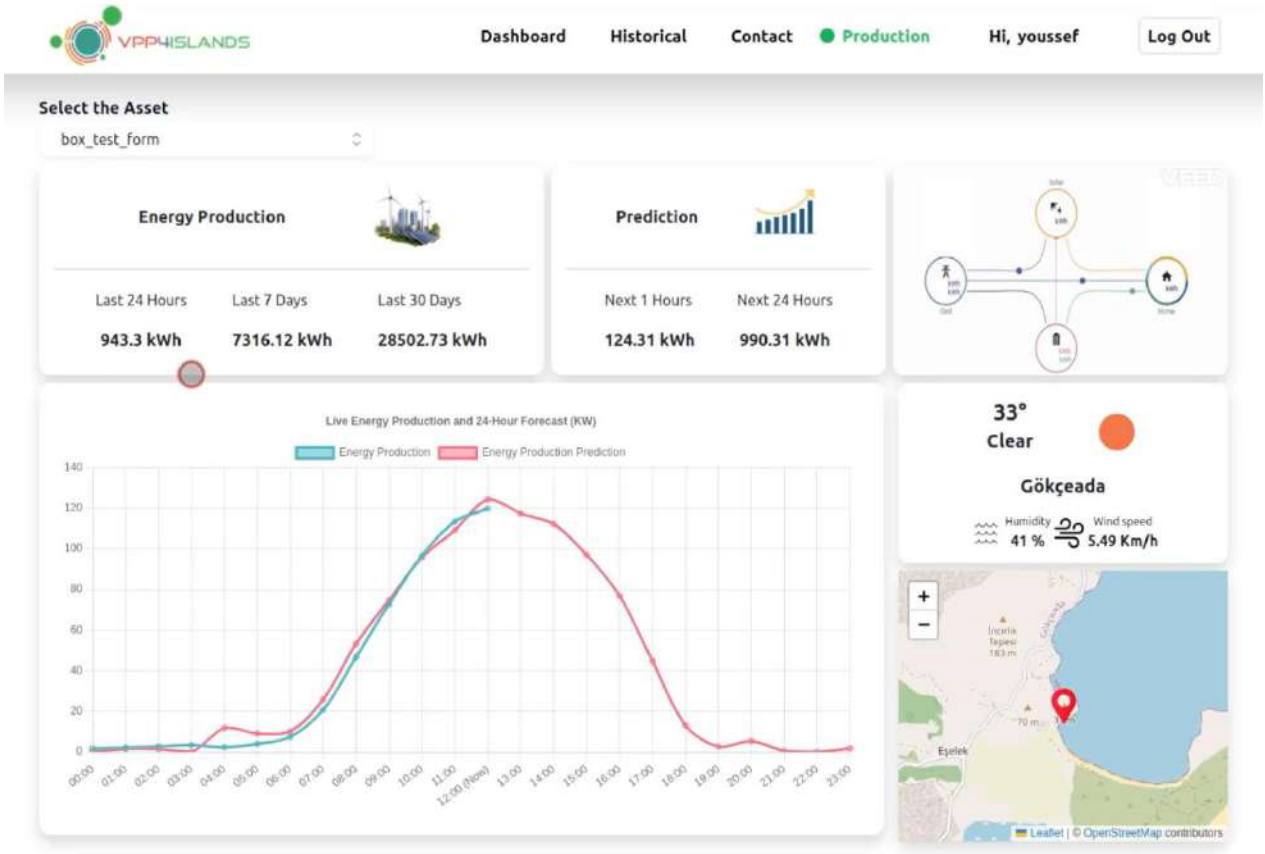


Şekil 2. VPPIBox panosu.

2.1.2. VPPINode

Geliştirilen VPP4ISLAND hizmetlerinin yürütüldüğü yerel seviye merkezidir. VPP4IBox'tan alınan homojenleştirilmiş verileri, yerel tahmin, dengeleme hizmeti sağlama ve planlama optimizasyonu gibi süreçler için düğüm seviyesi veritabanında depolar[3]. Şekil 3'te VPPINode arayüzü yerel tahmin ekranı görülmektedir.

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr



Şekil 3. VPPINode arayüzü.

2.1.3. VPPIPlatform

VPP4ISLANDS sistemi için bulut tabanlı bir hizmettir. Tüm SGS kurulumlarından toplanan bilgileri merkezi bir Bilgi Tabanı'nda saklar. Bu platform, gelişmiş sistem izleme için Dijital İkiz (Digital Twin) teknolojisini de içerir. Dijital İkiz, yeni sistemlerin ve bileşenlerin saha testi gereksinimi olmadan test edilebilmesini sağlayarak riski ve proje maliyetlerini önemli ölçüde azaltır[4].

2.1.4. Akıllı Planlama Aracı (SPT)

Akıllı Planlama Aracı, ada topluluklarının enerji planlamasını optimize etmek için yapay zeka destekli bir araçtır. SGS yöneticileri ve proje ekiplerine yönelik olan bu araç, kapsamlı portföy yapılandırmaları ve gelişmiş simülasyon yetenekleri sunar. Karbonsuzlaşma yolunu belirlemek için en verimli senaryoları modelleyerek detaylı raporlar oluşturur. SPT'nin çok yönlülüğü, onu yalnızca ada SGS'leri için değil, aynı zamanda optimizasyon ve karbonsuzlaşma gerektiren diğer enerji sistemleri için de değerli bir araç haline getirir[4].

2.1.5. Akış Tabanlı Nitelik Politikası Dili (SAPL)

Akış Tabanlı Nitelik Politikası Dili, VPP4Islands sistemindeki verileri korumak için kullanılan bir güvenlik aracıdır[4]. Geleneksel yöntemlerin aksine, kullanıcı kimliği, cihaz tipi ve konum gibi niteliklere dayalı erişim kontrolü (ABAC) uygular. Bu sayede, yalnızca yetkili kullanıcıların hassas verilere erişmesini sağlayarak veri güvenliğini artırır. SAPL, ayrıntılı kontrol mekanizması ile güvenlik risklerini en aza indirir ve sistemin ölçeklenmesine olanak tanır[5].

2.1.6. Dijital İkiz

VPP4Islands Dijital İkizi, bir adanın enerji sisteminin sanal kopyasıdır. Bu model, gerçek zamanlı verileri kullanarak enerji senaryolarını simüle etmeyi sağlar. Paydaşlar, yenilenebilir enerji entegrasyonu ve enerji depolama gibi stratejileri saha testi yapmadan deneyerek riski ve maliyeti azaltabilirler. Dijital ikiz, en verimli planlamayı yaparak adaların enerji kaynaklarını optimize etmesine, yenilenebilir enerjiye geçişi kolaylaştırmasına ve şebeke dayanıklılığını artırmasına yardımcı olur[4].

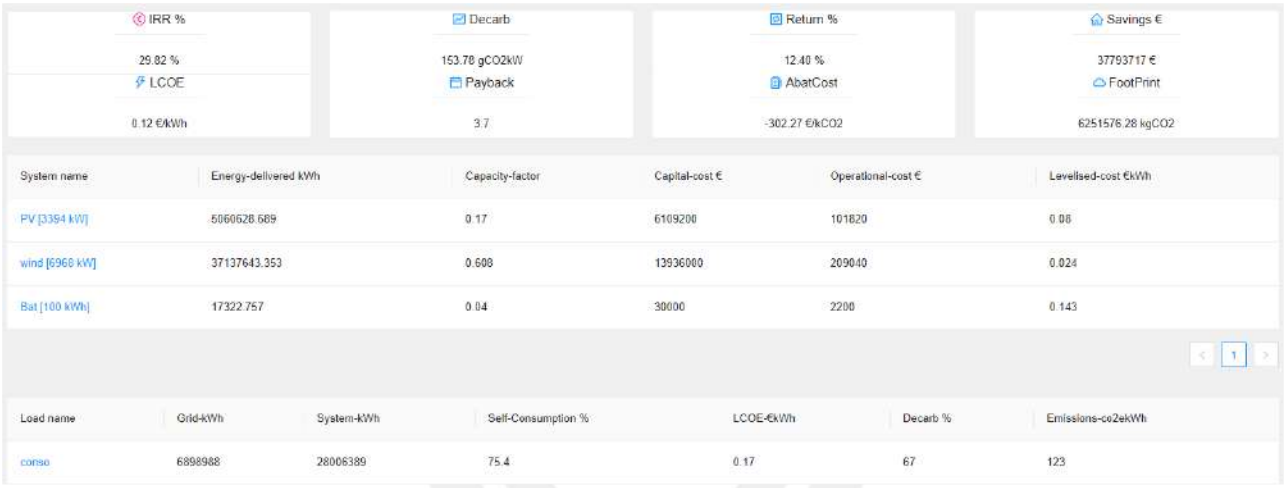
2.1.7. Eşler Arası (P2P) Motoru

VPP4Islands Eşler Arası Motoru, ada sakinlerinin doğrudan birbirleriyle enerji ticareti yapmasına olanak tanıyan çığır açıcı bir teknolojidir. DDT'den yararlanan bu sistem, komşular arasında üretilen fazla yenilenebilir enerjinin güvenli ve şeffaf bir şekilde alınıp satıldığı bir pazar yeri oluşturur. P2P motoru, yerel enerji kullanımını en üst düzeye çıkararak adanın fosil yakıtlara olan bağımlılığını azaltır ve enerji maliyetlerini düşürme potansiyeli sunar. Bu teknoloji, toplulukları enerji yönetimine aktif olarak katılarak daha dayanıklı ve sürdürülebilir bir enerji geleceği inşa etmeye teşvik eder[4].

2.2. Pilot Uygulamalar ve Simülasyon Çalışmaları

VPP4ISLANDS projesinin teknik ve operasyonel uygulanabilirliğini test etmek ve somut sonuçlar elde etmek amacıyla iki ana pilot adada, Türkiye'deki Gökçeada ve İspanya'daki Formentera'da uygulamalar gerçekleştirilmiştir. Bu uygulamalara ek olarak, projenin tekrarlanabilirliğini doğrulamak amacıyla Bozcaada, Grado Adası ve Bornholm Adası'nda da proje konsepti çoğaltılmıştır. Bu adalar, farklı coğrafi ve enerji profillerine sahip olmaları sayesinde projenin çeşitli senaryolarda kapsamlı bir şekilde test edilmesine olanak tanımıştır. Gökçeada pilot bölgesi için gerçekleştirilen simülasyon ve optimizasyon çalışmaları, adalar için SGS yaklaşımının uygulanabilirliğini ve etkinliğini ortaya koymaktadır.

Adada halihazırda kurulu olan 210 kWp Güneş Enerjisi Santrali (GES) ve 2x900 kW Rüzgar Enerjisi Santrallerine (RES) VPPIBox panoları yerleştirilerek gerçek üretim verileri simülasyonlara dahil edilmiştir. Matlab/Simulink programı üzerinde NSGA-II algoritması kullanılarak, gerçek üretim ve tüketim verilerine dayanarak ölçeklendirilen ve optimize edilen sistem ile Gökçeada için 3394 kW GES ve 6968 kW RES içeren ideal bir enerji sistemi belirlenmiştir. Şekil 4'te görüldüğü üzere 100 kWh'lik batarya enerji depolama sistemi ile bu konfigürasyon, 20 yılda 37,8 milyon € tasarruf ve 3,7 yıl geri ödeme süresi sağlamaktadır. Rüzgar türbinleri en kârlı bileşen olup, sistem yıllık yaklaşık 6251 ton CO_2 emisyonunu engelleyerek çevresel sürdürülebilirliğe önemli katkı sunmaktadır[6].



Şekil 4. Gökçeada için yapılan simülasyon çalışması görüntüsü[6].

2.3. Enerji depolama

Enerji depolama sistemlerinin şebeke oluşturma yeteneği kritik öneme sahiptir. Bu yetenek, yüksek yenilenebilir enerji penetrasyonuna rağmen sistemin kararlılığını sağlamakta ve ani yük değişimlerini veya ana kara bağlantı arızası (adalanma) durumlarını yöneterek şebeke esnekliğinin ve istikrarının önemli ölçüde artırılmasına katkı sağlamaktadır[6].

Enerji depolama, VPP4ISLANDS projesinin de kilit bir unsurudur. Güneş ve rüzgar gibi değişken kaynaklardan gelen fazla enerjiyi depolayarak şebeke istikrarına katkı sağlamaya ve fosil yakıtlara olan bağımlılığı azalmaya katkı sağlamaktadır. Şekil 5'te üstte Gökçeada'da kurulan $LiFePO_4$ tipinde 184kWh (10 yıl sonunda en az 100kWh) kapasiteli batarya depolama sistemi görülmektedir[7].

Şekil 5'te altta Formentera'da kurulan hidrojen depolama sistemi görülmektedir. Sistemde 4kW gücünde PEM tipinde yakıt hücresi, 3 adet AEM tipinde 0.5 Nm^3/hr hidrojen üretimi yapabilen ve 35 bar çıkış basıncına sahip elektrolizör, $1m^3$@35bar kapasiteli hidrojen tankı ve 14,4kWh kapasiteli batarya depolama sistemi bulunmaktadır. Sistem, yeşil hidrojen üretilmesi ve şebeke istikrarına katkı sağlaması için kurulmuş olup çatı tipi güneş santrali ile beslenmektedir[7].



Şekil 5. Gökçeada batarya enerji depolama sistemi ve Formentera hidrojen depolama sistemi.

3. Sonuç

VPP4ISLANDS projesi, adalarda yenilenebilir enerji entegrasyonunu hızlandırmak ve karbonsuzlaşmayı sağlamak için kapsamlı bir teknik çerçeve sunmuştur. Geliştirilen teknolojilerin ve yönetim yaklaşımının adalarda enerji güvenliğini ve sürdürülebilirliğini artırmadaki etkinliği somut bir şekilde bu çalışmada ele alınmıştır.

- Dijitalleşme ve Esneklik: Projenin en önemli teknik sonuçlarından biri, gelişmiş dijital araçların ve çok katmanlı depolama çözümlerinin (SEDS) başarılı bir şekilde entegrasyonudur. Bu entegrasyon, şebeke istikrarını önemli ölçüde artırmış ve yenilenebilir enerjinin yüksek oranda sisteme dahil edilmesini desteklemiştir.

- Güvenilir ve Şeffaf Enerji Yönetimi: Proje, enerji toplulukları içindeki işlemlerin güvenliğini ve şeffaflığını sağlamak için blok zinciri altyapısını kullanmıştır. Bu teknoloji, katılımcılar arasında güveni artırırken operasyonel verimliliği de yükseltmeye katkı sağlamıştır.

- Tekrarlanabilir Model: VPP4ISLANDS projesi, açık bir sistem olarak tasarlanmış ve VPP4ISLANDS ekosistemi olarak adlandırılmıştır. Bu model, yalnızca pilot adalarda enerji bağımsızlığını desteklemekle kalmamış, aynı zamanda topluluk odaklı ve merkezi olmayan enerji sistemleri için tekrarlanabilir bir çözüm sunmayı ve gelecekteki projeler için bir yol haritası oluşturmayı amaçlamıştır.

Bu sonuçlar, projenin teknik başarısını ve benzer zorluklarla karşılaşan diğer izole bölgelerde de uygulanabileceğini göstermektedir. Proje, küresel enerji dönüşümü çabalarına değerli bir katkı sunarak daha güvenli, duyarlı ve sürdürülebilir bir yenilenebilir enerji şebekesinin yolunu açmaktadır.

4. Kaynaklar

[1] Dornan, M., “Access to electricity in Small Island Developing States of the Pacific: Issues and challenges”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 31, 726-735, 2014.
[2] Yu, S. ve diğ., “Uncertainties of virtual power plant: Problems and countermeasures”, Applied Energy, 239, 454-470, 2019.
[3] Brunel University London (BUL) ve VPP4ISLANDS Konsorsiyumu, “Concept Definition (D2.4)”, VPP4ISLANDS Projesi Raporu, GA 957852, 2021
[4] VPP4Islands, “Results”, https://vpp4islands.eu/index.php/results/ , erişim tarihi: 06.08.2025.
[5] D. Heutelbeck ve FTK Research Institute, “SAPL - Streaming Attribute Policy Language”, https://sapl.io/ , erişim tarihi: 09.08.2025.
[6] Uludag Electric Dagitim ve VPP4ISLANDS Konsorsiyumu, “Report on the Simulations, Emulation, and Experiments of Use-Case 1 (D7.3)”, VPP4ISLANDS Projesi Raporu, GA 957852, 2021
[7] Uludag Electric Dagitim ve VPP4ISLANDS Konsorsiyumu, “Testing Equipment Assembly and Delivery (D7.1)”, VPP4ISLANDS Projesi Raporu, GA 957852, 2021

Havai Hat Sistemlerinde Operasyonel Güvenilirlik, Riskler ve Çözüm Stratejileri

Operational Reliability, Risks, and Mitigation Strategies in Overhead Line Systems

İbrahim İdiz[1], Omran Alabedalkhamıs[1], Hüseyin Alptekin[1], Baran Karahan[1], Nur Hasan Adıgüzel[1], Enver Ediz Erol[1], Sercan Toptancı[1]

[1]EFG Elektrik Enerji A.Ş-Araştırma ve Geliştirme Merkezi

ibrahimidiz.eem@gmail.com, omran.khamis@gmail.com, hsynalptkn21@gmail.com, brnkrhn27@gmail.com, hasanadqzl@gmail.com, enveredizerol@outlook.com, sercantoptanci@gmail.com

Özet

Havai hatlar, elektrik iletim ve dağıtım sistemlerinde düşük maliyet, hızlı kurulum ve geniş coğrafi alanlara uygulanabilirlik gibi avantajları nedeniyle dünya genelinde yaygın olarak tercih edilmektedir. Bununla birlikte, çevresel ve meteorolojik etkenler nedeniyle bu sistemlerde arıza oranları artmakta, operasyonel güvenilirlik önemli bir sorun alanı olarak öne çıkmaktadır. Özellikle iklim değişikliği ve aşırı hava olaylarının giderek daha sık görülmesi, havai hatların dayanıklılığını artırmaya yönelik stratejik çözümleri zorunlu kılmaktadır.

Bu çalışmada, ulusal ve uluslararası literatürde yayımlanan güncel makaleler, teknik raporlar ve kurumsal istatistikler incelenerek kapsamlı bir değerlendirme yapılmıştır. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), Kuzey Amerika Elektrik Güvenilirlik Şirketi (NERC), Climate Central ve çeşitli Avrupa ülkelerinde yayımlanmış araştırmaların bulguları karşılaştırmalı olarak ele alınmıştır. Türkiye'ye yönelik veriler ise TEDAŞ ve EPDK raporları ile sınırlı sayıdaki akademik çalışmalardan derlenmiştir.

Çalışmada, havai hatların tercih edilme nedenleri, karşılaşılan riskler ve arıza istatistikleri ortaya konulmuş; çözüm stratejileri ise mühendislik önlemleri, gelişmiş izolasyon malzemeleri, akıllı şebeke teknolojileri, sensör ve izleme sistemleri, proaktif bakım uygulamaları ve yapay zekâ tabanlı tahmin yöntemleri başlıkları altında incelenmiştir. Bu sistematik yaklaşım hem mevcut sorunların anlaşılmasına hem de gelecekteki iklim koşullarına karşı daha dayanıklı şebekelerin tasarlanmasına katkı sunmayı amaçlamaktadır.

Anahtar kelimeler: *Akıllı şebeke teknolojileri, Buz yükü, Havai hatlar, İletim hatları, Yalıtımlı iletkenler*

Abstract

Overhead lines are extensively employed in electricity transmission and distribution systems due to their advantages of low cost, rapid installation, applicability across wide geographical areas, and ease of maintenance. Nevertheless, environmental and meteorological factors contribute to increased failure rates, rendering operational reliability a critical issue. In particular, the growing frequency of climate change impacts and extreme weather events underscores the necessity of strategic measures to enhance the resilience of overhead lines.

This study provides a comprehensive assessment based on recent scholarly articles, technical reports, and institutional statistics from both national and international sources. Comparative analyses were conducted drawing upon the findings of the International Energy Agency (IEA), the North American Electric Reliability Corporation

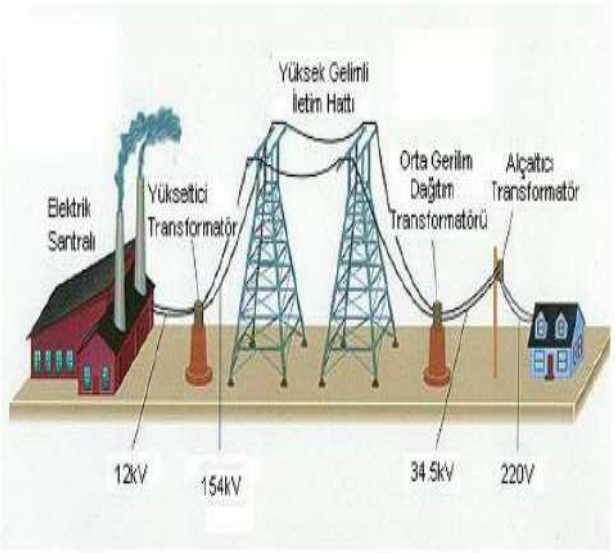
(NERC), Climate Central, and various European technical studies. Data pertaining to Türkiye were compiled from TEDAŞ and EPDK reports, supplemented by a limited number of academic publications.

The study discusses the rationale for the widespread adoption of overhead lines, identifies associated risks and failure statistics, and explores solution strategies under key thematic areas including engineering measures, advanced insulation materials, smart grid technologies, sensor and monitoring systems, proactive maintenance practices, and artificial intelligence-based predictive methods. This systematic approach not only elucidates the existing challenges but also aims to contribute to the development of more resilient power grids in the face of future climate conditions.

Keywords: *Ice load, Insulated conductors, Overhead lines, Smart grid technologies, Transmission lines*

1. Giriş

Günümüz medeniyetinin temel yapı taşlarından biri olan elektrik enerjisi, atomların dış kabuğundaki serbest elektronların belirli bir yön ve düzen içerisinde hareket etmesiyle ortaya çıkan temel bir enerji formudur. Yalnızca fiziksel bir olgu olmanın ötesinde, ekonomik kalkınma, endüstriyel üretim ve toplumsal refahın sürdürülebilirliği açısından da stratejik bir öneme sahiptir [1]. Elektrik enerjisinin üretim merkezlerinden (santrallerden) nihai tüketiciye ulaştırılması, karmaşık bir altyapı ve sistematik bir süreç gerektirir. Bu süreçte Türkiye'de elektrik şebekesi genel olarak üç temel gerilim seviyesinde sınıflandırılmaktadır: Yüksek gerilim (YG, 154 kV ve üzeri) seviyelerindeki hatlar iletim sistemini, orta gerilim (OG, 1–36 kV arası) seviyesindeki hatlar dağıtım sistemini, alçak gerilim (AG, 1 kV ve altı) seviyesindeki hatlar ise son kullanıcı beslemelerini oluşturmaktadır. Üretim merkezlerinden çıkan elektrik enerjisi, önce YG iletim hatları aracılığıyla büyük güçlerin uzun mesafelere taşınmasıyla iletilir; ardından indirici transformatör merkezlerinde gerilim kademeli olarak düşürülür. Enerji, OG seviyesindeki dağıtım hatları üzerinden yerleşim alanlarına ve endüstriyel bölgelere ulaştırılır; son olarak AG hatları üzerinden konut, ticarethane ve küçük ölçekli tüketicilere iletilir [2–3]. Şekil 1' de elektrik enerjisinin üretimden tüketime iletim süreci ve gerilim kademeleri gösterilmektedir.



Şekil 1. Elektrik Enerjisinin Üretimden Tüketime İletim Süreci ve Gerilim Kademeleri [11]

Modern enerji iletiminde kullanılan başlıca yöntemler arasında havai hatlar, yer altı kabloları ve deniz altı kabloları bulunmaktadır. Bunlar içinde düşük kurulum maliyeti, bakım kolaylığı ve hızlı uygulanabilirlik gibi avantajları sayesinde havai hatlar, özellikle uzun mesafeli ve coğrafi açıdan zorlu bölgelerde küresel ölçekte en yaygın tercih edilen sistemdir. Bununla birlikte, fırtına, buz yükü ve rüzgâr gibi çevresel etkenlere karşı hassasiyetleri önemli dezavantajlar oluşturmaktadır [4–5].

Bu çalışma, elektrik enerjisinin iletim sürecindeki kritik önemi dikkate alarak; havai hatların diğer yöntemlere kıyasla avantajlarını, mevcut durumunu, karşılaşılan zorluklarını ve bu zorlukların aşılmasına yönelik geliştirilen modern mühendislik ve teknoloji temelli çözüm yaklaşımlarını (izolasyon malzemeleri, akıllı sensör sistemleri, uzaktan izleme teknolojileri ve proaktif bakım stratejileri) kapsamlı bir şekilde incelemeyi amaçlamaktadır.

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

2. Havai Hat Sistemlerinin Alternatif İletim Yöntemleri Üzerindeki Teknik Özellikleri ve Tercih Edilme Nedenleri

Enerji iletim sistemlerinden havai hatlar, iletkenleri atmosferik koşullarda konumlandırıldığı açık bir prensibe dayanır. Bu sistemlerde, yüksek iletkenlik ve mekanik dayanım özellikleri için genellikle alüminyum veya çelik takviyeli alüminyum iletkenler kullanılır ve bunlar direkler ya da kafes tipi kuleler üzerine monte edilir. İletkenler ile toprak arasındaki yalıtım ise doğal hava boşluğuyla sağlanır.

Bu yapı, yüksek gerilimli enerjinin güvenli bir şekilde taşınmasına olanak tanımasının yanı sıra, hızlı montaj ve kolay bakım gibi teknik avantajlar sunar. En önemli tercih edilme sebebi ise yüksek maliyet etkinliğidir. Alternatif olarak kullanılan yer altı ve deniz altı kablo sistemleri, yoğun mühendislik (kazı, tünel, yalıtım vb.) ve lojistik süreçler gerektirdiği için çok daha yüksek kurulum maliyetlerine sahiptir. Bu kapsamlı süreçler, sadece maliyetleri artırmakla kalmaz, aynı zamanda proje sürelerini de uzatır. Bu nedenle, havai hatlar hem ekonomik hem de operasyonel açıdan diğer yöntemlere göre daha yaygın ve tercih edilen bir çözüm olarak öne çıkmaktadır [4-6].

Bu durum, özellikle YG seviyesinde havai hatların baskın iletim yöntemi olduğunu göstermektedir. Küresel ölçekte ise Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) verileri, dünya genelindeki dağıtım şebekelerinin yaklaşık %70–80'inin havai hat formunda işletildiğini ortaya koymaktadır [7]. TEDAŞ sektör raporuna göre 2023 yılı itibarıyla Türkiye'nin toplam dağıtım hattı uzunluğu 1.299.265 km olarak kaydedilmiştir. Bunun 1.022.548 km'lik bölümü (%78,70) havai hatlardan, 276.716,6 km'lik bölümü (%21,30) ise yeraltı kablolarından oluşmaktadır. Dağıtım şebekesindeki yeraltı kablo oranı alçak gerilim seviyesinde %23,76, orta gerilim seviyesinde ise %17,52 düzeyinde gerçekleşmiştir. Bu veriler, ülke genelinde elektrik dağıtımında havai hatların hâlâ baskın iletim yöntemi olarak kullanıldığını göstermektedir [8]. Tablo 1' de TEDAŞ sektör raporu 2023 yılına ait ülkelerin hat uzunluğuna grafiği verilmiştir



Tablo 1. TEDAŞ 2023 yılına ait ülkelerin hat uzunluğun grafiği [8]

Havai hatların yeraltı kablolarına göre daha düşük yatırım ve bakım maliyeti, hızlı inşaat süreci, arıza tespit ve onarım kolaylığı ile geniş ve düşük yoğunluklu alanlarda sunulan ekonomik avantajlar, bu yöntemin tercih edilmesindeki başlıca gerekçelerdir; zira havai hatlar, büyük hacimli enerji iletiminde en düşük maliyetli seçenek olup, yeraltı sistemlerine göre 4–14 kat daha ucuz olabilir [9]. Havai hat sistemlerinde olası bir arıza durumunda, hasar tespiti görsel inceleme yoluyla hızlı ve düşük maliyetle gerçekleştirilebilirken, yeraltı kablo sistemlerinde aynı sürecin yürütülebilmesi için genellikle kazı çalışmaları gibi zaman alıcı ve yüksek maliyetli müdahaleler gerekmektedir. Yeraltı iletim yöntemlerinin bu tür teknik ve ekonomik dezavantajları, havai hatların özellikle uzun mesafeli enerji iletim hatları ile geniş ölçekli coğrafi alanlarda yürütülen projelerde hem maliyet etkinliği hem de uygulama kolaylığı açısından stratejik bir tercih olarak öne çıkmasını sağlamaktadır.

3. Elektrik İletiminde Havai Hatların Kırılganlık Analizi ve Risk Değerlendirmesi

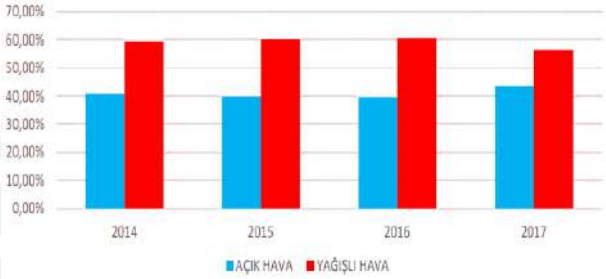
Havai hatlar, ekonomik avantajlarına rağmen çevresel ve meteorolojik koşullar nedeniyle operasyonel güvenilirlik açısından belirgin sınırlamalara sahiptir. Fırtına, rüzgâr, aşırı sıcaklık, buzlanma ve yıldırım gibi faktörler, iletim hatlarının arıza olasılığını önemli ölçüde artırmaktadır [4,10,18]. Bu bağlamda uluslararası bulgular, söz konusu risklerin somut istatistiklerle desteklendiğini göstermektedir. Polonya'daki 110 kV havai hatlara ilişkin veriler, arızaların yaklaşık

%20'sinin rüzgâr kaynaklı, %15,7'sinin buzlanma ve kar yükünden, %14,8'inin ise ağaç teması ve atmosferik deşarjlardan kaynaklandığını ortaya koymaktadır [14]. Litvanya'da yapılan analizlerde ise, rüzgâr hızının artmasıyla arıza oranlarının katlanarak yükseldiği, özellikle şiddetli fırtına koşullarında normal değerlere kıyasla 15 ila 25 kat artış gözlendiği rapor edilmiştir [16] Benzer şekilde, IOPscience çalışmaları yoğun kar ve şiddetli rüzgâr gibi aşırı hava olaylarının sistemsel riskleri kayda değer ölçüde artırdığını ortaya koyarken, Climate Central verileri büyük ölçekli elektrik kesintilerinin %80'den fazlasının doğrudan bu tür hava olaylarından kaynaklandığını göstermektedir [10-11,13,14,15,17]. Özellikle Türkiye'de yapılan analizler, havai hat arızalarının önemli bir bölümünün yıldırım düşmesi, fırtına ve aşırı hava olaylarından kaynaklandığını ortaya koymaktadır. Ülkemize buzlanamaya ait görsel 1' de görünmektedir [18,19,30].



Görsel 1. Ülkemizde buzlanmaya ait görsel [32]

Ayrıca, ormanlık ve kırsal alanlardan geçen hatlarda ağaç devrilmeleri ve bitki örtüsünün temas etmesi gibi çevresel faktörler de sıkça arızaya neden olmaktadır [18,19]. Ülkemizde havai hat arızalarının çevresel ve meteorolojik faktörlere bağlı istatistiksel dağılımına yönelik kapsamlı ve ulusal ölçekli akademik veri setleri veya resmi raporlar sınırlıdır. Elektrik iletim ve dağıtım şirketleri arıza kayıtlarını kendi iç raporlama sistemleri kapsamında tutmakta, ancak bu veriler çoğunlukla kamuya açık şekilde yayımlanmamaktadır. Mevcut literatürde Türkiye özelinde rüzgâr, fırtına, buzlanma veya bitki örtüsü kaynaklı arızaların oranlarını ayrıntılı olarak ortaya koyan, uzun dönemli ve bölgesel karşılaştırmalar içeren çalışmalara rastlanmamaktadır. Bu durum, uluslararası istatistiklerle karşılaştırma yapılmasını güçleştirmekte ve yerli sistemlerin iklim değişikliği, aşırı hava olayları ve çevresel etkiler karşısındaki kırılganlığının nicel olarak değerlendirilmesini sınırlamaktadır. Arıza istatistikleri, bu risklerin somut bir göstergesidir. Tablo 2' de BEDAŞ' ın 2014-2017 yılları arası dört yıllık hava durum değişikliklerine göre arıza istatistiklerinin incelendiğinde [19]



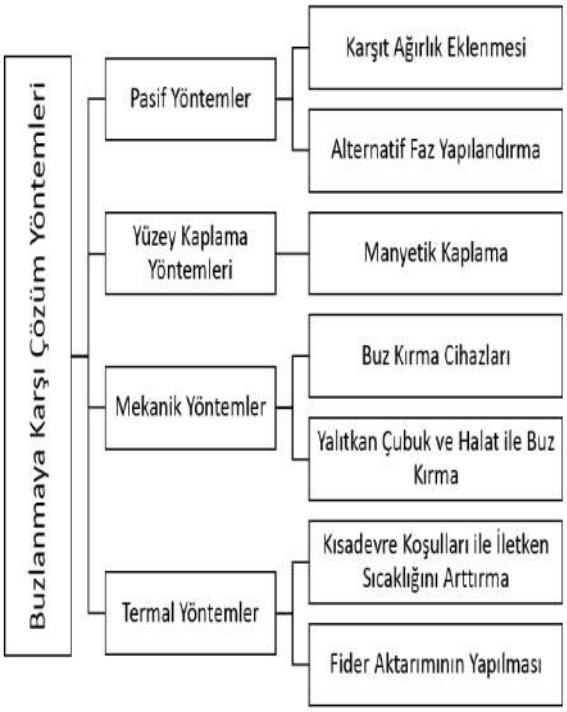
Tablo 2. BEDAŞ yıllık hava durum değişimine göre 2014 -2017 arıza sayıları.[19]

Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA) raporlarına ve çeşitli teknik makalelere göre, havai hat arızalarının büyük bir bölümü doğal afetler ve hava olaylarından kaynaklanmaktadır [7]

Tüm bu bulgular, havai hatlardaki arızaların yalnızca bölgesel kesintilere yol açmakla kalmayıp, aynı zamanda enerji arz güvenliği ve ekonomik verimlilik üzerinde kayda değer olumsuz etkiler oluşturduğunu göstermektedir [22].

4. Havai Hat Sistemlerinde Operasyonel Risklerin Azaltılmasına Yönelik Stratejiler ve Teknolojik Önlemler

Enerji sektöründe havai iletim hatlarının karşılaştığı dezavantajlar, yüksek arıza oranları ve özellikle kış aylarında iletkenler üzerinde biriken buz yükü gibi çevresel zorlamalar, yenilikçi çözümler geliştirme ihtiyacını ortaya çıkarmıştır. Buz yüküne karşı yenilikçi çözümler şekil 2' de verilmiştir.



Şekil 2. Buzlanmaya karşı çözüm yöntemleri [30]

Bu bağlamda güncel yaklaşımlardan biri, yalıtımlı iletkenlerin kullanımıdır. Geleneksel açık kabloların aksine, özel polimer bir malzeme ile kaplanmış iletkenler, hatların birbirine veya çevredeki bitki örtüsüne teması sonucu meydana gelebilecek kısa devre ve yangın riskini önemli ölçüde azaltmaktadır [20, 23]. Geleneksel çıplak iletkenler yerine polimer kaplamalı iletkenlerin tercih edilmesi, yangın ihtimalinin yüksek olduğu bölgelerde %98'e varan yangın risk azaltımı sağlamakta; ayrıca kuş teması ve korozif etkilere karşı yüksek direnç göstermektedir. Üç katmanlı tasarımlarıyla mekanik aşınmaya ve çevresel zorlamalara karşı dayanıklı olan bu iletkenler, yeraltına alma maliyetine kıyasla daha ekonomik bir alternatif oluşturarak güvenli ve güvenilir enerji iletimine katkı sağlamaktadır [21]. Bu yaklaşımın dikkat çekici bir uygulaması, Kanada'da Jasper Ulusal Parkı'nda ATO tarafından yürütülen projedir. Burada çıplak alüminyum iletkenler yerine polimer kaplı iletkenlerin kullanılmasıyla, ormanlık alanlarda bitki örtüsü ile temas kaynaklı kısa devre ve kıvılcım oluşumunun önüne geçilmiş, yangın riskinde %90' ın üzerinde azalma sağlanmış, iletim koridoru genişliği yaklaşık %50 oranında daraltılarak ağaç kesim ihtiyacı en aza indirilmiştir. Ayrıca bakım faaliyetlerinde %30 , arıza sıklığında ise %25 oranında düşüş rapor edilmiştir [31].



Görsel 2. ATCO tarafından gerçekleştirilen proje, kaplamalı havai iletken hattı [31]

Yalıtımlı iletkenlerin yanı sıra, akıllı şebeke teknolojilerinin entegrasyonu da havai hatların güvenilirliğini artırmaya yönelik önemli bir diğer çözüm olarak öne çıkmaktadır. Sensörler ve otomasyon sistemleri sayesinde hatlardaki sıcaklık, gerilim ve çevresel koşullar anlık olarak izlenebilmekte, olası arızalar gerçekleşmeden önce tespit edilerek bakım ekipleri uyarılabilmektedir [25-26]. Bu kapsamda RESISTO Projesi, havai iletim hatlarının fırtına, buz yükü, yüksek rüzgâr ve diğer olumsuz meteorolojik koşullara karşı dayanıklılığını artırmak amacıyla çok boyutlu bir strateji geliştirmiştir. Proje raporunda, yapay zekâ destekli tahmin algoritmaları sayesinde arıza riskinin yaklaşık 48 saat önceden öngörülebildiği, böylece önleyici operasyon planlarının zamanında devreye alınabildiği belirtilmiştir. IoT tabanlı sensörler aracılığıyla rüzgâr hızı, sıcaklık, nem ve titreşim gibi kritik parametrelerin anlık izlenmesi sayesinde bakım zamanlamasında %30' luk iyileşme sağlanırken; denetim süreçlerinde insansız hava araçları ve yüksek çözünürlüklü görüntüleme sistemlerinin kullanımıyla kontrol süreleri %40' a varan oranlarda kısaltılmıştır. Ayrıca yapısal güçlendirme teknikleri ve bitki örtüsü yönetimi uygulamalarının, pilot bölgelerde kış koşullarına bağlı arıza sıklığını %25 oranında azalttığı rapor edilmiştir [12].

Benzer şekilde, buzlanma yüklerinin yönetimi konusunda da yenilikçi yaklaşımlar geliştirilmektedir. Örneğin, Çin'in Kuzeydoğu Yunnan bölgesinde bulunan Yunnan Elektrik Şebekesi'ne ait "Tao-Luo-Xiong" hattı üzerinde gerçekleştirilen bir çalışmada, parçacık sürü optimizasyonu (PSO) algoritması ile optimize

edilmiş çevrimiçi tahmin modeli geliştirilmiştir. Bu model, geçmiş statik verilerle gerçek zamanlı dinamik verileri birleştirerek buzlanma yüklerini yüksek doğrulukla öngörebilmekte ve bu sayede bakım ile buz çözme operasyonlarının daha etkin yönetilmesine imkân tanımaktadır [28]. Benzer bir yaklaşım ülkemizde de uygulanmış, dağıtım hatlarında buzlanma riskine yönelik eşik değer tabanlı bir risk değerlendirme modeli geliştirilmiştir. Bu modelde, risk seviyesinin belirlenen eşikleri aşması durumunda iletken yüzey sıcaklığının yük aktarımı ve reaktör anahtarlamaları yoluyla artırılması hedeflenmiş, saha ziyaretleri ile doğrulanan sonuçların güvenilirliği ortaya konmuştur [30].

Öte yandan, Birleşik Krallık'ta yürütülen bir çalışmada ise, 15 yıllık meteorolojik veriler ile arıza kayıtları entegre edilerek istatistiksel öğrenme temelli risk tahmin modelleri geliştirilmiştir. Bulgular, bu tür veri odaklı yaklaşımların birkaç günlük tahmin penceresi içinde olası arızaları başarılı şekilde öngörebildiğini ve bakım planlaması ile acil müdahale süreçlerinde enerji şirketlerine önemli operasyonel avantajlar sağladığını göstermektedir [29].

Bu çalışmada ele alınan farklı ülke ve projelere ait çözüm yaklaşımları, hedeflenen risk türleri ve elde edilen iyileşme oranları Tablo 3'te özetlenmiştir.

Hedeflenen Risk	**Uygulama / Ülke**	**Çözüm / Teknoloji**	**Elde Edilen Sonuç / İyileşme Düzeyi**
Ağaç teması, kısa devre, yangın	Kanada – ATCO, Japonya, Finlandiya	Polimer kaplamalı (yalıtımlı) iletken sistemleri	🔹 Yangın riski %90–98 azalma 🔹 Arıza sıklığı %25 düşüş 🔹 Bakım maliyeti %30 azalma
Fırtına, buz yükü, yüksek rüzgâr, bakım gecikmesi	Avrupa – RESISTO Projesi	Akıllı şebeke, sensör ve IoT tabanlı izleme sistemleri	🔹 Arızalar 48 saat önceden öngörülüyor 🔹 Bakım planlamasında %30 iyileşme 🔹 Denetim süresi %40 azalma 🔹 Arıza sıklığı %25 azalma
Buzlanma ve iletken yük yönetimi	Çin – Yunnan Elektrik Şebekesi	PSO algoritması ile çevrimiçi buz yükü tahmin modeli	🔹 Yük tahmininde yüksek doğruluk 🔹 Operasyon planlamasında optimizasyon sağlandı
Buzlanma riski, sıcaklık kontrolü	Türkiye – Dağıtım Hatları	Eşik değer tabanlı risk değerlendirme modeli	🔹 Risk seviyesi aşıldığında reaktör anahtarlamasıyla sıcaklık artışı 🔹 Saha sonuçları başarılı
Meteorolojik arızalar, hava koşullarına bağlı riskler	Birleşik Krallık	Veri odaklı istatistiksel öğrenme modeli	🔹 Arızalar birkaç gün önceden öngörülüyor 🔹 Müdahale süresinde belirgin azalma

Tablo 3. Havai Hat Sistemlerinde Yenilikçi Çözümler, Uygulama Alanları ve İyileşme Düzeyleri

Sonuç olarak gerek polimer kaplı iletken uygulamaları gerekse akıllı şebeke ve yapay zekâ tabanlı izleme-tahmin sistemleri, iklim değişikliğinin getirdiği zorluklara karşı enerji sektörünün dayanıklılığını artırmaya yönelik proaktif ve teknoloji odaklı çözümler olarak öne çıkmaktadır.

5. Sonuç

Bu çalışmanın sonuçları, havai hatların düşük maliyet ve kurulum kolaylığı nedeniyle küresel ölçekte yaygın şekilde tercih edilmesine karşın, meteorolojik ve çevresel koşullara karşı yüksek kırılganlık taşıdığını göstermektedir. Polonya, Litvanya ve Kuzey Amerika örneklerinden elde edilen istatistikler, rüzgâr, buz yükü ve fırtına gibi faktörlerin arıza oranlarını belirgin şekilde artırdığını ortaya koymaktadır. Buna karşılık, yalıtımlı iletkenler, akıllı şebeke teknolojileri, IoT tabanlı izleme sistemleri ve yapay zekâ destekli arıza tahmin modelleri gibi yenilikçi çözümler, operasyonel güvenilirliğin artırılmasında etkili stratejiler sunmaktadır. Ayrıca, yapısal güçlendirme ve bitki örtüsü yönetimi gibi geleneksel önlemler,

Bununla birlikte, ulusal ölçekte havai hat arızalarına ilişkin uzun dönemli ve bölgesel veri setlerinin sınırlı olması, mevcut risk değerlendirmelerinin kapsamını daraltmaktadır. Gelecekte yapılacak çalışmaların; Türkiye'nin farklı iklim bölgelerinde arıza kayıtları ile meteorolojik verilerin entegre edildiği kapsamlı bir veri tabanının oluşturulmasına, buz yükü ve fırtına etkilerini analiz

eden sayısal simülasyon ve modelleme çalışmalarına, yapay zekâ tabanlı tahmin algoritmalarının IoT tabanlı sensör sistemleri ile bütünleştirilmesine odaklanması kritik önem taşımaktadır. Ayrıca, yalıtımlı iletken ve kaplamalı sistemlerin pilot bölgelerde saha uygulamalarının yapılması ve iklim değişikliğine uyum senaryolarının geliştirilmesi, ülkemizin enerji arz güvenliği ve sürdürülebilir enerji altyapısı açısından stratejik katkılar sağlayacaktır.

6. Kaynaklar

[1] U.S. Energy Information Administration. (n.d.). The science of electricity. https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/the-science-of-electricity.php?utm_source=chatgpt.com

[2] Kumru, C. F., & Arıkan, O. (2020). Enerji iletim sistemlerinde hat deplasesinin elektrik alan dağılımı ve güvenli yaklaşma mesafeleri bakımından incelenmesi. Pamukkale Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi, 26(2), 279-285. Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi, 26(2), 279-285.

[3] Zohuri, Bahman & Mcdaniel, Patrick. (2019). The Electricity: An Essential Necessity in Our Life. 10.1007/978-3-030-23682-3_1.

[4] Li, Y., Jiang, L., Xie, M., Yu, J., Qian, L., Xu, K., ... & Wang, Y. (2024). Advancements and challenges in power cable laying. Energies, 17(12), 2905.

[5] Papailiou, K. O. (2016). Havai hatlar. Springer Güç Sistemleri El Kitabı'nda (s. 611-758). Singapur: Springer Singapur.

[6] Larsen, P. H. (2016). Yer altı elektrik iletim ve dağıtım hatlarının maliyetlerini ve faydalarını tahmin etmek için bir yöntem. Enerji Ekonomisi, 60, 47-61

[7] International Energy Agency (IEA). (2025). Electricity grids and secure energy transitions. https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions

[8] Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. Genel Müdürlüğü. (2024). TEDAŞ 2023 yılı faaliyet raporu.

[9] Council, W. P. Undergrounding: Hidden Lines, Hidden Costs.

[10] Tomaszewski, M., Ruszczak, B., Michalski, P., & Zator, S. (2019). The study of weather conditions favourable to the accretion of icing that pose a threat to transmission power lines. International Journal of Critical Infrastructure Protection, 25, 139-151.

[11] Güven, A. F. (2018). *9 – Önlisans İçin Transformatörler*

[12] Rodríguez-Rivero, J., López-García, D., Segovia, F., Ramírez, J., Górriz, J. M., Serrano, R., ... & Prieto, I. (2024, May). RESISTO Project: Safeguarding the Power Grid from Meteorological Phenomena. In International Work-Conference on the Interplay Between Natural and Artificial Computation (pp. 246-261). Cham: Springer Nature Switzerland.

[13] Hawker, G., Bell, K., Bialek, J., & MacIver, C. (2024). Management of extreme weather impacts on electricity grids: an international review. Progress in Energy, 6(3), 032005.

[14] Pijarski, P., & Belowski, A. (2025). Outage Rates and Failure Removal Times for Power Lines and Transformers. Applied Sciences (2076-3417), 15(14).

[15] Hawker, G., Bell, K., Bialek, J., & MacIver, C. (2024). Management of extreme weather impacts on electricity grids: an international review. Progress in Energy, 6(3), 032005.

[16] Rimkus, E., Stonevičius, E., Gečaitė, I., Mačiulytė, V., & Valiukas, D. (2024). Impact of Meteorological Conditions on Overhead Transmission Line Outages in Lithuania. Atmosphere, 15(11), 1349 Transmission Line Outages in Lithuania. Atmosphere, 15(11), 1349.

[17] Ren, H., Hou, Z. J., Ke, X., Huang, Q., & Makatov, Y. (2021, July). Analysis of weather and climate extremes impact on power system outage. In 2021 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM) (pp. 01-05). IEEE.

[18] YOLDAŞ, A. Y., ÖZEN, Ş., ATEŞ, K., & Konyaaltı, A. Enerji İletim Hattı Güzergâh Seçiminde Yıldırım Faktörünün Değerlendirilmesi.

[19] Öz, İ. (2018). Elektrik dağıtım şebekelerinde arıza yönetim sistemlerinin geliştirilmesine yönelik tahmin metotlarının analizi (Yüksek lisans tezi). İstanbul Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.

[20] Luy, A. (2020, 14 Aralık). Covered conductor: A wildfire mitigation solution. T&D World. https://www.tdworld.com/wildfire/article/21146172/covered-conductor-a-wildfire-mitigation-solution

[21] Bairaboina, P. K. (2021, Eylül 22). Australia's bushfire risk to electricity supply – how covered conductors are helping. NS Energy. https://www.nsenergybusiness.com/features/bushfire-risk-get-it-covered/

[22] Gkika, A. V., Zacharis, E. A., Skikos, D. N., & Lekkas, E. L. (2023). Battling the extreme: lessons learned from weather-induced disasters on electricity distribution networks and climate change adaptation strategies. Hydrology Research, 54(10), 1196-1226.

[23] Tao, B., Cheng, L., Wang, J., Zhang, X., & Liao, R. (2022). A review on mechanism and

application of functional coatings for overhead transmission lines. Frontiers in Materials, 9, 995290.
[24] Luy, A. (2020). Covered Conductor: A Wildfire Mitigation Solution. T&D World, Dec, 14.
[25] Martínez, M. A., Duarte, H. E. A., González, D. A., & Rodríguez, D. M. F. (2020). Smart Sensors for Smart Grid Reliability. IEEE Access, 8, 40754–40767.
[26] Albanese, M., & Varlese, M. (2024). Smart grids: Impacts and challenges on energy sector. Journal of Applied Economic Sciences, 19(4).
[27] Rodríguez-Rivero, J., López-García, D., Segovia, F., Ramírez, J., Górriz, J. M., Serrano, R., ... & Prieto, I. (2024, May). RESISTO Project:
[28] Chen, Y., Li, P., Ren, W., Shen, X., & Cao, M. (2020). Field data–driven online prediction model for icing load on power transmission lines. Measurement and Control, 53(1-2), 126-140.
[29] Sieminski, A. M., & Donovan, C. R. (2022). Forecasting overhead distribution line failures using weather data and gradient-boosted location, scale, and shape models. arXiv preprint arXiv:2209.03495.
[30] Yılmaz, H., Alboyacı, B., Terciyanlı, E., Daldal, M., & Bilican, H. (2018). Havai hatlarda buzlanma riskinin hesaplanması ve buzlanmanın önlenmesine yönelik algoritma geliştirilmesi ve uygulaması. 15–16 Kasım 2018, Ankara.
[31] Marmon Utility. (2023). Aligning environmental stewardship and transmission planning: ATCO case study [PDF]. Marmon Utility. https://marmonutility.com/wp-content/uploads/2023/02/Aligning-Environmental-Stewardship-and-Transmission-Planning-ATCO-Case-Study-1.pdf
[32] Enerji Ekonomisi. (2019, 11 Ocak). ZOR AMA: Elektrik arızasına müdahale için direğe çıkıyor. Enerji Ekonomisi. Yayınlandığı sayfadan alındı: Enerjiekonomisi.com/zor-ama-elektrik-arizasina-mudahale-icin-direge-cikiyor/5110

Transformatör Standartları ve Alçak Gerilim Seviyelerinin Elektriksel ve Ekonomik Etkisi: 4000 kVA Yağlı Dağıtım Transformatörleri Üzerine Karşılaştırmalı Bir Çalışma

Electrical and Economic Impact of Transformer Standards and Secondary Voltage Levels: A Comparative Study on 4000 kVA Oil-Immersed Distribution Transformers

Kamran Dawood, Samet Kılıç, Semih Tursun

Astor Enerji, Araştırma ve Geliştirme Departmanı
Kamran.dawood@astoras.com.tr, samet.kilic@astoras.com.tr, Semih.tursun@astoras.com.tr

Özet

Dağıtım transformatörlerinin elektriksel ve ekonomik performansı hem tasarlandıkları düzenleyici çerçeveden hem de çalışma gerilim seviyelerinden önemli ölçüde etkilenir. Bu çalışmada, her biri 4000 kVA olarak derecelendirilen, 33 kV yüksek gerilim sargısına ve 800 V veya 400 V alçak gerilimlere sahip dört adet yağlı dağıtım transformatörü değerlendirilmiştir. Tasarımlar, çekirdek malzemesi (H0), sargı malzemesi (alüminyum) ve bağlantı tipi (Dyn11) sabit tutularak IEC ve Tier 2 (EU548) standartlarına göre gerçekleştirilmiştir. Karşılaştırmalı analiz; sipir sayısı, boşta kayıplar, yük kayıpları, kaçak empedansı ve üretim maliyeti gibi temel parametreler üzerinde yapılmıştır. Sonuçlar, daha sıkı düzenleyici sınırlar nedeniyle Tier 2 tasarımlarının tutarlı şekilde daha düşük boşta ve yükte kayıplara ulaştığını; IEC tasarımlarının ise daha yüksek kayıplara karşın, daha geniş tolerans payları sayesinde daha düşük üretim maliyeti sunduğunu göstermektedir. Ek olarak, düşük alçak gerilim değeri (400 V), akım büyüklüğünü, iletken boyutunu ve hem kayıpları hem de maliyeti artırır. Tier 2 tasarımların maliyetinin IEC eşdeğerlerinden %10-26 daha yüksek olduğu ve en pahalı olanın 4. durum (Tier 2, 400 V) olduğu tespit edilmiştir. Bu bulgular, üreticiler ve güç tedarikçileri için pratik bilgiler sunarak, dağıtım transformatörü tedarikinde mevzuata uygunluk, transformatör verimliliği ve ekonomik hususlar arasındaki farkı vurgulamaktadır.

Anahtar kelimeler: *Yağlı dağıtım transformatörü, IEC 60076, EU548 Tier 2, Alçak gerilim, Transformatör kayıpları.*

Abstract

The electrical and economic performance of distribution transformers is strongly influenced by both the regulatory framework under which they are designed and their operating voltage levels. This study evaluates four oil-immersed distribution transformer cases, each rated at 4000 kVA with 33 kV high-voltage winding and secondary voltages of either 800 V or 400 V. Designs were carried out according to IEC and Tier 2 (EU548) standards while keeping core material (H0), winding material (aluminum), and connection type (Dyn11) constant. Comparative analysis was performed on key parameters, including number of turns, no-load losses, load losses, leakage impedance, and manufacturing cost. Results demonstrate that Tier 2 designs consistently achieve lower no-load and load losses due to stricter regulatory limits, while IEC designs exhibit higher losses but lower manufacturing costs owing to wider tolerance allowances. Additionally, lower secondary voltage (400 V) increases current magnitude, conductor size, and both losses and cost. The cost of Tier 2 designs was found to be 10–26% higher than IEC equivalents, with Case 4 (Tier 2, 400 V) being the most expensive. These findings provide practical insights for manufacturers, and power suppliers, emphasizing the difference between regulatory compliance, transformer efficiency, and economic considerations in distribution transformer procurement.

Keywords: *Oil-immersed distribution transformer, IEC 60076, EU548 Tier 2, Secondary winding voltage, Transformer losses.*

1. Giriş

Dağıtım transformatörleri, elektrik güç sistemlerinin bel kemiğidir; gerilim dönüşümü, enerji verimliliği ve işletme güvenilirliği sağlayarak güç dağıtım ağları boyunca hizmet verirler. Farklı transformatör tipleri arasında, yağlı tip transformatörler, orta ve yüksek güç

uygulamalarında yüksek termal performansları, sağlamlıkları ve maliyet etkinliklerinden dolayı en yaygın olarak kullanılan teknolojiyi temsil etmektedir [1–3]. Bu transformatörlerin performansı, sargı malzemesi, çekirdek malzemesi, gerilim oranı gibi dahili tasarım kararlarının yanı sıra kayıplara, akı yoğunluklarına ve verimlilik marjlarına sınırlamalar getiren harici düzenleyici çerçeveler tarafından şekillendirilir [4–6].

Dünya genelinde, yağlı transformatörlerin tasarımını ve performansını düzenleyen çeşitli standartlar bulunmaktadır. IEC 60076 standardı, transformatör tasarımı, testi ve performansı hakkında yaygın olarak kabul gören yönergeler sağlar [7]. Kayıpları kesin olarak sınırlamasa da verilen değerler için toleransları belirleyerek üreticilere nominal performansa ulaşmada esneklik sağlar. Buna karşılık, Avrupa Eko Tasarım Direktifi kapsamındaki EU548 Tier 2 yönetmeliği hem boşta hem de yükte kayıplar için sıkı sınırlamalar getirmekte, enerji verimliliğine ve çevresel sürdürülebilirliğe öncelik vermektedir [8]. Bu temel fark bir denge ortaya çıkartır: IEC tasarımları biraz daha yüksek kayıplara sahip olma eğilimindedir ancak nispeten daha düşük maliyetlere sahiptir, oysa Tier 2 tasarımlar artan malzeme ve üretim maliyeti pahasına kayıpları azaltır.

Birçok çalışma, sargı malzemesinin (bakır ve alüminyum) ve yalıtım yağı tipinin transformatör performansı üzerindeki etkisini ele alırken [9–12], nispeten az sayıda çalışma, farklı standartların aynı malzeme ve derecelendirme koşulları altında yağa daldırılmış transformatör tasarımlarını nasıl şekillendirdiğini karşılaştırmaktadır. Daha da az sayıda çalışma, iletken boyutlarını, akım büyüklüğünü, kayıpları ve maliyeti doğrudan etkileyen Alçak gerilim seviyesinin etkisini araştırmaktadır.

TEDAŞ MLZ Şartnamelerine [13] göre yağlı ve kuru tip transformatörlerdeki kayıpları analiz eden önceki çalışmalara ve güç transformatörü tiplerinin finansal ve fiziksel özelliklerine odaklanan ikinci bir çalışmaya [14] dayanan bu makale, karşılaştırmalı metodolojiyi IEC ve Tier 2 şartnameleri kapsamında yağlı tip transformatörlere genişleterek, alçak gerilim değerinin seçiminin (800 V ve 400 V) elektriksel ve ekonomik performansı nasıl etkilediğini vurgulamaktadır. Çalışma, boşta çalışma kayıpları, yük kayıpları, kaçak empedansı ve maliyet için ayrıntılı sonuçlar sunarak verimlilik, mevzuata uygunluk ve ekonomik hususlar arasındaki dengeleri vurgulamaktadır.

Bu çalışmanın sonuçları, Tier 2 tasarımlarının, her iki alçak gerilim seviyesinde (800 V ve 400 V) verimlilik açısından IEC tasarımlarından sürekli olarak daha iyi performans gösterdiğini göstermektedir. Özellikle, Tier 2 tasarımlarında boşta kayıplar daha düşük olup, 800 V için %11'e, 400 V için ise %15'e varan azalmalar görülmüştür. Tier 2 standartları altında yük kayıpları da azalmıştır, ancak bu azalma daha az belirgindir ve daha katı düzenleyici kriterleri karşılayan optimize edilmiş iletken boyutlandırma ve sargı konfigürasyonlarını yansıtmaktadır. Bu bulgular, düzenleyici standartların transformatör performansı ve verimliliği üzerindeki önemli etkisini vurgulamaktadır.

Ayrıca, ekonomik analiz, Tier 2 uyumluluğunun, daha düşük kayıplara ulaşmak için gereken daha büyük iletken gereksinimleri nedeniyle üretim maliyetlerini artırdığını göstermektedir. Maliyet artışı, akım büyüklüğünün iki katına çıkarak daha yüksek malzeme tüketimine ve üretim karmaşıklığına yol açtığı 400 V alçak gerilim tasarımlarında özellikle belirgindir. Bu durum, verimlilik ve ekonomik uygulanabilirliği dengelemek için transformatör tasarımı sırasında hem yasal uyumluluğun hem de gerilim seçiminin dikkate alınmasının önemini vurgulamaktadır.

2. Metodoloji ve Tartışma

Bu çalışmada, 33 kV nominal yüksek gerilim değerine ve 800 V ve 400 V olmak üzere iki farklı alçak gerilim seviyesine sahip 4000 kVA yağlı dağıtım transformatörü ele alınmıştır. Tablo 1'de özetlendiği gibi dört tasarım durumu incelenmiştir. Çekirdek malzemesi (H0), sargı malzemesi (alüminyum) ve bağlantı tipi (Dyn11), standartların ve alçak gerilim değerinin elektriksel performans ve maliyet üzerindeki etkisini izole etmek için sabit tutulmuştur.

Tablo 1. Tüm durumlar için transformatör tasarım parametreleri

Durum	1	2	3	4
Güç (kVA)	4000			
Nominal Yüksek Gerilim (V)	33000		33000	
Nominal Alçak Gerilim (V)	800		400	
YG Akımı (A)	40.4		40.4	
AG Akımı (A)	2886.75		5773.50	
AG sipir sayısı	17	18	9	9
YG sipir sayısı	1214	1286	1286	1286
Bağlantı Sayısı	Dyn11			
Sargı Malzemesi	Alüminyum			
Çekirdek Malzemesi	H0			
Standart	IEC	TIER 2	IEC	TIER 2

800 V'tan 400 V'a düşüldüğünde sargı akımının artması, daha büyük iletken kesitleri gerektirir ve bu da üretim maliyetini doğrudan etkiler.

Boşta kayıplar, çekirdek malzemesi ve standart sınırlamalarından büyük ölçüde etkilenir. Tablo 2, tüm durumlar için boşta kayıplar özetlemektedir. Tier 2 tasarımlar, daha sıkı boşta kayıp limitleri sayesinde sürekli olarak daha düşük boşta kayıplara ulaşırken, IEC tasarımları izin verilen tolerans aralığı sayesinde daha yüksek kayıplara izin verir. Daha düşük boşta kayıplar

verimliliği artırır, ancak ek malzeme ve tasarım ayarlamaları gerektirir.

Tablo 2. Boşta Kayıplar

Durum	Boşta Kayıplar (W)
1	2789
2	2496
3	2892
4	2458

Durum 2 (Tier 2, 800 V), Durum 1'e (IEC, 800 V) kıyasla %11'lik bir azalma gösterirken, Durum 4 (Tier 2, 400 V), Durum 3'e (IEC, 400 V) kıyasla %15'lik bir azalma elde etmektedir. Bu, Tier 2 düzenlemelerinin boşta kayıpları kontrol etmedeki etkinliğini göstermektedir. Daha düşük boşta kayıplar, düşük yük çalışma dönemlerinde daha yüksek transformatör verimliliğine katkıda bulunmaktadır; bu da transformatörlerin genellikle nominal kapasitenin altında çalıştığı dağıtım şebekeleri için özellikle önemlidir.

Yük kayıpları, sargı direnci, iletken boyutu ve akımdan etkilenir. Tablo 3, tüm durumlar için yük kayıplarını özetlemektedir.

Tablo 3. Yük Kayıpları

Durum	Yük Kayıpları (W)
1	36269
2	34838
3	37852
4	34870

Tier 2 tasarımlar da azaltılmış yük kayıpları sergilemektedir. 800 V tasarımlar için, Durum 2, Durum 1'e kıyasla yaklaşık %4 daha az yük kaybına sahiptir. 400 V tasarımlar için, Durum 4, Durum 3'e kıyasla yük kayıplarını yaklaşık %8 oranında azaltmaktadır. Sonuçlar, düzenleyici standartların yalnızca boşta kayıpları etkilemekle kalmayıp aynı zamanda yük performansında da mütevazı bir iyileşmeye katkıda bulunduğunu vurgulamaktadır.

Transformatör tasarımının bir diğer önemli parametresi kaçak empedansıdır. Kaçak empedansı, transformatörün gerilim regülasyonunu ve kısa devre performansını etkiler. Tablo 4, dört durum için hesaplanan değerleri göstermektedir.

Tablo 4. Kaçak Empedansı

Durum	Kaçak Empedansı (%)
1	6.56 %
2	6.13 %
3	6.09 %
4	6.07 %

Tüm değerler, %6 ± %10 tasarım toleransı dahilindedir ve tüm durumlarda elektriksel uyumluluğu teyit eder. Tablo 5. Maliyet karşılaştırması (Durum 1 = 1,0'a göre).

Üretim maliyeti, iletken malzemesi, sargı uzunluğu ve çekirdek boyutundan etkilenir. Maliyet analizi sırasında, göreceli karşılaştırma için durum 1 (IEC, 800 V) referans alınmıştır. Tablo 5, karşılaştırmalı maliyet sonuçlarını sunmaktadır.

Tablo 4. Maliyet Karşılaştırması

Durum	Maliyet
1	K
2	1.10 K
3	1.11 K
4	1.26 K

Tier 2 tasarımlar, daha sıkı boşta ve yükte kayıp gereklilikleri nedeniyle IEC eşdeğerlerinden sürekli olarak daha pahalıdır ve bu da daha büyük iletken boyutları ve ek sargı dönüşleri gerektirir. Ayrıca, düşük alçak gerilimli (400 V) tasarımlar, sargı akımının iki katına çıkması ve önemli miktarda iletken malzemesi gerektirmesi nedeniyle maliyetleri önemli ölçüde artırır. 4. durum (Tier 2, 400 V), temel değere göre %26'lık bir artışla en yüksek maliyet senaryosunu temsil eder ve bu da düzenleyici uyumluluğun ve alçak gerilim seviyesinin transformatör ekonomisi üzerindeki birleşik etkisini gösterir.

Şekil 1'de 800 V alçak gerilimli IEC transformatör prototipinin ön görünümü gösterilmektedir.



Şekil 1. 800 V alçak gerilimli IEC transformatörün (ön görünüş)

Şekil 2'de 800 V alçak gerilimli IEC transformatör prototipinin arka görünümü gösterilmektedir.



Şekil 1. 800 V alçak gerilimli IEC transformatörün (arka görünüş)

3. Sonuçlar

Bu çalışmada, IEC ve Tier 2 standartlarına uygun olarak tasarlanmış, alçak gerilimleri 800 V ve 400 V olan dört adet 4000 kVA yağlı dağıtım transformatörünün detaylı karşılaştırmalı değerlendirmesi yapılmıştır.

Temel sonuçlar şunlardır:

1. Tier 2 tasarımları, IEC tasarımlarına kıyasla boşta kayıpları sürekli olarak azaltır ve 800 V için %11, 400 V için ise %15 oranında azalma sağlar. Bu, transformatör verimliliğini artırmada daha sıkı düzenleyici sınırların etkinliğini vurgular.
2. Tier 2 tasarımlarında yük kayıpları da azalır, ancak bu etki boşta kayıplara göre daha azdır ve 800 V için %4, 400 V için ise %8 oranında azalma sağlar. Bu azalma, daha sıkı kayıp sınırlarını karşılamak için gereken optimize edilmiş iletken boyutlandırmasına atfedilir.
3. Tüm durumlar için kaçak empedans değerleri, %6 ± %10 tasarım toleransı dahilinde kalarak operasyonel uyumluluğu teyit eder.
4. 1. Durum (IEC, 800 V) atıfta bulunulan maliyet analizi, Tier 2 uyumluluğunun, daha büyük iletken gereksinimleri ve ek çekirdek malzemesi nedeniyle üretim maliyetlerini artırdığını göstermektedir. En pahalı tasarım olan Durum 4 (Tier 2, 400 V), IEC taban değerinden %26 daha yüksektir ve bu da daha sıkı standartların daha düşük Alçak gerilime birleştirilmesinin önemli ekonomik etkisini göstermektedir.
5. IEC tasarımları, kayıplar için daha yüksek toleranslara izin vererek daha yüksek boşta ve yükte kayıplara ve daha düşük üretim maliyetlerine yol açarken, Tier 2 tasarımları malzeme ve üretim maliyetlerinden ödün vererek verimliliği ön planda tutar.

Genel olarak, sonuçlar düzenleyici standartların ve alçak gerilim seviyesinin seçiminin hem elektrik performansını hem de maliyeti önemli ölçüde etkilediğini vurgulamaktadır. Tier 2 tasarımlar üstün verimlilik ve azaltılmış işletme kayıpları sunar, ancak üreticiler ve kamu hizmetleri, dengeli bir tasarım stratejisi elde etmek için özellikle düşük alçak gerilim seviyesi uygulamaları için daha yüksek malzeme maliyetlerini dikkatlice değerlendirmelidir.

4. Kaynaklar

[1] Guo, Y., Chang, Y. ve Lu, B., "A review of temperature prediction methods for oil-immersed transformers", Measurement, Cilt 239, 115383, 2025.

[2] Ma, B., Hu, R., Wang, Y. ve Cheng, Y., "A study on the optimization of cooling performance for oil-immersed transformers in high temperature environments utilizing response surface methodology", Case Studies in Thermal Engineering, Cilt 63, 105353, 2024.

[3] Khan, M. M., Haque, R. ve Bajwa, A., "A systematic literature review on energy-efficient transformer design for smart grids", American Journal of Scholarly Research and Innovation, Cilt 1, No. 01, 186-219, 2022.

[4] Chronis, I., Kalogeropoulou, S. ve Psomopoulos, C. S., "A review on the requirements for environmentally friendly insulating oils used in high-voltage equipment under the eco design framework", Environmental Science and Pollution Research, Cilt 28, No. 26, s. 33828-33836, 2021.

[5] Dawood, K., Gezer, F., Kömürgöz, G. ve Tursun, S., "Evaluating the performance of Tier 2 transformers with copper and aluminum windings: Impact on energy efficiency and EU regulation compliance", 7th Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM), 2025, 333-337.

[6] Lapworth, J. A., Transformer user requirements, specifications and testing, IEE Power and Energy Series 32, 463-478, 2001.
[7] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 60076-1:2011 Power Transformers - Part 1: General, IEC Publications, Geneva, 2011.
[8] European Commission, "Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council of 21 October 2009, establishing a framework for the setting of ecodesign requirements for energy-related products (recast)", Official Journal of the European Communities, 2009.
[9] Taghikhani, M. A., "Power transformer winding thermal analysis considering load conditions and type of oil", International Journal of Material and Mechanical Engineering, Cilt 1, No. 6, 108-113, 2012.
[10] Pierce, L. W., "An investigation of the thermal performance of an oil filled transformer winding", IEEE Transactions on Power Delivery, Cilt 7, No. 3, 1347-1358, 2002.
[11] Grabko, V., Tkachenko, S. ve Palaniuk, O., "Determination of temperature distribution on windings of oil transformer based on the laws of heat transfer", ScienceRise, No. 5 (76), 3-13, 2021.
[12] Olivares-Galván, J. C., De León, F., Georgilakis, P. S. ve Escarela-Perez, R., "Selection of copper against aluminium windings for distribution transformers", IET Electric Power Applications, Cilt 4, No. 6, 474-485, 2010.
[13] Dawood, K., Gezer, F., Kömürgöz, G. ve Tursun, S., "Evaluation of energy losses in oil-immersed and dry-type transformers according to TEDAŞ MLZ specifications", 7th International Congress on Human-Computer Interaction, Optimization and Robotic Applications (ICHORA), 2025, 1-4.
[14] Dawood, K., Gezer, F., Kömürgöz, G. ve Tursun, S., "A comparative study of the financial and physical attributes of power transformer types", 7th International Congress on Human-Computer Interaction, Optimization and Robotic Applications (ICHORA), 2025, 1-4.

Transformatör Standartlarının Karşılaştırmalı Değerlendirmesi: 1250 kVA Yağlı Transformatör İçin Ağırlık ve Fiziksel Boyutlar Üzerindeki Etkisi

Comparative Assessment of Transformer Standards: Impact on Weight and Physical Dimensions for a 1250 kVA Oil-Immersed Transformer

Kamran Dawood, Zekiye Esra Şahin, Semih Tursun

Astor Enerji, Araştırma ve Geliştirme Departmanı
Kamran.dawood@astoras.com.tr, esra.sahin@astoras.com.tr, Semih.tursun@astoras.com.tr

Özet

Elektrik enerjisi iletim ve dağıtım sistemlerinde önemli bir bileşen yağlı tip dağıtım transformatörleridir. Bu nedenle verimli ve güvenli çalışmaları oldukça önemlidir. Dünya genelinde transformatörlerin tasarımından üretim aşamasına ve performanslarına kadar her aşamada çeşitli koşullarda verimli,güvenli çalışma ve yasal uyumluluğunu garanti eden standartlar bulunmaktadır. Yaygın olarak en bilinen standartlar ve şartnameler; IEC standartları, Avrupa'da geçerli olan EU548 şartnamesi, Türkiye'de ise TEDAŞ şartnameleridir. Ağırlık ve fiziksel boyutlar, transformatör tasarımında en kritik hususlar arasındadır ve yalnızca teknik performansı değil, aynı zamanda nakliye lojistiğini, kurulum fizibilitesini ve transformatör maliyetini de etkiler. Transformatör yağları, malzemeleri ve tasarım yaklaşımları kütle ve hacme önemli ölçüde katkıda bulunsa da uluslararası standartlar da eşit derecede önemli bir rol oynar. Bu makale, IEC (Uluslararası Elektroteknik Komisyonu), Avrupa EU548 ve TEDAŞ olmak üzere üç ana transformatör standardının, aynı yağ Shell Diala S4 ZX-I kullanıldığında 1250 kVA, 10/0,4 kV yağlı bir güç transformatörünün kütlesini ve boyutlarını nasıl etkilediğini araştırmaktadır. Bulgular, standartların transformatör ağırlığını ve fiziksel boyutlarını şekillendiren önemli bir tasarım parametresi olarak rolünü vurgulamaktadır. Çalışma, çeşitli düzenleyici çerçeveler altında transformatör tedariğini ve dağıtımını optimize etmekle ilgilenen araştırmacılar, üreticiler ve tedarikçiler için temel bilgiler sağlamaktadır.

Anahtar kelimeler: *Yağlı tip transformatör, Transformatör standartları, IEC 60076, EU548 Tier 2, TEDAŞ şartnamesi.*

Abstract

Oil-immersed distribution transformers are essential components in electrical energy transmission and distribution systems. Ensuring their efficient and reliable operation is therefore critically important. Across the globe, various technical standards regulate each stage of transformer development, including design, manufacturing, and operational performance. These standards aim to guarantee safety, efficiency, and legal compliance under a wide range of environmental and loading conditions. The most widely recognized among these are the International Electrotechnical Commission (IEC) standards, the European Union Regulation EU 548/2014, and the technical specifications established by the Turkish Electricity Distribution Corporation (TEDAŞ). Weight and physical dimensions are among the most important considerations in transformer design. These factors influence not only the technical performance of the transformer but also affect transportation logistics, installation feasibility, and the total cost of ownership. While the choice of transformer oil, construction materials, and design strategies significantly contribute to mass and volume, the influence of international standards is equally substantial. This study explores how three major standards, namely IEC, EU548, and TEDAŞ, affect the weight and physical dimensions of a 1250 kVA, 10/0.4 kV oil-immersed distribution transformer, using the same insulating fluid, Shell Diala S4 ZX-I, in all scenarios. The results demonstrate that regulatory standards serve as a critical design parameter, shaping the overall mass and dimensions of transformers. The findings offer important insights for researchers, manufacturers, and electricity providers involved in the optimization of transformer design, procurement, and deployment within diverse regulatory environments.

Keywords: *Oil-immersed transformer, Transformer standards, IEC 60076, EU548 Tier 2, TEDAŞ specification.*

1. Giriş

Elektrik güç sistemlerinde önemli bir role sahip olan yağlı tip dağıtım transformatörleri aynı güç ve frekans değerlerinde gerilimi alçaltıp yükselterek elektrik enerjisinin etkin şekilde iletimini ve dağıtımını mümkün kılar [1]. Yağlı tip güç transformatörü özel olarak tasarlanan yalıtım yağına batırılmış çekirdek, sargılar ve kademe değiştiriciden oluşur. Elektrik santralleri, şantiyeler, fabrikalar, transformatör merkezleri, şehir içi dağıtım merkezleri gibi yerlerde kullanılırlar. Bu nedenle güvenli ve verimli bir şekilde çalışmaları oldukça önem arz etmektedir. Güç transformatörlerinin tasarımı, üretimi ve operasyonel performansı, değişen çevre ve yük koşullarında güvenlik, verimlilik ve mevzuata uygunluğu garanti eden uluslararası kabul görmüş standartlar tarafından yönetilmektedir. Bunlar arasında öne çıkanlar arasında Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (IEC) standartları, Avrupa Birliği'nin EU 548/2014 sayılı şartnamesi ve Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi (TEDAŞ) tarafından yayınlanan teknik şartnameler yer almaktadır. Bu standartlar, ilgili bölgelerinde transformatör performansı ve uygunluğu için temel gereklilikleri topluca belirlemektedir [2-6].

IEC (International Electrotechnical Commission), elektrik ve elektronik sistemler için standartlar geliştiren bir organizasyondur. IEC 60076 standardı, transformatörlerin tasarımı, testi ve bakımı için teknik gereklilikleri belirler [7]. Bu standart, boşta kayıpları, verimlilik ve diğer performans kriterlerini içerir. IEC standartlarına uyum, transformatörlerin güvenliğini ve verimliliğini sağlar. EU548 standardı ise, Avrupa Birliği'nde kullanılan transformatörler için özel bir düzenlemedir. IEC standartlarına benzer ama çevresel sürdürülebilirlik ve enerji verimliliği açısından daha sıkı şartlar sunar. 21 Mayıs 2014'te onaylanmış ve 11 Haziran 2014'te yürürlüğe girmiştir. Uygulama, iki aşamada gerçekleştirilmiştir: Tier 1 ve Tier 2 [8]. Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi (TEDAŞ), elektrik dağıtımını planlama, işletme ve geliştirme görevini üstlenen bir kamu kuruluşudur. TEDAŞ, enerji dağıtım sistemlerinde kullanılan ekipmanların güvenliği ve verimliliğini sağlamak için teknik şartnameler yayınlamaktadır. TEDAŞ'ın MLZ 99.032.E, MLZ 95.012.F şartnameleri yağlı tip dağıtım transformatörleri için tasarım, üretim, test ve işletme süreçlerine yönelik teknik gereklilikleri içerir [9-10]. Şartname, kayıplar, verimlilik, sıcaklık artışı gibi performans parametrelerini belirlemektedir. Ayrıca, IEC 60076 standardıyla uyumlu olup, enerji verimliliği için EU548/2014 standardını da dikkate alarak, düşük kayıp değerleri hedeflemektedir.

Yağlı tip transformatörlerin elektriksel performansının yanı sıra, fiziksel özellikleri (ağırlık ve boyutlar) pratik uygulamada belirleyici bir rol oynar. Nakliye maliyetleri, kurulum kolaylığı, transformatör merkezlerindeki alan gereksinimleri ve hatta sismik ve yapısal hususlar doğrudan transformatör kütlesi ve boyutuyla ilişkilidir.

Transformatörün kütlesini ve fiziksel boyutlarını belirleyen çeşitli faktörler vardır: çekirdek geometrisi ve malzemesi, sargı tasarımı, yalıtım sistemi, kazan yapısı ve yalıtım yağı hacmi. Bunlar arasında, transformatörün uyması gereken tasarım standartları önemli bir etkiye sahiptir. Standartlar, izin verilen akı yoğunluklarını, akım yoğunluklarını, sıcaklık artışlarını, dielektrik mesafelerini ve mekanik toleransları belirler. Sonuç olarak, aynı transformatör sınıfı, IEC (Uluslararası Elektroteknik Komisyonu), Avrupa EU548 ve TEDAŞ şartnamelerine göre tasarlanıp tasarlanmadığına bağlı olarak ağırlık ve boyut açısından önemli ölçüde değişiklik gösterebilir.

Yağlı tip güç transformatörlerinin performansı ve güvenilirliği, özellikle yalıtım yaşlanması, yağ özellikleri ve termal davranışa vurgu yapılarak literatürde kapsamlı bir şekilde incelenmiştir. Ancak, bu çalışmalar transformatör tasarım optimizasyonuna katkıda bulunsa da hiçbirinin ağırlık ve boyutlar gibi fiziksel parametrelerin şekillenmesinde farklı transformatör standartlarının rolünü doğrudan incelememiş olması dikkat çekicidir.

[2]'de, mineral yağlı güç transformatörlerinde selüloz yalıtımının bağıl yaşlanma oranının tahmin doğruluğunu artırmak için çaba sarf edilmiştir. Çalışma, yaşlanma eğilimlerini daha iyi yakalamak için IEC 60076–7 verilerine ve önerilen enterpolasyon ve ekstrapolasyon yöntemlerine dayanmaktadır. Bu çalışma, transformatör tasarımının standart tabanlı termal performans modelleriyle uyumlu hale getirilmesinin önemini vurgulamaktadır.

Yalıtım yağlarının güvenlik yönü de bir diğer araştırma odağı olmuştur. [11]'de, farklı transformatör yağlarının yanma süreci ve yangın özellikleri, özellikle yağ tipinin yanıcılığı nasıl etkilediğine dikkat çekilerek deneysel olarak incelenmiştir. Bu, yağlı tip güç transformatörlerinin risk değerlendirmesi ve işletme güvenliği için değerli bilgiler sağlar.

Transformatör teknolojileri arasında daha geniş karşılaştırmalar da incelenmiştir. [12] ve [13]'teki çalışmalar, yağlı ve kuru tip transformatörleri karşılaştırarak, verimlilik, güvenlik ve kullanım ömrü hususlarındaki avantajlarını vurgulamıştır. Bu çalışmalar, tasarımcılara ve müşterilere, belirli uygulamalar için ekipman seçerken transformatör tipleri arasındaki farklar hakkında fikir vermektedir.

Yağ tipi ve yalıtım sistemi özellikleri üzerindeki uzun vadeli etkisi [14]'te incelenmiştir. Çalışma, sıcaklığın birincil bozulma faktörü olduğunu vurgulamış ve farklı yağların stres altında termal yaşlanmayı nasıl

etkilediğini değerlendirmiştir. Transformatör güvenilirliği için yağ seçiminin önemi vurgulanmıştır. Yapay zekâ yöntemleri, transformatörlerin durum değerlendirmesine de dahil edilmiştir. [15]'te, kimyasal ve fiziksel göstergeleri yapay zekâ tabanlı modellerle analiz ederek mineral yağlı güç transformatörlerinin ömrünü tahmin etmek için yeni bir yaklaşım önerilmiştir. Bu, transformatör sağlığını tahmin etmede geleneksel analitik ve sayısal yöntemlerden veri odaklı yaklaşımlara geçişi temsil etmektedir. [16]'da yağı değiştirilmiş transformatörlerin termal performansı kapsamlı bir şekilde incelenmiş ve yağ değiştirme stratejilerinin uzun vadeli güvenilirlik üzerindeki etkisi vurgulanmıştır.

Bu çalışmalar, transformatör araştırmalarında yağ türüne, yalıtım bozulmasına, güvenliğe ve termal performansa güçlü bir vurgu yapıldığını ortaya koymaktadır. Birçok araştırma, transformatör yağlarını veya yağlı ve kuru tip transformatörleri karşılaştırmış, bazıları ise yapay zekâ gibi modern araçları transformatör ömrü tahminine entegre etmiştir. Ancak, bu çalışmaların hiçbiri farklı standartların (IEC, EU548 Tier 2 ve TEDAŞ) transformatör ağırlığı ve fiziksel boyutları üzerindeki etkisini karşılaştırmamıştır. Standartların yalnızca verimlilik ve kayıp gereksinimlerini düzenlemekle kalmayıp aynı zamanda tasarım marjlarını, malzeme kullanımını ve kazan yapısını da doğrudan etkilediği göz önüne alındığında, bu boşluk kritik bir araştırma alanı oluşturmaktadır. Uygulamada, bu standartlar ve şartnameler yalnızca transformatörün ağırlığını ve fiziksel boyutlarını etkilemekle kalmaz, aynı zamanda nakliye gerekliliklerini, kurulum alanlarını ve uzun vadeli yapısal etkileri de etkiler. Bu konunun önemine rağmen, sabit bir yağ türü ve sınıfı için farklı standartların transformatör ağırlığını ve fiziksel boyutlarını nasıl etkilediğini açıkça karşılaştıran nispeten az sayıda çalışma vardır veya hiç çalışma yoktur.

Bu makale, 1250 kVA, 10/0,4 kV yağlı bir transformatörün ağırlığı ve fiziksel boyutları açısından IEC (Uluslararası Elektroteknik Komisyonu), Avrupa EU548 ve TEDAŞ şartnamelerinin karşılaştırmalı bir değerlendirmesini yaparak bu boşluğu doldurmaktadır. Bu değerlendirmede, sabit yalıtım ve soğutma ortamı olarak Shell Diala S4 ZX-I kullanılmıştır.

Bu makale, aynı yağ ve anma değeri kullanılsa bile, transformatör standartlarının yağlı transformatörlerin ağırlığını ve boyutlarını önemli ölçüde etkilediğini göstermiştir. TIER 2 standartları daha ağır, IEC standartları daha hafif transformatörler üretmektedir ve TEDAŞ önerileri, orta düzey, güvenilirlik odaklı tasarımları teşvik etmektedir.

2. Transformatörlerin Detayları ve Tartışma

Farklı standartların transformatör kütlesi ve boyutları üzerindeki etkisini değerlendirmek amacıyla, 1250 kVA, 10/0,4 kV yağlı tip dağıtım transformatörünün üç tasarım örneği aynı malzeme ve yağ spesifikasyonları altında değerlendirilmiştir. Sargı (alüminyum), çekirdek (H0) ve yağ (Shell Diala S4 ZX-I) sabit tutulurken, geçerli standartlar (IEC, EU548 Tier 2 ve TEDAŞ) nihai transformatör tasarımında önemli değişiklikler getirmiştir. Daha da önemlisi, tüm tasarımlar ilgili standardın gereksinimlerini tam olarak karşılayarak optimize edilmiş ve mümkün olan en düşük maliyeti elde etmek için gerçekleştirilmiştir. Tedarikçiler ve üreticiler için bu analiz, transformatör üretimi, tedariği ve dağıtımı sırasında standart odaklı etkilerin itinayla dikkate alınmasının önemini vurgulamaktadır. Taşıma lojistiği ve kurulum alanının sınırlayıcı faktörler olduğu pazarlarda, IEC bazlı tasarımlar avantajlı olabilir. Öte yandan, uzun vadeli verimliliğin ve mevzuata uygunluğun önceliklendirildiği bölgelerde, EU548 Tier 2 veya TEDAŞ tasarımları, daha yüksek kütle ve boyutlarına rağmen daha iyi bir kullanım ömrü değeri sunabilir.

Her üç durumda da ortak olan elektriksel parametreler ve tasarım varsayımları Tablo 1'de özetlenmiştir.

Tablo 1. İncelenen 1250 kVA transformatörün elektriksel ve malzeme özellikleri

Durum	1	2	3
Güç (kVA)	1250		
Nominal Yüksek Gerilim (V)	10000		
Nominal Alçak Gerilim (V)	400		
Yüksek Gerilim Nominal Akım(A)	72,16		
Alçak Gerilim Nominal Akım (A)	1804		
Alçak Gerilim sarım sayısı	17	15	15
Yüksek Gerilim sarım sayısı	736	649	649
Sargı bağlantıları	Dyn		
Sargı Malzemesi	Alüminyum		
Çekirdek Malzemesi	H0		
Standart	IEC	TIER 2	TEDAŞ

Sabit elektriksel ve malzeme parametrelerinin ardından, her tasarımın toplam ağırlığı, yağ ağırlığı ve fiziksel boyutları hesaplanmıştır. Bu deneysel sonuçlar Tablo 2'de sunulmaktadır.

Tablo 2. Farklı standartlar altında ağırlık, yağ ve boyutların karşılaştırılması

	Toplam Ağırlık	Yağ Ağırlığı	Fiziksel Boyutlar
Durum 1	2589 kg	502 kg	1835x1115x1720
Durum 2	4040 kg	615 kg	2010x1150x1860
Durum 3	3679 kg	607 kg	1950x1140x1850

Tablolarda görüldüğü gibi, elektriksel özellikler üç standartta da aynı olsa da fiziksel özelliklerde önemli

sapmalar ortaya çıkmaktadır. Bu sapmalar, özellikle izin verilen kayıplar, verimlilik kısıtlamaları ve güvenlik marjları açısından, her standardın içerdiği tasarım felsefelerine doğrudan atfedilebilir. Tasarımlar, her düzenleyici çerçeve altında mümkün olan en düşük maliyet için optimize edildiğinden, ortaya çıkan kütle ve hacim farkları, her standardın kapsamında elde edilebilecek minimum konfigürasyonları açıkça yansıtmaktadır.

IEC bazlı transformatör (Durum 1), 2589 kg ile en düşük toplam kütleyi kaydeder. Buna karşılık, EU548 Tier 2 transformatörü (Durum 2), IEC'ye kıyasla %56'lık bir artışı temsil eden 4040 kg ile en yüksek kütleye sahiptir. TEDAŞ tasarımı (Durum 3), IEC'den yaklaşık %42 daha ağır, ancak EU548 Tier 2 transformatöründen %9 daha hafif olan 3679 kg toplam ağırlığıyla ikisinin arasında yer almaktadır.

Bu farklılıklar, standartların verimlilik ve kayıplara yaklaşımıyla açıklanmaktadır. IEC, katı üst sınırlar olmaksızın kayıplarda ±%10 toleransa izin vererek, üreticilerin malzeme kullanımını en aza indirmelerine ve ağırlığı azaltmalarına olanak tanır. Ancak Tier 2, daha büyük çekirdek kesitleri ve arttırılmış iletken kütlesi gerektiren katı kayıp sınırları uygular. TEDAŞ, IEC'den daha katı gereklilikler uygular, ancak Tier 2'ye kıyasla bir miktar esneklik göstererek orta düzeyde bir ağırlığa yol açar.

Şekil 1'de 1250 kVA IEC transformatörün prototipinin ön görünümü gösterilmektedir.



Şekil 1. 1250 kVA IEC transformatörü (ön görünüş)

Yağ miktarı da aynı eğilimi göstermektedir. IEC, en küçük yağ hacmi olan 502 kg gerektirirken, Tier 2 615 kg, TEDAŞ ise 607 kg gerektirir. Tier 2 ve TEDAŞ tasarımlarında, daha ağır ve hacimli aktif parçaların yeterli soğutulmasını sağlamak için daha büyük kazanlar gereklidir. Bu, verimlilik odaklı standartların yağ hacmi gibi yardımcı gereksinimleri dolaylı olarak nasıl arttırdığını göstermektedir.

IEC, 1835 × 1115 × 1720 mm boyutlarıyla en kompakt çözümü sunar. Tier 2, 2010 × 1150 × 1860 mm'ye kadar önemli ölçüde genişlerken, TEDAŞ 1950 × 1140 × 1850 mm boyutlarında bu ikisinin arasında yer alır. Bu boyut farklılıkları, eklenen malzeme kütlesi ve soğutma gereksinimlerine karşılık gelir. Operasyonel açıdan bakıldığında, kompakt IEC bazlı tasarımların taşınması ve kurulumu daha kolaydır; Tier 2 ve TEDAŞ ise daha fazla alan gereksinimi doğurur ancak daha yüksek uzun vadeli verimlilik sağlar.

Genel olarak, IEC standardı, katı olmayan kayıp toleransları sayesinde elde edilen kompaktlık ve maliyet minimizasyonuna vurgu yapar. EU548 Tier 2, verimliliği ve çevresel sürdürülebilirliği ön planda tutarak ağırlık, yağ ve fiziksel ayak izinde artışa neden olur. TEDAŞ bu iki yaklaşımı dengeleyerek ara tasarımlar ortaya çıkarır. En önemlisi, tüm örnekler standart çerçeveleri dahilinde minimum maliyet için optimize edildiğinden, sunulan sonuçlar keyfi tasarım tercihlerinden değil, yalnızca standartların kendisinden kaynaklanan gerçek temel farkları vurgulamaktadır.

Şekil 2'de 1250 kVA IEC transformatörün prototipinin yan görünümü gösterilmektedir.



Şekil 2. 1250 kVA IEC transformatörü (yan görünüş)

3. Sonuçlar

Bu çalışmada, IEC, EU548 Tier 2 ve TEDAŞ olmak üzere üç farklı transformatör standardının 1250 kVA, 10/0,4 kV yağlı tip dağıtım transformatörünün fiziksel özellikleri üzerindeki etkisi incelenmiştir. Elektriksel değer, sargı malzemesi, çekirdek malzemesi ve yalıtım yağı sabit tutulmuş olsa da sonuçlar, geçerli standardın transformatör kütlesini, yağ gereksinimlerini ve fiziksel boyutlarını önemli ölçüde değiştirdiğini göstermektedir. Çalışma, transformatör standartlarının fiziksel tasarım sonuçlarını doğrudan etkilediğini, toplam ağırlığı, yağ hacmini ve kurulum alanını doğrudan şekillendirdiğini ortaya koymaktadır. Standartlar arasındaki ağırlık ve boyut farklılıkları, standart seçiminin pratik sonuçlarını vurgulamaktadır. Daha ağır TIER 2 transformatörler daha yüksek nakliye maliyetlerine yol açabilir. IEC transformatörlerinin daha düşük ağırlıkları sayesinde nakliyesi de daha kolay olabilir. TEDAŞ odaklı tasarımlar, orta düzeyde olsa da küresel dağıtım ve uzun vadeli operasyonel dayanıklılık açısından en iyi alternatifi sunabilir.

4. Kaynaklar

[1] Wang, X., Tang, C., Huang, B., Hao, J., & Chen, G., "Review of research progress on the electrical properties and modification of mineral insulating oils used in power transformers", Energies, 11(3), 487, 2018.

[2] Poliakov, M., Vasylevskyi, V., & Poliakov, O., "Evaluation of the Relative Aging Rate of the Insulation of the Mineral-Oil-Immersed Power Transformer According to the Data of the IEC 60076–7 Standard", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 31(1), 102-110, 2023.

[3] Dawood, K., Gezer, F., Kömürgöz, G., & Tursun, S., "Evaluating the Performance of Tier 2 Transformers with Copper and Aluminum Windings: Impact on Energy Efficiency and EU Regulation Compliance", In 2025 7th Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM), 2025, 333-337.

[4] Patil, A. J., Singh, A., & Jarial, R. K., "A novel fuzzy based technique for transformer health index computation", In 2019 International Conference on Advances in Computing, Communication and Control (ICAC3), 2019, 1-6.

[5] Dawood, K., Gezer, F., Kömürgöz, G., & Tursun, S., "Evaluation of Energy Losses in Oil-Immersed and Dry-Type Transformers According to TEDAŞ MLZ Specifications", In 2025 7th International Congress on Human-Computer Interaction, Optimization and Robotic Applications (ICHORA), 2025, 1-4.

[6] Dawood, K., Gezer, F., Kömürgöz, G., & Tursun, S., "A Comparative Study of the Financial and Physical Attributes of Power Transformer Types", In 2025 7th International Congress on Human-Computer Interaction, Optimization and Robotic Applications (ICHORA), 2025, 1-4.

[7] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 60076-1:2011 "Power Transformers - Part 1: General", IEC Publications, Geneva, 2011.

[8] European Commission, Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council of 21 October 2009, establishing a framework for the setting of ecodesign requirements for energy-related products (recast), Official Journal of the European Communities, 2009.

[9] Türkiye Elektrik Dağitim A.Ş. (TEDAŞ), "TEDAŞ-MLZ/99-032.E: Hermetik Tip OG/AG Dağıtım Güç Transformatörleri Teknik Şartnamesi", Ankara, 2017.

[10] Türkiye Elektrik Dağitim A.Ş. (TEDAŞ), "TEDAŞ-MLZ/95-012.F: Genleşme Depolu Tip OG/AG Dağıtım Güç Transformatörleri Teknik Şartnamesi", Ankara, 2017.

[11] Zhang, B., Zhang, J., Huang, Y., Wang, Q., Yu, Z., & Fan, M., "Burning process and fire characteristics of transformer oil: A study focusing on the effects of oil type", Journal of Thermal Analysis and Calorimetry, 139(3), 1839-1848, 2020.

[12] Dawood, K., Gezer, F., & Tursun, S., "Cost and Weight Comparison Between Dry-Type Transformer and Oil-Type Transformer", In 2024 16th Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF), 2025, 1-4.

[13] Amiri, H., "Analysis and comparison of actual behavior of oil-type and dry-type transformers during lightning", In 2021 25th Electrical Power Distribution Conference (EPDC), 2021, 1-4.

[14] Prosr, P., Polansky, R., Pihera, J., & Trnka, P., "Influence of oil type on the oil-paper insulation properties", In 2007 Annual Report-Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2007, 77-80.

[15] kk Alabdullh, M., Joorabian, M., Seifossadat, S. G., Saniei, M., & Abasi, M., "A novel method to estimate the lifetime of mineral oil-type power transformers based on the analysis of chemical and physical indicators using artificial intelligence", Heliyon, 10(22), 1-17, 2024.

[16] Dixit, A., Ekanayake, C., Ma, H., Saha, T. K., & Ansari, M. H., "Thermal analysis of natural cooling type distribution transformer retrofilled with natural ester oil", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 29(1), 231-239, 2022.

Üç Fazlı Altı Darbeli Kontrolsüz Doğrultucu Tarafından Beslenen Kablosuz Güç Transferi Devresinin Dengesiz Şebeke Gerilimleri Altında Performans Analizi

Performance Analysis of Wireless Power Transfer Circuit Fed by Three-Phase Six-Pulse Uncontrolled Rectifier Under Unbalanced Grid Voltages

Zeki Zürey[1], Şevket Cantürk[2], Murat Erhan Balcı[1]

[1]Balıkesir Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Balıkesir
zeki.zurey@balikesir.edu.tr, mbalci@balikesir.edu.tr

[2]Balıkesir Üniversitesi, Sındırgı Meslek Yüksek Okulu, Elektrik Bölümü, Balıkesir
scanturk@balikesir.edu.tr

Özet

Literatürde, 3 fazlı 6 darbeli kontrolsüz doğrultucu devrelerinin dengesiz şebeke gerilimleri altında performansını analiz eden çeşitli çalışmalar mevcuttur. Ancak, dengesiz gerilimlerin bu tip doğrultucularla beslenen kablosuz güç transferi (KGT) devrelerine etkisine odaklanan bir çalışmaya yazarlar tarafından ulaşılabilen literatürde rastlanmamıştır. Belirtilen eksiklikten hareketle hazırlanan bu çalışmada, öncelikle dengesiz gerilim kaynakları ile beslenen 3 fazlı 6 darbeli kontrolsüz doğrultucuya bağlı bir KGT sisteminin zaman-alanı modeli Matlab/SIMULINK ortamında geliştirilmiştir. Model kullanılarak, sabit direnç ve sabit güç karakteristiğine sahip yükler için farklı dengesiz gerilim koşullarında devrenin performansı simüle edilmiştir. Analizlerde; verim, güç faktörü, yüke aktarılan aktif güç, d.a. yük geriliminin bağıl dalgalanma oranı (ΔV_o) ile şebekeden çekilen akımların toplam harmonik bozulma ve dengesizlik faktörü değerleri dikkate alınmıştır. Sonuçlar, modellenen devrenin performansının her iki yük karakteristiği için kaynak gerilimi dengesizliğinden olumsuz etkilendiğini ortaya koymuştur. Özellikle ΔV_o'ın dengeli gerilim durumundaki %7.96 değerinden dengesizlik oranına bağlı olarak sabit direnç yük karakteristiğinde %24.63 ve sabit güç yük karakteristiğinde %26.57 değerine kadar yükseldiği görülmüştür.

Anahtar kelimeler: *Kablosuz güç transferi, gerilim dengesizliği, harmonikler, SIMULINK, altı darbeli kontrolsüz doğrultucu.*

Abstract

Various studies exist in the literature analyzing the performance of three-phase, six-pulse, uncontrolled rectifier circuits under unbalanced grid voltages. However, no study focusing on the effects of unbalanced voltages on wireless power transfer (WPT) circuits fed by these types of rectifiers has been found in the literature accessed by the authors. In this study, prepared to address this deficiency, a time-domain model of a WPT system connected to a three-phase, six-pulse, uncontrolled rectifier fed by unbalanced voltage sources is developed in the Matlab/SIMULINK environment. Using the model, the circuit's performance is simulated under various unbalanced voltage conditions for the load characteristics as constant resistance and constant power. In the analyses, efficiency, power factor, active power delivered to the load, relative ripple ratio (ΔV_o) of the d.c. load voltage, total harmonic distortion and unbalance factor of the currents drawn from the grid are considered. The results reveal that the performance of the modeled circuit is negatively affected by source voltage unbalance for both load characteristics. In particular, it is observed that ΔV_o increases from 7.96% in the balanced voltage condition to 24.63% in the constant resistance load characteristic and 26.57% in the constant power load characteristic, depending on the unbalance ratio.

Keywords: *Wireless power transfer, voltage unbalance, harmonics, SIMULINK, six-pulse uncontrolled rectifier.*

1. Giriş

Üç fazlı sistemlerde gerilim dengesizliği, faz veya hat gerilimlerinin etkin değerlerinin birbirine eşit olmaması veya faz açıları arasında sırasıyla 120'şer derece fark olmaması durumudur [1]. Dengesizlik, güç sistemlerinde ekstra kayıplara yol açan ve enerji verimliliğini olumsuz etkileyen önemli bir güç kalitesi problemidir [1], [2]. Dengesizlik problemi, İngiltere, ABD, kıta Avrupası ve diğer birçok ülkelerin dağıtım sistemlerinde yaygın olarak görülmektedir [3]. Bu problemin iyi bilinen sebepleri arasında, tek fazlı yüklerin fazlara dengeli bir

şekilde dağıtılmaması, asimetrik hatlar, eşit olmayan hat empedansları ve dengesiz arızalar sayılabilir [1], [3]. Günümüzde, tek fazlı fotovoltaik dağıtık üretim birimleri ve tek fazlı elektrikli araç şarj istasyonlarının fazlara eşit güçlerde dağıtılmaması da dengesizliğin bir sebebi haline gelmiştir [4]. Buna ilaveten, ideal besleme koşullarında dengeli akımlar çeken üç fazlı asenkron motorlar ve altı darbeli doğrultucular, gerilim dengesizliğine bağlı olarak önemli ölçüde dengesiz akımlar çekebilmektedir [2], [5].

Şebeke gerilimindeki dengesizliğin etkilerinin en fazla değerlendirildiği güç sistem elemanlarından biri üç fazlı asenkron motorlardır [6]-[8]. Bu çalışmalardan biri olan [6]'da Matlab/SIMULINK ortamında gerçekleştirilen parametrik analizlerden dengesiz gerilimler altında bu yüklerin veriminin ve güç faktörünün düştüğü, tork dalgalanmasının ise arttığı sonuçlarına varılmıştır. Aynı çalışmanın devamı niteliğindeki [7]'de ise gerilim dengesizliğinin asenkron motor azami yüklenme oranı üzerinde olumsuz etkisinin olduğu gösterilmiştir. Farklı dengesizlik durumlarında azami yüklenme oranının tahmini için yanıt yüzey yöntemi temelli bir araç [8]'de sunulmuştur.

Dengesizlik etkilerinin analiz edildiği bir diğer yük ise 6 darbeli kontrolsüz doğrultucudardır [9]-[11]. Referanslanan çalışmalarda sunulan sonuçlar, gerilim dengesizliğinin bu yüklerin karakteristik olmayan (üç ve üçün katı numaralarda) harmonik akımları çekmesine yol açtığını ve akım harmonik bozulmasını artırdığını göstermiştir. Buna ilaveten [9]'da 6 darbeli doğrultucularda güç faktörünün ve doğrultulmuş gerilimdeki dalgalanmanın besleme gerilimindeki dengesizlikten olumsuz etkilendiğini gösteren analiz sonuçları sunulmuştur. Ayrıca, [10]'da elde edilen sonuçlar, 6 darbeli doğrultucunun akım harmonik bozulmasının, gerilim dengesizliği altında d.a. yükün karakteristiğine (seri bağlı R–L ve paralel bağlı R–C) göre farklı şiddette etkilendiğini ortaya koymuştur.

Sürdürülebilir Kalkınma Senaryosuna göre, 2030 yılına kadar dünya genelinde yaklaşık 4 milyon halka açık hızlı şarj sisteminin devreye alınması planlanmaktadır [12]. Öte yandan, kablosuz güç transferi (KGT) temelli şarj sistemleri, emniyet ve otomatik şarja elverişlilik avantajlarıyla ön plana çıkmaktadır [12].

Dengesiz şebeke gerilimlerinin üç fazlı elektrikli araç şarj devrelerine olumsuz etkilerini gösteren ve bu etkileri iyileştirmeyi amaçlayan çalışmalar literatürde mevcuttur [13]-[15]. Ancak, 3 fazlı 6 darbeli kontrolsüz doğrultucudan beslenen KGT devresinin dengesiz şebeke gerilimleri altında, performansını ve güç sistemiyle arasındaki etkileşimi analiz eden bir çalışmaya ulaşılabilen literatürde yazarlar tarafından rastlanmamıştır. Bu çalışmada, öncelikle dengesiz gerilim kaynakları ile beslenen 3 fazlı 6 darbeli kontrolsüz doğrultucuya bağlı bir KGT sisteminin zaman-alanı modeli Matlab/SIMULINK ortamında geliştirilmiştir. Devamında, geliştirilen model kullanılarak, sabit direnç ve sabit güç karakteristiğine sahip yükler için farklı dengesiz gerilim koşullarında devrenin performansı değerlendirilmiştir.

2. Sistem Modeli ve Performans Parametreleri

Bu bölümde, analizlerde ele alınan sistem modeli tanıtılacak ve analiz edilen performans parametrelerinin ifadeleri verilecektir.

2.1. Zaman Tanım Bölgesi Sistem Modeli

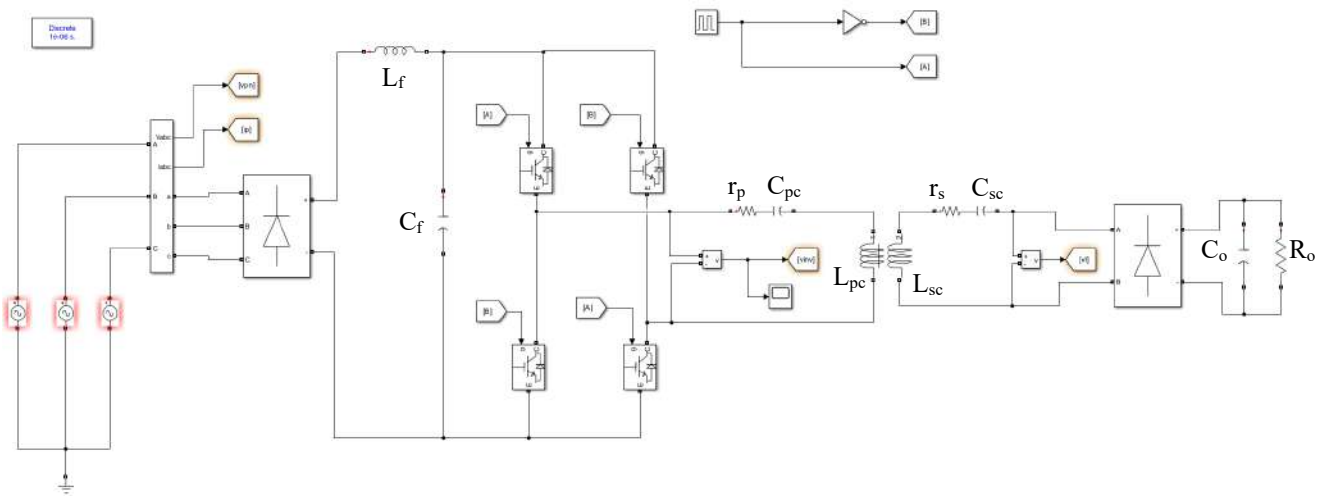
Analiz sisteminin Matlab/SIMULINK ortamında oluşturulan modeli Şekil 1'de verilmiştir. Şekil 1'den görüldüğü üzere, sistemin kaynak tarafı yıldız bağlı sinüzoidal gerilim kaynaklarından oluşmaktadır. Kaynakların genlikleri ve faz açılarıyla oynanarak çeşitli dengesiz gerilim senaryoları sistemde simüle edilmiştir. Sistemde şebeke tarafı hat gerilimlerinin anma etkin değeri ve anma frekansı 400 V ve 50 Hz olarak belirlenmiştir.

Gerilim kaynaklarına bağlı 3 fazlı 6 darbeli kontrolsüz doğrultucunun çıkışında, filtre kondansatörü (C_f=500 µF) ve filtre bobini (L_f=7 mH) bulunmaktadır. KGT devresinde seri-seri kompanzasyon topolojisi [16] tercih edilmiştir. KGT'nin primer tarafındaki kompanzasyon elemanları L_{pc} ve C_{pc}, sekonder tarafındaki kompanzasyon elemanları ise L_{sc} ve C_{sc}'dir. Primer ve sekonder kompanzasyon elemanlarının kayıpları ise r_p ve r_s dirençleriyle modelde temsil edilmiştir. [12]'de pratik uygulaması yapılmış, rezonans frekansı 20 kHz ve kuplaj katsayısı 0.3688 olan KGT devresinde yer alan kompanzasyon elemanlarının değerleri (L_{pc}=202.9 µH, C_{pc}=312.1 nF, L_{sc}= 206.4 µH, C_{sc}=306.81 nF) ve bunlara ait iç dirençlerin değerleri (r_p= 0.242 Ω, r_s=0.23 Ω) simülasyonu yapılan sistemde dikkate alınmıştır. Bunun yanı sıra, basitliği ve sinüzoidal invertere göre önemli bir performans farkına yol açmaması [17] sebebiyle, kare dalga inverter KGT devresinde kullanılmıştır. İnverterin frekansı KGT'nin rezonans frekansına uygun olarak 20 kHz değerinde ayarlanmıştır. KGT'nin sekonder tarafına bağlı doğrultucunun çıkışında bir düzeltme kondansatörü (C_o=5 µF) ve yük direnci (R_o) mevcuttur. Sabit direnç yük karakteristiği için R_o 15 Ω değerinde olup sabit güç yük karakteristiği için R_o değişkendir. Anma dengeli gerilim koşullarında, d.a. yükün çektiği güç yaklaşık 29 kW olarak belirlenmiştir.

Zaman tanım bölgesinde diferansiyel durum denklemlerinin çözümüne dayalı bir yazılım olan Matlab/SIMULINK [18]'de, sisteme ait gerilim ve akımlar her bir şebeke gerilim durumu için simüle edilmiştir. Devamında aşağıdaki alt başlıkta tanıtılacak performans parametreleri hesaplanmıştır.

2.2. Performans Parametreleri

Analizlerde, sistemin verimi (η) ve güç faktörü (PF_e), R_o yük direncine aktarılan güç (P_o) ve bu direnç üzerinde düşen d.a. gerilimin (V_o) bağıl dalgalanma oranı (ΔV_o), kaynaktan çekilen akımların dengesizlik faktörü (CUF) ve yine kaynaktan çekilen akımların toplam harmonik



Şekil 1. Analiz sistemi.

bozulma (THDI) değerleri performans indisi olarak dikkate alınmıştır. Analiz edilen performans parametrelerinden biri olan verim (η), d.a. yüke aktarılan aktif güç (P_o) ile şebekeden çekilen aktif gücün oranından (P_i) hesaplanmıştır:

$$\eta(\%) = 100\frac{P_o}{P_i} \tag{1}$$

Denklem (1)'de yer alan P_o ve P_i güçleri literatürde iyi bilinen,

$$P_o = \frac{V_o^2}{R_o} \tag{2}$$

$$P_i = \frac{1}{T}\int_0^T (v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c)dt \tag{3}$$

ifadeleri dikkate alınarak bulunmuştur. Bu ifadelerdeki, V_o, R_o yük direnci üzerindeki d.a. gerilimin ortalama değerini; v_a, v_b ve v_c faz gerilimlerinin anlık değerlerini, i_a, i_b ve i_c faz akımlarının anlık değerlerini ifade etmekte olup, T ise periyottur.

Harmoniklerin ve dengesizliğin bulunduğu şartlarda görünür güç hesabı için çeşitli yaklaşımlar mevcuttur [19], [20]. Bunlardan IEEE standart 1459 [21]'da sunulan efektif görünür güç tanımı (S_e) dikkate alınarak, 3 fazlı 6 darbeli doğrultucu girişinde güç faktörü hesap edilmiştir:

$$PF_e = \frac{P_i}{S_e} = \frac{\frac{1}{T}\int_0^T (v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c)dt}{3\sqrt{\frac{V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2}{9}}\sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{3}}} \tag{4}$$

Bu ifadede V_{ab}, V_{bc} ve V_{ca} hat gerilimlerinin gerçek etkin (true rms) değerleri, I_a, I_b ve I_c hat akımlarının gerçek etkin değerleridir.

Diğer bir performans parametresi olan ΔV_o, R_o üzerindeki anlık gerilimin en büyük ($v_{o,max}$) ve en küçük ($v_{o,min}$) değerleri arasındaki mutlak farkın ortalama değere (V_o) oranıdır:

$$\Delta V_o = \frac{|v_{o,max} - v_{o,min}|}{V_o} \tag{5}$$

m=a, b ve c fazlarından çekilen akımların toplam harmonik bozulma indisi [11] ($THDI_m$), temel frekans ile 50. harmonikler arası bileşenlerin etkin değerleri ($I_{m,1}$, $I_{m,2} \cdots I_{m,50}$) dikkate alınarak,

$$THDI_m(\%) = 100\frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_{m,h}^2}}{I_{m,1}} \tag{6}$$

ifadesiyle hesaplanmıştır.

Standartlarda ve literatürde özellikle dengesiz gerilimlerin üç fazlı asenkron motorlar üzerindeki etkilerini analiz etmek için çeşitli dengesizlik ölçüm indisleri tanımlanmıştır [22]. Bunlardan, kompleks gerilim dengesizlik faktörü (CVUF) analizlerde kaynak dengesizliğini ölçmek için tercih edilmiştir. CVUF, gerilimin negatif sıra bileşenin genliğinin (V_n) pozitif sıra bileşenin genliğine (V_p) oranının yanı sıra bu bileşenlerin arasındaki faz farkını $(\theta_n - \theta_p)$ da dikkate alan bir indistir:

$$CVUF = \frac{V_n}{V_p}\angle(\theta_n - \theta_p) = VUF\angle\theta_{np} \tag{7}$$

Kaynaktan çekilen akımın dengesizliğini ölçmek için akımın negatif-sıra ve pozitif-sıra bileşenlerinin genliklerinin (I_n ve I_p) oranı olan akım dengesizlik faktörü (CUF) kullanılmıştır:

$$CUF = \frac{I_n}{I_p} \tag{8}$$

3. Analiz Sonuçları

Bu çalışmada, dengesiz kaynak gerilimleri altında, 3 fazlı 6 darbeli kontrolsüz doğrultucu tarafından beslenen KGT devresinin performansının analiz edilmesi hedeflenmiştir.

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

Tablo 1. Analizlerde dikkate alınan kaynak gerilimi durumları.

Durum	CVUF (%)	V_p (bd)	V_a (bd)	V_b (bd)	V_c (bd)
1	0	1.00	$1\angle 0^o$	$1\angle -120^o$	$1\angle 120^o$
2	$5\angle 0^0$	0.90	$0.9450\angle 0^o$	$0.8784\angle -122.54^o$	$0.8784\angle 122.54^o$
3	$5\angle 190^o$	0.90	$0.8557\angle -0.53^o$	$0.9163\angle -117.35^o$	$0.9296\angle 117.87^o$
4	$5\angle 190^o$	1.10	$1.0459\angle -0.53^o$	$1.1199\angle -117.35^o$	$1.1362\angle 117.87^o$

Tablo 2. KGT devresinden beslenen d.a. yükün sabit direnç olması halinde kaynak gerilimi durumları için performans parametrelerinin değerleri.

Durum	$THDI_a$(%)	$THDI_b$(%)	$THDI_c$(%)	CUF(%)	PF_e	η(%)	ΔV_o(%)	V_o(V)	P_o(kW)
1	31.22	31.22	31.22	0.00	0.954	92.18	7.96	660.08	29.06
2	28.44	42.27	31.54	14.08	0.942	92.17	24.63	594.42	23.65
3	40.62	25.04	36.57	14.52	0.942	92.17	23.27	594.44	23.65
4	40.62	25.04	36.57	14.52	0.942	92.17	23.27	726.54	35.34

Tablo 3. KGT devresinden beslenen d.a. yükün sabit güç çekmesi halinde kaynak gerilimi durumları için performans parametrelerinin değerleri.

Durum	$THDI_a$(%)	$THDI_b$(%)	$THDI_c$(%)	CUF(%)	PF_e	η(%)	ΔV_o(%)	V_o(V)	P_o(kW)
1	31.22	31.22	31.22	0.00	0.954	92.18	7.96	660.08	29.06
2	27.87	38.61	31.20	10.51	0.948	90.65	23.53	759.61	29.06
3	37.85	26.10	33.77	10.95	0.947	90.65	22.66	759.60	29.06
4	44.34	24.31	40.54	18.63	0.930	92.31	26.57	591.15	29.06

Buna göre modellenen sistemin Tablo 1'de verilen dengeli anma gerilimi (Durum 1) ve dengesiz gerilimler (Durum 2-4) için simülasyonları gerçekleştirilmiştir. Dengesiz gerilim durumlarının üçü de VUF=%5 değerine sahiptir. Durum 2 ve 3'de V_p 0.90 bd iken, Durum 4'de V_p 1.10 bd'dir. Bununla birlikte aynı V_p ve VUF değerine sahip Durum 2 ve 3'de θ_{np} sırasıyla 0° ve 190° seçilmiştir. Böylece, dengesiz gerilimlere ilişkin tanımlayıcı parametrelerdeki değişimlerin, sistemin performans indisleri üzerindeki etkilerini gözlemlemeye imkân veren kaynak gerilimleri üretilmiştir.

Analizler basitlik açısından öncelikle sabit direnç yük durumu için gerçekleştirilmiştir. Devamında, şarj devrelerinde kullanılan stratejilerden biri olan sabit güç şarj [23] dikkate alınarak tekrarlanmıştır. Tablo 1'de sunulan dengesiz gerilimler altında her iki yük karakteristiği için elde edilen sonuçlar sırasıyla Tablo 2 ve 3'de verilmiştir.

Tablo 1 ve 2'den görüldüğü üzere, sistemin dengeli anma şebeke gerilimi koşullarında (Durum 1) tüm faz akımlarının THDI değerleri birbirine eşit olup yaklaşık %31 seviyesindedir. Bu durumda CUF sıfırdır; diğer bir ifadeyle, 3 fazlı doğrultucu şebekeden dengeli ancak harmonik bozulmaya sahip akımlar çekmektedir. Ayrıca, PF_e, η ve ΔV_o değerleri sırasıyla 0.954, %92.18 ve %7.96'dır. Dolayısıyla dengeli koşullar altında sistemin yüksek verim, kabul edilebilir güç faktörü ve düzgün sayılabilecek bir d.a. yük gerilimiyle çalıştığı söylenebilir. Buna karşılık, sabit direnç yükü için dengesiz gerilim senaryolarında (Durum 2–4), kaynaktan çekilen akımların dengesiz hale geldiği ve CUF'un yaklaşık %14 civarına yükseldiği görülmektedir. Durum 2-4 için faz akımlarının THDI değerleri de birbirinden farklı hale gelmiş ve üç durumda da en yüksek THDI değeri %40'ı aşmıştır. Harmonik bozulma ve dengesizliğin artmasıyla birlikte PF_e 0.942'ye gerilemiş, ΔV_o ise kötüleşerek %23 ile %25 aralığında değerler almıştır. Durum 2 ile 3 arasındaki karşılaştırma, CVUF'un açısının hem fazlardaki THDI değerlerine hem de ΔV_o'a kayda değer ölçüde etki ettiğini göstermiştir. Ayrıca, V_p'deki değişime bağlı olarak, dengeli durumda 29.06 kW değerindeki P_o, Durum 2 ve 3'te 23.65 kW'a düşmüş, Durum 4'te ise 35.34 kW'a yükselmiştir. Benzer şekilde, V_o da dengeli durumdaki 660.08 V değerinden Durum 2 ve 3'te 594 V civarına düşerken, Durum 4'te 726.54 V'a çıkmıştır. Ancak, sabit direnç yük karakteristiği için η, kaynak gerilimi dengesizliğinden ihmal edilebilir şekilde etkilenmiştir.

Tablo 2 ve 3'te verilen sabit direnç ve sabit güç yüklerine ait sonuçlar karşılaştırıldığında, iki yük tipinin dengesiz gerilimler altındaki davranışları arasında farklılıklar olduğu ifade edilebilir. Sabit direnç yükte CUF değeri üç dengesiz gerilim durumu için yaklaşık %14 seviyesindedir. Buna karşılık sabit güç yükte CUF değerinin %10.51 ile %18.63 arasında değiştiği görülmüştür. Benzer şekilde, sabit direnç yükte hesaplanan en yüksek THDI değeri %42.27 (Durum 2) iken sabit güç yükte %44.34 (Durum 4) olmuştur. Sabit direnç yükünde dengesiz gerilimlerde hesaplanan PF_e 0.942 değerinde sabit kalırken, sabit güç yükünde bu indis dengesiz gerilimler altında değişkenlik göstermiştir. Ayrıca, en düşük değeri V_p'nin yüksek olduğu Durum 4'de 0.930 olarak almıştır. Sabit güç yükte V_o, sabit direnç yükündekine göre V_p'den tam tersi şekilde etkilenmiş, Durum 2 ve 3'de yükselerek yaklaşık

759.60 V değerini almıştır. Durum 4'de ise 591.15 V'a düşmüştür. ΔV_o sabit güç yükünde, sabit direnç yüküne kıyasla dengesiz gerilimler altında daha geniş bir aralıkta (%22.66–26.57) değişmiştir. Bu indis, Durum 4'te en yüksek değerini almıştır.

Son olarak, daha önce belirtildiği üzere, dengesizlik altında sabit direnç yükünde η ihmal edilebilir düzeyde değişirken, sabit güç yükü için V_p'nin 0.90 bd olduğu Durum 2 ve 3'te verim %90.65'e kadar düşmüştür.

4. Sonuç

Bu çalışmada, şebeke gerilimi dengesizliğinin 3 fazlı 6 darbeli kontrolsüz doğrultucu tarafından beslenen KGT devreleri üzerindeki etkilerinin analizi amaçlanmıştır. Matlab/SIMULINK ortamında gerçekleştirilen analizlerde, KGT devresinin sekonder tarafına bağlı doğrultucunun beslediği yükün iki farklı çalışma modu (sabit direnç ve sabit güç) dikkate alınmıştır.

Analizlerden gerilim dengesizliğinin;

- 3 fazlı 6 darbeli kontrolsüz doğrultucunun faz akımlarında dengesizlik ve harmonik bozulmayı artırdığı, buna bağlı olarak güç faktörünü düşürdüğü ve d.a. yük geriliminin dalgalanma seviyesini yükselttiği, bu olumsuzlukların özellikle sabit güç yükünde daha belirgin olduğu,
- Sistem verimini sabit güç yük modunda önemli ölçüde azaltabildiği, ancak sabit direnç yük modunda ihmal edilebilir derecede etkilediği,

sonuçlarına varılmıştır.

Ayrıca, sabit direnç yük modunda yüke aktarılan gücün, gerilimin temel frekans pozitif sıra bileşeninden önemli ölçüde etkilendiği ifade edilmelidir. Analizlerde, faz akımlarının dengesizliği ve toplam harmonik bozulma değerleri ile d.a. gerilim dalgalanma seviyesinin, kompleks gerilim dengesizlik indisinin yalnızca büyüklüğünden değil, aynı zamanda faz açısından da etkilendiği açıkça görülmüştür.

5. Kaynaklar

[1] Cantürk, Ş., *et al.* "Introductory chapter: effects of power quality problems on energy efficiency of power systems", *Energy Efficiency of Modern Power and Energy Systems*, Elsevier, 2024, pp.1-17.

[2] Reineri, C. A., Gomez Targarona, J. C., Campetelli, N. G., "Unbalance on power systems: a general review", *CLAGTEE 2009: 8th Latin-American Congress On Electricity Generation and Transmission*, Ubatuba Brazil, 2009, pp. 1-8.

[3] Ma, K., Fang, L. and Kong, W., "Review of distribution network phase unbalance: Scale, causes, consequences, solutions, and future research directions", *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 479-488, 2020.

[4] Kandpal, B., Pareek, P. and Verma, A., "A robust day-ahead scheduling strategy for EV charging stations in unbalanced distribution grid", *Energy*, vol. 249, p. 123737, 2022.

[5] Jeong, S. G. and Choi, J. Y., "Line current characteristics of three-phase uncontrolled rectifiers under line voltage unbalance condition", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 17, no. 6, pp. 935-945, 2002.

[6] Şen, M. ve Balcı, M. E., "Dengesiz gerilimler altında asenkron motorlar. Kısım 1: Performans analizi", *EVK 2013*, Kocaeli, 2013, s. 129-134.

[7] Şen, M. ve Balcı, M. E., "Dengesiz gerilimler altında asenkron motorlar. Kısım 2: Deratasyon", *EVK 2013*, Kocaeli, s. 135-140.

[8] Sen Kurt, M., Balci, M. E. and Abdel Aleem, S. H. E., "Algorithm for estimating derating of induction motors supplied with under/over unbalanced voltages using response surface methodology", *The Journal of Engineering*, no. 12, pp. 627-633, 2017.

[9] Kumar, D., Davari, P., Zare, F. and Blaabjerg, F., "Analysis of three-phase rectifier systems with controlled DC-link current under unbalanced grids", 2017 *IEEE applied power electronics conference and exposition (APEC)*, Tampa, FL USA, 2017, pp. 2179-2186.

[10] Taylor, G. A. and Halpin, S. M., "Identifying trends between source unbalance and harmonic emissions of an AC-DC rectifier",*2023 North American Power Symposium*, Asheville, NC, USA, 2023, pp. 01-05.

[11] Taylor, G. A. and Halpin, S. M., "Effect of supply unbalance on harmonic emissions of uncontrolled six-pulse rectifiers", *21th International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, Madrid, Spain, 2023, pp. 505-510.

[12] Thongpron, J., et al. "A 10 kW inductive wireless power transfer prototype for EV charging in Thailand", *ECTI Trans. on Electrical Eng., Electr., and Commun.,* vol. 20, no. 1, pp. 83-95, 2022.

[13] Choeung, C., Kry, M. L. and Lee, Y. I., "Robust tracking control of a three-phase charger under unbalanced grid conditions", Energies, vol. 11, no. 12, p. 3389, 2018.

[14] Meas, C. *et al.,* "An offset-free control for a three-phase EV charger under unbalanced AC source using LMI", 7th Int. Conf. on Green Technology and Sustainable Development (GTSD), Ho Chi Minh City, Vietnam, 2024, pp. 51–55.

[15] Song, T. *et al.*, "Suppression method of current harmonic for three-phase PWM rectifier in EV charging system," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 69, no. 9, pp. 9634-9642, 2020.

[16] Abou Houran, M., Yang, X., and Chen, W., "Magnetically coupled resonance WPT: Review of compensation topologies, resonator structures with misalignment, and EMI diagnostics", *Electronics*, vol. 7, no.11, p. 296, 2018.

[17] Narmin, A., Chaidee, E., Sriprom, T. and Bencha, P., "Performance of inductive wireless power transfer between using pure sine wave and square wave inverters", *2018 IEEE Transportation*

Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific, Bangkok, Thailand, 2018, pp. 1-5.

[18] Pires, V.F. and Silva, J. F. A., "Teaching nonlinear modeling, simulation, and control of electronic power converters using MATLAB/SIMULINK", *IEEE Trans. on Education*, vol. 45, no. 3, pp. 253-261, 2002.

[19] Balci, M. E. and Hocaoglu, M. H., "A power resolution for nonsinusoidal and unbalanced systems — Part I: Literature overview and motivation", *ELECO 2011*, Bursa, Turkey, 2011, pp. I-167-I-172.

[20] Balci, M. E., and Emanuel, A. E., "Apparent power definitions: a comparison study", *IREE, vol.* 6, no. 6, pp. 27143-2722, 2011.

[21] Emanuel, A. E., Langella, R., Testa, A., "Power definitions for circuits with nonlinear and unbalanced loads — The IEEE standard 1459-2010," *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, USA, 2012, pp. 1-6.

[22] Şen, M. ve Balcı, M. E., "Gerilim dengesizliğinin ölçülmesi için yeni bir yaklaşım", *EVK 2013*, Kocaeli, 2013, s. 45-48.

[23] Iam, I.-W., Choi, C.-K., Lam, C.-S., Mak, P.-I. and Martins, R. P., "A constant-power and optimal-transfer-efficiency wireless inductive power transfer converter for battery charger", *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, vol. 71, no. 1, pp. 450-461, 2024.

Kırsal Alanlarda Elektrik Dağıtımı: Tek Telli Toprak Dönüşlü Elekrik Dağıtım Sisteminin Potansiyeli ve Sınırlamaları

Electric Power Distribution in Rural Areas: Potential and Limitations of the Single Wire Earth Return Electricity Distribution System

Mehmet Gezer[1], Bora Alboyacı[2], Buğra Şen[3], Mustafa Çelikpençe[4], Caner Özen[5], Oğuz Kaan Atar[6]

[1,2]Genetek Güç Enerji El.Sis.Öz.Eğ. ve Dan.Tic.Ltd.Şti, Güç Sistemleri
[3,4] mehmet.gezer@genetek.com.tr, arge@genetek.com.tr

Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş., Ar-Ge Merkezi
bugra.sen@dedas.com.tr, mustafa.celikpence@fbu.edu.tr

[5,6] Yeşilırmak Elektrik Dağıtım A.Ş., Ar-Ge
caner.ozen@yedas.com, oguz.atar@yedas.com

Özet

Tek Telli Toprak Dönüşlü Dağıtım (Single Wire Earth Return – SWER) sistemi, kırsal ve az yük yoğunluklu bölgelerde elektrifikasyonun maliyet etkinliğini artırmak amacıyla geliştirilmiş bir enerji dağıtım yöntemidir. Bu bildiri, SWER sisteminin tarihsel gelişimini, teknik sınırlamalarını ve üç fazlı enerji dağıtım sistemiyle karşılaştırmalı analizlerini içermektedir. SWER sisteminin avantajları arasında düşük altyapı maliyeti ve basit kurulum yer alırken; yüksek enerji kayıpları, gerilim regülasyonu sorunları ve güvenlik riskleri gibi dezavantajları da bulunmaktadır. Çalışmada, farklı yük ve hat uzunluklarında SWER sisteminin performansı değerlendirilmiş, gerilim profili, kayıplar ve kısa devre akımları analiz edilmiştir. Ayrıca, topraklama sisteminin önemi ve farklı toprak türlerine göre gerekli boyutu hesaplanmıştır.

Anahtar kelimeler: *Elektrik dağıtım sistemi, enerji kayıpları, kırsal bölge elektrifikasyonu, tek telli toprak dönüşlü dağıtım sistemi, topraklama*

Abstract

The Single Wire Earth Return (SWER) system is a cost-effective energy distribution method developed to enhance electrification of rural areas which have low load density. This paper presents the historical development, technical limitations, and comparative analysis of the SWER system with conventional three-phase distribution system. While SWER offers advantages such as low capital cost and simple installation, it also poses challenges including high energy losses, voltage regulation issues, and safety risks. The study evaluates SWER performance under varying load and feeder lengths, analyzing voltage profiles, losses, and fault currents. Additionally, the importance of grounding systems and required size calculations based on soil types are discussed.

Keywords: *Electricity distribution system, energy losses, rural electrification, single wire earth return distribution system, grounding.*

2. Giriş

Kırsal yerleşim alanların elektrifikasyonu, dünya genelinde uzun süredir devam eden bir mücadele konusudur. Kırsal bölgelerde elektrik enerjisinin yaygın olarak kullanılabilir hale gelmesi için birçok engelin aşılması gerekmiştir. Günümüzde hâlâ özellikle sahra altı ülkelerde elektrik enerjisinin sunduğu pek çok avantajdan mahrum kalan önemli sayıda insan bulunmaktadır.

2023 yılı itibarıyla, küresel olarak elektrik enerjisine erişim %91,6'ya ulaşmıştır ancak elektrik enerjisine erişimi olamayan kesiminin %84'ünü kırsal alanlarda yaşayanlar oluşturmaktadır[1]. Bu durum, kırsal elektrifikasyonun hâlen küresel ölçekte çözülmesi gereken kritik bir sorun olduğunu göstermektedir.

Merkezi bölgelerde sağlanan enerji genellikle nispeten düşük maliyetlidir. Ancak, özellikle seyrek nüfuslu kırsal topluluklara şebeke bağlantılı enerji sağlanmasının önündeki temel engel, şebeke altyapısının yüksek maliyetidir. Bu nedenle, geleneksel üç fazlı üç iletkenli orta gerilim (OG) ve dört iletkenli alçak gerilim (AG) dağıtım sistemleri ile uzak ve seyrek nüfuslu bölgelere elektrik enerjisini sağlamak ekonomik açıdan rasyonel bir yaklaşım değildir.[2]

Bu bağlamda, kırsal elektrifikasyon maliyetlerinin azaltılması amacıyla Tek Telli Toprak Dönüşlü (Single

Wire Earth Return – SWER) dağıtım sistemi önemli bir alternatif olarak öne çıkmaktadır. SWER sistemi, OG şebeke bölümünde yalnızca tek bir havai iletken gerektirmesi sayesinde altyapı maliyetlerinde kayda değer bir azalma sağlamaktadır[2].

Yeni Zelanda'daki elektrik dağıtım işletmeleri, geleneksel üç telli üç fazlı sistemler yerine SWER hatları inşa edilmesiyle yatırım maliyetlerinde yaklaşık %70 oranında tasarruf sağlandığını bildirmektedir. Ayrıca bakım maliyetlerinin de geleneksel sistemlerin yaklaşık yarısı düzeyinde olduğu tahmin edilmektedir. Benzer şekilde, Avustralya'daki işletmeler de ilk yatırım ve bakım maliyetlerinin belirgin şekilde daha düşük olduğunu belirtmektedir[3].

3. SWER Sisteminin Gelişimi

Tek Telli Toprak Dönüşlü Dağıtım (Single Wire Earth Return – SWER) sistemi, 1920'li yılların başında Yeni Zelandalı elektrik mühendisi Lloyd Mandeno tarafından geliştirilmiştir. Bu sistemin temel amacı, seyrek nüfuslu, düşük yük yoğunluklu kırsal topluluklara düşük maliyetli bir elektrik dağıtım hizmeti sağlamaktır[2]. Günümüzde SWER dağıtım sistemleri; Avustralya, Yeni Zelanda, Güney Afrika, Kanada, Brezilya, ABD (Alaska) ve İzlanda'da kullanılmaktadır. Ayrıca Angola, Burkina Faso, Botsvana, Namibya ve Mozambik gibi ülkeler de kırsal elektrifikasyonu genişletmek amacıyla SWER sistemini değerlendirmektedir. Bu ülkelerin uzak bölgelerinde SWER hatları, geniş alanlara dağılmış küçük tüketici yüklerine ekonomik bir şekilde enerji sağlamak için yaygın olarak kullanılmaktadır[4].

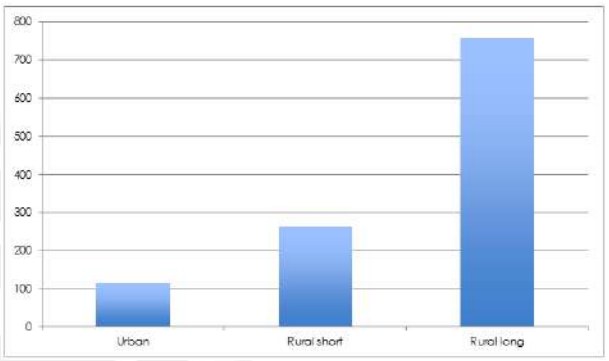
SWER, tek bir iletkenden oluşan ve yük akımları için özel bir nötr iletkeni yerine toprağı dönüş yolu olarak kullanan özgün bir dağıtım sistemidir. Bu yapı, dağıtım hattının son derece basit ve ekonomik bir şekilde inşa edilmesini sağlamakta ve az sayıda bileşen içermesi nedeniyle birçok avantaj sunmaktadır. Günümüzde yalnızca Avustralya'da 150.000 km'den fazla SWER hattı bulunmaktadır. Bu hatlarda bireysel yükler genellikle 100 kW'ın altındadır ve tüketiciler arasındaki mesafe 1 km'den 25 km'ye kadar değişebilmektedir [5].

Avustralya'daki en büyük SWER fideri, 2300 km'lik SWER hattı üzerinden 1,37 MW'lık bağlı yük ile 107 müşteriye elektrik sağlamaktadır. Avustralya'daki tipik SWER fideri ise yaklaşık 80 müşteriye, 400 km uzunluğundaki hatlar aracılığıyla hizmet vermektedir; en uzak müşteri, SWER hattının başlangıç noktasından 150 km uzaklıktadır[6].

SWER sistemi eski bir çözüm olsa da, günümüz şebeke şartlarına da uyum sağlamaktadır. Örneğin dağıtım sistemlerinin güncel sorunlarından birisi olan dağıtık üretimlerin, SWER sistemi ile entegre edilebileceği literatürdeki çalışmalarda yer verilmiştir [7].

SWER hatları genellikle uzun, radyal üç fazlı dağıtım hatlarından beslenmektedir. Bu hatlar, tipik olarak 11 kV veya 22 kV gerilim seviyesinde olup, izolasyon transformatörleri aracılığıyla SWER hattına 12,7 kV veya 19,1 kV gerilim sağlamaktadır[4].

SWER, kurulumu nispeten ucuz olduğundan, müşteri yoğunluğunun düşük olduğu bölgelere hizmet vermek için oldukça kullanışlıdır. Ne yazık ki, yedeklilik eksikliği nedeniyle SWER, iletken arızalarından kaynaklanan güvenilirlik sorunlarına daha yatkın olabilir. Örneğin Avustralya'daki Ergon Energy şebekesinin kırsal kesimi (hem kısa hem de uzun kırsal kesimlerin çoğunun SWER şebekesi tarafından beslendiği varsayılabilir) nispeten kötü bir kesinti performansına sahiptir. Yani, çok sayıda kesinti yaşanmakta ve planlı kesintilerin birçoğu zamanında bitmemektedir. Bu duruma dair Ergon Energy 2013 istatistikleri Şekil 1'de gösterilmiştir. [8]



Şekil 1. Ergon enerji SAIDI istatistiği(2015)[8]

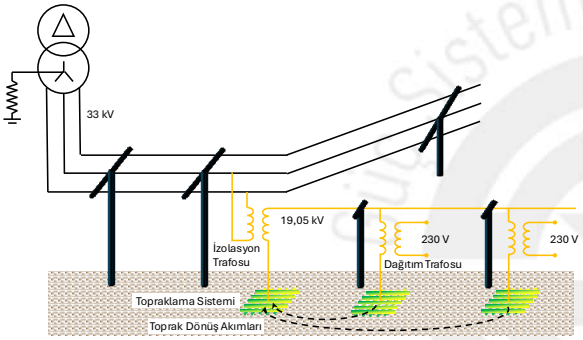
Sistem oldukça maliyet etkin olmakla birlikte, aşağıdaki dezavantajlara sahiptir[5]:

- Yüksek direnç değerine sahip tek fazlı havai hatların kullanımı ve toprağa geçiş dirençleri nedeniyle %20'ye kadar ulaşabilen yüksek enerji kayıplarına neden olmaktadır.
- Sistem kapasitesi, gerilim regülasyonu limitleri ile sınırlıdır.
- Az yüklü hatlarda kapasitif hat akımı nedeniyle hat geriliminde yükselme meydana gelmektedir; bu sorunu çözmek için şönt reaktörler uygulanır, ancak bu reaktörler pik yük zamanlarında gerilim düşümüne katkıda bulunur.
- Her SWER hattı, izolasyon transformatörü aracılığıyla üç fazlı bir fiderin yalnızca iki fazına bağlanmaktadır. Bu durum, üç fazlı fiderlerde dengesizliğe yol açmaktadır.
- Yük akımının toprağa geçtiği noktalarda(izolasyon transformatörü ve dağıtım transformatörlerinde) temas ve adım gerilimleri oluşmaktadır.

Şekil 2'de bir SWER sisteminin basit bir şeması gösterilmektedir. Bu şemada, 19,05 kV'luk bir SWER hattı, 33 kV'luk üç fazlı bir fiderin iki fazına 33/19,05 kV izolasyon transformatörü aracılığıyla bağlanmıştır. Bu transformatör, SWER hattında akan yük akımı için yerel bir toprak dönüş noktası sağlamaktadır.

Tablo 1, SWER sisteminin temel özelliklerini ve potansiyel olumsuz işletme durumlarını, bunlarla ilişkili güvenlik ve güvenilirlik risklerini özetlemektedir. Ayrıca, bu risklerin oluşma olasılığını azaltmak için uygulanması gereken teknik şartları içermektedir. Bu teknik şartlar, hem can ve mal güvenliğini sağlamak hem de şebekenin mümkün olan en uzun süre tatmin edici şekilde çalışmasını temin etmek amacıyla tasarım, uygulama ve işletme aşamalarında uyulması gereken minimum şartları oluşturmaktadır[2].

Bu teknik şartlara uyum sağlamak, özel uzmanlık gerektirmektedir. SWER şebekelerini tasarlamak, denetlemek ve bakımını yapmak için gerekli temel beceriler; güç sistemi topraklaması, kontrol ve analiz konularını kapsamaktadır. Örneğin Yeni Zelanda'da sahada çalışan teknisyenlerin yüksek düzeyde elektrik güvenliği yeterliliğine sahip olmaları beklenmekte ve bu yeterlilik periyodik olarak yenilenen lisanslarla güvence altına alınmaktadır[2].



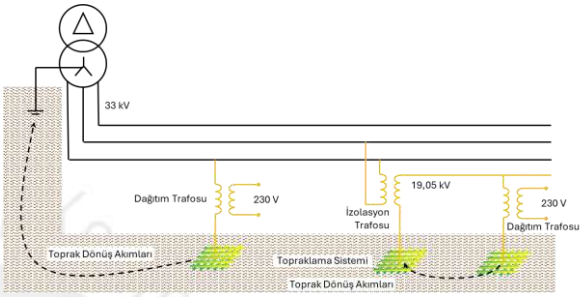
Şekil 2. SWER dağıtım sistemi

Tablo 1. Potansiyel olumsuz özellikleri ve teknik önlemleri [2]

Durum	Tehlike	Teknik Çözüm
Toprağın dönüş iletkeni olarak kullanılması	Tehlikeli adım ve dokunma gerilimi	İzolasyon ve dağıtım trafoları için toprak potansiyel yükselmesi 20 V'u geçmeyecek şekilde topraklama sistemi direncinin düşük yapılması
		Maksimum SWER sistemi akımını 25 A'den küçük tutulması
		Özel akım izleme sistemlerinin kullanılması
Direk tipi dağıtım transformatörü	Tehlikeli dokunma gerilimi	Topraklama iletkeni kesiti 16 mm2'den az olmamalı ve izoleli olmalı
OG ve AG topraklamanın ayrılması	Müşteri devrelerinde tehlikeli dokunma gerilimi	İşletme topraklaması ve SWER topraklaması arasında en az 3 metre ayrım olmalı
Yüksek hat empedansı	Gerilim regülasyonu ve zayıf güç kalitesi	Reaktörler ve kademe değiştiricilerin kullanılması

SWER sistemleri, Şekil 3'te gösterildiği gibi yapılarına göre izolasyon transformatörü ile veya doğrudan geleneksel üç fazlı sisteme bağlanabilmektedir.

İzolasyon transformatörlerinin kullanılmasının avantajı, esas olarak toprak üzerinden dönen akımın SWER sistemiyle sınırlı tutulabilmesiyle ilgilidir. Toprak dönüş akımı, izolasyon transformatörünün topraklanmış terminaline geri dönerek ve geleneksel üç fazlı şebekenin geri kalan kısmını etkilememektedir. Dolayısıyla, toprak akımının neden olduğu, hatalı toprak korumasının devreye girmesi gibi, herhangi bir sorun SWER besleme alanı dışında hissedilmemektedir [4].



Şekil 3. İzolasyon trafolu ve doğrudan SWER sistemi

Doğrudan SWER uygulamasında, toprak dönüş akımı, SWER şebekesi için OG sisteminin toprak dönüş kaynağı olan ana YG/OG (yüksek gerilim/orta gerilim) trafo merkezindeki toprak elektroduna akmaktadır. Bu trafo merkezi, aynı zamanda bölgedeki diğer üç fazlı OG şebekelerinin de kaynağıdır. Birden fazla SWER sistemi kullanıldığında ve farklı sistemlerin yükleri üç faz arasında uygun şekilde dengelendiğinde, fazlar arasındaki açı farkı nedeniyle toprak akımı büyük ölçüde azaltılabilir. Ancak, pratikte bu dengeyi sağlamak zordur ve ana trafo merkezinin toprak elektrodunda geri dönüş akımı oluşmaktadır. Bu nedenle, kaynak trafo merkezinde hassas toprak arıza koruması kullanılıyorsa doğrudan SWER uygulaması mümkün değildir. Çünkü topraktan akan normal yük akımı, koruma sistemini tetikleyerek kesintiye neden olur. Ayrıca, kaynak trafonun bir direnç üzerinden topraklanması durumunda da toprak dönüş akımları gerilim düşümü ve kayba neden olacaktır. Bu nedenle doğrudan SWER genellikle yalnızca kaynak trafo merkezinin nötrü doğrudan toprağa bağlı olduğu durumlarda kullanılmaktadır[4].

İzolasyon transformatörü kullanımı, beslenebilecek yük miktarını sınırlamaktadır; çünkü beslenen tüm yükün izolasyon transformatörü kapasitesi dahilinde olması gerekmektedir. Genellikle izolasyon transformatörlerinin maksimum gücü yaklaşık 315 kVA'dır, ancak 480 kVA kapasiteli sistemler de uygulamada mevcuttur. Doğrudan SWER'de ise herhangi bir SWER hattındaki yükler için böyle bir sınırlama bulunmaz. Doğrudan SWER'in bir diğer avantajı, izolasyon transformatörünün kullanılmaması nedeniyle maliyetlerin düşmesidir. Ancak, kaynak trafo merkezi yoğun telekomünikasyon faaliyetlerinin bulunduğu bir bölgede yer alıyorsa, toprak akımları parazitlere neden olabilir. Bu durum, farklı fazlardan beslenen çeşitli SWER hatlarının dikkatli bir

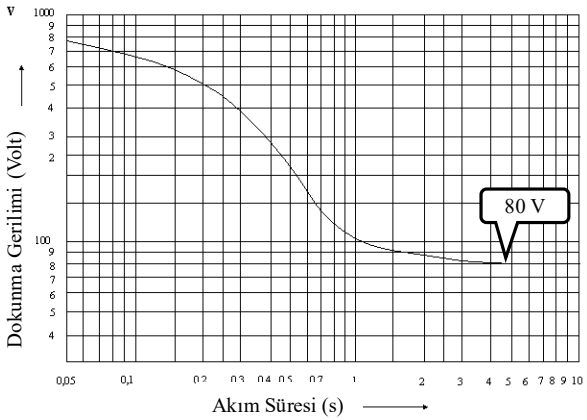
şekilde dengelenmesi gerekliliğini bir kez daha ortaya koymaktadır[4].

4. SWER Sisteminde Topraklama

SWER hattının normal işletimi sırasında, her bir dağıtım transformatöründen izolasyon transformatörüne (veya doğrudan SWER uygulamasında kaynak transformatörüne) kadar toprak üzerinden bir yük akımı akmaktadır. Bu durum, her bir topraklama sisteminde sürekli bir toprak potansiyel yükselmesine (Earth Potential Rise – EPR) neden olur. SWER iletkeninde bir toprak arızası meydana geldiğinde ise, arıza akımı temas noktasında toprağa akar ve izolasyon transformatörünün topraklama sistemine geri döner. Bu durumda, arıza süresince geçici bir EPR oluşur. Bu geçici EPR için insan güvenliği açısından izin verilen gerilim sınırları, sürekli EPR'ye göre oldukça yüksektir. SWER uygulamalarında tipik arıza akımları, kaynak trafo merkezine olan mesafenin uzunluğu ve sistemin yapısı nedeniyle, normal hat arızalarına kıyasla çok daha düşüktür [4].

Eğer SWER dağıtım transformatöründe OG ve AG topraklama sistemleri ortak veya birbirine bağlı ise, EPR tüketicinin topraklama terminaline ve bağlı cihazların açıkta kalan metal kısımlarına da iletilebilir. Bu sebeple SWER dağıtım transformatörlerinde OG ve AG topraklamaları birbirinden ayrı yapılmalıdır [4].

Yukarıda belirtilen hususlar dikkate alındığında, bir SWER sisteminde kritik konu, topraklama sisteminin uygun şekilde tasarlanması, inşa edilmesi ve bakımının sağlanmasıdır. Genellikle, her ülkede, topraklama sisteminin herhangi bir kısmıyla kazara temas eden kişilerin güvenliğini sağlamak amacıyla izin verilen temas ve adım gerilimleri düzenlenir. Literatürde SWER sisteminin sıklıkla kullanıldığı ülkelerde EPR (Earth Potential Rise) için korunması gereken güvenli değer 20 V olarak belirlenmiştir [9]. Bu değer ülkemizdeki topraklama yönetmeliğine göre Şekil 4'de verildiği gibi sürekli bir gerilim durumda 80 V dokunma gerilimi olarak tanımlanmıştır [10].



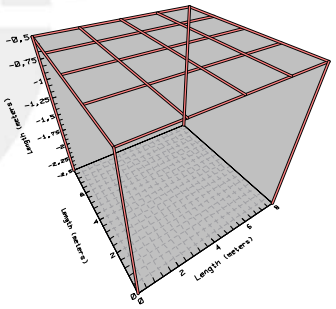
Şekil 4. Sınırlı akım süreleri için izin verilen en yüksek dokunma gerilimleri[10]

20 V'luk EPR değeri, topraklama sisteminin boyutuna bağlı olduğu kadar, uygulamanın yapıldığı toprak yapısına ve yük akımına da bağlıdır. Örneğin, Tablo 2'de verilen farklı türdeki toprak cinsleri, topraklama sistemi gereksinimlerini de etkileyecektir. Buna göre, farklı toprak özdirenci ve yük akımlarına göre gerekli olan topraklama sistemi alanını gösteren Tablo 3 oluşturulmuştur. Dikkate alınan topraklama sistemi temel tasarımı Şekil 5'te gösterildiği şekilde yatay galvanizli çelik şerit topraklayıcılar ve köşelerdeki galvanizli çelik kazıklardan oluşmaktadır.

Tablo 2. Alternatif akım frekanslarında toprak özdirenci[10]

Toprak cinsi	Toprak özdirenci r_E (W.m)
Bataklık	5-40
Çamur, kil, humus	20-200
Kum	200-2500
Çakıl	2000-3000
Havanın etkisiyle dağılmış taş	çoğunlukla <1000
Kumtaşı	2000-3000
Granit	> 50000
Morenin(Buzultaş)	> 30000

Tablo 3'te görülebileceği gibi, toprak özdirenci ve yük akımı artıkça, yapılması gereken topraklama sistemi boyutu artmaktadır. Bu da SWER sisteminin bazı toprak tiplerinde ve yüksek yük akımlarında uygulanmasını sınırlamaktadır.



Şekil 5. Topraklama sistemi örneği

Tablo 3. Farklı toprak özdirenci ve yük akımları için gerekli topraklama sistemi alanı

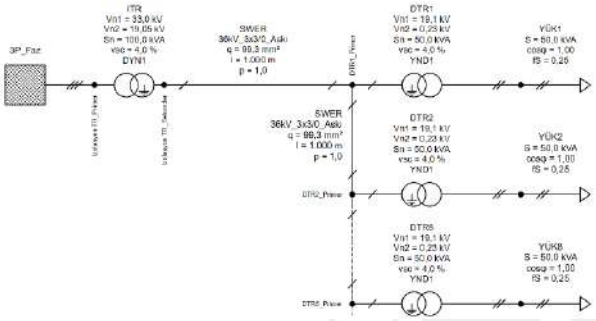
		19,05 kV'ta Yük Akımı		
		25 kVA (1.3 A)	50 kVA (2.6 A)	100 kVA (5.2 A)
Toprak özdirenci r_E (W.m)	20	1 m2 EPR=4.24 V	1 m2 EPR=8.48 V	4 m2 EPR=13.24 V
	200	25 m2 EPR=19.31 V	121 m2 EPR=19.68 V	529 m2 EPR=19,51 V

5. SWER Sisteminde Hat uzunluğu ve Yük Miktarı

Bu bölümde, SWER sisteminin fider uzunluğuna ve yük miktarına bağlı olarak gerilim düşümü, kayıp ve kısa devre seviyesi açısından değerlendirmesi yapılmıştır.

Aynı zamanda klasik 3 fazlı sistemle benzer dağıtım sisteminin yapılması durumunda aynı parametreler tespit edilmiş ve kıyaslanmıştır.

Örnek olarak çalışılan fiderde, her bir kilometrede bir 50 kVA dağıtım transformatörü olduğu ve bu transformatörde 0,25 eşzamanlılık katsayısı ile toplam 12,5 kVA yükün olduğu dikkate alınmıştır. Dolayısıyla yük yoğunluğu 12,5 kVA/km olarak kabul edilmiştir. SWER dağıtım fideri başında 100 kVA izolasyon transformatörünün bulunduğu ve buna bağlı olarak dağıtım fiderinin 12,5 kVA ile 100 kVA arasında farklı yüklenme oranlarında nasıl sonuç verdiği incelenmiştir. Çalışılan şebeke modeli Şekil 6'da verilmiştir. İletken tipi 3/0 AWG olarak dikkate alınmış olup toplamda 8 km'ye kadar SWER hattının olduğu analizlerde dikkate alınmıştır.



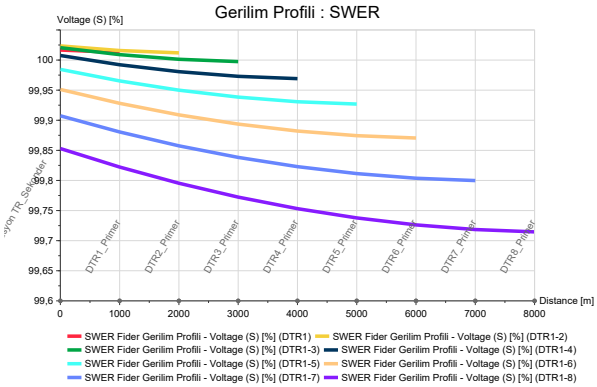
Şekil 6. Şebeke modeli

Şekil 7 ve Şekil 8'de, SWER sistemi ve üç fazlı dağıtım sisteminin fider boyunca hesaplanan gerilim profili verilmiştir. Şekil 7'da SWER sisteminin, değişen fider uzunluğu ve yük miktarına göre dağıtım trafosu noktalarında gerilim sonuçlarının değiştiği görülebilir. DTR-1 olarak gösterilen ve yalnızca 12,5 kVA yük ve 1 km'lik bir SWER hattı konfigürasyonunda, izolasyon transformatörü barasında gerilimin yükseldiği ve 1 km'lik fider boyunca da nominal değerden daha yüksek olduğu hesaplanmıştır. Bu gerilim yükselmesi, düşük yük nedeniyle fider boyunca oluşan Ferranti etkisinden kaynaklanmaktadır. DTR1-8 olarak gösterilen ve toplamda 100 kVA yük ve 8 km SWER hattının bulunduğu konfigürasyonda ise, fider başında gerilim %99,85'e, fider sonundaki gerilim ise, %99,71'e kadar düştüğü hesaplanmıştır.

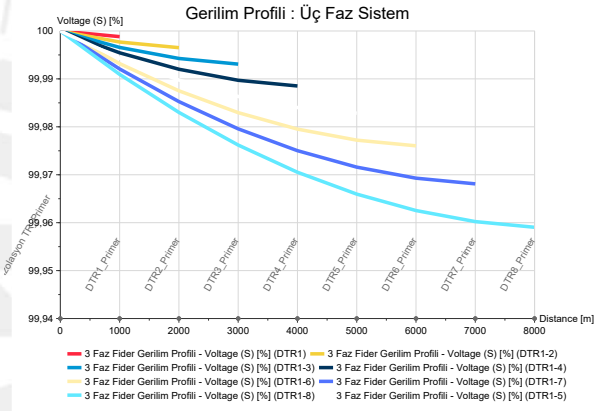
Aynı konfigürasyon, üç fazlı dağıtım sistemi ile yapıldığında ise elde edilen sonuçlar Şekil 8'de verilmiştir. Üç fazlı sistemde, Ferranti etkisinin daha az olduğu ve fider sonundaki gerilim düşümünün SWER sistemine göre daha az olduğu görülebilir.

Benzer şekilde, fider üzerindeki kayıplar da SWER dağıtım sistemi ve üç fazlı dağıtım sistemi arasında kıyaslanmıştır ve sonuçları Şekil 9'da verilmiştir. Buradaki kayıp sonuçlarından görülebilmektedir ki her durumda üç fazlı sistem SWER sistemine göre daha avantajlıdır. Bunun ana nedeni, hat akımlarının SWER sisteminde daha yüksek olması ve toprak geçiş noktalarındaki direnç üzerinde oluşan sürekli kayıplardır.

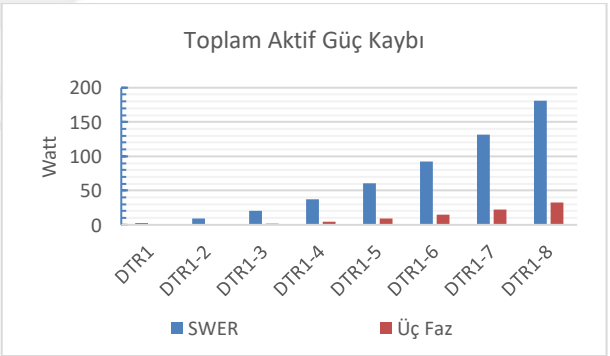
Bu örnekte her ne kadar kullanılan iletken kesiti fider yüküne göre büyük olsa ve iletken kaybı etkisi az olsa da, toprak geçiş noktalarındaki dirençler, toplam kaybı önemli oranda arttırmaktadır.



Şekil 7. SWER sistemi fider gerilim profili

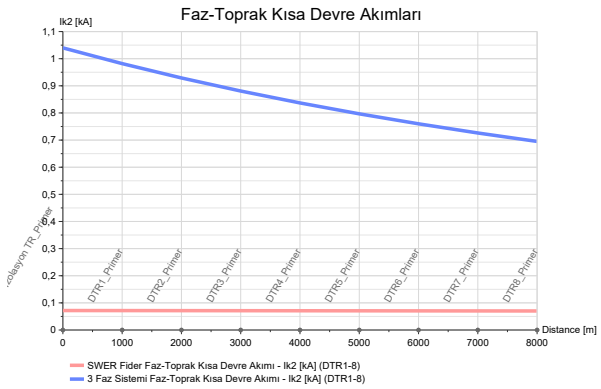


Şekil 8. Üç faz sistemi fider gerilim profili



Şekil 9. Fider toplam aktif güç kaybı

Son olarak, üç faz ve SWER dağıtım sistemleri için meydana gelecek faz-toprak arıza akımı seviyeleri hesaplanmıştır. Sonuçları Şekil 10'da verilmiştir. Sonuçlar göstermektedir ki, üç fazlı sistemi arıza konumuna göre 0,7-1 kA arasında değişen arıza akımı, SWER sisteminde sabit olarak 70 A seviyelerindedir. Bunun nedeni, SWER sisteminde kullanılan izolasyon transformatörünün oluşturduğu yüksek empedans ve toprak geçiş noktalarındaki empedanslardır.



Şekil 10. Fider faz-toprak kısa devre akımı

6. Sonuçlar

Bu çalışmada, SWER sisteminin kırsal elektrifikasyon için sunduğu avantajlar ve karşılaştığı teknik zorluklar detaylı şekilde incelenmiştir.

SWER sisteminin düşük maliyetli altyapı gereksinimi, uzak ve seyrek nüfuslu kırsal bölgelerde elektrifikasyonun yaygınlaşmadığı gelişmekte olan ülkelerin enerjiye erişim politikaları açısından önemli bir fırsat sunmaktadır. Ancak bu avantaj, sistemin uzun vadeli sürdürülebilirliği ve güvenlik standartlarıyla birlikte değerlendirilmelidir.

Bu çalışma kapsamında yapılan karşılaştırmalı analizler, üç fazlı sistemlerin enerji verimliliği açısından daha üstün olduğunu göstermektedir. Enerji politikaları açısından, SWER sistemi kısa vadede cazip gözükse de, yüksek enerji kayıpları ve sınırlı kapasite nedeniyle uzun vadede enerji verimliliği hedefleri ile çelişebilir. Bu durum, özellikle günümüzde göz önünde bulunan karbon emisyonu azaltma stratejileri ile de ters düşen bir yapı oluşturacaktır. Mevcut literatüre bakıldığında, SWER sisteminin bu açıdan bir incelmeye tabi tutulmadığı görülmektedir.

Güvenlik açısından da SWER sisteminin dikkatle değerlendirilmesi gerekmektedir. Bu sisteme özgü sürekli adım ve temas gerilimleri güvenlik standartları ile birlikte ele alınmalıdır. Topraklama sistemlerinin doğru tasarlanması ve düzenli denetlenmesi bu güvenlik risklerin azaltılmasında kritik rol oynamaktadır.

Sonuç olarak, SWER sisteminin uygulanabilirliği yalnızca yatırım maliyeti avantajı açısından değil, aynı zamanda işletme maliyeti, güvenlik standartları, verimlilik ve sürdürülebilirlik hedefleri çerçevesinde de değerlendirilmelidir.

7. Teşekkür

Bu çalışma, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından onaylanan Tek Telli Dağıtım Sistemi Ar-Ge Projesi kapsamında desteklenmektedir. Yazarlar, sağladıkları destek ve katkılarından dolayı Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na teşekkür eder.

8. Kaynaklar

[1] World Bank, "SDG 7.1.1 Electrification Dataset, World Bank (WB),," uri: trackingsdg7.esmap.org/downloads.

[2] Nkom, B., Baguley, C., and Nair, N. K. C., 2019, "Single Wire Earth Return Distribution Grids: A Panacea for Rapid Rural Power Penetration in Africa via Regulatory Policy Transfer," IEEE PES/IAS PowerAfrica Conference: Power Economics and Energy Innovation in Africa, PowerAfrica 2019, pp. 439–444. https://doi.org/10.1109/POWERAFRICA.2019.

[3] "Sub-Saharan Africa : Introducing Low-Cost Methods in Electricity Distribution Networks." [Online]. Available: https://documents.worldbank.org/pt/publication/documents-reports/documentdetail/333511468204868864.

[4] "Ratnayake, C., 2015, *Low Cost Grid Electrification Technologies : A Handbook for Electrification Practitioners*, European Union Energy Initiative Partnership Dialogue Facility (EUEI PDF), Eschborn.

[5] Hosseinzadeh, N., Mayer, J. E., and Wolfs, P. J., 2011, "Rural Single Wire Earth Return Distribution Networks – Associated Problems and Cost-Effective Solutions," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, **33**(2), pp. 159–170. https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2010.08.009.

[6] Sander, C. H. L., 1997, "An Earthing Design Guide for Single Wire Earth Return (SWER) Systems in the Northern Cape Region." [Online]. Available: http://ir.cut.ac.za/handle/11462/1095.

[7] Sumaya, R. J., Nkom, B., and Nair, N. K. C., 2019, "Island Power System Operation with Single-Wire Earth Return (SWER), Solar PV and Diesel Generation -Marinduque, Philippines Case Study," 2019 29th Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2019. https://doi.org/10.1109/AUPEC48547.2019.

[8] Ergon Energy, 2015, *0.A.01.01 How Ergon Energy Compares - July 2015*.

[9] Noorudheen, N., and Wolfs, P., 2018, "Relative Influence of Rod Spacing and Length on the Thermal and Resistance Properties of Continuously Loaded Earthing Electrodes," *Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2018*. https://doi.org/10.1109/AUPEC.2018.8757919.

[10] Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2001, *ELEKTRİK TESİSLERİNDE TOPRAKLAMALAR YÖNETMELİĞİ*, Resmî Gazete, Türkiye.

Enerji İletim Hatlarinda Farklı Buzlanma Tiplerinin (Freezing Rain Ve Rime Ice) Deneysel Analizi

Experimental Analysis Of Different Icing Types (Freezing Rain And Rime Ice) On Overhead Transmission Lines

Necati Ocak[1], Sinan Seheryeli[2] Osman Urhan[2] Sadullah İmancı[3]

[1] A Kablo Sanayi ve Ticaret A.Ş., İstanbul, Türkiye
[2]TEİAŞ Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi, Ankara, Türkiye
[3]Danforth Mühendislik

Özet

Enerji iletim hatları, özellikle zorlu iklim koşullarına maruz kalan bölgelerde, buzlanma nedeniyle ciddi risk altındadır. İletkenler üzerinde biriken buz tabakası hem mekanik hem de elektriksel açıdan önemli problemlere yol açmaktadır [1], [11]. Fazla buz yükü, iletkenlerin kopmasına, direklerin devrilmesine, hat açıklıklarının değişmesine ve ciddi enerji kesintilerine neden olabilmektedir. Bu sebeple, farklı buzlanma tiplerinin (Freezing Rain ve Rime Ice) enerji iletim hatlarına etkilerinin incelenmesi kritik öneme sahiptir [2]. Bu çalışmada, ACSR 1272 MCM, OPGW 95, OPGW 96, GSW 70 ve GSW 96 numuneleri üzerinde buz yükü deneyleri gerçekleştirilmiştir. Deneyler özel tasarlanmış düşük sıcaklık kabininde 24 saat boyunca uygulanmış, Yağmur Kaynaklı Buzlanma (Freezing Rain) testinde -15 ° C'de soğuk su püskürtülerek buz oluşumu sağlanmış, Rime Ice testinde ise -10 °C'de ultrasonik soğuk buhar ile kırağı buzlanması simüle edilmiştir [3], [7].

Elde edilen sonuçlara göre, geniş kesitli ACSR 1272 MCM iletkeni Yağmur Kaynaklı Buzlanma (Freezing Rain) koşullarında diğer numunelere kıyasla çok daha hızlı buz tutmuş ve 66 mm ortalama buz kalınlığına ulaşmıştır. Kırağı Kaynaklı Buzlanma (Rime Ice) koşullarında ise buzlanma daha homojen gerçekleşmiş, tüm numunelerde yaklaşık 5–15 mm aralığında kırağı tabakası gözlenmiştir. Bu sonuçlar, Türkiye'de güncellenmekte olan buz yükü haritalarının doğrulanmasına ve güvenli enerji iletim hattı tasarımlarına önemli katkılar sağlamaktadır.

Anahtar Kelimeler: *Kırağı Buzu, Yağmur Kaynaklı Buzlanma, Alüminyum İletkenler, Havai Hatlar*

Abstract

Overhead transmission lines, especially in regions exposed to severe weather, face serious risks due to icing. Ice accretion on conductors causes both mechanical and electrical problems [1], [11]. Excessive ice load can lead to conductor breakage, tower collapse, changes in span length, and large-scale power outages. Therefore, studying the effects of different ice types—Freezing Rain and Rime Ice—on transmission lines is of critical importance [2]. In this study, ACSR 1272 MCM, OPGW 95, OPGW 96, GSW 70, and GSW 96 conductor samples were tested under artificial icing. The experiments were performed in a specially designed low-temperature chamber for 24 hours. In the Freezing Rain test, cold water spray at –15 °C produced glaze ice formation, while in the Rime Ice test, –10 °C ultrasonic cold fog simulated rime ice conditions [3], [7].

The results show that the large cross-section ACSR 1272 MCM conductor accumulated ice much faster under Freezing Rain conditions compared to the other samples, reaching an average ice thickness of 66 mm. Under Rime Ice conditions, the accretion was more uniform, with all samples showing a frost layer of about 5–15 mm. These findings provide valuable input for the revision of ice load maps in Türkiye and contribute to the design of reliable overhead transmission lines.

Keywords: *Rime Ice, Freezing Rain, Aluminum Conductor, Overhead lines*

1. Giriş

Elektrik enerjisinin sürekli, güvenilir ve kesintisiz iletimi, modern yaşamın ve endüstriyel faaliyetlerin temel gereksinimlerinden biridir. Yüksek gerilimli enerji iletim hatları, bu işlevi sağlamak amacıyla ülke genelinde geniş bir şebeke ağı oluşturur. Ancak bu hatlar, yalnızca elektriksel ve mekanik parametrelere bağlı olarak değil, aynı zamanda çevresel koşullardan da ciddi biçimde etkilenmektedir. Çevresel etkiler arasında rüzgâr yükleri, sıcaklık değişimleri, kar ve özellikle buz yükü kritik öneme sahiptir. Buz yükü, enerji iletim hatlarında hem mekanik hem de elektriksel sorunlara yol açar. İletkenlerin üzerine yapışan buz tabakası, iletkenin kendi ağırlığına ek yük getirerek gerilme kuvvetlerini artırır [5]. Bu durum;

- İletkenlerin kopmasına,
- Direklerin devrilmesine,
- İzolatörlerin hasar görmesine,
- Hat açıklıklarının değişmesine ve fazlar arası mesafelerin azalmasıyla kısa devrelere neden olabilir.

Sonuç olarak, buz yükü yalnızca donanım arızalarına değil, aynı zamanda uzun süreli ve geniş alanlı enerji kesintilerine de yol açabilmektedir.

1.1 Dünya Örnekleri

Dünyada farklı coğrafyalarda buz yükü kaynaklı birçok büyük ölçekli arıza rapor edilmiştir:

- Kanada ve ABD'nin kuzey bölgelerinde, şiddetli buz fırtınaları sonucu yüzlerce kilometrelik hat devre dışı kalmış ve milyonlarca kişi günlerce elektriksiz kalmıştır [6], [9].

- Çin'in güney bölgelerinde 2008 yılında meydana gelen yoğun buzlanma, ulusal enerji şebekesinin büyük kısmını felç etmiş ve ciddi ekonomik kayıplara yol açmıştır.

- Avrupa'da, özellikle Balkanlar ve Doğu Avrupa'da sert kış koşulları nedeniyle buz yükü etkileri halen en kritik tasarım kriterlerinden biri olarak kabul edilmektedir.

1.2. Türkiye'de Durum

Türkiye'de de buz yükü, özellikle Marmara, Karadeniz ve Doğu Anadolu bölgelerinde enerji iletim hatlarının güvenli işletimini tehdit eden önemli bir faktördür. Özellikle Karadeniz Bölgesi'nin yüksek rakımlı kesimlerinde ve yoğun nemli ikliminde, kırağı (rime ice) ve yağış kaynaklı buzlanma (freezing rain) sıkça gözlenmektedir.

2016 yılında Adapazarı ve çevresinde yaşanan şiddetli buzlanma olayında, 154 kV ve 400 kV enerji iletim hatlarının birçoğu devre dışı kalmış, bazı direkler devrilmiş ve uzun süreli kesintiler meydana gelmiştir. Bu olay, buz yükü hesaplamalarının yeniden gözden geçirilmesini ve Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) tarafından kullanılan buz yükü haritalarının güncellenmesini zorunlu hale getirmiştir [8].

1.3. Literatürdeki Yaklaşımlar

Literatürde buz yükü genellikle üç ana kategori altında incelenmektedir [1], [5], [6]:

1. **Yağmur Kaynaklı Buzlanma (Freezing Rain):** Yağış damlalarının iletken yüzeyinde donarak düzensiz, kalın ve ağır tabakalar oluşturduğu durumdur. Bu tip buzlanma, glaze ice olarak da adlandırılır. Mekanik yük artışı en yüksek bu buzlanma tipinde gözlenir ve IEC 60826 standardında "en kritik tasarım senaryosu" olarak tanımlanır. Damlacık büyüklüğü genellikle 0,5–2 mm olup, donma esnasında yüzeye yapışma katsayısı 0,7–0,9 aralığındadır [5]. Özellikle sıcaklığın -2 °C ila -10 °C arasında değiştiği koşullarda görülür ve hatların kopmasına yol açabilecek düzeyde asimetrik yükler oluşturur [6], [11].

2. **Kırağı Kaynaklı Buzlanma (Rime Ice):** Düşük sıcaklıkta yüksek nemin yoğuşarak doğrudan donmasıyla oluşur. Bu tip buzlanmada damlacıklar mikron boyutundadır (10–50 µm) ve oluşan yapı gözenekli, beyaz ve tüyümsü bir görünüme sahiptir [7]. CIGRÉ Technical Brochure 291 (2006) dokümanına göre rime ice, düşük yoğunluğu (200–400 kg/m³) nedeniyle genellikle iletkenlerin mekanik dayanım limitlerini aşmaz ancak aerodinamik salınım ve galloping riskini artırır. Bu nedenle, IEC 60826 ve ASCE Manual No. 74'te, rime ice yükü genellikle *hafif buz yükü sınıfı* olarak değerlendirilir.

3. **Islak Kar (Wet Snow):** Havanın 0 °C'ye yakın olduğu durumlarda, ıslak kar taneleri iletken yüzeyine yapışarak buz–kar karışımı tabakalar

oluşturur. Rüzgârın etkisiyle tabaka genellikle silindirik veya asimetrik gelişir. Bu durum, iletkenin bir tarafında daha fazla yük birikmesine yol açarak eksantrik tork momentleri oluşturur ve hatların burulmasına neden olabilir [2], [10]. ASCE Standard 74 ve ISO 12494:2017 ("Atmospheric Icing of Structures") standartlarında, ıslak kar yükleri ayrı bir kategori olarak modellenmiş ve "mixed ice" tipi altında değerlendirilmiştir.

Bu üç buzlanma tipinin enerji iletim hatları üzerindeki etkilerinin farklı olduğu literatürde defalarca vurgulanmıştır [2], [10], [11]. Ancak Türkiye ölçeğinde, laboratuvar ortamında doğrudan deneysel karşılaştırma çalışmaları oldukça sınırlıdır. Bu da mevcut TEİAŞ buz yükü haritalarının doğruluğunu sınırlandırmakta ve tasarım hesaplamalarında belirsizliklere yol açmaktadır. Bu çalışmanın önemi, uluslararası standartlarda tanımlanan yük tipleri ile Türkiye'ye özgü iklimsel verilerin deneysel olarak ilişkilendirilmesinden kaynaklanmaktadır [8], [12].

1.4. Bu Çalışmanın Önemi

Bu çalışmada, farklı kesitlerdeki iletkenlerin Yağmur Kaynaklı Buzlanma (Freezing Rain) ve Kırağı (Rime Ice) koşullarındaki buz tutma davranışları kontrollü laboratuvar ortamında incelenmiştir. Çalışmanın amacı yalnızca buz yükünün büyüklüğünü ölçmek değil, aynı zamanda farklı kesitli iletkenlerin buz tutma hızlarını, buz tabakasının homojenliğini ve nihai yük etkilerini karşılaştırmalı olarak ortaya koymaktır. Böylece hem saha hesaplamalarının doğrulanması hem de TEİAŞ tarafından güncellenmekte olan buz yükü haritalarına deneysel veri sağlanması hedeflenmektedir

2. Deneysel Çalışmalar

2.1. Test Numuneleri

Deneylerde kullanılan numuneler, enerji iletim hatlarında yaygın olarak kullanılan farklı tipteki iletkenleri temsil etmektedir. Bu numunelerin seçilmesinin nedeni, Türkiye'nin farklı bölgelerinde farklı hat tiplerinin görev yapması ve her birinin buz yüküne karşı davranışlarının farklılık göstermesidir.

- **ACSR 1272 MCM (Pheasant İletkeni):** Büyük kesitli (35 mm çapında) ve yüksek akım taşıma kapasitesine sahip bir iletkendir. Bu tip iletkenler genellikle 400 kV hatlarda tercih edilmektedir. Geniş yüzey alanına sahip olduğundan buz yüküne en fazla maruz kalması beklenen iletkendir.

- **OPGW 95 ve OPGW 96:** Fiber optik taşıma kapasiteli zırhlı iletkenlerdir. Hem haberleşme hem de enerji iletim hatlarında koruma görevi görürler. Daha küçük çapları nedeniyle ACSR 1272 MCM'ye kıyasla buz yükünden daha az etkilenmeleri beklenmektedir.

- **GSW 70 ve GSW 96:** Çelikten imal edilmiş koruma telleridir. Yıldırım darbelerine karşı hattı korumak amacıyla en üst seviyede konumlandırılırlar. Çapları küçük olduğundan mekanik olarak daha az buz yüküne maruz kalmaları olasıdır; ancak çelik yapılarının yüzey pürüzlülüğü nedeniyle buz tutma karakteristikleri farklıdır.

Her bir numune yaklaşık 1500 mm uzunlukta hazırlanmış ve test öncesinde hassas terazide kütleleri ölçülmüştür.

2.2. Test Kabini ve Düzeneği

Deneyler, iklimlendirme kabini adı verilen özel bir test odasında gerçekleştirilmiştir [3], [7]. Kabin özellikleri:

- **Boyutlar:** 2 m x 2 m x 2,5 m
- **Sıcaklık kontrolü:** -20 °C'ye kadar hassas sıcaklık ayarı yapılabilmektedir.
- **Nem kontrolü:** Ultrasonik buhar jeneratörü ile %95 seviyesine kadar nem sağlanabilmektedir.
- **Püskürtme sistemi:** Soğuk suyu ince damlacıklar halinde iletken üzerine püskürten nozullar yerleştirilmiştir.

Numuneler, kabin içerisinde izole edilmiş metal taşıyıcılara yerleştirilmiştir. Böylece iletkenlerin herhangi bir dış etki (titreşim, mekanik temas vb.) olmadan yalnızca çevresel koşulların etkisi altında kalması sağlanmıştır (Şekil 1).



Şekil 1: Test kabini ve yerleştirilmiş numuneler



Şekil 2: Kırağı Kaynaklı Buzlanma (Rime Ice) Testi sırasında buz tabakası oluşumu

2.3. Test Prosedürü

2.3.1. Yağmur Kaynaklı Buzlanma (Freezing Rain) Testi

Freezing Rain koşullarını simüle etmek için şu yöntem uygulanmıştır:

- Ortam sıcaklığı -15 °C'ye sabitlenmiştir.
- Kabin içerisine soğuk su püskürtülmüş ve bu su damlacıkları iletken yüzeyinde donarak buz tabakası oluşturmuştur.
- Deney süresi 24 saat olarak belirlenmiştir.
- Buz kalınlığı, numune üzerine işaretlenen 15–30 mm seviyelerinden kumpas ile periyodik olarak ölçülmüştür.
- Deney sonunda numunelerin kütleleri tekrar tartılmış ve buz yükü miktarı hesaplanmıştır.

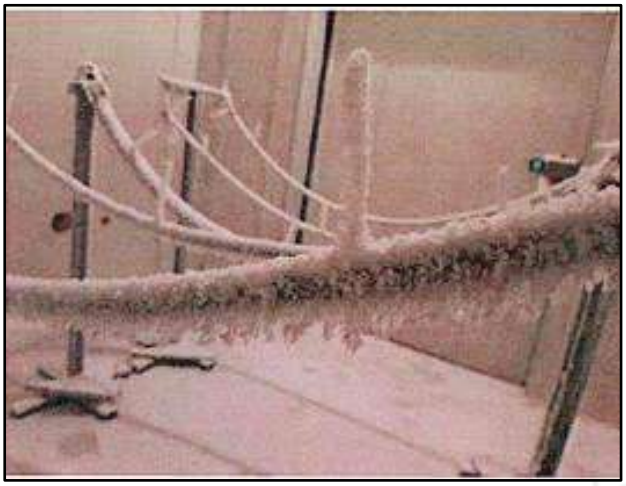
Bu yöntem, sahada yağmur damlalarının donarak iletken üzerinde düzensiz ve kalın tabakalar oluşturmasını taklit etmektedir (Şekil 2)

2.3.2. Kırağı Kaynaklı Buzlanma (Rime Ice) Testi

Rime Ice testinde ise farklı bir prosedür uygulanmıştır:

- Ortam sıcaklığı -10 °C'de sabitlenmiştir.
- Kabin nemi ultrasonik buhar jeneratörü yardımıyla %90'ın üzerine çıkarılmıştır.
- Bu koşullarda su buharı doğrudan donarak iletken yüzeyine yapışmış ve ince taneli, beyaz kırağı tabakası oluşturmuştur.
- Deney süresi yine 24 saat olarak belirlenmiştir.
- Kırağı kalınlığı 5, 10 ve 15 mm seviyelerinden işaretlenmiş ve buzlanma süresince gözlemler yapılmıştır.

Bu yöntem, sahada sisli ve nemli hava koşullarında iletkenler üzerinde kırağı oluşumunu simüle etmektedir (Şekil 3)



Şekil 3: Yağmur Kaynaklı Buzlanma (Freezing Rain) Testi sonrası numune yüzeyindeki kırağı tabakası

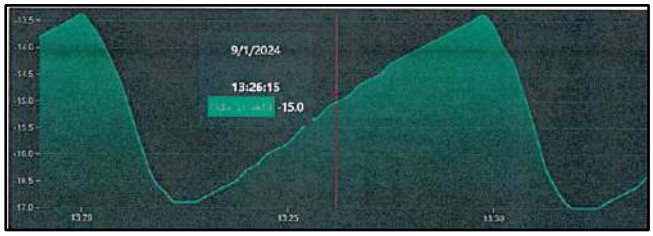
2.4. Ölçüm ve Değerlendirme Yöntemleri

1. **Kütle Ölçümleri:** Test öncesi ve sonrası numunelerin kütleleri hassas terazilerde tartılmıştır. Böylece buz yükü artışı doğrudan hesaplanmıştır.

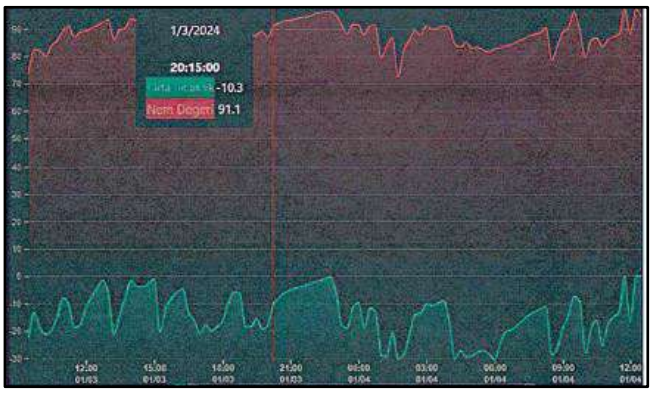
2. **Buz Kalınlığı Ölçümleri:** Numunelerin belirli noktalarında kumpas ile buz kalınlıkları ölçülmüştür. Ortalama kalınlık değeri hesaplanmıştır.

3. **Görsel Kayıtlar:** Tüm deney süreci boyunca numunelerin fotoğrafları çekilerek buzlanmanın ilerleyişi belgelenmiştir.

4. **Çevresel Parametreler:** Kabin sıcaklığı ve nem değerleri sürekli olarak kaydedilmiş ve grafikleri çıkarılmıştır.



Şekil 4: Kabin sıcaklık ve nem değerlerinin zamana göre değişim grafiği, Yağmur Kaynaklı Buzlanma (Freezing Rain)



Şekil 5: Kabin sıcaklık ve nem değerlerinin zamana göre değişim grafiği, Kırağı (Rime Ice)

2.5. Yağmur Kaynaklı Buzlanma (Freezing Rain) Test Bulguları (Detaylı)

- **ACSR 1272 MCM:** 24 saat sonunda kütle artışı 5052 g olarak ölçülmüştür. Ortalama buz kalınlığı 66 mm'ye ulaşmıştır. Özellikle iletkenin alt kısımlarında şeklinde buz oluşumu sarkı
- **OPGW 95 ve 96:** Buz kalınlığı sırasıyla 24,8 mm ve 28,9 mm olarak ölçülmüştür. Bu numunelerde buz tabakası daha düzenli ve simetrik şekilde gelişmiştir.
- **GSW 70 ve 96:** Ortalama buz kalınlıkları 29,4 mm ve 32,5 mm'dir. Yüzey pürüzlülüğü nedeniyle buzun daha homojen yapıştığı gözlenmiştir.

Tablo 1: Yağmur Kaynaklı Buzlanma (Freezing Rain) test sonuçları – kütle artışı ve ortalama buz kalınlıkları

Numune	Başlangıç Kütlesi (g)	Son Kütle (g)	Kütle Artışı (g)	Ortalama Buz Kalınlığı (mm)	Gözlemler
1272 MCM	3698	8750	5052	66	En yoğun buzlanma, düzensiz ve kalın tabaka, alt kısımlarda sarkıt oluşumu
OPGW 95	806	1720	914	24,8	Orta düzey buzlanma, daha simetrik tabaka
OPGW 96	826	1780	954	28,9	Orta düzey buzlanma, düzenli dağılım
GSW 70	874	1760	886	29,4	Orta düzey buzlanma, homojen yapı
GSW 96	1130	2200	1070	32,5	Yoğun buzlanma, yüzey pürüzlülüğünden dolayı daha fazla buz tutumu

2.6. Kırağı Kaynaklı Buzlanma (Rime Ice) Testi Bulguları (Detaylı)

- **ACSR 1272 MCM:** 10 mm civarında kırağı tabakası oluşmuş, ağırlık artışı sınırlı kalmıştır. İnce taneli yapı nedeniyle tabaka daha hafif olmuştur.
- **OPGW 95 ve 96:** 5–10 mm aralığında kırağı kalınlığı gözlenmiş, ince kristal yapının iletken yüzeyini homojen kapladığı belirlenmiştir.
- **GSW 70 ve 96:** 10–20 mm arasında kırağı buzlanması oluşmuş, özellikle tellerin alt yüzeylerinde kristal tabakalar yoğunlaşmıştır.

Tablo 2: Kırağı Kaynaklı Buzlanma (Rime Ice) test sonuçları – gözlenen buz kalınlık aralıkları

Numune	Başlangıç Kütlesi (g)	Son Kütle (g)	Kütle Artışı (g)	Ortalama Buz Kalınlığı (mm)	Gözlemler
1272 MCM	3698	4350	652	~10	İnce taneli kırağı, homojen dağılmış, düşük yoğunluk
OPGW 95	806	920	114	5–8	İnce ve hafif kırağı, düzenli tabaka
OPGW 96	826	950	124	7–10	Hafif kırağı, simetrik dağılım
GSW 70	874	1080	206	10–15	Alt yüzeylerde kristal birikimi belirgin
GSW 96	1130	1350	220	12–20	Daha kalın kırağı, teller arası boşluklarda kristal yoğunlaşması

2.7. Genel Gözlemler

- Yağmur Kaynaklı Buzlanma (Freezing Rain) koşullarında buzlanma hızlı başlamış, ilk 6 saat içerisinde özellikle ACSR 1272 MCM numunesinde belirgin buz kütlesi oluşmuştur.
- Kırağı Kaynaklı Buzlanma (Rime Ice) koşullarında buzlanma daha yavaş ilerlemiş ancak daha homojen dağılmıştır.
- Yağmur Kaynaklı Buzlanma (Freezing Rain) testlerinde buz yükünün etkisi daha çok ağırlık artışı ile belirginleşirken, Kırağı Kaynaklı Buzlanma (Rime Ice) testlerinde daha çok yüzey kaplama oranı ön plana çıkmıştır.
- Gözlemler, saha koşullarında yaşanan farklı tipteki buzlanma olaylarını doğrular niteliktedir [4], [5].
- Yağmur Kaynaklı Buzlanma (Freezing Rain) testlerinde buz kalınlığı 66 mm'ye kadar ulaşırken, Kırağı Kaynaklı Buzlanma (Rime Ice) testlerinde 5–15 mm arasında değişmiştir. Bu sonuçlar, Wang (2012) ve Makkonen (2018) tarafından elde edilen teorik eğilimlerle uyumludur [1], [11].
- Geniş kesitli iletkenlerin daha fazla buz tutması, yüzey alanı ve pürüzlülükle ilişkilendirilmiştir [2], [6].

3. Sonuç ve Tartışma

Bu çalışma, farklı kesitlerdeki iletkenlerin Yağmur Kaynaklı Buzlanma (Freezing Rain) ve Kırağı Kaynaklı Buzlanma (Rime Ice) koşulları altındaki buzlanma davranışlarını deneysel olarak incelemiştir. Bulgular, büyük kesitli iletkenlerde Yağmur Kaynaklı Buzlanma (Freezing Rain)'in daha ağır yük oluşturduğunu, Kırağı Kaynaklı Buzlanma (Rime Ice)'ın ise daha homojen dağıldığını göstermiştir [5], [7], [10]. Sonuçlar, Makkonen (2018) ve TEİAŞ(2016) raporlarındaki saha gözlemleriyle paraleldir [8], [11]. Bu durum, Türkiye'de buz yükü haritalarının deneysel verilerle desteklenmesinin önemini doğrulamaktadır.

Başlıca bulgular şunlardır:

1. **Büyük kesitli iletkenler (ACSR 1272 MCM)**, Yağmur Kaynaklı Buzlanma (Freezing Rain) koşullarında daha fazla buz yüküne maruz kalmıştır.
2. **Küçük kesitli OPGW ve GSW telleri**, yüzey alanlarının daha dar olması nedeniyle daha az buz tutmuştur.
3. **Kırağı Kaynaklı Buzlanma (Rime Ice)** koşullarında, çap etkisi azalmakta ve buzlanma tüm numunelerde daha homojen gerçekleşmektedir.
4. **Yağmur Kaynaklı Buzlanma (Freezing Rain),** daha ağır ve düzensiz buz tabakası oluştururken; **Kırağı Kaynaklı Buzlanma (Rime Ice)** daha ince, hafif ve taneli bir tabaka meydana getirmiştir.
5. Sonuçlar, Türkiye'de güncellenen **buz yükü haritalarının** doğrulanması için önemli veriler sağlamaktadır.

Gelecek Çalışmalar İçin Öneriler

- Daha uzun süreli testler (48–72 saat) ile buzlanma ilerlemesinin incelenmesi [2], [6].
- Farklı rüzgâr hızlarının buz tabakası oluşumuna etkisinin test edilmesi [10].
- Sahada ölçüm alınan veriler ile laboratuvar sonuçlarının karşılaştırılması
- Sonlu elemanlar yöntemleri ile mekanik yüklerin modellenmesi [7], [11]

Bu çalışma, enerji iletim hatlarının daha güvenli ve dayanıklı şekilde tasarlanmasına katkı sağlamakta olup, buz yükünün neden olduğu risklerin daha doğru öngörülmesine imkân vermektedir.

4. Referanslar

[1] S. Wang (2012). *Havai iletim hatlarında buz birikimi türleri ve mekanik ile elektriksel performansa etkileri.*

[2] R. Veerakumar ve ark. (2020). *Dinamik buzlanma süreci ve buz birikiminin iletim kablosu üzerindeki aerodinamik etkileri.*

[3] Tromsø Üniversitesi ve ArcICE Projesi. *Havai iletim hatlarında kırağı (hoar frost) modellemesi ve laboratuvar-saha karşılaştırmalı çalışmalar.*

[4] A. Lotfi (2023). *Demiryolu üzerindeki havai enerji hatlarında buz birikimi – sayısal analiz.*

[5] P. Laforte, M. Bernardin (2015). *Glaze and rime ice accretion on transmission lines: Experimental comparison and implications for mechanical design.*

[6] T. Ishimoto, K. Okamoto (2017). *Ice load modeling of ACSR conductors under variable wind and temperature conditions.*

[7] M. Zhou, L. Zhang (2019). *CFD simulation of rime ice formation on stranded conductors and validation with chamber tests.*

[8] TEİAŞ Teknik Raporu (2016). *Adapazarı buz fırtınası sonrası 154 kV hat hasar analizleri ve tasarım revizyon önerileri.*

[9] E. Martić, D. Kovačević (2021). *Severe icing incidents on Balkan transmission networks and lessons learned for ENTSO-E grid resilience.*

[10] G. Huang, H. Li (2022). *Numerical analysis of ice shedding on optical ground wires (OPGW) and conductor motion response.*

[11] J. Makkonen (2018). *Physics of atmospheric icing on power lines and structures.*

Transformatör Merkezlerinin Oblik Fotogrametri Yöntemi İle Oluşturulan Model Verileri Kullanılarak Varlık Yönetimi

Asset Management Using Model Data Created by Oblique Photogrammetry Method of Transformer Centers

Adil Yasin Baştuğ[1], Emre Kılcı[1], Bedirhan Mermertaş[1], Şahin Çevik[2], Selçuk Çelebi[2],

[1]ELTEMTEK A.Ş.
adilyasin.bastug@eltemtek.com.tr, emre.kilci@eltemtek.com.tr, bedirhan.mermertas@eltemtek.com.tr

[2]Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)
sahin.cevik@teias.gov.tr, selcuk.celebi@teias.gov.tr

Özet

Dijitalleşmenin en önemli aşamalarından biri olan bilgi sistemleri teknolojilerinin kullanımı, envanterin kaydı, takibi ve kontrolü açısından kritik bir rol üstlenmektedir. Türkiye Elektrik İletim A.Ş. bünyesindeki Transformatör Merkezlerinde yürütülen dijitalleşme süreci, kurumun farklı birimlerine katkı sağlaması beklenen önemli çalışmalar içermektedir. İnsansız hava araçları ile gerçekleştirilen ölçümler sonucunda elde edilen yüksek çözünürlüklü veriler doğrultusunda üretilen çıktılar, planlama, programlama ve karar alma süreçlerinde etkin biçimde kullanılabilecek nitelikte bilgiler sunmaktadır.

Bu çalışmada Enerji Bakanlığı'na bağlı Türkiye Elektrik İletim A.Ş. sorumluluğunda bulunan Transformatör Merkezlerinin 3 boyutlu modellerinin oluşturulup varlık yönetim sistemlerinde kullanılmak üzere konumsal envanter etiketlemeleri yapılarak web ortamında kurum personellerinin kullanımına sunulması amaçlanmaktadır.

Anahtar kelimeler: *Dijitalleşme, Bilgi Sistemleri Teknolojisi, Envanter Yönetimi, Transformatör Merkezleri, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), İnsansız Hava Araçları (Dron).*

Abstract

The use of information systems technologies, one of the most important stages of digitalization, plays a critical role in recording, tracking, and controlling inventory. The digitalization process carried out at Transformer Centers within the Turkish Electricity Transmission Company (TEC) includes significant work expected to contribute to various departments within the organization. The outputs generated from high-resolution data obtained from measurements conducted with unmanned aerial vehicles provide information that can be effectively used in planning, programming, and decision-making processes.

This study aims to create 3D models of Transformer Centers under the responsibility of TEC, which are affiliated with the Ministry of Energy, and to label them with locational inventory for use in asset management systems. These models will be made available to institution personnel online.

Keywords: *Digitalization, Information Systems Technology, Inventory Management, Transformer Stations, Turkish Electricity Transmission Corporation (TEİAŞ), Unmanned Aerial Vehicles (UAVs).*

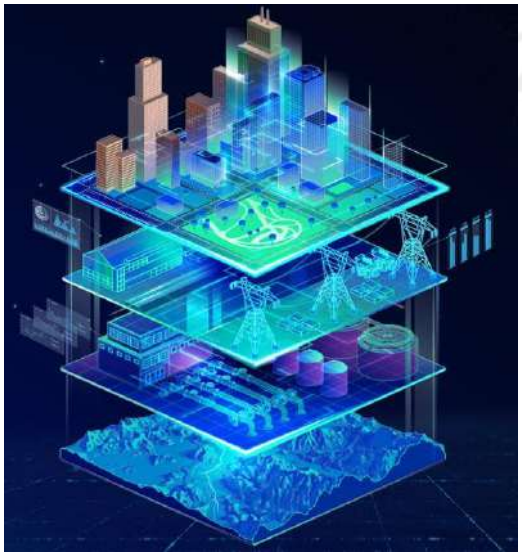
1. Giriş

Enerji sektöründe dijitalleşme, verimlilik artışı, sürdürülebilirlik, veri doğruluğu ve güvenilirlik açısından son yıllarda önemli bir araştırma ve uygulama alanı haline gelmiştir. Bu çerçevede öne çıkan teknolojilerden en günceli dijital ikiz (digital twin) yaklaşımıdır. Dijital ikiz, fiziksel bir varlığın, sürecin veya sistemin, gerçek zamanlı verilerle sürekli güncellenen sanal bir kopyası olarak tanımlanmaktadır. Bu teknoloji sayesinde, gerçek sistemin davranışları dijital ortamda izlenebilmekte, performans analizleri yapılabilmekte ve geleceğe yönelik farklı senaryolar simüle edilebilmektedir.

Enerji iletim ve dağıtım sistemlerinin sürekliliği ve güvenilirliği, artan enerji ihtiyacının karşılanmasında büyük önem taşımaktadır. Bu sistemlerin en kritik unsurlarından biri olan transformatör merkezleri, elektriğin farklı gerilim seviyelerine dönüştürülerek şebekeye güvenli bir şekilde iletilmesini sağlar. Bu nedenle merkezlerin mevcut durumunun doğru ve güncel verilerle izlenmesi, hem işletme güvenliği hem de geleceğe yönelik planlamalar açısından vazgeçilmezdir. Bu süreçte oblik görüntüler, enerji sistemleri üzerindeki alınacak kritik kararlar doğru ve güvenilir fikirler verir. Sebebi ise alınan verilerin koordinat hassasiyeti, ölçüm zamanındaki güneş açısı, her bir fotoğrafın GSD (Ground Sampling Distance) değerinin çözünürlük bakımından yüksek olması alınan verileri gerçeğe en yakın hale getirmektedir. Yapılan araştırmalarda benzeri bir çalışmanın varlığına rastlanılmamıştır.

2. Dijital İkiz Süreçleri

Dijital ikiz, fiziksel bir varlık, sistem veya sürecin sanal ortamda oluşturulmuş dinamik bir temsilidir ve gerçek zamanlı veri akışı sayesinde sürekli güncellenerek fiziksel karşılığının davranışlarını, performansını ve durumunu yansıtabilmektedir. Nesnelerin İnterneti (IoT), yapay zeka, büyük veri analitiği ve sensör teknolojilerinin entegrasyonu ile desteklenen dijital ikizler, yalnızca mevcut durumun izlenmesini değil, aynı zamanda olası senaryoların simülasyonunu, öngörüsel analizlerin yapılmasını ve karar destek süreçlerinin geliştirilmesini mümkün kılmaktadır.



Şekil 1. Djital İkiz Kullanım Alan Örnekleri

Dijital ikiz, endüstriyel üretimden enerji yönetimine, şehir planlamasından sağlık hizmetlerine kadar geniş bir alanda etkin bir araç olarak kullanılmakta ve fiziksel sistemlerin daha verimli, güvenli ve sürdürülebilir şekilde yönetilmesine katkı sağlamaktadır.

Son yıllarda insansız hava araçlarının kullanımının yaygınlaşmasıyla birlikte, bu merkezlerdeki ölçüm ve modelleme çalışmalarında da yeni yöntemler uygulanmaya başlanmıştır. Dronlar ve yüksek çözünürlüğe sahip kameralar ile çekilen 2 boyutlu fotoğrafların %90 oranında yanal ve düşey şeklinde üst üste bindirilip derinlik algısı kullanılarak elde edilen 3 boyutlu oblik veriler oluşturulmakta ve bu modeller coğrafi bilgi sistemlerinde kullanılabilecek güvenilir altlık veriler sunmaktadır. Böylece, saha koşullarının ayrıntılı şekilde belgelenmesi mümkün olmakta, ekstra ölçüme sürekli gerek duyulmadan saha etüdü yapılmakta(kot, koordinat, heyelan analizi, zemin etüdü vb.), bakım-onarım faaliyetleri daha etkin planlanabilmekte ve karar alma süreçleri hız kazanmaktadır.



Şekil 2. Dron ile gerçekleştirilen Dijital İkiz ölçüm örneği

Süreç içerisinde hava araçlarının yanı sıra birçok yazılımda kullanılmaktadır. Fotoğrafların üç boyutlu model üretiminde kullanılan fotogrametri yazılımları, Veri etiketlemelerinde kullanılan coğrafi bilgi sistemleri yazılımları ve üretilen verileri web ortamında sunulmasında kullanılan sunucu ve veritabanı yazılımlarıdır.

3. Enerji Yapılarında Dijital İkiz

Enerji endüstrisinde dijital ikiz teknolojisinin sunduğu başlıca faydalar şu şekilde özetlenebilir:

- Operasyonel etkinliğin artırılması ve süreç optimizasyonu

- Düşük riskli eğitim ve test senaryolarının geliştirilmesi

- Bakım maliyetlerinin azaltılması ve tahmine dayalı bakım uygulamalarının güçlendirilmesi

- Operasyonel aksaklıkların ayrıntılı biçimde tanımlanması

- Daha bilinçli ve veri odaklı kararların verilmesinin kolaylaştırılması

- Gelir, kârlılık ve sürdürülebilirliğin artırılması

Günümüzde enerji tesislerinde kullanılan sistemler genellikle birbirinden bağımsız çalışmakta ve bu durum operasyon sahasının bütünsel bir görünümünü elde etmeyi güçleştirmektedir. Dijital ikiz teknolojisi ise farklı veri kaynaklarını bütünleştirerek karar vericilere daha net, güvenilir ve stratejik öngörüler sunmaktadır. Bu özellikleriyle dijital ikiz, enerji endüstrisinin dijital dönüşümünde yalnızca operasyonel verimliliği artıran bir araç değil, aynı zamanda sürdürülebilirlik ve rekabetçilik hedeflerine ulaşmada da kritik bir teknoloji olarak değerlendirilmektedir.



Şekil 3. Transformatör Merkezlerinde Model Örnekleri

4. Transformatör Merkezlerinde Dijital İkiz

TEİAŞ Sorumluluğunda bulunan 800 Transformatör merkezinde dijital ikiz çalışması devam etmekte olup iklim koşulları göz önünde bulundurularak bölge müdürlükleri bazında çalışmaları devam etmektedir. 18 aylık proje sürecinde tüm çalışmanın tamamlanması planlanmaktadır.



Şekil 4. Transformatör Merkezlerinde Model Örnekleri

Transformatör merkezlerinin modellerinin oluşturulması aşamaları;

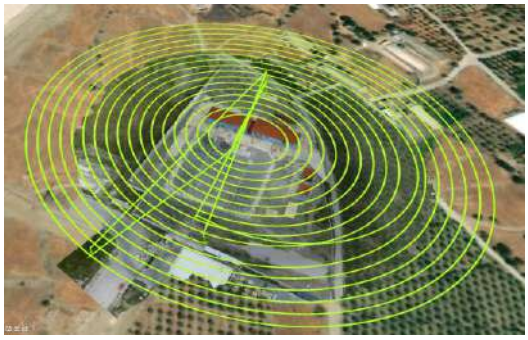
a- İzin süreçleri,
b- Saha çalışmaları ve uçuşlar,
c- Veri prosesleri,
d- CBS veri etiketlemeleri,
e- Envanter veri tabanı ile eşleştirme,
f- Web'de model ve verilerin kurum içerisinde yayınlanması,

şeklindedir.

4.1. Saha Çalışmaları

Endüstriyel olarak tasarlanan yüksek çözünürlüklü kameralara sahip eklentili dronlar ile saha çalışmaları gerçekleştirilmektedir. Ölçümler esnasında sabit GNSS istasyonları kurularak oturumlar yapılıp uzun epok ölçümleri sayesinde veri hassasiyeti maksimum seviyeye çıkarılmaktadır. Transformatör merkezlerinde yapılan ölçümler dairesel istikamette nihayet direğinden minimum 10 metre yukarısında olacak şekilde transformatör merkezi zemininin ortalama 50-60 metre üst irtifasından gerçekleştirilmektedir. Çekilen her bir fotoğraf koordinatlı olup coğrafi konum bilgileri, kamera öznitelik bilgileri içerisinde saklanmaktadır. 102 megapiksel çözünürlüğe sahip kamera ile ölçümler esnasında her dairede 48 fotoğraf çekerek trafo merkeznin kamulaştırma alanının insansız hava aracı ile fotoğraflama işlemleri tamamlamaktadır.

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr



Şekil 5. Dairesel ölçüm yöntemi

Bazı Transformatör Merkezlerinin konumu gereği uçuş imkanı 50-60 metrede yapılamamaktadır. Bu tarz durumlarda ise GSD değerini sık dairesel alanlar çizilerek düşürülüp daha fazla fotoğraf sayısı ile veri en doğru şekilde toplanmaya çalışılır. Uçuş esnasında havanın ışık durumuna göre anlık olarak ISO değerleri anlık olarak değiştirilip optimum düzeyde fotoğraflar çekilir.







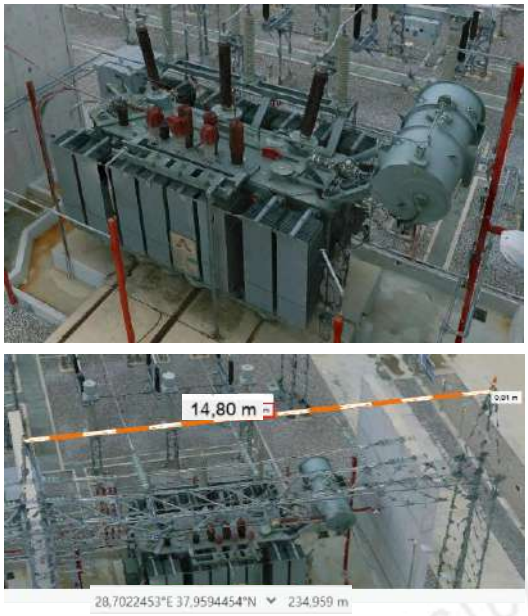
Şekil 6. Saha Ölçümlerinde Çekilen Örnek Fotoğraflar

4.2. Veri Prosesleri

Saha çalışmaları sonrasında elde edilen fotoğraf verileri fotogrametri yazılımlarında girilen kriterler doğrultusunda işleme tabi tutularak 154 kV'lık bir transformatör merkezi için ortalama 1000 fotoğraftan oluşan bir proses süreci başlatılır. Prosesler süreleri minimum 12 saat olup bu süreyi fotoğraf sayısı ve modelde istenen kalite etkilemektedir. Oluşan modeller 10 santimetre hassasiyette olup veri üzerinde koordinat, kot ve mesafe ölçüm işlemleri yapılabilmektedir.







Şekil 7. Örnek Model Görüntüsünden Detay ve Ölçüm Çalışmaları



Şekil 8. Primer Envanter Etiketlemesi

4.3. CBS Veri Etiketlemeleri

Transformatör merkezi şalt sahası içerisinde bulunan primer techizatlar orjinal konumlarında coğrafi etiketlemeleri yapılarak varlık envanterleri oluşturması sürecinde ilk aşaması gerçekleştirilmektedir.

Bu kapsamda; Akım Trafosu, Ayırıcı, Gerilim Trafosu, Hat Tıkacı, Kesici, Mesnet, Nötr Direnci, Parafudr ve Toprak Bıçağı ayrı ayrı etiketlenmektedir.



4.4. Envanter Veri Tabanı İle Eşleştirme

Primer envanter etiketleme aşamasında tespit edilen ekipman ve teçhizatların bakım, onarım ve kontrol işlemleri, oluşturulan veritabanı ile eşleştirilerek takip edilebilmektedir. Bu sayede envanterlerin şalt sahasındaki 3 boyutlu konumları görüntülenebilmekte ve çeşitli filtrelemeler yapılabilmektedir. Eşleştirme işlemleri, envanterlere atanan ID'ler aracılığıyla gerçekleştirilir. Coğrafi bilgi sistemleri yazılımlarında, sözel tablolar ile coğrafi verilerde bulunan aynı ID'ler kullanılarak bağlantı kurulur. Böylece etiketlerde sözel olarak bulunan operasyonel veriler, harita üzerinde coğrafi olarak da görüntülenebilir.

4.5. Web'de Model Ve Verilerin Yayınlanması

Elde edilen tüm verilerden oluşturulan model ve coğrafi veriler web platformu üzerinden ilgili personellerin kullanımına açılacaktır.



Şekil 9. Model Verilerinin Web'de Yayınlanması

5. Sonuç

Transformatör merkezlerinde dijital ikiz teknolojisinin uygulanması ile elde edilen veriler, TEİAŞ bünyesindeki Etüt, Kamulaştırma, İşletme ve Canlı Bakım gibi birçok birimin ihtiyaçlarını bütüncül bir şekilde karşılayabilecek niteliktedir. Bu yaklaşım sayesinde sahadaki varlıkların güncel ve doğru bilgilerle dijital ortamda modellenmesi, sadece operasyonel verimliliği artırmakla kalmayıp aynı zamanda karar alma süreçlerini hızlandırmakta ve hataları minimize etmektedir. Özellikle canlı bir veritabanı ile entegre edilen dijital ikiz uygulamaları, varlık envanter yönetiminin sürekli güncel tutulmasına olanak sağlamakta, böylece bakım planlaması, arıza önleme, yatırım kararları ve kaynak optimizasyonu gibi kritik süreçlerde önemli avantajlar sunmaktadır.

Bununla birlikte, farklı birimlerin ortak bir dijital platform üzerinden veri paylaşabilmesi, kurum içi koordinasyonu güçlendirerek bilgi akışını şeffaf ve erişilebilir hale getirmektedir. Bu durum, sahadaki iş gücünden yönetim kademelerine kadar tüm paydaşların güncel ve güvenilir verilere eş zamanlı ulaşabilmesini sağlayarak operasyonel süreçlerde önemli bir dönüşüm yaratmaktadır. Sonuç olarak, dijital ikiz uygulamalarının yaygınlaştırılması TEİAŞ'ın mevcut işleyişine stratejik katkılar sunmakta, uzun vadede ise sürdürülebilir, güvenilir ve etkin bir enerji iletim altyapısının yönetilmesine hizmet etmektedir.

6. Kaynaklar

[1] A. Sharma, E. Kosasih, J. Zhang, A. Brintrup and A. Calinescu, "Digital Twins: State of the Art Theory and Practice, Challenges, and Open Research Questions," *arXiv preprint*, arXiv:2011.02833, 2020.

[2] X. He, Q. Ai, R. C. Qiu and D. Zhang, "Preliminary Exploration on Digital Twin for Power Systems: Challenges, Framework, and Applications," *arXiv preprint*, arXiv:1909.06977, 2019.

[3] T. Cioara, I. Anghel, M. Antal, I. Salomie, C. Antal and G. I. Arcas, "An Overview of Digital Twins Application Domains in Smart Energy Grid," *arXiv preprint*, arXiv:2104.07904, 2021.

[4] F. Stadtmann, A. Rasheed, T. Kvamsdal, K. A. Johannessen, Ō. San, K. Kölle, J. O. Skogås *et al.*, "Digital Twins in Wind Energy: Emerging Technologies and Industry-Informed Future Directions," *arXiv preprint*, arXiv:2304.11405, 2023.

Elektrikli Araç Şarj İstasyonlarının Dağıtım Şebekelerine Etkileri

The Impact of Electric Vehicle Charging Stations on Distribution Networks

Umut Yılmaz, Naim Süleyman Tınğ

umut@umutyilmaz.com.tr, nsuleyman@erzincan.edu.tr

Özet

Elektrikli araçlar, fosil yakıtlara olan bağımlılığı azaltma, karbon emisyonlarını düşürme ve çevresel sürdürülebilirliği artırma açısından büyük potansiyele sahip olsalar da, şarj istasyonlarının yoğun kullanımı enerji dağıtım şebekelerinde yeni sorunlar ortaya çıkarabilir. Özellikle büyük şehirlerdeki kentsel bölgelerde, şarj talebinin artması şebeke kapasitesi üzerinde baskı yaratmakta ve bu baskı, kırsal bölgelerden farklı dinamikler göstermektedir. Bu bağlamda, Ankara'nın kentsel bölgesi olan Çankaya'da gerçekleştirilen farklı senaryolardaki analizlerle, elektrikli araç şarj istasyonlarının dağıtım şebekeleri üzerindeki etkileri bölgesel bazda değerlendirilmiştir.

Çalışmada, PSS/E programı kullanılarak yapılan simülasyonlar aracılığıyla kentsel ve kırsal bölgelerdeki şarj istasyonlarının şebeke üzerindeki yüklenme, gerilim düşüşü, hat yüklenmeleri ve transformatörlerin kapasite yetersizliği gibi etkileri değerlendirilmiştir. Farklı şarj senaryoları kapsamında, yavaş ve hızlı şarj istasyonlarının şebekeye olan etkileri karşılaştırılmış ve hızlı şarj istasyonlarının özellikle gerilim dengesizliği ve şebekeye aşırı yüklenme gibi sorunlara yol açtığı tespit edilmiştir. Özellikle hızlı şarj istasyonlarının yoğun kullanıldığı senaryolarda, şebeke üzerindeki ani yüklenmeler ve gerilim dengesizliklerinin ortaya çıkabileceği gösterilmiştir. Şarj istasyonlarının yerleşimi, kapasite planlaması ve şebeke üzerindeki etkileri optimize edilmezse, dağıtım şebekelerinde ciddi sorunlar ortaya çıkabilmektedir.

Çalışmada, yenilenebilir enerji kaynaklarının, özellikle güneş ve rüzgâr enerjisinin, şarj altyapısına entegrasyonunun önemi de vurgulanmıştır. Bu entegrasyonun, enerji verimliliğini artırarak çevresel sürdürülebilirliğe büyük katkı sağlayacağı belirtilmiştir. Ayrıca, enerji depolama sistemlerinin entegrasyonu, şebeke üzerindeki yükün dengelenmesi ve yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu açısından büyük bir fırsat olarak sunulmaktadır. Yapay zekâ teknolojilerinin, şarj altyapısının gerçek zamanlı izlenmesi ve yönetiminde sağlayacağı katkılar da bu çalışmada vurgulanmıştır. Yapay zekâ, enerji talebi ve arzı yöneterek şebeke kararlılığını sağlamada önemli bir rol oynayabilir. Sonuç olarak, elektrikli araçların dağıtım şebekelerine entegrasyonu dikkatli bir planlama ve yönetim gerektiren karmaşık bir süreçtir ve bu çalışmanın bulguları gelecekteki dağıtım şebekelerinin sürdürülebilirliği açısından kritik çıkarımlar sunmaktadır.

Anahtar kelimeler: *Elektrikli araç, şarj yöntemleri, şarj istasyonu, dağıtım şebekesi, dağıtım transformatörü.*

Abstract

Although electric vehicles have great potential to reduce dependency on fossil fuels, reduce carbon emissions and increase environmental sustainability, the intensive use of charging stations may create new problems in energy distribution networks. Especially in urban areas in big cities, increasing charging demand creates pressure on grid capacity and this pressure shows different dynamics than in rural areas. In this context, the effects of electric vehicle charging stations on distribution networks were evaluated regionally with different scenario analyses conducted in Çankaya, an urban area of Ankara. In the study, the effects of charging stations in urban and rural areas such as grid loading, voltage drop, line loading and transformer capacity insufficiency were evaluated through simulations using the PSS/E program. The effects of slow and fast charging stations on the grid were compared within the scope of different charging scenarios and it was determined that fast charging stations caused problems such as voltage imbalance and overloading the grid. It was shown that sudden loads and voltage imbalances on the grid could occur especially in scenarios where fast charging stations are used intensively. If the location of charging stations, capacity planning and their impact on the grid are not optimized, serious problems may arise in distribution networks. The study also emphasizes the importance of integrating renewable energy sources, especially solar and wind energy, into the charging infrastructure. It is stated that this integration will greatly contribute to environmental sustainability by increasing energy efficiency. In addition, the integration of energy storage systems is presented as a great opportunity in terms of balancing the load on the grid and integrating renewable energy sources. The contributions of artificial intelligence technologies to real-time monitoring and management of the charging infrastructure are also emphasized in this thesis. Artificial intelligence can play an important role in ensuring grid stability by managing energy demand and supply. As a result, the integration of electric vehicles into distribution networks is a complex process that requires careful planning and management, and the

findings of this study offer critical implications for the sustainability of future distribution networks.

Keywords: *Electric vehicle, charging methods, charging station, distribution network, distribution transformer.*

1. Giriş

Günümüzde elektrikli araç (EA), sürdürülebilir ulaşım çözümleri ve enerji verimliliği konularında küresel bir öncelik haline gelmiştir. Karbon gazı emisyonlarını azaltma ve fosil yakıtlara bağımlılığı en aza indirme hedefleri doğrultusunda, birçok ülke EA teknolojilerine önemli yatırımlar yapmaktadır. EA'ların sıfır emisyonlu ulaşım aracı olmaları, hem çevresel hem de ekonomik açıdan pek çok avantaj sağlamaktadır. Bununla birlikte, EA'ların yaygınlaşması ile birlikte enerji talebi ve şebeke yönetimi konularında da yeni zorluklar ortaya çıkmaktadır. Bu zorlukların başında, EA'ların şarj edilmesi sırasında ortaya çıkan enerji yükünün dağıtım şebekesi üzerinde yarattığı baskı gelmektedir. EA'ların dağıtım şebekelerine entegrasyonu dikkatli bir planlama ve yönetim gerektiren karmaşık bir süreçtir.

EA'ların yaygınlaşmasının dağıtım şebekeleri üzerindeki etkilerini anlamak, gelecekteki enerji politikalarının ve şehir planlamasının doğru bir şekilde yapılabilmesi açısından kritik öneme sahiptir. Şarj altyapısının uygun bir şekilde kurulması, şebekenin bu yeni talebi karşılayabilecek kapasitede olması ve yenilenebilir enerji kaynakları ile entegrasyonun sağlanması, bu sürecin en önemli adımları arasında yer alır. EA'ların şarj edilmesi sırasında ortaya çıkan yük, dağıtım şebekesinde ani gerilim düşüşlerine, hatlarda aşırı yüklenmelere ve hatta sistem dengesizliklerine neden olabilir. Özellikle kentsel bölgelerde şarj talebinin yoğun olduğu dönemlerde bu etkiler daha belirgin hale gelmektedir.

EA'ların enerji talebindeki etkilerini en iyi şekilde anlamak için, farklı senaryolar altında şarj istasyonlarının şebeke üzerindeki etkilerinin incelenmesi gerekmektedir. Şarj istasyonlarının yerleşimi, şarj gücü ve süreleri gibi faktörler, enerji dağıtım şebekeleri üzerinde önemli etkiler yaratır. Özellikle hızlı şarj istasyonlarının kullanımı, dağıtım şebekesi üzerinde ani yüklenmelere neden olabilir ve bu da enerji arz-talep dengesini bozabilir. Diğer yandan, yavaş şarj istasyonları dağıtım şebekeleri üzerindeki yükü daha dengeli bir şekilde yayabilir. Bu bağlamda, EA'ların dağıtım şebekelerine entegrasyonunun optimize edilmesi, şarj altyapısının uygun bir şekilde planlanması ile doğrudan ilişkilidir.
Bu çalışmanın amacı, EA şarj yöntemlerini ve şarj istasyonlarının enerji dağıtım şebekeleri üzerindeki etkilerini analiz etmektir. Bu bağlamda, Ankara'nın Çankaya ilçesinde bulunan transformatörler örnek olarak ele alınmış ve farklı senaryolar altında şarj istasyonlarının şebeke üzerindeki yüklenme, gerilim düşümü ve enerji talebi üzerindeki etkileri incelenmiştir.

Bu çalışmadan kullanılan PSS/E programı ile yapılan simülasyon modelleri EA'ların dağıtım şebekelerine entegrasyonunun farklı boyutlarını incelemektedir. Bu modelleme çalışmaları şarj istasyonlarının dağıtım şebekesi üzerindeki yükünü analiz ederek, şebekenin bu taleplere nasıl yanıt verebileceğini ve olası sorunları önlemek için hangi stratejilerin uygulanabileceğini göstermektedir. EA'ların dağıtım şebekelerine entegrasyonu sırasında ortaya çıkan şebeke dengesizliklerinin minimize edilmesi ve şarj altyapısının optimize edilmesi, dağıtım şebekelerinin sürdürülebilirliğini artırmak için kritik bir adımdır. Aynı zamanda yenilenebilir enerji kaynakları ile entegrasyonun sağlanması EA'ların çevresel etkilerini en aza indirerek daha temiz bir enerji geleceği inşa edilmesine katkı sağlayacaktır.

EA'ların dağıtım şebekelerine entegrasyonu sadece şarj altyapısının kurulması ile sınırlı değildir. Bu süreçte, şarj işlemlerinin yenilenebilir enerji kaynakları ile desteklenmesi ve talep yanıtı gibi stratejilerin uygulanması da büyük önem taşımaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı, EA'ların şarj edilmesi sırasında ortaya çıkan enerji talebini karşılamada önemli bir çözüm sunar. Özellikle güneş ve rüzgâr gibi kaynaklarının bir elektrikli araç şarj istasyonuna (EAŞİ) entegrasyonu, dağıtım şebekelerinin daha esnek ve sürdürülebilir hale gelmesine katkı sağlar. Bu bağlamda, EA'ların şarj işlemlerinin talep yanıtı stratejileri ile optimize edilmesi, dağıtım şebekeleri üzerindeki yükü dengeleyebilir ve sistem kararlılığını artırabilir.

2. Kavramsal Çerçeve Ve İlgili Çalışmalar

Son yıllarda yapılan akademik çalışmalar, elektrikli araçların (EA) şarj altyapısının dağıtım şebekeleri üzerindeki etkilerini hem ulusal hem de uluslararası düzeyde detaylı biçimde incelemiştir.

Kaya (2024) tarafından yapılan çalışmada, hızlı şarj istasyonlarının elektrik dağıtım şebekesine etkileri incelenmiş ve şarj istasyonlarının şebekeye bağlanma yöntemleri, tipleri ve kurulum parametreleri değerlendirilerek bir pilot bölgede şarj ihtiyaçlarına göre şebeke planlaması yapılmıştır. Simülasyonlarla EA hızlı şarj istasyonlarının şebeke üzerindeki etkileri analiz edilerek, sonuçlar doğrultusunda öneriler sunulmuştur [1].

Ünsal (2018) tarafından yapılan çalışmada, EA şarj istasyonlarının elektrik şebekesine entegrasyonu ve güç akış analizleri ele alınmıştır. Güç akış analizleri, güç sistem analiz programı kullanılarak yapılmış ve farklı tipteki şarj istasyonlarının bir transformatöre bağlı şebekeye eklenmesi durumunda şebeke ve transformatör üzerindeki etkileri incelenmiştir. Ayrıca, aynı şebeke yapısının transformatörden bağımsız, sadece güneş panelleri ile beslenerek ada modu şeklinde çalışması da değerlendirilmiştir [2].

Polat (2015) tarafından yapılan çalışmada, yük akışı analizi ve Monte Carlo simülasyonu kullanarak EA'ların şebekeye etkileri incelenmiştir. Bir konut sitesi pilot

bölge olarak seçilmiş ve EA'ların şebeke üzerindeki etkileri, transformatör yüklenmeleri, gerilim profili, gerilim dengesizliği ve hat kayıpları analiz edilmiştir [3].

Tekin (2024) tarafından yapılan çalışmada, EA'ların şebekeye entegrasyonu sırasında ortaya çıkan kapasite ve güç kalitesi problemleri tespit edilmiş ve bu problemlere yönelik çözüm stratejileri önerilmiştir. E-mobilitenin başarılı entegrasyonunun, elektrik şebekesi yönetimi açısından kritik bir faktör olduğu vurgulanan çalışmanın sonuçlarının, sürdürülebilir ve etkin enerji yönetimi stratejilerinin geliştirilmesine katkı sunacağı düşünülmektedir [4].

Nurmuhammed (2024) tarafından yapılan çalışmada, EA şarj istasyonlarının elektrik şebekesi üzerindeki etkileri detaylı bir şekilde incelenmiş ve bu istasyonların yerleşimlerinin optimizasyonu üzerine bir çalışma yapılmıştır. Çalışmada, şarj istasyonlarının elektrik yükü ve şebeke performansı üzerindeki etkilerini anlamak amacıyla çeşitli modelleme ve simülasyonlar kullanılmıştır. Aynı zamanda, istasyonların en uygun yerlere yerleştirilmesi ile hem şebeke üzerindeki yükün azaltılması hem de kullanıcıların şarj ihtiyaçlarının karşılanması hedeflenmiştir. Bu analizler sonucunda, şebeke yönetimi ve enerji verimliliği açısından öneriler sunulmuştur [4].

Bu çalışmalar, elektrikli araçların dağıtım şebekelerine entegrasyonunun yalnızca teknik bir süreç olmadığını, aynı zamanda planlama, kapasite yönetimi ve yenilenebilir enerji entegrasyonu gerektiren çok boyutlu bir konu olduğunu ortaya koymaktadır. Türkiye'de yapılan son dönem çalışmalar bu alanda önemli bir literatür birikimi oluşturmuş olup, mevcut çalışmanın bulgularıyla doğrudan örtüşmektedir.

3. Materyal ve Metotlar

Bu çalışmada EAŞİ'lerin dağıtım şebekesi üzerindeki etkilerini incelemek için Türkiye'nin başkenti olan Ankara ili örnek uygulama olarak ele alınmış ve bu kapsamda Ankara ilinde nüfusun yoğun olduğu kentsel bölge tabiriyle Çankaya ilçesi için incelemeler yapılmıştır. EAŞİ'lerin dağıtım şebekeleri üzerindeki etkilerini daha iyi analiz edebilmek için Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş.'den Ankara iline ait transformatör yükleri, tek hatları ve abone sayıları verileri talep edilerek seçilen fider üzerindeki transformatör durumlarına göre bu veriler üzerinden inceleme ve yorumlar yapılmıştır.

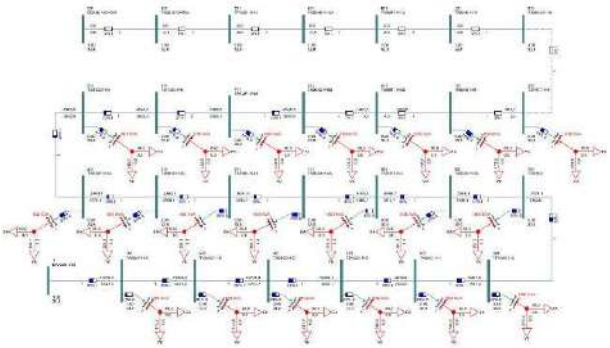
Çankaya ilçesinde bulunan BAA289 kodlu dağıtım merkezinden çıkan bir fider üzerindeki 20 adet transformatörün yük ve abone sayılarının 5 yıllık verileri üzerinde çalışma yapılmıştır. Bu dağıtım şebekesi üzerinde bulunan transformatörlerin güçleri yoğun nüfus ve elektrik talebinden dolayı yüksek seviyelerdedir. 5 yıllık periyot incelemesinde bu transformatörler üzerindeki ortalama yük artışının %10,67 olduğu gözlemlenmiştir. Bu artışı etkileyen faktörler her yıl değişiklik göstereceği için belirtilen yılların ortalaması alınmıştır.

Kentsel bölgedeki dağıtım fideri üzerindeki 20 adet transformatörün ortalama doluluk oranının %42,38 olduğu görülmüştür. Fider üzerinde çoğunlukla 1000 kVA ve 1600 kVA gücünde transformatörler vardır. EAŞİ'lerde genellikle AC olanlar için 22 kW, DC olanlar için ise 120 kW tercih edildiği için bu iki güce sahip şarj istasyonları ile örneklem yapılmıştır. 1000 kVA transformatörde, ortalama 576,2 kVA gücünde boşluk olduğu ve bu güç ile 22 kW'lık EAŞİ'lerde aynı anda maksimum 25 adet EA şarj olabileceği; 120 kW'lık olanlarda ise maksimum 4 adet EA şarj olabileceği hesaplanmıştır. 1600 kVA transformatörde ise ortalama 921,92 kVA gücünde boşluk olduğu ve bu güç ile 22 kW'lık EAŞİ'lerde aynı anda maksimum 41 adet EA şarj olabileceği; 120 kW'lık olanlarda ise maksimum 7 adet EA şarj olabileceği hesaplanmıştır.

Tüm bu durumlar göz önünde bulundurularak transformatör özelinde şarj istasyon sayıları PSS/E (Power System Simulator for Engineering) programı ile modellenmiştir. PSS/E, genellikle Elektrik Mühendisliğiyle ilgili bir program olup genellikle birkaç saniyeden birkaç on saniyeye kadar değişen zaman çizelgelerinin yanı sıra kararlı durum koşullarında elektrik güç iletim ağlarını simüle etmek için kullanılmaktadır. Ayrıca, elektriksel güç sistemlerinin model temelli tasarımı, şebeke analizi, güç akışı, gerçek zamanlı işletme ve otomasyonuna yönelik bir programdır. Başkent Elektrik Dağıtım AŞ.'den temin edilen veriler ile kentsel bölgede yer alan trasformatörlerin tek hat şemasında modellenmesi PSS/E programı ile yapılmış ve alt başlıklar halinde detaylıca incelenerek elde edilen sonuçlar sunulmuştur.

3.1. EAŞİ'lerin Dağıtım Şebekesine Etkisi

Kentsel bölgede yer alan transformatörlerin tek hat şema modellemesi Şekil 4.3'te gösterilmiştir. Programda 22 kW ve 120 kW gücündeki transformatörler modellenmiş ve bu transformatörlere bağlanacak EAŞİ sayıları üzerinden farklı senaryolar yapılmıştır.



Şekil 2.1. Kentsel bölgedeki transformatörlerin bağlantı modellemesi

Tasarlanan senaryoların, IEEE Std C57.91 standardına göre değerlendirilmesi yapılmıştır. Bu standartlar,

transformatörlerin güvenli ve verimli çalışmasını sağlamak için yüklenme seviyeleri hakkında rehberlik sunar. Bu standartlara göre transformatörlerin belirli doluluk oranlarına göre değerlendirilmesi şu şekilde sınıflandırır:

%70 - 80 doluluk oranı: Optimum yüklenme aralığı olarak kabul edilir. Bu aralıkta transformatör, en verimli şekilde çalışır ve aşırı ısınma ya da ömür kısalması gibi sorunlarla karşılaşma olasılığı düşüktür.

%80 - 90 doluluk oranı: Yüksek doluluk oranı olarak kabul edilir. Bu aralıkta transformatör, hâlâ güvenli sınırlar içinde çalışmaktadır ancak sürekli bu yükte çalışması durumunda verimlilik düşebilir ve ısınma sorunları ortaya çıkabilir.

%90 ve üzeri doluluk oranı: Kritik doluluk seviyesi olarak değerlendirilir. Bu yüklenme seviyesinde transformatörler aşırı yüklenmiş kabul edilir ve sürekli bu yükte çalıştırılmaları, ısınma, yıpranma ve arıza riski gibi ciddi sorunlara yol açabilir.

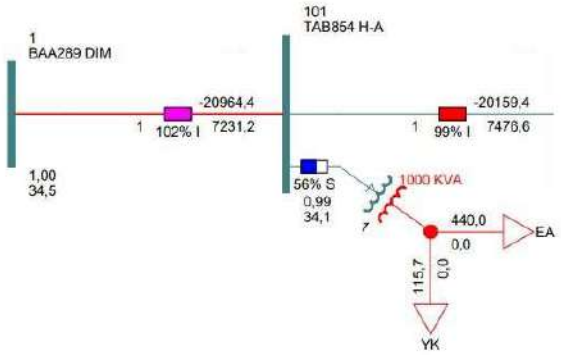
3.1.1. 22 kW EAŞİ'lerin etkisi

PSS/E Programında mevcut yüklere, 3 adet 22 kW EAŞİ eklendiği senaryo modelinde, 20 adet transformatörde ortalama 705 abone bulunmaktadır. Abone sayısının %0,42'sine denk gelen herbir transformatöre 3 adet EAŞİ bağlantısı yapılması senaryosuna göre hesaplama yapıldığında transformatörlerin ortalama %51,56 oranında doluluk gösterdiği görülmüştür.

PSS/E Programında mevcut yüklere, 5 adet 22 kW EAŞİ eklendiği senaryo modelinde 20 adet transformatörde ortalama 705 abone bulunmaktadır. Abone sayısının %0,71'ine denk gelen 5 adet EAŞİ yüküne göre hesaplama yapıldığında transformatörlerin ortalama %56,24 oranında doluluk gösterdiği görülmüştür.

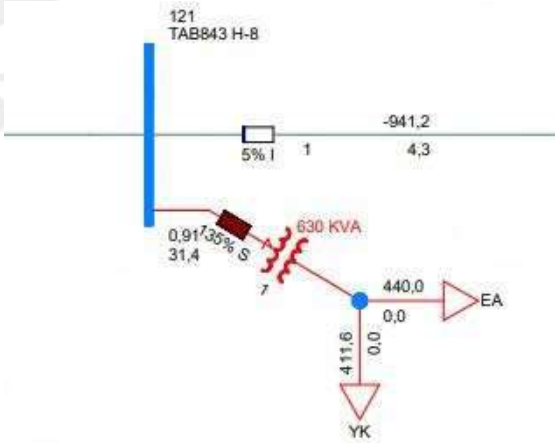
Mevcut yüklere, 20 adet 22 kW EAŞİ eklendiği senaryo modelinde, 20 adet transformatörde ortalama 705 abone bulunmaktadır. Abone sayısının %2,84'üne denk gelen 20 adet EAŞİ'ye göre hesaplama yapıldığında, 4 adet transformatörün optimum doluluk oranına, 2 adet transformatörün yüksek doluluk oranına ve 10 adet transformatörün ise kritik doluluk oranına ulaştığı görülmüştür. Hatta bu kritik doluluk oranına sahip 8 adet transformatörün ise %100'ün üzerinde doluluğa sahip olduğu gözlemlenmiştir. Genel olarak ise transformatörlerin ortalama %91,30 oranında doluluk gösterdiği görülmüştür. Bu değer transformatörlerin kritik doluluk oranında olduğunu göstermektedir. Böyle bir senaryoda transformatörler aşırı yüklenme riski altındadır ve bu durum transformatörün ömrünü kısaltabilir ve/veya arızalara sebep olabilir.

Şekil 2.1. de yer alan transformatörlerden örnek olarak iki tanesi ele alınarak daha yakından görseli Şekil 2.2 ve Şekil 2.3'te sunulmuştur. Şekil 2.2'de PSS/E programdaki modeli gösterilen BAA289 kodlu Dikmen DM'den çıkan fiderin üzerinde bulunan ilk transformatör olan TAB854 kodlu dağıtım transformatörü 1000 kVA güce sahip olup, 2023 yılındaki puant yükü 115,75 kVA ve abone sayısı 215'tir. Transformatörün 2019 - 2023 yılları arasındaki yıllık ortalama yük artış oranı %33,08 olup yıllık ortalama abone sayısı artış oranı ise %12,28'dir.



Şekil 2.2. Kentsel bölgede 22 kW EAŞİ'nin bağlandığı TAB854 kodlu transformatör

Modelde YK ile belirtilen sembol 115,75 kVA puant yükünü EA ile berlitilen sembol ise 20 adet 22 kW EAŞİ'nin oluşturacağı 440 kVA EAŞİ yükünü temsil etmektedir. Bu iki yük transformatörde %56 doluluk oranı oluşturmaktadır. TAB854 kodlu transformatör fider üzerindeki ilk transformatör olduğundan dolayı bara geriliminde herhangi bir düşme meydana gelmemektedir. Böyle bir senaryoda BAA289 kodlu dağıtım merkezi ve TAB854 kodlu dağıtım transformatörü arasında bulunan kablo, taşıyabileceği akım kapasitesinin %102'si oranında çalışmış olacaktır. Bu durum da kapasitenin üzerine çıkılacağını ve yetersiz kalınacağını göstermektedir.



Şekil 2.3. Kentsel bölgede 22 kW EAŞİ'nin bağlandığı TAB843 kodlu transformatör

Şekil 2.3'te PSS/E programdaki modeli gösterilen BAA289 kodlu Dikmen DM'den çıkan fider üzerinde bulunan 19. transformatör merkezi olan TAB843 kodlu dağıtım transformatörü 630 kVA güce sahip olup, 2023 yılındaki puant yükü 411,65 kVA ve abone sayısı 597'dir. Transformatörün 2019 – 2023 yılları arasındaki

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

yıllık ortalama yük artış oranı %3,46 olup yıllık ortalama abone sayısı artış oranı ise %2,21'dir.

Şekil 2.3'te belirtilen modelde YK ile belirtilen sembol 411,65 kVA puant yükünü EA ile berlitilen sembol ise 20 adet 22 kW EAŞİ'nin oluşturacağı 440 kVA EAŞİ yükünü temsil etmektedir. Bu iki yük transformatörde %135 doluluk oranı oluşturmuş ve böylece kritik doluluk seviyesine ulaşılmıştır. Böyle bir durumda traformatör aşırı yüklenmiş olup transformatörün sürekli bu yükte çalıştırılması ısınma, yıpranma ve arıza riski gibi ciddi sorunlara yol açabilmektedir. Ayrıca, transformatörün bara geriliminde %8,98 oranında bir gerilim düşüşü tespit edilmiştir. Bu da, cihazların verimsiz çalışması, motorların aşırı ısınması, elektrik dağıtım sisteminde aşırı yüklenme ve şebeke dengesizliklerine neden olabilmektedir. Ayrıca, elektronik cihazlarda arızalar ve veri kaybı yaşanabilir ve transformatörün ömrü kısalabilir. Bu tür arızalar mutlaka hızlı müdahale ve iyileştirme gerektirmektedir.

Kentsel bölgede (Çankaya ilçesi) yer alan dağıtım transformatörlerinin yük profilleri üç farklı senaryoda (3, 5 ve 20 adet 22'şer kW'lık EAŞİ bağlanması durumu) PSS/E programında modellenmiş, incelenmiş ve elde edilen sonuçlar ile özet olarak transformatörlere 3 ve 5 adet EAŞİ bağlantısı yapıldığı senaryoda herhangi bir olumsuz etki oluşmamakta ancak 20 adet EAŞİ bağlantısı yapıldığı senaryoda 8 adet dağıtım transformatörünün gücünün yetersiz kalmaktadır.

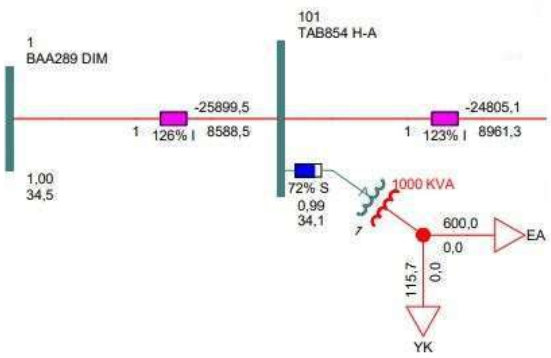
Ayrıca, 2030 yılında hane halkı başına düşen ortalama araç sayısının tahmini olarak %2,48 ila %5,37 arasında olacağı ve her hane halkının en az bir adet elektrik abonesi olması gerektiği düşünüldüğünde ve 20 adet transformatör de ortalama 705 abone bulunduğunu baz alındığında bu transformatörlerde ortalama 17-37 adet arasında EAŞİ olması gerektiği düşünülebilir. Tablo 2'de belirtilen EPDK araç projeksiyonuna göre, orta ve yüksek senaryoda mevcut elektrik dağıtım şebekesinin bu yükü kaldırmayacağı öngörülmektedir.

3.1.2. 120 kW EAŞİ'lerin etkisi

PSS/E Programında mevcut yüklere, 3 adet 120 kW EAŞİ eklendiği senaryo modelinde, 20 adet transformatörde ortalama 705 abone bulunmaktadır. Abone sayısının %0,42'sine denk gelen herbir transformatöre 3 adet EAŞİ bağlantısı yapılması senaryosuna göre hesaplama yapıldığında 2 adet transformatörün optimum doluluk oranına, 2 adet transformatörün yüksek doluluk oranına ve 8 adet transformatörün ise kritik doluluk oranına ulaştığı görülmüştür. Genel olarak değerlendirildiğinde ise transformatörlerin ortalama %82,8 gibi yüksek bir oranda doluluğa ulaştığı görülmüştür. Bu oran transformatörlerin tam kapasitesine yaklaştığını gösterir. Bu durumda, aşırı yüklenme riski artar ve transformatör daha sık bakım gerektirir.

PSS/E Programında mevcut yüklere, 5 adet 120 kW EAŞİ eklendiği senaryo modelinde, 20 adet transformatörde ortalama 705 abone bulunmaktadır. Abone sayısının %0,7'ine denk gelen 5 adet şarj istasyonuna göre hesaplama yapıldığında, 1 adet transformatörün optimum doluluk oranına, 6 adet transformatörün yüksek doluluk oranına ve 11 adet transformatörün ise kritik doluluk oranına ulaştığı görülmüştür. Kritik doluluk oranına sahip transformatörlerin tamamının %100 üzerinde doluluğa sahip olduğu gözlemlenmiştir. Genel olarak değerlendirildiğinde ise transformatörler ortalama %108 oranında doluluk göstermektedir. Bu oran transformatörlerin aşırı yüklenme riski altında olduğunu göstermekte olup transformatörün ömrünü kısaltabilir ve/veya arızalara sebep olabilir.

Şekil 2.1. de yer alan transformatörlerden örnek olarak iki tanesi ele alınarak daha yakından görseli Şekil 2.4 ve Şekil 2.5'te sunulmuştur. Şekil 2.4'de belirtilen modelde YK ile belirtilen sembol 115,75 kVA puant yükünü EA ile berlitilen sembol ise 5 adet 120 kW EAŞİ'nin oluşturacağı 600 kVA EAŞİ yükünü temsil etmektedir. Bu iki yük transformatörde %72 doluluk oranı oluşturmaktadır. TAB854 kodlu transformatör fider üzerindeki ilk transformatör olduğundan dolayı bara geriliminde herhangi bir düşme meydana gelmemektedir. Böyle bir senaryoda BAA289 kodlu dağıtım merkezi ve TAB854 kodlu dağıtım transformatörü arasında bulunan kablo, taşıyabileceği akım kapasitesinin %126'sı oranında çalışmış olacaktır. Bu durum da kapasitenin üzerine çıkılacağını ve yetersiz kalınacağını göstermektedir.

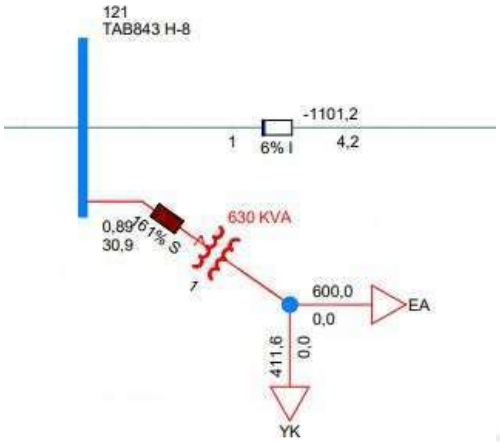


Şekil 2. 4. Kentsel bölgede 120 kW EAŞİ'nin bağlandığı TAB854 kodlu transformatör

Şekil 2.5'te belirtilen modelde YK ile belirtilen sembol 411,65 kVA puant yükünü EA ile berlitilen sembol ise 5 adet 120 kW EAŞİ'nin oluşturacağı 600 kVA EAŞİ yükünü temsil etmektedir. Bu iki yük transformatörde %161 doluluk oranı oluşturmuş ve böylece kritik doluluk seviyesine ulaşılmıştır. Böyle bir durumda traformatör aşırı yüklenmiş olup transformatörün sürekli bu yükte çalıştırılması ısınma, yıpranma ve arıza riski gibi ciddi sorunlara yol açabilmektedir. Ayrıca, transformatörün bara geriliminde %10,43 oranında bir gerilim düşüşü tespit edilmiştir. Bu da, cihazların verimsiz çalışması, motorların aşırı ısınması, elektrik dağıtım sisteminde

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

aşırı yüklenme ve şebeke dengesizliklerine neden olabilmektedir. Ayrıca, elektronik cihazlarda arızalar ve veri kaybı yaşanabilir ve transformatörün ömrü kısalabilir. Bu tür arızalar mutlaka hızlı müdahale ve iyileştirme gerektirmektedir.



Şekil 2.5. Kentsel bölgede 120 kW EAŞİ'nin bağlandığı TAB843 kodlu transformatör

Kentsel bölgede (Çankaya ilçesi) yer alan dağıtım transformatörlerinin yük profilleri iki farklı senaryoda (3 ve 5'er adet 120 kW'lık EAŞİ bağlanması durumu) PSS/E programında modellenmiş, incelenmiş ve elde edilen sonuçlar ile özet olarak 3 adet EAŞİ bağlandığında tranformatörlerin 6'sında; 5 adet EAŞİ bağlandığından ise 11'inde transformatörülerin gücü yetersiz kalmaktadır.

4. Tartışma ve Sonuç

Bu çalışma, EA'ların dağıtım şebekelerine entegrasyonu sırasında şarj altyapısının dağıtım şebekeleri üzerindeki etkilerini inceleyerek, bu sürecin getirdiği fırsatlar ve zorluklara ışık tutmaktadır. Çalışma kapsamında Ankara'nın kentsel bölgesi olan Çankaya ilçesinde yer alan dağıtım transformatörüleri üzerinde analizler yapılmış ve EAŞİ'lerin şebeke üzerindeki etkileri bölgesel bazda değerlendirmiştir. Farklı senaryolar kullanılarak PSS/E programı ile yapılan modellemeler ile EA'ların yaygınlaşmasıyla birlikte dağıtım şebekelerinde ortaya çıkabilecek transformatör kapasite yetersizliği, gerilim düşüşleri, hat yüklenmeleri ve şebeke kararlılığı sorunları ele alınmıştır. Özellikle hızlı şarj istasyonlarının yoğun kullanıldığı senaryolarda, şebeke üzerinde ani yüklenmeler ve gerilimde dengesizlikler yaşanabileceği vurgulanmıştır.

EAŞİ'lerin enerji taleplerinin şebekeden karşılanacak olması, dağıtım şebekesinde kullanılan tüm elemanların kapasitelerinin zorlanmasına, ömürlerinin azalmasına ve kalitenin düşmesine sebep olabilmektedir. Bu sorunları çözmek için için dağıtım şebekesi ekipmanların kapasitesini artırmak ilk akla gelen yöntem olsa da bu yöntem hem zor hem de maliyetli olmaktadır. Şuan için bu sorunları engellemenin en iyi yolu, dağıtım şebekesini etkili ve verimli kullanmaktır. Özellikle yüksek hızlı şarj istasyonlarının dağıtım şebekesindeki transformatörlere dağılımını dengeli yapmak gerekmektedir. Özellikle gelecek yıllar projeksiyonunda, dağıtım şebekesine yapılacak yatırımların artması olasıdır. Yatırımlar yapılırken tesis edilcecek olan transformatör merkezlerinin konumlandırılması ve kapasite planlanması da önem arz etmektedir. Örneğin; yerleşim yerlerinde EAŞİ'ler için otopark alanlarının sayısının artırılması ve bu alanlara ait transformatörlerin tesis edilmesi gerekmektir. Bu tür yatırımların artmasının en büyük sebepleri de, gelişen teknoloji ve şarj süresini azaltma için EAŞİ'lerin güçlerinin artırılmasıdır.

Bu çalışmanın getirdiği en önemli sonuçlardan biri de yenilenebilir enerji kaynaklarının EAŞİ altyapısına entegrasyonunun sağlanmasıdır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının, özellikle güneş ve rüzgar enerjisinin, EAŞİ'lere entegre edilmesi, hem enerji verimliliğini artırmakta hem de çevresel sürdürülebilirlik hedeflerine katkı sağlamaktadır. EA'ların yaygınlaşması çevresel olarak karbon emisyonlarının azaltılması hususunda da önemli bir etkiye sahiptir. EA'ların yenilenebilir enerji ile desteklenmesi, bu araçların çevresel etkilerini en aza indirgeyerek, sürdürülebilir bir ulaşım modeli sunmaktadır.

EAŞİ'lerin dağıtım şebekesi üzerindeki baskılarını hafifletmek ve enerji arz-talep dengesini sağlamak için enerji depolama sistemlerinin entegrasyonu da büyük bir fırsat sunmaktadır. Özellikle, yüksek hızlı şarj istasyonlarının yoğun kullanıldığı bölgelerde, enerji depolama sistemleri sayesinde şebekenin ani yüklenmelerle karşılaşması önlenebilir. Şebekenin düşük talep dönemlerinde depolanan enerji, talebin yüksek olduğu zamanlarda kullanılarak şebeke kararlılığı korunabilir. Ayrıca, bu sistemler yenilenebilir enerji kaynakları ile entegre edildiğinde, güneş ve rüzgar enerjisinden elde edilen fazla enerjiyi depolamak ve ihtiyaç duyulduğunda kullanmak mümkün hale gelir. Bu durum, şarj altyapısının hem daha verimli çalışmasını sağlar hem de şebeke üzerindeki enerji yükünü dengeler. Enerji depolama sistemleri, yalnızca şebeke üzerindeki yükü hafifletmekle kalmaz, aynı zamanda elektrik kesintisi durumlarında yedek enerji kaynağı olarak kullanılabilir. Bu durum özellikle kritik bölgelerde şarj altyapısının sürekliliğini sağlamak açısından büyük avantaj sağlar. Keza gelecekte de şarj istasyonlarına entegre edilecek enerji depolama sistemleri, EA'ların enerji taleplerine karşı daha esnek ve güvenilir bir altyapı oluşturulmasında önemli bir rol oynayacaktır.

Günümüzde ve yakın gelecekte EAŞİ'lere yapay zekâ teknolojilerinin entegrasyonu da popüler ve önem arz eden bir konu olup bu entegrasyonun sağlanması EA şarj altyapısının ve dağıtım şebekesinin yönetimi konusunda önemli bir potansiyele sahiptir. Yapay zekâ, EAŞİ'lerdeki enerji talebini gerçek zamanlı analiz ederek, enerji dağıtımını optimize edebilir ve şebekenin daha verimli kullanılmasını sağlayabilir. Örneğin; yapay zekâ algoritmaları, enerji arz-talep verilerini sürekli izleyerek, enerji depolama sistemlerinin ne zaman devreye girmesi gerektiğini belirleyebilir ve şebekedeki

dengesizlikleri önleyebilir. Ayrıca, yapay zekâ ile desteklenen talep yanıtı sistemleri, kullanıcıların şarj işlemlerini şebekenin yoğun olmadığı zamanlara yönlendirebilir ve böylece şebeke üzerindeki yük azaltılabilir. Bunun yanı sıra, yapay zekâ ile yönetilen sistemler, şarj istasyonlarının bakım ve performans izleme süreçlerinde kullanılarak arıza risklerini azaltabilir ve verimliliği artırabilir. Yapay zekâ tabanlı çözümler, EA kullanıcılarına da daha kişiselleştirilmiş bir şarj deneyimi sunarak, enerji maliyetlerini düşürmeye ve sürdürülebilirliği artırmaya katkıda bulunur.

Bu çalışma, EA'ların dağıtım şebekelerine entegrasyonunda şarj altyapısının planlanması ve yönetilmesi konusunda literatüre önemli çıkarımlar sunmaktadır. EAŞİ'lerin yerleşimi ve dağıtım şebekesi üzerindeki yüklerin dengelenmesi, gelecekteki dağıtım şebekelerinin sürdürülebilirliği için kritik bir öneme sahiptir. Ayrıca, yenilenebilir enerji kaynakları ile entegrasyonun sağlanması, EA'ların çevresel etkilerini azaltarak, daha temiz ve verimli enerji sistemlerinin kurulmasına katkıda bulunmaktadır. Bunun yanısıra enerji depolama sistemleri dağıtım şebekesi üzerindeki yükün dengelemesini sağlarken yapay zekâ ile de bütün sistemlerin birbiri ile entegrasyonu sağlamaya olanak sağlayacaktır.

EA'ların yaygınlaşmasının getirdiği enerji talebi ve dağıtım şebekesi üzerindeki baskılar, şarj altyapısının doğru bir şekilde planlanması ve şebekenin bu yeni taleplere uyum sağlayacak şekilde güçlendirilmesiyle aşılabilir. Şarj altyapısının planlanması ve yönetilmesi konusunda yapılan bu analizler, enerji politikalarının ve şehir planlamasının gelecekte nasıl şekillenmesi gerektiği konusunda yol gösterici olacaktır. EA'ların enerji talebindeki etkilerini en iyi şekilde anlamak ve bu talebi karşılayabilecek dağıtım şebekeleri oluşturmak, sürdürülebilir enerji hedeflerine ulaşmak için kritik bir adımdır. Gelecekte dağıtım şebekelerinin esnekliği ve kararlılığı açısından EA'ların entegrasyonunun optimize edilmesi, uzun vadeli sürdürülebilirlik hedefleri için büyük önem taşımaktadır.

Sonuç olarak, EA'ların dağıtım şebekelerine entegrasyonu, dikkatli bir planlama ve yönetim gerektiren karmaşık bir süreçtir. Bu çalışmanın bulguları, EAŞİ'lerin şebeke üzerindeki etkilerini daha iyi anlamak ve bu etkilerin nasıl yönetilebileceği konusunda yol gösterici olacaktır. Dağıtım şebekelerinin gelecekteki sürdürülebilirliği için EA'ların ve yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu kritik bir rol oynayacaktır. Özellikler akıllı şebekeler, enerji depolama sistemleri, daha verimli bataryalar ve yapay zekâ gelişimi ile bu entegrasyonun daha yaygın ve verimli hale gelmesi kaçınılmazdır. Ayrıca, politik ve yasal düzenlemeler, ekonomik büyüme ve sosyal değişimler gibi faktörler de EA şarj altyapısının gelecekteki başarısı için önemli rol oynayacaktır [6].

5. Kaynaklar

[1] Kaya F. (2023). Elektrikli Araç Hızlı Şarj İstasyonlarının Şebeke Üzerinde Oluşturduğu Etkilerin Analizi. (Yüksek Lisans Tezi), Yükseköğretim Kurulu Ulusal Tez Merkezi'nden edinilmiştir. (Tez No. 835349)

[2] Ünsal, A. B. (2018). Elektrikli Araç Şarj İstasyonlarının Şebekeye Entegrasyonu, Modellemesi ve Güç Akış Analizi. (Yüksek Lisans Tezi), Yükseköğretim Kurulu Ulusal Tez Merkezi'nden edinilmiştir. (Tez No. 495279)

[3] Polat, Ö. (2015). Elektrikli Araç Şarj Yüklerinin Raslantısal Benzetimi ve Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesine Etkisi. (Yüksek Lisans Tezi), Yükseköğretim Kurulu Ulusal Tez Merkezi'nden edinilmiştir. (Tez No. 397825)

[4] Tekin, H. İ. (2024). Elektrikli Araç Şarj Tesislerinin Dağıtım Sisteminin Kapasite Ve Güç Kalitesi Üzerindeki Etkilerinin Belirlenmesi. (Yüksek Lisans Tezi), Yükseköğretim Kurulu Ulusal Tez Merkezi'nden edinilmiştir. (Tez No. 880020)

[5] Nurmuhammed M. (2024). Elektrikli Araç Şarj İstasyonlarının Şebekeye Etkisinin Modellenmesi ve Yerleşim Optimizasyonu. (Doktora Tezi), Yükseköğretim Kurulu Ulusal Tez Merkezi'nden edinilmiştir. (Tez No. 858032)

[6] Yılmaz, U. (2024). Elektrikli Araçların Şarj Yöntemleri ve Şarj İstasyonlarının Dağıtım Şebekelerine Etkileri. (Yüksek Lisans Tezi), Yükseköğretim Kurulu Ulusal Tez Merkezi'nden edinilmiştir. (Tez No. 904545)

[6] U. Yılmaz and N. S. Tınğ, "The Charging Methods Of Electrical Vehicles And The Effects Of Charging Stations On Distributıon Grid," In International Academic Studies In Electrical And Electronics Engineer,ng, Ankara: Serüven Yayınevi, 2024, pp.51-63

Elektrik Dağıtım Şebekesi Yatırım Kararlarında Jeo-Uzamsal Yük Tahmini Yaklaşımı Tabanlı bir Karar Destek Sistemi

A Decision Support System Based on a Spatial Load Forecasting Approach for Electricity Distribution Network Investment Decisions

Emre Hangül[1], Burak Özsoy[2], Arda Sarı[1], Benhür Satır[1]

Selen Kılıç Akgün[3], İbrahim Can Taştan[3], Nilsu Halci[4], Erdinç Berkin Konca[4], Fatma Nur Vurgeç[4]

[1]MRC Türkiye ArGe Merkezi
emre.hangul@mrc-tr.com, arda.sari@mrc-tr.com, benhur.satir@mrc-tr.com

[2]Siemens
burak.ozsoy@siemens.com

[3]Osmangazi Elektrik Dağıtım A.Ş.
selen.akgun@oedas.com.tr, ibrahim.tastan@oedas.com.tr

[4]GDZ Elektrik Dağıtım A.Ş.
nilsu.halci@gdzelektrik.com.tr, berkinkonca@gmail.com, fatma.coskun@gdzelektrik.com.tr

Özet

Bu çalışma, elektrik dağıtım şebekelerinde yatırım planlamasını desteklemek amacıyla geliştirilen CBS-entegre Jeo-Uzamsal Yük Tahminleme (SLF) yazılımı karar destek sistemini sunmaktadır. Sistem, 70×90 m çözünürlükte hücresel grid yapısına dayalı olarak tasarlanmış olup, farklı veri katmanlarını — müşteri bilgi sistemleri, OSOS, CBS verileri, imar planları, uydu görüntüleri, açık harita verileri ve sosyoekonomik göstergeler — bütünleştirmektedir. Yatay büyüme için imar planları ve makine öğrenmesi modelleri ile tespit edilen yapı tipleri ve yoğunlukları, dikey büyüme için ise abone başına tüketim artış trendleri modellenmiş; Monte Carlo simülasyonları, kümeleme algoritmaları (DBSCAN, K-Means) ve KDTree tabanlı mekânsal optimizasyon yöntemleri kullanılmıştır. Ekonometrik talep tahmin modülü ile bölgesel tüketim projeksiyonlarını üretmekte; bu projeksiyonlar, stokastik hücresel dağılımlar ile konsolide edilerek ilçe ve hücre seviyesinde tutarlı yük profilleri elde edilmektedir. Elektrikli araç şarj istasyonları ve dağıtık enerji kaynakları (DEK) da sisteme entegre edilerek senaryo bazlı planlamalar desteklenmiştir. Son aşamada, mekânsal sürekliliği koruyan, ilçe projeksiyonlarıyla uyumlu, senaryolaştırılabilir yük dağılımları üretilmiş; sonuçlar harita, tablo ve rapor formatlarında otomatik olarak sunulmuştur.

Anahtar kelimeler: *İmar Analizi, Jeo-Uzamsal Talep Tahmini, Makine Öğrenmesi, Monte Carlo*

Abstract

This study presents a GIS-integrated Spatial Load Forecasting (SLF) decision support software developed to support investment planning in electricity distribution networks. The system is designed based on a 70×90 m high-resolution cellular grid structure and integrates various data layers — customer information systems, AMI/OSOS records, GIS topology, zoning plans, satellite imagery, open mapping data, and socioeconomic indicators. For horizontal growth, zoning plans and building types and densities identified through machine learning models are utilized, while vertical growth is modeled by incorporating annual consumption growth trends per customer. Monte Carlo simulations, clustering algorithms (DBSCAN, K-Means), and KDTree-based spatial optimization techniques are applied to enhance accuracy and spatial consistency. The econometric demand forecasting module generates regional consumption projections, which are then consolidated with stochastic cell-level distributions to produce consistent load profiles at both district and cell levels. Electric vehicle (EV) charging stations and distributed energy resources (DER) are also integrated into the system, enabling scenario-based planning. In the final stage, spatially coherent, district-aligned, and scenario-driven load distributions are produced, with results automatically delivered in maps, tables, and reports for advanced visualization and decision support.

Keywords: *Machine Learning, Monte Carlo Simulation, Spatial Load Forecasting, Zoning Analysis*

1. Giriş

Rekabetçi elektrik piyasalarında, yatırım kararlarının doğru, zamanında ve sürdürülebilir bir şekilde alınabilmesi için yük tahminlerinin hem zamansal hem de mekânsal olarak yüksek doğrulukla yapılması kritik bir gereklilik hâline gelmiştir. Artan elektrik talebi, dağıtık enerji kaynaklarının (DEK) yaygınlaşması, elektrikli araçların şebekeye entegrasyonu ve iklim değişikliğine bağlı olarak değişen tüketim dinamikleri, şebeke planlama ve işletme süreçlerinde belirsizlikleri artırmaktadır. Bu bağlamda, yüksek çözünürlüklü mekânsal analizleri, stokastik simülasyon tekniklerini ve ekonometrik modellemeyi bir araya getiren bütünleşik karar destek sistemlerine duyulan ihtiyaç her geçen gün daha belirgin hâle gelmektedir. CBS (Coğrafi Bilgi Sistemleri) tabanlı jeo-uzamsal yük tahmini, bu kapsamda, yatırım planlaması, altyapı optimizasyonu ve senaryo bazlı stratejik karar destek süreçleri için kritik bir araç olarak öne çıkmaktadır.

Bu çalışma kapsamında geliştirilen CBS-entegre Jeo-Uzamsal Yük Tahminleme (SLF) sistemi, 70×90 metrelik hücresel çözünürlükte tasarlanmış olup, yatay ve dikey büyüme dinamiklerini birlikte modelleyen yenilikçi bir metodoloji sunmaktadır. Sistem; müşteri bilgi sistemleri, OSOS, imar planları, açık veri kaynakları ve sosyoekonomik göstergeleri bütünleştirerek çok katmanlı bir veri ekosistemi oluşturmakta, Monte Carlo simülasyonları, kümeleme algoritmaları (DBSCAN, K-Means) ve KDTree tabanlı mekânsal optimizasyon teknikleriyle desteklenmektedir. Ayrıca, ekonometrik talep tahmin modülünün stokastik hücresel dağılımlarla konsolidasyonu sayesinde hem ilçe hem de hücre bazlı yük projeksiyonlarında yüksek tutarlılık sağlanmakta; elektrikli araç şarj istasyonları ve dağıtık enerji kaynakları gibi yeni yük ve üretim bileşenleri sisteme entegre edilerek esnek, senaryolaştırılabilir ve geleceğe uyumlu bir karar destek altyapısı sunulmaktadır.

2. Literatür Taraması

Elektrik dağıtım şebekelerinde yatırım kararlarının güvenilirliği, talebin büyüklüğünü, mekânsal dağılımını ve zamanlamasını doğru öngörmeye bağlıdır. Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS) ile entegre edilen jeo-uzamsal yük tahmini yaklaşımları, bu bağlamda, geleneksel talep tahmin modellerini mekânsal ayrıntı ve kurumsal veri akışlarıyla birleştirerek karar destek sistemlerinin merkezinde konumlanmaktadır. Erken dönem çalışmalarda [1], CBS ortamında çalıştırılan yük tahminini çok dönemli trafo merkezi yeri ve kapasitesi optimizasyonuyla bütünleştirmiş, istasyonun konum, kapasite ve devreye alış zamanını aynı anda belirleyerek yatırım ve işletme maliyetlerini minimize etmeyi amaçlamıştır. Benzer şekilde [2], kentsel dağıtım için veri, platform, uygulama ve sunum katmanlarından oluşan dört katmanlı bir karar destek mimarisi tanımlamış; veri alma ve temizleme, toplam ve mekânsal yük tahmini, trafo yeri ve kapasite tayini, şebeke güzergâh planlama, kablo kanalı yerleşimi ve ekonomik değerlendirme adımlarını tek bir süreç akışı içinde birleştirmiştir. Bu yaklaşım, veri senkronizasyonu ve kurum içi sistemlerle karşılıklı beslemeyi esas alarak planlama sürecinin bütünselliğini vurgulamaktadır.

Planlamada mekânsal doğruluğun yanında optimizasyon ve belirsizlik yönetimi de kritik rol oynamaktadır. [3], genetik algoritma ve CBS'yi bir araya getirerek yatırım, kayıp ve bakım maliyetleri ile gerilim düşümü, termik sınırlar, güvenilirlik ve coğrafi engeller gibi kısıtları eş zamanlı olarak ele almış; bulanık kümeler ve senaryo-tabanlı risk analizi ile geleceğe dair belirsizlikleri karar sürecine entegre etmiştir. Bu sayede mekânsal kararlar yalnızca mühendislik uygunluğuna değil, risk ve maliyet dengesi esasına göre de optimize edilmektedir. Yük tahmininde ise zamansal gerçekçilik önem taşımaktadır. [4], geniş ölçekli izleme verilerinden istatistiksel yöntemlerle stokastik yük profilleri üretmiş ve bu profilleri aylık tüketim, müşteri sınıfı ve coğrafi konum bilgileri ile CBS üzerinde tahsis etmiştir. Bu yöntem, eksik veya heterojen izleme verisine rağmen gerçekçi yük eğrileri oluşturulmasına ve şebeke etütlerinin ayrıntılandırılmasına imkân tanımaktadır.

Sosyo-ekonomik veriler ve saha gözlemleri de mekânsal talep farklılaşmasının anlaşılmasında belirleyici olmaktadır. Hane düzeyi gelir, harcama, eğitim ve hane büyüklüğü göstergelerinden türetilen bir öncelik endeksi ile köyleri elektrifikasyon önceliğine göre sınıflandırmış, bu sayede yüksek kapsama ve düşük kayıp sağlayacak trafo konum önerileri geliştirmiştir. [5] ise GPS, uydu görüntüleri ve anket verilerini kullanarak trafo konumlarını, arazi kullanımını ve tüketim davranışlarını CBS üzerinde ilişkilendirmiş; saha gerçekliği ve kullanıcı davranışlarının planlamaya doğrudan dâhil edilmesinin önemini ortaya koymuştur. Buna paralel olarak [6], Web-tabanlı mekânsal karar destek sistemlerinin ölçeklenebilir ve paydaşlar arası senkronize karar süreçleri için gerekliliğini vurgulamış; veri ve model yönetimi, web servisleri ve dağıtık görselleştirme bileşenleriyle farklı lokasyonlardan gerçek zamanlı veri ve senaryo paylaşımının önünü açmıştır.

Literatür taraması, CBS-entegre jeo-uzamsal yük tahmini yaklaşımlarının toplam talep projeksiyonlarını mekânsal ayrıntıyla uyumlandırdığını, çok ölçütlü ve çok dönemli optimizasyon teknikleri ile yatırım kararlarını rasyonelleştirdiğini, gerçekçi yük profilleri ve sosyo-ekonomik verilerle belirsizlik altında daha sağlam planlar ürettiğini ve Web-tabanlı mimarilerle kurumsal entegrasyon ile senaryo paylaşımını hızlandırdığını göstermektedir.

Bu çalışma, mevcut literatüre birkaç açıdan özgün katkı sunmaktadır. Öncelikle, ekonometrik toplam talep tahminleri ile hücre düzeyinde jeo-uzamsal dağılımın tek bir konsolidasyon modülünde tutarlı biçimde uzlaştırılması sağlanmıştır. Yüksek mekânsal çözünürlükte (70×90 m) yatay ve dikey büyüme ile satürasyon modellemesi gerçekleştirilmiş, imar planları, uydu görüntüleri ve açık kaynaklı harita verileri bütünleşik biçimde kullanılmıştır. Elektrikli araç şarj istasyonları ve dağıtık enerji kaynakları gibi yeni yük ve üretim türleri, Monte Carlo simülasyonu ve kümeleme yöntemleri ile modellenmiş, bu unsurların planlama üzerindeki etkileri görünür kılınmıştır. Ayrıca mevcut ve

yeni dağıtım trafoları için konumlandırma optimizasyonu ve yüklenme tahmin modülleri geliştirilmiş, çıktıların harita, tablo ve rapor formatlarında otomasyonu sağlanmış ve kurumsal sistemlerle veri alışverişi entegre edilmiştir. Son olarak, saha gerçekliğine uyarlanmış veri doğrulama süreçleri ve kurum özelinde CBS-OSOS-abone-imar entegrasyonu ile sürdürülebilir bir karar destek altyapısı oluşturulmuştur.

3. SLF Karar Destek Sistemi Mimarisi

SLF Karar Destek Sistemi, veri katmanı, algoritma katmanı ve kullanıcı arayüzünden oluşan katmanlı bir mimari üzerinde işletilmektedir.

Veri katmanında kullanılan veri kaynakları şu şekildedir:

- Müşteri Bilgi Sistemlerinde (MBS) tutulan abone öznitelik ve aylık abone tüketim verileri (EDAŞ'lar)
- Otomatik Sayaç Okuma Sistemleri'nde (OSOS) tutulan dağıtım trafoları aylık (DTR) tüketim ve puant verileri (EDAŞ'lar)
- Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS) dahilinde tutulan abone, DTR, bina verileri ve abone-DTR bağlantısallık verilerini de içeren şebeke topolojisi verileri (EDAŞ'lar)
- İlgili ilçede dağıtım şebekesine bağlanmış elektrikli araç (EA) şarj istasyonu konumları, soket sayıları, bağlı oldukları DTR ve kurulu güçleri (EDAŞ'lar)
- İlgili ilçede dağıtım şebekesine bağlanmış dağıtık enerji kaynaklarına (DEK) dair konum, kurulu güç ve bağlı oldukları DTR verileri (EDAŞ'lar)
- İmar paftaları (plan (PL) ve emsal (SM) katmanları) (EDAŞ'lar/ilçe belediyeleri)
- Uydu (*GHSL: global human settlement layer* [7]*)* ve açık harita kaynaklarından (*Overpass.turbo* [8]*)* elde edilen yapı ve hücresel veriler;
- TÜİK'ten elde edilen nüfus ve sosyoekonomik istatistikler [9]

Tüm bu heterojen kaynaklara dair konum bilgileri, coğrafi olarak eşleme yapabilmek için EPSG:4326 ortak koordinat referans sistemine dönüştürülmekte, elde edilen uydu verilerindeki 70×90 m hücresel çözünürlük kullanılarak grid temelli bir mekânsal veri yapısına yerleştirilmektedir. Böylece her bir hücre bazında yukarıda verilmiş olan veriler birleştirilmiş olmaktadır.

Mimari olarak ise yazılım dahilinde sırasıyla:

- Girdi Modülü
- İmar Analizleri Modülü,
- Ekonometrik Talep Tahmini Modülü,
- Stokastik Hesaplama Modülü,
- EA Şarj İstasyonları Modülü,
- DEK Modülü,
- Planlama ve Konsolidasyon Modülü,
- Harita Sonuçları Modülü,
- Sonuç ve Raporlama Modülü

yer almaktadır.

4. Metodoloji ve Uygulama

İmar analizinin amacı, mücavir alan içindeki mevcut ve potansiyel elektriksel yükü mekânsal olarak karakterize etmektir. Bunun için uydu-tabanlı yerleşim izleme [7] ile belediye imar planları (PL/SM katmanları), EDAŞ MBS/OSOS kayıtları ve açık harita kaynaklarından alınan bina tipi verileri (restoran, park alanı vb.) (Overpass/OSM) birleştirilmektedir. Zira uydu verilerinden her bir hücre için geçmiş yıllardaki "*brüt*" yerleşim alanı (tüm yapılı alanlar) elde edilmekte, sonrasında her hücre için imar planları ve OSM bilgileri kullanılarak o hücredeki *yasaklı alanlar* (yapılı olan ama yerleşime açık olmayan park, askeri alan, kaldırım vb.). bulunmakta ve akabinde brüt alanlardan yasaklı alanlar çıkarılarak hücre bazlı *net yerleşim alanları* bulunarak hücresel bazda doluluk oranları bulunmuş olmaktadır.

Hücresel doluluk oranlarının bulunmasının akabinde imar analizine dair yapılan ilk işlem, imar planlarında bulunan "PL" katmanlarının (PL_SANAYI, PL_KUTUPHANE, PL_OTEL vb.), çeşitli anahtar kelimeler ve ilgili düzenli ifadeler (ing. *regex*) kullanılarak sınıflandırılmasıdır. Böylece her bir imar katmanı Mesken, Ticarethane, Sanayi, Tarımsal Sulama, Kentsel Dönüşüm ve Yasaklı Alan üst kategorilerine ayrılabilmekte, bu da ileriki aşamalarda ilgili ada kenarının büyüme ve nihai yük artışının hesaplanmasında kullanılmasını sağlayabilmektedir. Ayrıca bu aşamada planlar dahilinde alınan SM emsal katmanı bilgileri de NetCad verilerinin .kml'ye çevrilmesinin akabinde ilgili xml yapısından çekilerek ait oldukları ada kenarlarıyla eşleştirilmekte, böylece her bir ada kenarına ait (mevcutsa) en çok kat (hmax), taban alanı kat sayısı (TAKS) veya kat alanı kat sayısı (KAKS) gibi parametreler elde edilmekte, bu bilgiler kullanılarak ise daha önce "sanayi", "mesken" gibi etiketlenmiş ada kenarlarının m^2 cinsinden maksimum %kaçının satüre olabileceği bulunabilmektedir. Sonraki aşamada ise fiziksel alan ile büyüme oranlarını yüksek çözünürlükte birleştirebilmek için her bir bina sırasıyla aşağıda verilen 13 kategoriye ayrılmaktadır. Zira her bir hücreye gelecek nihai yeni aboneler ve elektriksel yükü daha doğru bir şekilde bulabilmek için mesken, sanayi vb. genel abone grubu kırılımlarından daha yüksek veri çözünürlüğüne gidilmesinin katkısı olacağı saptanmıştır.

- 1-2 katlı mesken
- 3-4 katlı mesken
- 5-7 katlı mesken
- 8+ katlı mesken
- Villa
- Büyük/Orta/Küçük Sanayi
- Büyük/Orta/Küçük Ticarethane
- Tarımsal Sulama
- Yasaklı Alan

Her bir binayı bu gruplar bazında segmente edebilmek için ise çeşitli makine öğrenmesi ve istatistiksel algoritmalar kullanılmıştır. Nihayetinde bulunan sonuçlara göre her bir mesken binasının makine öğrenmesi ile, sanayi ve ticarethane binasının ise aşağıda verilen o binadaki ortalama abone bağlantı gücü ve yıllık ortalama tüketim kurallarına göre oluşturulmasına karar verilmiştir:

Sanayi:

- ❖ Büyük Sanayi: ORT_BAG_GUCU ≥ 150 kW ve SANAYI_tuketim ≥ 300.000 kWh
- ❖ Küçük Sanayi: ORT_BAG_GUCU ≤ 50 kW ve SANAYI_tuketim ≤ 20.000 kWh
- ❖ Orta Sanayi: 50 kW < ORT_BAG_GUCU < 150 kW ve 20.000 kWh < SANAYI_tuketim < 300.000 kWh

Ticarethane:

- o Büyük Ticarethane: ORT_BAG_GUCU ≥ 400 kW ve TICARETHANE_tuketim ≥ 200.000 kWh
- o Küçük Ticarethane: ORT_BAG_GUCU ≤ 15 kW ve TICARETHANE_tuketim ≤ 10.000 kWh
- o Orta Ticarethane: 15 kW < ORT_BAG_GUCU < 400 kW ve 10.000 kWh < TICARETHANE_tuketim < 200.000 kWh

Mesken binalar sınıflandırması için ise öncelikle Google Earth yardımı ile manuel olarak hem GDZ hem OEDAŞ bölgesinden 1806 adet bina tek tek 5 mesken grubu etiketinden (1-2, 3-4, 5-7, 8+ katlı, Villa) biri ile etiketlenmiş, sonrasında o binalara dair toplam abone sayısı, tüketim miktarları, lokasyon gibi bağımsız değişkenler oluşturulmuş ve çoklu etiket sınıflandırması (ing. *multilabel classification*) modelleri denenmiştir. Sonuç olarak ise o binadaki ortalama mesken abonesi tüketimi ve mesken abonesi sayısı değişkenlerini kullanarak oluşturulan XGBoost modellerinin abone grubuna göre %70-90 arası değişen doğruluk (precision) sonucunu verdiği saptanmış, dolayısıyla modeller yeterli bulunarak algoritma tamamlanmıştır. Böylece her bir yeni bina verisi geldiğinde otomatik olarak o binanın hangi mesken kırılımında olduğu bulunabilmekte, ilgili kırılımdaki mesken bina tipinde geçmiş veriden yola çıkarak elde edilen ortalama mesken abone sayıları da kullanıldığında ise bir yeni genişleme bölgesine yeni bir bina geldiğinde ortalama kaç adet yeni mesken abonesi gelebileceği bulunmuş olmaktadır.

Yasaklı Alan bilgisi ise SLF sisteminde ilgili hücredeki "yerleşime münasip olmayan alan" olarak tanımlanmış, her bir hücredeki yasaklı alan oranları ise imar katmanlarındaki ilgili PL etiketleri (Pl_OTOPARK, PL_KUS_CENNETI, PL_ASKERI_ALAN, PL_PARK gibi) kullanılarak veya Overpass.turbo [8] kaynağından alınan bina tipleri etiketlerine göre oluşturulmuştur. Tarımsal Sulama alanları bilgisi ise yine imar katmanları, MBS abone bilgileri ve Overpass.turbo kaynaklarından alınan verilere göre belirlenmektedir.

Hücre bazında her bir bina tipi belirlendikten sonraki diğer aşama ise, uydu verilerinden gelen net yerleşim alan verileri, bina tipleri ve yasaklı alanların kullanılarak her bir hücre için güncel satürasyon değerinin yüzde olarak bulunmasıdır. Bu aşamada ilgili veriler kullanılarak her bir hücre "İmarlı Yeni Genişleme Bölgesi", "İmarsız Yeni Genişleme Bölgesi", "Kent-Dışı Alan" ve "Kentsel Yerleşim Alanı" gruplarından birine ait olarak ayrılmaktadır. Akabinde her bir grup bazında hücrelerin satüre olabilir yerleşim alanları, imar planındaki yasaklı alanlar çıkarılarak ve TAKS oranları uygulanarak aşağıdaki gibi bulunmuştur:

$$Ağırlıklı\ TAKS = \frac{\sum Bina\ Sayısı\ x\ Bina\ Tipine\ Göre\ TAKS}{\sum Bina\ Sayısı} \quad (1)$$

Her bir hücreye dair gelecek satürasyonda kullanılacak net yapılaşabilir alan ise aşağıdaki (2) formülle hesaplanmaktadır. Burada "Yol&Kaldırım Oranı" olarak bahsedilen değer, her bir hücre ve/veya genişleme alanında EDAŞ'lar tarafından %20 civarı olarak belirlenen ve yerleşim olamayacak alanı ifade etmektedir.

$$Net\ Yapılaşabilir\ Alan = (Yasaksız\ İmar\ Alanı)x\ (1 - Yol\&Kaldırım\ Oranı)x\ Ağırlıklı\ TAKS \quad (2)$$

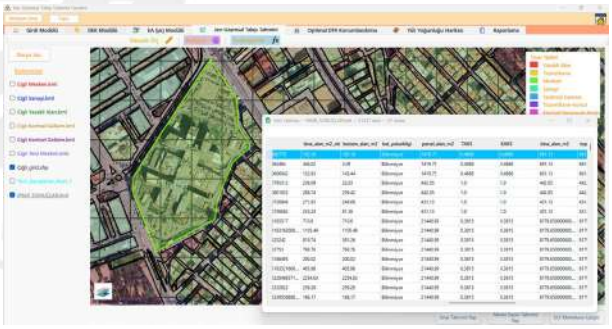
Diğer aşamada ise hücredeki net yapılaşabilir alan ve hücredeki Ağırlıklı TAKS değeri kullanılarak o hücredeki toplam bina alanı m^2 cinsinden bulunmaktadır.

$$Toplam\ Bina\ Alanı = \sum Bina\ Sayısı\ x\ Ağırlıklı\ TAKS\ x\ Net\ Yapılaşabilir\ Alan \quad (3)$$

Nihayetinde o hücreye ait güncel satürasyon bilgisi ise aşağıdaki formülle (4) hesaplanmaktadır.

$$Satürasyon\ Oranı = \frac{Toplam\ Bina\ Alanı}{Net\ Yapılaşabilir\ Alan} \quad (4)$$

Bu aşamalar sonucunda elde edilen hücresel bazda imar analizi sonuçlarına ait coğrafi ve tabular çıktılar örneklemi Şekil 1'de verilmiştir.



Şekil 1: İmar Katmanlarının Yazılımı Aktarımı ve Analiz Sonuçlarının Coğrafi ve Tabular Olarak Gösterimi

İmar Analizi'nin ardından SLF sistemi dahilinde Ekonometrik Talep Tahmini yapılmaktadır. Bu süreç içerisinde EDAŞ'lardan alınan SLF algoritmasına konu bölgedeki abone grubu bazındaki yıllık elektrik tüketimi verileri bağımlı değişken olarak kullanılırken, o bölgeye dair yıllık sanayi, tarım, hizmet ve inşaat sektörü finansal üretim değerleri, o bölgedeki toplam gayri safi katma değer (GSKD), nüfus, ortalama hane halkı sayısı, çeşitli meteoroloji verileri (soğutma ve ısıtma gün değerleri, maksimum kuru gün sayısı, sezonsal yağış miktarları) ve de her bir yıl için o yılın bir önceki yılındaki elektrik tüketimi miktarları bağımsız değişken olarak kullanılmakta; ilgili regresyon ve zaman serisi modelleri oluşturulmakta ve tahmin ufkuna dair yıllara sair bölgesel tüketim tahminleri oluşturulmaktadır. Dolayısıyla yukarıdan aşağıya ekonometrik tahminler bu

yöntemle oluşturulmuş olmakta ve aşağıdan yukarıya oluşturulan nihai hücresel SLF sonuçları ile konsolidasyonda kullanılmaktadır.

Karar destek sistemine konu diğer modüller ise gelişen ve değişen şebeke koşullarını daha iyi tahmin edebilmek amacıyla oluşturulmuş EA Şarj İstasyonu Modülü ve Dağıtık Enerji Kaynakları (DEK) Modülleridir. Her iki modül kapsamında da hücre/DTR ölçeğinde detaylı tahminler üreten, metodolojik olarak benzer mantıkta çalışan iki karar destek bileşeni modülü yaratılmıştır. Her iki modülde de bağımlı değişkenler, hücresel düzeyde enerji akışlarını temsil ederken; bağımsız değişkenler arasında nüfus yoğunluğu, bina tipolojileri, Overpass/OSM verileri ve şebeke kapasite kısıtları ortak olarak yer alır. EA modülü, elektrikli araç penetrasyonu, kullanım davranışları ve şarj profillerine odaklanırken; DEK modülü ise güneş potansiyeli, ulusal üretim projeksiyonları ve bina stokları üzerinden üretim kapasitesini modellemektedir. Yine her iki süreçte de il düzeyindeki veriler nüfus ve sosyo-ekonomik statü (SES) verileri kullanılarak ilçe, mahalle ve nihayetinde hücre kırılımlarına indirgenmekte, Monte Carlo simülasyonları ile saatlik profiller oluşturulmakta ve K-Means algoritması ile şarj istasyonları ve dağıtık enerji kaynakları konum dağılımları optimize edilmektedir. Son aşamada, elde edilen sonuçlar ekonometrik tahminlerle birleştirilerek talep ve üretim senaryolarının entegrasyonu sağlanmaktadır.

İmar analizleri, DEK, EA ve Ekonometrik Tahmin Modüllerinin ardından SLF süreç akışı olarak hücresel satürasyon tahmin süreci yer almaktadır. Bu süreçte mekânsal büyüme dinamiklerinin modellenmesi amacıyla imar planları, mevcut yapılaşma yoğunlukları, komşu hücre ilişkileri ve coğrafi konum verileri birlikte analiz edilmekte; eksik veri durumlarında ise kural tabanlı modeller kullanılarak mekânsal tutarlılık sağlanmaktadır. Gelişim eğilimlerini daha doğru yakalayabilmek için kümeleme algoritmaları (örnek:DBSCAN) ile mekânsal kümelenme yapılmakta, her yıl dinamik olarak artırılan ilgili hiper parametre genişleme yarıçapı büyütülerek zamana bağlı yayılım simüle edilmektedir. Aşırı yoğunlaşma tespit edilen bölgelerde ise K-Means algoritmasıyla alt kümeleme yapılarak daha dengeli bir gelişim modeli oluşturulmaktadır. Bu aşamada, maksimum satürasyon değeri, büyüme hızı (growth factor), komşuluk etkisi katsayısı (komşu hücrelerin imar oranları, yapılaşma eğilimleri vs.) ve imar uygunluk katsayısı gibi dinamik parametreler hücre bazında rastgele varyasyonlarla hesaplanmakta, böylece mekânsal heterojenlik korunarak daha gerçekçi bir yayılım modeli elde edilmektedir. Buna paralel olarak, imar oranı tahmini süreci, hücresel satürasyon çıktılarının üzerine inşa edilmekte; geçmiş imar verileri, mekânsal yakınlık analizleri ve bölgesel yapılaşma eğilimleri kullanılarak her hücrenin yıllar içindeki yapı karakteristiği projekte edilmektedir. Komşu hücrelerin etkilerini daha doğru yansıtabilmek için mesafeye dayalı ağırlıklandırmalar yapılmakta, Haversine mesafesi ve KDTree algoritması ile komşuluk ilişkileri optimize edilmektedir. Bu süreçte imar oranı güncellemeleri, ağırlıklı ortalama hesaplama yöntemi ile yapılır. Bu yöntemde tahmin edilen hücrenin imar oranı I_{t+1} komşu hücrelerin imar oranlarının ağırlıklı ortalamasına göre şu formülle hesaplanır:

$$I_{t+1} = \frac{\sum_{i=1}^{N} W_i * I_i}{\sum_{i=1}^{N} W_i}$$

Burada;

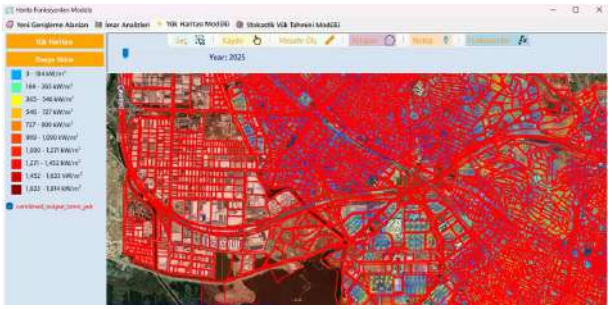
- I_{t+1} tahmin edilen hücrenin imar oranını,
- N komşu hücrelerin sayısını,
- W_i komşu hücrenin ağırlık katsayısını,
- I_i komşu hücrenin mevcut imar oranını

ifade etmektedir.

İmar oranı güncellemelerinin ardından süreç, Yeni Genişleme Alanı modülüyle kullanıcı girdileriyle yönlendirilen bir mekânsal büyüme katmanı olarak ilerletilmektedir. Kullanıcı tarafından CBS arayüzünde tanımlanan poligonlar ile mevcut abone ve tüketim değerleri, mesken tipleri dağılımı ve boşluk oranları otomatik hesaplanmakta, büyüme hızına göre satürasyon artışı yıllık %5–%100 aralığında varyasyonlarla üretilmektedir. Yoğunluğa göre imar dönüşümü de bu aşamada devreye alınmakta; düşük yoğunluklu bölgelerde villa ve 1-2 katlı yapılar, orta yoğunlukta 3–7 katlı meskenler ve ticaret alanları, yüksek yoğunlukta ise 8+ katlı meskenler ve büyük sanayi alanları projeksiyonlara yansıtılmaktadır. Takip eden aşamada Bina Sayısı tahminleri algoritması yürütülmekte; her hücrede kullanılabilir alan hesaplanmakta, imar oranı kırılımı ve bina başına ortalama alan katsayılarıyla yeni bina adedi tahmin edilmekte, komşuluk analiziyle aşırı yoğunlaşmalar dengelenmektedir. Büyük ölçekli ticari ve sanayi tesisleri için ise noktasal yük (ing. *point load*) ataması uygulanmakta; aday hücreler ana yollara veya OSB'lere yakınlık, boşluk oranı ve satürasyon seviyelerine göre puanlanarak en uygun konumlar belirlenmektedir.

SLF algoritmasının son aşamasında icra edilen abone sayısı dağıtımı ve konsolidasyon süreçleri, hücresel yük projeksiyonlarının ilçe ve ekonometrik düzeyde tutarlı hale getirilmesini sağlamaktadır. İlk aşamada, ilçe bazındaki toplam abone sayıları imar oranları, bina sayıları ve satürasyon göstergeleri dikkate alınarak hücrelere dağıtılmakta; mesken, ticarethane ve sanayi grupları Monte Carlo simülasyonları ile olasılıksal olarak paylaştırılmaktadır. Bu dağıtım sürecinde komşuluk ilişkileri, kapasite limitleri ve imar kısıtları gözetilmekte, KDTree tabanlı optimizasyonlar ile aşırı yoğun hücrelerden düşük yoğunluklu alanlara dengeli bir akış sağlanmaktadır. Dikey büyüme aşamasında, mevcut abonelerin tüketim artış trendleri modele entegre edilmekte ve yıllık bazda güncellenen hücresel yük profilleri oluşturulmaktadır. Konsolidasyon adımında ise hücresel toplamlar, ekonometrik talep tahminlerinden gelen ilçe-yıl bazlı tüketim hedefleriyle iteratif olarak uyumlandırılmakta; L1-norm tabanlı kalibrasyon ve oransal ölçekleme yöntemleri ile sapmalar minimize edilmektedir. Bu süreçte, noktasal yük atamaları ve yeni genişleme alanları da kapasite ve imar uygunluğu kontrol edilerek sisteme entegre edilmektedir. Sonuçta, hem alttan-yukarı stokastik hesapların hem de üstten-aşağı ekonometrik projeksiyonların birlikte optimize edildiği,

mekânsal sürekliliği ve doğruluğu yüksek, senaryo bazlı hücresel yük dağılımları elde edilmektedir (bkz. Şekil 2).

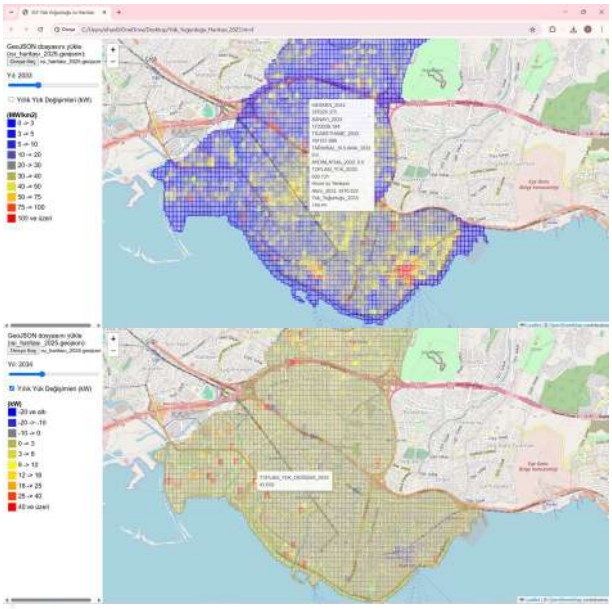


Şekil 2: Hücre Bazlı Yük Yoğunluğu Haritası

5. Sonuçlar ve Gelecek Çalışmalar

Bu çalışma kapsamında geliştirilen CBS-entegre Jeo-Uzamsal Yük Tahminleme (SLF) sistemi, elektrik dağıtım şebekelerinde yatırım planlaması ve operasyonel stratejilerin daha doğru ve güvenilir şekilde oluşturulmasını sağlamaktadır. 70×90 m çözünürlüklü hücresel model, mekânsal doğruluğu artırmış; ekonometrik talep tahminleri, stokastik dağıtım yöntemleri ve mekânsal optimizasyon algoritmaları ile bütünleştirilerek yük projeksiyonlarının tutarlılığı ve güvenilirliği güçlendirilmiştir. Sonuç olarak Şekil 3'teki gibi .html ortamına da aktarılabilen hücresel bazlı tematik yük yoğunluğu haritası, tüketim büyüme/küçülme tahminleri ve yıllık yüklenme değişimleri haritaları oluşturulmaktadır. Her bir hücreye dair abone grubu bazında kW cinsinden tüketim tahminleri, hücresel net yerleşim alanları ve de ikisinin bölünmesiyle hesaplanan yük yoğunluğu (MW/km^2) coğrafik ve tabular olarak kullanıcıya yazılım üzerinde ve indirilebilen .html/.geojson/.xlsx dosyaları yardımıyla verilmektedir. Böylelikle EDAŞ'lardaki karar alıcılar, 10-15 yıllık gelecek periyotlarına dair imar, abone, trafo ve uydu verilerine dayalı olarak hücresel bazda her bir yılda beklenebilecek yük değişimlerini pratik ve interaktif olarak görüntüleyebilmekte, ilgili sonuçların Excel çıktısını alabilmekte ve sonraki aşamalarda da yazılımın 2.fazında oluşturulmuş Optimal DTR Konumlandırma Modülü ile yük tahminlerine bağlı olarak yıl bazında gelecek trafo yatırımlarını belirleyebilmektedirler.

Gelecek çalışmalarda, yapay zekâ tabanlı tahmin modellerinin entegrasyonu, daha yüksek çözünürlüklü uydu verilerinin kullanımı ve gerçek zamanlı veri akışlarının sisteme entegre edilmesi hedeflenmektedir. Ayrıca, elektrikli araç şarj altyapısı, yenilenebilir enerji entegrasyonu ve iklim değişikliği senaryolarının etkilerini daha derinlemesine analiz edecek modüllerin de sisteme eklenebilmesiyle sistemin esnekliği ve karar destek kapasitesi artırılabilecektir.



Şekil 3: Hücre Bazlı Tüketim Tahminleri ve Yıllık kW Cinsinden Yük Değişim Tahminleri.

6. Kaynaklar

[1] Quan, Z., Caixin, S., Guoqing, C., Qun, D., & Ruijin, L. (2002, October). GIS based distribution system spatial load forecasting and the optimal planning of substation location and capacity. In Proceedings. International Conference on Power System Technology (Vol. 2, pp. 885-889). IEEE.

[2] Luo, F., Wang, C., Xiao, J., Ge, S., Yu, B., Wang, J., & Wang, S. (2009, April). A practical GIS-based decision-making support system for urban distribution network expansion planning. In 2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (pp. 1-6). IEEE.

[3] Skok, M., Skrlec, D., & Krajcar, S. (2002, June). Genetic algorithm and GIS enhanced long term planning of large link structured distribution systems. In LESCOPE'02. 2002 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering. Conference Proceedings (pp. 55-60). IEEE.

[4] Leiva, D., Araya, C., Valverde, G., & Quiros-Tortos, J. (2017, June). Statistical representation of demand for GIS-based load profile allocation in distribution networks. In 2017 IEEE Manchester PowerTech (pp. 1-6). IEEE.

[5] Alausa, O. A., Adaradohun, O. S., Adekunle, G. T., & Priyono, K. D. (2023, December). Leveraging Geospatial Technology for Enhanced Utility Management: A Case Study in Electrical Distribution Power Systems. In Forum Geografi (Vol. 37, No. 2, pp. 164-177).

[6] Sugumaran, V., & Sugumaran, R. (2007). Web-based Spatial Decision Support Systems (WebSDSS): evolution, architecture, examples and challenges. Communications of the Association for Information Systems, 19(1), 40.

[7] European Commission. "Copernicus Emergency Management Service – Humanitarian Settlement Layer (HSL)." [Online]. Available: https://human-settlement.emergency.copernicus.eu/. [Accessed: 31-Aug-2025].

[8] Martin Raifer. "Overpass Turbo." *OpenStreetMap Wiki*. [Online]. Available: https://overpass-turbo.eu/. [Accessed: 31-Aug-2025].

[9] Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK). "İl Bazında Gayrisafi Yurt İçi Hasıla – 2023." [Online]. Available: https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Il-Bazinda-Gayrisafi-Yurt-Ici-Hasila-2023-53575. [Accessed: 31-Aug-2025].

Dijital İkizlerle Enerji Santrallerinin Yönetimi: Hidroelektrik, Güneş, Rüzgâr, Termik Santrallar ve Batarya Depolama Sistemleri

Digital Twin-Based Management of Power Plants: Hydroelectric, Solar, Wind, Thermal Plants and Battery Energy Storage Systems

Mustafa Ersan[1], Erdal Irmak[2]

[1]Contectus Global Teknoloji Bilişim A.Ş.
mustafa.ersan@contectus.com

[2]Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Elektronik Mühendisliği
erdal@gazi.edu.tr

Özet

Bu çalışmada, dijital ikiz teknolojisinin enerji santrallerinin yönetimindeki uygulamaları kapsamlı olarak incelenmiştir. Hidroelektrik, güneş, rüzgâr ve termik santrallar ile batarya enerji depolama sistemlerinde dijital ikiz teknolojisinin kullanımı, faydaları ve gelecek potansiyeli araştırılmıştır. Dijital ikiz teknolojisi, fiziksel enerji sistemlerinin sanal kopyalarını oluşturarak gerçek zamanlı izleme, tahmine dayalı bakım, performans optimizasyonu ve operasyonel verimlilik sağlamaktadır. Türkiye'nin 2024 yılı enerji durumu incelendiğinde, toplam 115,9 GW kurulu güç kapasitesine sahip olduğu ve yenilenebilir enerji kaynaklarının payının sürekli arttığı görülmektedir. Batarya enerji depolama sistemlerinin entegrasyonu ile şebeke kararlılığının artırılması ve enerji verimliliğinin optimize edilmesi mümkün olmaktadır. Çalışma sonuçları, dijital ikiz teknolojisinin enerji sektöründe devrim yaratma potansiyeline sahip olduğunu ve Türkiye'nin enerji dönüşümü sürecinde kritik bir rol oynayabileceğini göstermektedir.

Anahtar kelimeler: *Dijital ikiz, enerji yönetimi, hidroelektrik santral, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, batarya depolama.*

Abstract

This study comprehensively examines the applications of digital twin technology in power plant management. The use, benefits, and future potential of digital twin technology in hydroelectric, solar, wind, and thermal power plants, as well as battery energy storage systems, have been investigated. Digital twin technology provides real-time monitoring, predictive maintenance, performance optimization, and operational efficiency by creating virtual copies of physical energy systems. When examining Turkey's energy situation in 2024, it is observed that the country has a total installed power capacity of 115.9 GW and the share of renewable energy sources is continuously increasing. With the integration of battery energy storage systems, it is possible to increase grid stability and optimize energy efficiency. The study results show that digital twin technology has the potential to revolutionize the energy sector and can play a critical role in Turkey's energy transformation process.

Keywords: *Digital twin, energy management, hydroelectric power plant, solar energy, wind energy, battery storage.*

1. Giriş

Enerji sektörü, küresel ekonominin temel taşlarından biri olarak, teknolojik gelişmelerin ve dijital dönüşümün merkezinde yer almaktadır. Sanayi devriminden bu yana sürekli bir evrim içinde olan enerji üretimi, iletimi ve dağıtımı, günümüzde Endüstri 4.0 olarak adlandırılan dördüncü sanayi devriminin getirdiği yeniliklerle köklü bir değişim yaşamaktadır [1]. Bu değişim, sadece verimlilik ve maliyet optimizasyonu ile sınırlı kalmayıp, aynı zamanda sürdürülebilirlik, çevresel etki ve enerji arz güvenliği gibi kritik konuları da kapsamaktadır. Nesnelerin İnterneti (IoT), yapay zekâ (AI), büyük veri analitiği ve bulut bilişim gibi teknolojiler, enerji sistemlerinin daha akıllı, esnek ve öngörülebilir hale gelmesini sağlamaktadır [2]. Bu teknolojik ilerlemelerin birleşimiyle ortaya çıkan dijital ikiz (digital twin)

kavramı, enerji sektöründe devrim yaratma potansiyeli en yüksek olan yeniliklerden biri olarak öne çıkmaktadır.

Dijital ikiz, en temel tanımıyla, fiziksel bir varlığın, sürecin veya sistemin yaşayan bir sanal modelidir [3]. Bu sanal model, fiziksel dünyadaki karşılığını gerçek zamanlı olarak yansıtmakta, sensörler ve diğer veri kaynaklarından sürekli olarak beslenmektedir. Bu dinamik yapı, dijital ikizi statik bir simülasyon modelinden ayırarak, onu yaşayan, öğrenen ve gelişen bir varlık haline getirmektedir. NASA'nın uzay görevlerinde kullandığı eşleme teknolojisiyle temelleri atılan dijital ikiz kavramı, günümüzde imalattan sağlığa, ulaştırmadan enerjiye kadar geniş bir yelpazede uygulama alanı bulmaktadır [4]. Yapılan bir araştırmaya göre, dijital ikiz pazarının 2024 yılında 35 milyar dolar olan büyüklüğünün, 2034 yılına kadar 379 milyar dolara ulaşması beklenmektedir [5]. Bu öngörü, teknolojinin önümüzdeki on yılda ne denli stratejik bir öneme sahip olacağını açıkça göstermektedir.

Enerji santralleri, karmaşık yapıları, yüksek yatırım maliyetleri ve kesintisiz çalışma gereklilikleri ile dijital ikiz teknolojisinin sunduğu faydalardan en üst düzeyde yararlanabilecek sistemlerdir. Bir enerji santralinin dijital ikizi, santralin tüm bileşenlerini (türbinler, jeneratörler, kazanlar, paneller, transformatörler vb.), operasyonel süreçlerini ve çevresel koşullarla etkileşimini sanal ortamda birebir modelleyerek, santralin geçmiş, mevcut ve gelecekteki davranışlarını analiz etme ve tahmin etme imkânı sunar. Bu sayede, olası arızaların önceden tespit edilmesi (tahmine dayalı bakım), operasyonel verimliliğin en üst düzeye çıkarılması, yakıt tüketiminin ve emisyonların azaltılması, bakım süreçlerinin optimize edilmesi ve santralin ekonomik ömrünün uzatılması gibi birçok kritik avantaj elde edilebilmektedir.

Bu çalışmanın amacı, dijital ikiz teknolojisinin enerji santrallerinin yönetimindeki rolünü, farklı santral tipleri özelinde kapsamlı bir şekilde incelemektir. Bu kapsamda, Türkiye'nin enerji portföyünde önemli bir yer tutan hidroelektrik, güneş, rüzgâr ve termik santrallar ile şebeke kararlılığı için giderek daha kritik hale gelen batarya enerji depolama sistemlerinde dijital ikiz uygulamaları detaylı olarak ele alınacaktır. Çalışmada, Ersan ve diğerleri tarafından gerçekleştirilmiş ve gerçek bir hidroelektrik santral için geliştirilmiş dijital ikiz modelini içeren akademik çalışmalar [6, 7] temel alınarak, bu teknolojinin pratik uygulamaları ve sağladığı somut faydalar ortaya konulacaktır. Ayrıca, güncel literatür taraması ile elde edilen veriler ışığında, Türkiye'nin enerji dönüşüm sürecinde dijital ikiz teknolojisinin potansiyeli ve bu potansiyelin hayata geçirilmesi için gerekli adımlar tartışılacaktır.

Makalenin ilerleyen bölümlerinde, öncelikle dijital ikiz teknolojisinin temel kavramları ve enerji sektöründeki genel uygulama alanları tanıtılacaktır. Ardından, sırasıyla hidroelektrik, güneş, rüzgâr ve termik santrallar ile batarya enerji depolama sistemleri için geliştirilen dijital ikiz modelleri, bu modellerin işlevleri ve sağladığı avantajlar detaylandırılacaktır. Son olarak, Türkiye'nin mevcut enerji durumu ve gelecek hedefleri çerçevesinde dijital ikiz teknolojisinin rolü değerlendirilecek ve sonuç ve öneriler bölümü ile çalışma tamamlanacaktır.

2. Dijital İkiz Teknolojisi

Dijital ikiz teknolojisi, fiziksel ve dijital dünyalar arasında köprü kurarak, endüstrilerin işleyiş biçimini temelden değiştiren bir paradigma olarak kabul edilmektedir. Bu teknoloji, bir varlığın veya sistemin sadece statik bir modeli olmanın ötesinde, onunla sürekli etkileşim halinde olan, gerçek zamanlı verilere dayalı dinamik bir sanal kopyasıdır. Bu bölümde, dijital ikiz teknolojisinin temel kavramları, tarihsel gelişimi, bileşenleri ve enerji sektöründeki genel uygulama alanları detaylı bir şekilde incelenmektedir.

2.1. Dijital İkiz Kavramı ve Tanımı

Dijital ikiz kavramının kökenleri, NASA'nın Apollo programına kadar uzanmaktadır. NASA, uzaydaki araçların birebir kopyalarını yeryüzünde oluşturarak, olası arıza senaryolarını simüle etmiş ve uzaydaki astronotlara çözüm yolları sunmuştur. Bu ilk "eşleme" (pairing) teknolojisi, günümüzdeki dijital ikiz anlayışının temelini oluşturmuştur. Kavram, 2002 yılında Dr. Michael Grieves tarafından Michigan Üniversitesi'nde Ürün Yaşam Döngüsü Yönetimi (PLM) üzerine yaptığı bir sunumda resmi olarak ortaya atılmıştır. Grieves, dijital ikizi; bir fiziksel ürün, bu ürünün sanal bir temsili ve bu ikisi arasındaki veri akışını sağlayan bağlantı olmak üzere üç ana bileşenden oluşan bir model olarak tanımlamıştır [8].

Günümüzde dijital ikiz, fiziksel bir nesnenin veya sistemin, yaşam döngüsü boyunca güncellenen, gerçek zamanlı verilerle beslenen ve bu sayede davranışını simüle etme, performansını analiz etme ve gelecekteki durumunu tahmin etme yeteneğine sahip olan sanal bir modeli olarak tanımlanmaktadır [7].

Bir dijital ikizi, geleneksel 3D modelleme veya simülasyonlardan ayıran en temel özellik, fiziksel karşılığı ile arasındaki çift yönlü ve sürekli veri akışıdır. Fiziksel dünyadaki varlık üzerine yerleştirilen sensörler (sıcaklık, basınç, titreşim, akış vb.), operasyonel veriler (üretim miktarı, verimlilik, arıza kayıtları vb.) ve çevresel veriler (hava durumu, nem vb.) sürekli olarak toplanır ve dijital ikize aktarılır. Dijital ikiz, bu verileri kullanarak kendi modelini sürekli olarak günceller ve kalibre eder. Bu sayede, sanal model her zaman fiziksel varlığın en güncel ve doğru durumunu yansıtır. Diğer yönde ise, dijital ikiz üzerinde yapılan analizler, simülasyonlar ve optimizasyon çalışmaları sonucunda elde edilen bilgiler, fiziksel varlığın operasyonunu iyileştirmek için kullanılır. Bu kapalı döngü, sürekli bir öğrenme ve optimizasyon süreci yaratır.

Dijital ikizler genellikle üç ana boyutta incelenmektedir [6]:

- **Fiziksel Boyut:** Santralin veya sistemin binalar, ekipmanlar, boru hatları, kablolar gibi tüm fiziksel bileşenlerinin ve bunların geometrik ve topolojik ilişkilerinin sanal ortamda modellenmesidir.
- **Operasyonel Boyut**: Sistemin çalışma prensiplerini, fiziksel ve kimyasal süreçleri, kontrol mantığını ve operasyonel verileri içeren boyuttur. Bu boyut, sistemin nasıl çalıştığını ve farklı koşullara nasıl tepki verdiğini tanımlar.
- **Fonksiyonel Boyut:** Sistemin enerji üretimi, bakım, güvenlik gibi işlevsel süreçlerini ve bu süreçlerin performans metriklerini içerir. Bu boyut, sistemin genel verimliliğini ve hedeflerine ulaşma düzeyini değerlendirir.

2.2. Enerji Sektöründe Dijital İkiz Uygulamaları

Enerji sektörü, yüksek değerli varlıkları, karmaşık operasyonel süreçleri ve yüksek güvenlik gereksinimleri ile dijital ikiz teknolojisinin en fazla değer yaratabileceği alanlardan biridir. Enerji santrallerinden şebeke altyapısına, yenilenebilir enerji santrallerinden enerji depolama sistemlerine kadar geniş bir yelpazede dijital ikiz uygulamaları geliştirilmektedir. Bu uygulamaların temel hedefleri arasında operasyonel verimliliği artırmak, bakım maliyetlerini düşürmek, varlık ömrünü uzatmak, güvenliği sağlamak ve çevresel sürdürülebilirliğe katkıda bulunmak yer almaktadır.

Enerji sektöründeki başlıca dijital ikiz uygulama alanları şunlardır:

- **Tahmine Dayalı Bakım (Predictive Maintenance):** Dijital ikizler, ekipmanlardan gelen gerçek zamanlı sensör verilerini (titreşim, sıcaklık, basınç vb.) analiz ederek ve makine öğrenmesi algoritmalarını kullanarak olası arızaları haftalar veya aylar öncesinden tahmin edebilir. Bu sayede, plansız duruşların önüne geçilir, bakım faaliyetleri en uygun zamanda planlanır ve bakım maliyetleri önemli ölçüde azaltılır. Örneğin, bir rüzgâr türbininin dişli kutusunda oluşabilecek bir arızanın erken tespiti, milyonlarca dolarlık bir üretim kaybını ve onarım maliyetini önleyebilme yetkinliğine sahiptir.
- **Performans Optimizasyonu**: Dijital ikizler, bir enerji santralinin veya sisteminin farklı operasyonel senaryolar altında nasıl davranacağını simüle ederek en uygun çalışma koşullarının belirlenmesini sağlamaktadır. Örneğin, bir termik santralde farklı kömür karışımlarının yanma verimliliğine ve emisyonlara etkisini analiz etmek veya bir hidroelektrik santralde su seviyesi ve türbin akış hızını optimize ederek maksimum enerji üretimini sağlamak mümkündür. Bu optimizasyon, yakıt maliyetlerini düşürür ve santralin genel verimliliğini artırmaktadır.
- **Şebeke Yönetimi ve Talep Tahmini:** Elektrik şebekelerinin dijital ikizleri, enerji arz ve talebini gerçek zamanlı olarak izleyerek ve tahmin ederek şebekenin daha dengeli ve kararlı çalışmasını sağlar. Özellikle güneş ve rüzgâr gibi değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekeye entegrasyonunda, dijital ikizler bu kaynakların üretimindeki dalgalanmaları öngörerek gerekli önlemlerin (örneğin, enerji depolama sistemlerinin devreye alınması) zamanında alınmasına olanak tanımaktadır.
- **Varlık Yaşam Döngüsü Yönetimi:** Dijital ikiz, bir varlığın tasarım ve inşaat aşamasından başlayarak, işletme ve bakım süreçlerinden geçerek hizmetten çıkarılmasına kadar tüm yaşam döngüsünü yönetir. Tasarım aşamasında farklı tasarım alternatiflerinin simüle edilerek en verimli ve güvenilir tasarımın seçilmesini sağlamaktadır. İşletme sırasında ise varlığın sağlık durumunu sürekli izleyerek kalan ömrünü tahmin etmekte ve modernizasyon veya yenileme yatırımları için doğru zamanlamanın belirlenmesine yardımcı olmaktadır.

Bu uygulamaların hayata geçirilmesinde MATLAB, Ansys, COMSOL gibi mühendislik benzetim yazılımları, Aspen Plus, Thermoflow gibi süreç modelleme araçları ve Modelica gibi modelleme dilleri yaygın olarak kullanılmaktadır [6]. Ancak bu araçlar dışında açık kaynaklı bir yazılım ile dijital ikiz gerçekleştirilebilmektedir. Bu araçlar, farklı fiziksel alanlardaki (mekanik, elektrik, termodinamik, akışkanlar dinamiği vb.) karmaşık sistemlerin yüksek sadakatli modellerinin oluşturulmasına olanak tanır.

3. Hidroelektrik Santrallerde Dijital İkiz Uygulamaları

Hidroelektrik santraller (HES), suyun potansiyel enerjisini elektrik enerjisine dönüştüren, yenilenebilir ve köklü bir enerji üretim yöntemidir. Türkiye'nin 2024 yılı itibarıyla elektrik ihtiyacının %21,5'ini karşılayan HES'ler, ülkenin enerji arz güvenliğinde kritik bir role sahiptir [9]. Ancak bu santraller, büyük ve karmaşık mekanik ve elektriksel sistemlerden oluşur ve operasyonel verimlilikleri ile güvenlikleri, birçok faktöre bağlıdır. Dijital ikiz teknolojisi, HES'lerin bu karmaşık yapısını yönetmek, performanslarını optimize etmek ve ömürlerini uzatmak için güçlü bir araç sunmaktadır.

3.1. Hidroelektrik Santral Bileşenleri ve Dijital İkiz Modelleme

Bir HES'in dijital ikizini oluşturmak, santrali oluşturan tüm ana bileşenlerin matematiksel ve fiziksel olarak modellenmesini gerektirir. Bu bileşenler arasında baraj veya regülatör yapısı, su alma yapısı, iletim kanalı, cebri borular, türbinler (Pelton, Francis, Kaplan vb.), jeneratörler, valfler, governör sistemleri, transformatörler ve koruma röleleri bulunur. Ersan ve diğerlerinin gerçekleştirmiş oldukları çalışmalarında [6], Türkiye'de bulunan nehir tipi bir HES için geliştirilen dijital ikiz modelinde, bu bileşenlerin her biri için ayrı

ayrı dijital modeller oluşturulmuştur. Bu modeller, PLC (Programlanabilir Mantıksal Denetleyici) platformu üzerinde, santralin SCADA (Denetleyici Kontrol ve Veri Toplama) sisteminden Modbus TCP/IP protokolü ile alınan gerçek zamanlı verilerle beslenmiştir.

Modelleme süreci, her bir bileşenin fiziksel özelliklerine ve operasyonel dinamiğine dayanan matematiksel denklemlerin oluşturulmasıyla başlamaktadır. Örneğin, türbinin mekanik gücü; suyun debisi, net düşü yüksekliği ve türbin verimliliği gibi parametrelere bağlı olarak hesaplanır. Jeneratörün ürettiği elektrik gücü ise mekanik güç, jeneratör verimi ve güç faktörü gibi değişkenlerle ilişkilidir. Bu denklemler, dijital ikiz modelinin temelini oluşturur ve santralin farklı koşullar altında nasıl davranacağını öngörmeyi sağlamaktadır.

Bu yaklaşım, santralin sadece normal çalışma koşullarında değil, aynı zamanda arıza veya anormal durumlar altında da davranışının simüle edilmesine olanak tanımaktadır. Bu da hem operatör eğitimi hem de güvenlik prosedürlerinin geliştirilmesi için paha biçilmez bir araçtır.

3.2. Performans İzleme ve Optimizasyon

Dijital ikiz, bir HES'in performansını gerçek zamanlı olarak izlemek ve optimize etmek için benzersiz bir yetenek sunar. Santralin dijital ikizi, SCADA sisteminden gelen gerçek zamanlı verileri (su seviyesi, debi, basınç, türbin hızı, üretilen güç vb.) kendi modelinden ürettiği tahmini verilerle sürekli olarak karşılaştırır. Bu karşılaştırma, santralin anlık verimliliğini hesaplamak ve ideal çalışma koşullarından sapmaları tespit etmek için kullanılmaktadır.

Örneğin, dijital ikiz, belirli bir su seviyesi ve debi için türbinin ne kadar güç üretmesi gerektiğini bilecektir. Eğer gerçekte üretilen güç, modelin hesapladığı değerden önemli ölçüde düşükse, bu durum türbin kanatlarında bir kavitasyon, yataklarda bir sürtünme artışı veya jeneratör sargılarında bir verimsizlik gibi bir soruna işaret edebilir. Operatörler, bu sapmayı anında görerek sorunun kaynağını araştırabilir ve gerekli müdahaleyi yapabilirler. Bu proaktif yaklaşım, küçük verimlilik kayıplarının zamanla büyük ekonomik kayıplara dönüşmesini engeller.

Ayrıca, dijital ikizler, su kaynaklarının en verimli şekilde kullanılması için optimizasyon senaryoları çalıştırabilir. Özellikle çok üniteli santrallerde, hangi türbinlerin hangi yükte çalıştırılacağının belirlenmesi (ünite taahhüdü), toplam verimliliği maksimize etmek için kritik bir karardır. Dijital ikiz, farklı ünite kombinasyonlarını ve yük dağılımlarını benzetim yaparak, mevcut su koşulları altında en yüksek enerji üretimini sağlayacak operasyon stratejisini belirleyebilmektedir.

3.3. Tahmine Dayalı Bakım Uygulamaları

Tahmine dayalı bakım, dijital ikiz teknolojisinin HES'lerde sağladığı en önemli faydalardan biridir. Geleneksel bakım yaklaşımları genellikle ya periyodik (zamana dayalı) ya da reaktif (arıza sonrası) niteliktedir. Periyodik bakım, gereksiz maliyetlere yol açabilirken, reaktif bakım ise beklenmedik duruşlara ve yüksek üretim kayıplarına neden olmaktadır. Dijital ikiz ise, varlıkların sağlık durumunu sürekli izleyerek ve bozulma trendlerini analiz ederek bakıma ne zaman ihtiyaç duyulacağını hassas bir şekilde tahmin etmektedir.

Ersan ve Irmak'ın çalışmasında [6], bu konsept, santralin giriş vanasından sonraki basınç sensörü üzerinde detaylı olarak incelenmiştir. Dijital ikiz, diğer sensörlerden (türbin hızı, nozül pozisyonu, üretilen güç vb.) gelen verileri kullanarak basınç değerini kendisi de hesaplamaktadır. Eğer fiziksel sensörden gelen basınç değeri ile dijital ikizin hesapladığı değer arasında belirli bir toleransın üzerinde bir fark oluşursa, sistem bunu bir anomali olarak algılamaktadır. Bu anomali, sensörün kendisinde bir arıza (kalibrasyon bozukluğu, sinyal kaybı vb.) olabileceği gibi, sistemde gerçek bir basınç problemine de işaret edebilmektedir. Dijital ikiz tabanlı kontrol mekanizması, bu iki durumu ayırt edebilir. Eğer sorun sadece sensör kaynaklı ise, sistem fiziksel sensörün verisini göz ardı edip dijital ikizin ürettiği sanal sensör verisiyle çalışmaya devam etmekte ve santralin durmasını engellemektedir. Bu, özellikle kritik bir sensörün arızalanması durumunda yaşanacak üretim kaybını önlemek adına çok önemli bir yaklaşımdır. Eğer fark, sistemdeki gerçek bir sorundan kaynaklanıyorsa, dijital ikiz operatörü uyararak gerekli güvenlik önlemlerinin alınmasını sağlamaktadır.

Bu yetenek, sadece sensörlerle sınırlı değildir. Türbin yataklarındaki titreşim verileri, jeneratör sargılarındaki sıcaklık artışları veya transformatördeki yağ kalitesi gibi parametreler de dijital ikiz tarafından sürekli izlenerek, arızalar oluşmadan önce tespit edilebilir ve bakım faaliyetleri en verimli şekilde planlanabilir.

4. Güneş Enerjisi Santrallarında Dijital İkiz

Güneş enerjisi, küresel enerji dönüşümünün ön saflarında yer almakta ve teknolojik gelişmelerle birlikte maliyetleri hızla düşmektedir. Türkiye, yüksek güneşlenme potansiyeli ile bu alanda önemli bir büyüme kaydetmektedir. 2024 yılında devreye alınan 4.280,9 MW'lık yeni güneş enerjisi kapasitesi, bu büyümenin en somut göstergesidir [9]. Ancak, fotovoltaik (PV) santrallerin performansı, hava koşulları, panel kirliliği, ekipman yaşlanması ve olası arızalar gibi birçok değişkenden etkilenmektedir. Dijital ikiz teknolojisi, binlerce hatta milyonlarca panelden oluşan bu büyük ölçekli santrallerin performansını optimize etmek, arızaları proaktif olarak tespit etmek ve yatırımın geri dönüşünü (ROI) en üst düzeye çıkarmak için kritik bir rol oynamaktadır.

4.1. Fotovoltaik Sistemlerde Dijital İkiz Modelleme

Bir güneş enerjisi santralinin dijital ikizi, santralin coğrafi konumundan başlayarak, panellerin yerleşim planı, eğim açıları, kullanılan panel ve inverter modelleri, kablolama şeması ve çevresel faktörlere kadar tüm detayları içeren kapsamlı bir sanal modeldir. Bu model, her bir panelin veya panel dizisinin (string) davranışını ayrı ayrı simüle etme yeteneğine sahiptir.

Modelleme süreci, PV panellerin temel elektriksel özelliklerini (I-V ve P-V eğrileri) tanımlayan matematiksel denklemlerle başlar. Bu denklemler, panelin farklı güneş ışınımı ve sıcaklık koşulları altında ne kadar akım ve gerilim üreteceğini belirler. Dijital ikiz, uydu verilerinden veya yerel meteoroloji istasyonlarından aldığı gerçek zamanlı güneş ışınımı ve hava sıcaklığı verilerini kullanarak, her bir panelin o anki ideal güç çıkışını hesaplar. Bu hesaplama, sadece anlık hava koşullarını değil, aynı zamanda günün saatine ve yılın gününe bağlı olarak güneşin konumunu, yakındaki engellerden (ağaçlar, binalar vb.) kaynaklanan gölgelenmeyi ve panellerin yaşlanma (degradation) etkilerini de dikkate alır. Örneğin, "Digital-PV" gibi platformlar, otonom hava araçları (dronlar) ile elde edilen termal ve görsel verileri de dijital ikize entegre ederek, paneller üzerindeki sıcak noktalar (hotspots), kirlilik veya fiziksel hasarlar gibi sorunları modellemeye dahil eder [10].

4.2. Performans Analizi ve Anomali Tespiti

Dijital ikizin en güçlü yönlerinden biri, santralin teorik potansiyeli ile gerçek üretim verileri arasındaki farkı (performans oranı - performance ratio) sürekli olarak analiz etmesidir. Dijital ikiz, her bir panel veya panel dizisi için beklenen güç çıkışını hesaplar ve bunu inverterlerden gelen gerçek üretim verileriyle karşılaştırır. Eğer bir panel dizisi, benzer koşullardaki diğer dizilere göre veya kendi teorik potansiyeline göre sürekli olarak daha düşük performans gösteriyorsa, dijital ikiz bunu bir anomali olarak işaretler.

Bu anomali, birçok farklı sorunun habercisi olabilir:

- **Panel Arızaları:** Bozuk bir panel, bypass diyodu arızası veya panel içi bağlantı sorunları.
- **Kirlenme (Soiling):** Panel yüzeyinde biriken toz, kuş pisliği veya diğer kirleticiler.
- **Gölgelenme:** Beklenmedik bir gölge kaynağının ortaya çıkması.
- **Kablolama Sorunları:** Gevşek bir bağlantı, hasarlı bir kablo veya arızalı bir birleştirme kutusu (combiner box).
- **Evirici Sorunları:** Eviricinin Maksimum Güç Noktası Takibi (MPPT) algoritmasında bir verimsizlik veya donanımsal bir arıza.

Dijital ikiz, bu anomalileri sadece tespit etmekle kalmaz, aynı zamanda makine öğrenmesi algoritmaları kullanarak sorunun olası nedenini de teşhis etmektedir. Örneğin, bir dizideki tüm panellerin performansının aynı anda düşmesi bir evirici sorununa işaret ederken, sadece tek bir panelin performansının düşmesi o panele özgü bir sorunu gösterir. Bu detaylı analiz, bakım ekiplerinin sorunun kaynağını hızlı ve doğru bir şekilde bulmasını sağlar, arıza arama için harcanan zamanı (troubleshooting time) önemli ölçüde azaltır ve gereksiz saha ziyaretlerini ortadan kaldırır. Bu sayede, santralin operasyon ve bakım (O&M) maliyetleri düşerken, enerji üretimi ve dolayısıyla gelirler maksimize edilmektedir.

5. Rüzgâr Enerjisi Santrallarında Dijital İkiz

Rüzgâr enerjisi, küresel ölçekte en hızlı büyüyen yenilenebilir enerji kaynaklarından biridir. Türkiye de bu alanda önemli adımlar atmakta ve 2024 yılında 1.058 MW yeni rüzgâr enerjisi kapasitesini devreye almıştır [9]. Rüzgâr türbinleri, sürekli değişen rüzgâr koşulları altında, zorlu çevresel etkilere maruz kalarak çalışan karmaşık mekanik ve aerodinamik sistemlerdir. Özellikle deniz üstü (offshore) rüzgâr çiftliklerinin artmasıyla birlikte, bu türbinlerin izlenmesi, bakımı ve performansının optimize edilmesi daha da zor ve maliyetli hale gelmiştir. Dijital ikiz teknolojisi, bu zorlukların üstesinden gelmek için rüzgâr enerjisi sektörüne yenilikçi çözümler sunmaktadır.

5.1. Rüzgâr Türbinlerinde Dijital İkiz Uygulamaları

Bir rüzgâr türbininin dijital ikizi, türbinin tüm ana bileşenlerinin (kanatlar, rotor, dişli kutusu, jeneratör, kule vb.) sanal bir kopyasıdır. Bu model, türbinin aerodinamik, yapısal ve elektriksel davranışlarını yüksek doğrulukla modeller. Dijital ikiz, türbin üzerine yerleştirilmiş yüzlerce sensörden (anemometreler, titreşim sensörleri, gerinim ölçerler, sıcaklık sensörleri vb.) ve SCADA sisteminden gelen gerçek zamanlı verilerle sürekli olarak beslenir.

Dijital ikizin temel uygulamalarından biri, tahmine dayalı bakımdır. Türbinin en kritik ve en sık arızalanan bileşenlerinden biri olan dişli kutusu (gearbox), dijital ikiz tarafından sürekli olarak izlenir. Yağdaki metal partikül sensörleri, titreşim analizörleri ve sıcaklık sensörlerinden gelen veriler, dişli kutusunun sağlık durumu hakkında detaylı bilgi sağlar. Makine öğrenmesi tabanlı dijital ikiz modelleri, bu verilerdeki normal dışı desenleri analiz ederek, yataklarda veya dişlilerde oluşabilecek bir aşınmayı veya hasarı aylar öncesinden tahmin edebilir [11]. Bu erken uyarı, katastrofik bir arızanın ve buna bağlı olarak milyonlarca dolarlık onarım maliyetinin ve üretim kaybının önüne geçer. Benzer şekilde, kanatlar üzerindeki gerinim ölçerlerden ve akustik sensörlerden gelen veriler, kanat yapısında

oluşabilecek çatlakları veya yorulma hasarlarını erken bir aşamada tespit etmek için kullanılır.

Performans optimizasyonu da dijital ikizin önemli bir uygulama alanıdır. Her bir türbinin dijital ikizi, anlık rüzgâr hızı ve yönüne göre kanat açısını (pitch) ve rotorun sapma açısını (yaw) en uygun şekilde ayarlayarak enerji üretimini maksimize eder. Bir rüzgâr çiftliğindeki türbinlerin birbirlerinin rüzgârını kesmesi (wake effect), toplam enerji üretimini önemli ölçüde düşüren bir sorundur. Çiftliğin tamamının dijital ikizi, bu aerodinamik etkileşimi eş zamanlı olarak simüle ederek, her bir türbin için ayrı ayrı en uygun operasyon stratejisini belirlemekte ve santralin toplam enerji üretimini optimize etmektedir.

5.2. Deniz ve Toprak Üzeri Rüzgâr Santralleri

Dijital ikiz teknolojisinin faydaları, erişimin zor ve maliyetli olduğu deniz üzeri rüzgâr çiftliklerinde daha da belirgin hale gelmektedir. Bir deniz üzeri rüzgâr türbininde meydana gelen beklenmedik bir arıza, uygun hava koşullarının ve özel gemilerin beklenmesi gerektiğinden, haftalarca süren üretim kayıplarına yol açabilir. Bazı önde gelen enerji şirketleri, deniz üzeri rüzgâr santrallerinin tasarım, inşaat ve işletme aşamalarında dijital ikizleri aktif olarak kullanmaktadır [12].

Tasarım aşamasında, farklı türbin yerleşimlerinin ve temel tasarımlarının dijital ikizleri oluşturularak, dalga ve rüzgâr yükleri altındaki yapısal davranışları simüle edilir. Bu, en dayanıklı ve maliyet etkin tasarımın seçilmesini sağlar. İşletme aşamasında ise, çiftliğin tamamı bir uzaktan operasyon merkezinden dijital ikiz aracılığıyla izlenir. Bu merkezdeki mühendisler, her bir türbinin sağlık durumunu ve performansını sanal ortamda takip ederek, olası sorunlara anında müdahale edebilirler. Bakım faaliyetleri, tahmine dayalı veriler ışığında, birden fazla işin birleştirilebileceği en uygun hava pencerelerinde planlanır. Bu, hem bakım maliyetlerini hem de teknisyenlerin zorlu deniz koşullarında çalışma riskini azaltmaktadır.

Microsoft Azure gibi bulut platformları üzerinde geliştirilen 5 boyutlu dijital ikiz altyapıları, sadece türbinin fiziksel ve operasyonel verilerini değil, aynı zamanda finansal verileri, bakım kayıtlarını ve pazar verilerini de entegre ederek, varlık yönetimi için bütünsel bir bakış açısı sunmaktadır [12]. Bu sayede, bir bakım faaliyetinin veya bir performans iyileştirme yatırımının teknik fizibilitesinin yanı sıra finansal getirisi de analiz edilebilmektedirler.

6. Termik Santrallerde Dijital İkiz

Termik santraller, kömür, doğal gaz veya fuel-oil gibi fosil yakıtları yakarak elektrik üreten ve dünya genelinde hala baz yük santralleri olarak önemli bir rol oynayan tesislerdir. Bu santraller, yüksek sıcaklık ve basınç altında çalışan karmaşık termodinamik çevrimlere dayanır. Operasyonel verimlilikleri, yakıt kalitesi, yanma süreci, buhar çevrimi ve emisyon kontrol sistemleri gibi birçok faktöre sıkı sıkıya bağlıdır. Dijital ikiz teknolojisi, bu karmaşık sistemlerin performansını optimize etmek, güvenilirliğini artırmak ve çevresel etkilerini en aza indirmek için güçlü yetenekler sunmaktadır.

6.1. Termik Santral Sistemlerinde Dijital İkiz

Bir termik santralin dijital ikizi, santralin ana bileşenleri olan kazan (boiler), türbin, jeneratör, kondenser, soğutma kulesi ve baca gazı arıtma sistemlerinin entegre bir sanal modelidir. Bu model, santralin termodinamik, kimyasal ve elektriksel süreçlerini bir bütün olarak simüle eder. Model, santralin dört bir yanına dağılmış binlerce sensörden gelen sıcaklık, basınç, akış, seviye, gaz konsantrasyonu gibi gerçek zamanlı verilerle sürekli olarak güncellenir.

Dijital ikizin en kritik uygulama alanlarından biri, santralin kalbi olan kazanın performans optimizasyonudur. Kazanın verimliliği, yakıtın kalitesine, yanma havasının miktarına ve sıcaklığına, yanma odasındaki sıcaklık dağılımına ve ısı transfer yüzeylerinin temizliğine doğrudan bağlıdır. Farklı kaynaklardan gelen kömürlerin kalori değeri ve nem oranı gibi özellikleri değişkenlik gösterebilir. Dijital ikiz, yakıt analizörlerinden ve sensörlerden gelen verileri kullanarak, anlık yakıt kalitesindeki değişimleri tespit eder ve yanma sürecini (örneğin, yakıt/hava oranını ayarlayarak) buna göre optimize eder. Bu, yakıtın en verimli şekilde yakılmasını sağlar ve yakıt tüketimini azaltır [13].

Ayrıca, kazan borularının içinde zamanla biriken kül (slagging) ve cüruf (fouling), ısı transferini engelleyerek kazanın verimliliğini düşüren önemli bir sorundur. Dijital ikiz, boru yüzeylerindeki sıcaklık sensörlerinden ve buhar üretim miktarından yola çıkarak, kirlenmenin nerede ve ne ölçüde meydana geldiğini tespit edebilir. Bu bilgi, kurum üfleme (soot blowing) gibi temizlik operasyonlarının ne zaman ve nerede yapılması gerektiğini belirleyerek, buhar ve enerji israfını önleyebilmektedir.

6.2. Emisyon Kontrolü ve Çevresel İzleme

Termik santraller, karbondioksit (CO_2), kükürt dioksit (SO_2), azot oksitler (NO_x) ve partikül madde gibi sera gazı ve kirletici emisyonlarının önemli bir kaynağıdır. Giderek sıkılaşan çevre düzenlemeleri, santrallerin bu emisyonları yasal limitler içinde tutmasını zorunlu kılmaktadır. Dijital ikiz teknolojisi, emisyonların azaltılması ve çevresel performansın iyileştirilmesi için etkili bir araçtır.

Dijital ikiz, yanma sürecini optimize ederek, NOx gibi kirleticilerin oluşumunu en aza indirecek şekilde yanma sıcaklığını ve hava miktarını kontrol edebilir. Ayrıca, baca gazı arıtma sistemlerinin (örneğin, kükürt arıtma ünitesi - FGD, seçici katalitik indirgeme - SCR) dijital ikizleri, bu sistemlerin performansını sürekli olarak izler. Örneğin, bir SCR sisteminin dijital ikizi, amonyak enjeksiyon miktarını anlık NOx seviyesine ve katalizörün durumuna göre optimize ederek, hem NOx giderim verimliliğini en üst düzeye çıkarır hem de amonyak sarfiyatını azaltır.

NVIDIA gibi teknoloji şirketleri, yapay zekâ ve dijital ikiz teknolojilerini birleştirerek, santral emisyonlarını azaltmaya yönelik çözümler geliştirmektedir. Bu sistemler, santralin tüm operasyonel verilerini analiz ederek, belirli bir elektrik üretimi seviyesi için en düşük emisyonu sağlayacak çalışma parametrelerini (yakıt karışımı, yanma ayarları, türbin yükü vb.) belirleyebilir [14]. Bu, santrallerin hem çevresel sorumluluklarını yerine getirmesine hem de emisyon cezalarından kaçınarak ekonomik olarak daha sürdürülebilir olmasına yardımcı olmaktadır.

7. Batarya Enerji Depolama Sistemlerinde Dijital İkiz

Güneş ve rüzgâr gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimindeki değişkenlik, elektrik şebekelerinin kararlılığı için önemli bir zorluk teşkil etmektedir. Batarya Enerji Depolama Sistemleri (BESS), bu değişkenliği dengelemek, enerji arz ve talebi arasında köprü kurmak ve şebeke esnekliğini artırmak için en umut verici teknolojilerden biridir. Türkiye'nin önümüzdeki 10 yıl içinde 7,2 GW/28,8 GWh'lik bir batarya depolama potansiyeline sahip olması ve Silivri'de 250 MW'lık büyük bir tesisin planlanması, bu alandaki stratejik önemi göstermektedir [12]. Ancak bataryaların performansı, sağlık durumu (State of Health - SoH) ve kalan ömrü, şarj/deşarj döngüleri, sıcaklık ve deşarj derinliği gibi birçok faktöre bağlı olarak zamanla değişir. Batarya Dijital İkizi (Battery Digital Twin - BDT), bu karmaşık elektrokimyasal sistemlerin yönetimini optimize etmek için geliştirilmiş bir teknolojidir.

7.1. Batarya Yönetim Sistemleri ve Dijital İkiz

Bir batarya dijital ikizi, tek bir batarya hücresinin, bir batarya modülünün veya tüm bir BESS tesisinin sanal bir kopyasını tanımlamaktadır. Bu model, bataryanın içindeki elektrokimyasal süreçleri, termal davranışları ve elektriksel özelliklerini yüksek doğrulukla simüle etmektedir. BDT, Batarya Yönetim Sistemi (BMS) tarafından toplanan gerçek zamanlı verilerle (hücre gerilimleri, akım, sıcaklık, şarj durumu - State of Charge, SoC) sürekli olarak beslenir.

BDT'nin temel amacı, bataryanın anlık sağlık durumunu (SoH) ve kalan faydalı ömrünü (Remaining Useful Life - RUL) hassas bir şekilde tahmin etmektir [15]. Geleneksel BMS'ler genellikle SoC'yi tahmin etmede başarılı olsa da, SoH ve RULtahmini çok daha karmaşıktır. BDT, bataryanın geçmiş şarj/deşarj geçmişini, maruz kaldığı sıcaklıkları ve operasyonel stresleri analiz ederek, kapasite kaybı ve iç direnç artışı gibi yaşlanma mekanizmalarını modeller. Bu sayede, bataryanın ne zaman değiştirilmesi veya bakım yapılması gerektiğini çok önceden tahmin edebilir. Bu, hem beklenmedik arızaların önüne geçer hem de bataryaların tam potansiyelleriyle kullanılmasını sağlayarak erken değiştirme maliyetlerini ortadan kaldırır.

Avrupa'da yürütülen girişimler, büyük ölçekli batarya sistemleri için yeni nesil dijital ikiz teknolojileri geliştirmeyi amaçlamaktadır. Bu projeler, batarya performansını ve varlık ömrünü en üst düzeye çıkararak, enerji depolamanın ekonomik fizibilitesini artırmayı hedeflemektedir [16].

7.2. Şebeke Entegrasyonu ve Kararlılık

Dijital ikizler, sadece tek bir batarya sistemini yönetmekle kalmaz, aynı zamanda bu sistemlerin elektrik şebekesiyle en verimli şekilde etkileşim kurmasını da sağlamaktadır. Bir BESS'in dijital ikizi, şebekedeki frekans ve gerilim dalgalanmalarını, anlık enerji talebini ve yenilenebilir enerji üretimindeki değişimleri analiz ederek, bataryanın ne zaman şarj olacağını (örneğin, rüzgârın bol ve enerji fiyatlarının düşük olduğu gece saatlerinde) ve ne zaman deşarj olacağını (örneğin, talebin pik yaptığı ve enerji fiyatlarının yüksek olduğu akşam saatlerinde) optimize edebilmektedir.

Bu optimizasyon, sadece ekonomik kazanç sağlamakla kalmaz, aynı zamanda şebeke kararlılığına da önemli katkıda bulunur. Örneğin, şebeke frekansında ani bir düşüş yaşandığında, dijital ikiz bu durumu anında algılayarak bataryanın milisaniyeler içinde deşarj olmasını ve şebekeye destek vermesini sağlayabilir (frekans regülasyonu). Benzer şekilde, büyük bir sanayi tesisinin devreye girmesiyle oluşacak gerilim düşümünü öngörerek, bataryanın reaktif güç basmasını ve gerilimi dengelemesini sağlayabilir.

Sonuç olarak, batarya dijital ikizleri, bu kritik varlıkların ömrünü uzatır, performansını artırır ve elektrik şebekesinin daha güvenilir, esnek ve verimli çalışmasına olanak tanır. Bu da, yenilenebilir enerji kaynaklarının daha yüksek oranlarda şebekeye entegre edilmesinin önünü açmaktadır.

8. Türkiye'deki Durum ve Gelecek Perspektifleri

Türkiye, dinamik ekonomisi ve artan nüfusu ile sürekli büyüyen bir enerji talebine sahiptir. Bu talebi karşılarken aynı zamanda enerji arz güvenliğini sağlamak ve iklim değişikliği ile mücadele hedeflerine ulaşmak, ülkenin enerji politikasının temel direklerini oluşturmaktadır. Bu

bölümde, Türkiye'nin güncel enerji durumu ve dijital ikiz teknolojisinin bu hedeflere ulaşmadaki potansiyeli ele alınmıştır.

8.1. Türkiye'nin Enerji Durumu

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı verilerine göre, Türkiye'nin toplam elektrik kurulu gücü 2024 yılı sonu itibarıyla 115,9 GW'a ulaşmıştır. Bu kapasitenin önemli bir bölümü yerli ve yenilenebilir kaynaklardan oluşmaktadır. 2024 yılında devreye alınan yeni santrallerin %98'inin yenilenebilir enerji kaynaklı olması, Türkiye'nin enerji dönüşümü konusundaki kararlılığını göstermektedir [9].

Kurulu güç dağılımına bakıldığında, hidroelektrik santrallerin 32 GW'ı aşan kapasiteyle hala en büyük paya sahip olduğu ve 2024 yılında ülkenin toplam elektrik ihtiyacının %21,5'ini tek başına karşıladığı görülmektedir. Rüzgâr enerjisi kurulu gücü 13,7 GW'a, güneş enerjisi kurulu gücü ise 23,4 GW'a yükselmiştir [17]. Bu rakamlar, Türkiye'nin yenilenebilir enerji potansiyelini ne denli etkin kullandığını ortaya koymaktadır. Ancak, güneş ve rüzgâr gibi kaynakların toplam kurulu güç içindeki payının artması, şebeke yönetimi ve kararlılığı açısından yeni zorlukları da beraberinde getirmektedir.

8.2. Dijital İkiz Teknolojisinin Türkiye'deki Potansiyeli

Dijital ikiz teknolojisi, Türkiye'nin enerji sektöründeki bu dönüşüm sürecinde kilit bir rol oynama potansiyeline sahiptir. Gerek mevcut santrallerin verimliliğinin artırılması, gerekse yeni kurulacak yenilenebilir enerji tesisleri ve depolama sistemlerinin şebekeye entegrasyonu konularında dijital ikizler önemli fırsatlar sunmaktadır.

- **Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu:** Türkiye'nin iddialı yenilenebilir enerji hedeflerine ulaşması, bu kaynakların şebekeye sorunsuz bir şekilde entegre edilmesine bağlıdır. Rüzgar ve güneş santrallerinin dijital ikizleri, üretim tahminlerinin doğruluğunu artırarak ve batarya enerji depolama sistemlerinin dijital ikizleri ile entegre çalışarak, bu santrallerin şebeke üzerindeki olumsuz etkilerini en aza indirebilir. Gerçekleştirilen bir analize göre, Türkiye'nin önümüzdeki 10 yılda 7,2 GW/28,8 GWh'lik batarya depolama sistemi potansiyeli, ülkenin doğal gaz tüketimini önemli ölçüde azaltabilir [18]. Bu depolama sistemlerinin dijital ikizlerle yönetilmesi, bu potansiyelin tam olarak hayata geçirilmesini sağlayacaktır.
- **Mevcut Santrallerin Modernizasyonu:** Türkiye'nin enerji portföyünde yer alan ve yaşlanmakta olan termik ve hidroelektrik santrallerin verimliliğini artırmak ve ömürlerini uzatmak, dijital ikiz teknolojisi ile mümkündür. Bu santrallerin dijital ikizleri, performans düşüşlerinin kök nedenlerini tespit ederek ve tahmine dayalı bakım stratejileri uygulayarak, hem üretim kayıplarını önleyebilir hem de büyük yenilenme yatırımlarını erteleyebilir.
- **Yerli Teknoloji Geliştirme:** Dijital ikiz teknolojisi, sadece bir ithal teknoloji olmanın ötesinde, Türkiye için yerli yazılım ve mühendislik kabiliyetlerinin geliştirileceği stratejik bir alan olabilir. Üniversiteler, araştırma merkezleri ve özel sektör işbirliği ile enerji sektörüne özel dijital ikiz platformlarının geliştirilmesi, Türkiye'yi bu alanda bir teknoloji üreticisi konumuna getirebilir.

Sonuç olarak, dijital ikiz teknolojisi, Türkiye'nin enerji sektörünü daha verimli, daha güvenilir, daha esnek ve daha çevreci bir yapıya kavuşturmak için eşsiz bir fırsat sunmaktadır. Bu teknolojinin yaygınlaştırılması, kamu politikaları, özel sektör yatırımları ve akademik araştırmaların eşgüdüm içinde ilerlemesini gerektirmektedir.

9. Sonuçlar

Bu çalışmada, dijital ikiz teknolojisinin enerji santrallerinin yönetimindeki rolü, hidroelektrik, güneş, rüzgâr, termik santraller ve batarya enerji depolama sistemleri özelinde kapsamlı bir şekilde incelenmiştir. Yapılan analizler, dijital ikiz teknolojisinin, fiziksel varlıkların sanal kopyalarını oluşturarak, gerçek zamanlı veri analizi, simülasyon ve makine öğrenmesi yetenekleri sayesinde enerji sektöründe bir devrim yaratma potansiyeline sahip olduğunu açıkça ortaya koymaktadır.

Elde edilen bulgular, dijital ikizlerin enerji santrallerinde sağladığı temel faydaların; operasyonel verimliliğin artırılması, tahmine dayalı bakım stratejileri ile bakım maliyetlerinin ve plansız duruşların azaltılması, varlık ömrünün uzatılması, performans optimizasyonu ile enerji üretiminin maksimize edilmesi ve çevresel emisyonların kontrol altına alınması olduğunu göstermektedir. Özellikle, Ersan ve Irmak tarafından gerçekleştirilen ve bir hidroelektrik santral üzerinde geliştirilen dijital ikiz modelini içeren çalışmalar [6, 7], bu teknolojinin teorik bir konsept olmaktan çıkıp, sahada somut faydalar sağlayan pratik bir araca dönüştüğünü kanıtlamıştır.

Türkiye özelinde yapılan değerlendirme, ülkenin artan enerji talebini karşılama ve yenilenebilir enerji hedeflerine ulaşma sürecinde dijital ikiz teknolojisinin stratejik bir kaldıraç olabileceğini göstermektedir. Türkiye'nin 115,9 GW'ı aşan kurulu gücü ve bu güç içindeki yenilenebilir kaynakların artan payı, şebeke yönetimi ve kararlılığı için dijital çözümleri zorunlu kılmaktadır. Dijital ikizler, bu zorlukların üstesinden gelmek ve Türkiye'nin enerji dönüşümünü hızlandırmak için kritik bir rol oynayabilir.

Bu doğrultuda, aşağıdaki önerilerin dikkate alınması, dijital ikiz teknolojisinin Türkiye enerji sektöründeki

potansiyelinin tam olarak hayata geçirilmesine katkı sağlayacaktır:

- **Ulusal Strateji ve Yol Haritası:** Kamu, özel sektör ve akademinin katılımıyla, enerji sektöründe dijital ikiz teknolojilerinin yaygınlaştırılmasına yönelik bir ulusal strateji ve yol haritası oluşturulmalıdır. Bu yol haritası, öncelikli uygulama alanlarını, standartları, veri paylaşım protokollerini ve teşvik mekanizmalarını belirlemelidir.
- **Pilot Projelerin Desteklenmesi:** Farklı santral tiplerinde (özellikle yenilenebilir ve depolama) dijital ikiz pilot projelerinin hayata geçirilmesi için kamu tarafından finansal ve teknik destek sağlanmalıdır. Bu projelerden elde edilecek başarı hikâyeleri, teknolojinin yaygınlaşması için birer örnek teşkil edecektir.
- **Ar-Ge ve İnsan Kaynağı:** Üniversitelerde enerji ve yazılım mühendisliği disiplinlerini bir araya getiren lisansüstü programlar ve araştırma merkezleri kurulmalıdır. Dijital ikiz teknolojileri konusunda yetkin mühendis ve veri bilimcilerin yetiştirilmesi, bu alandaki yerli teknoloji üretiminin temelini oluşturacaktır.
- **Veri Altyapısı ve Siber Güvenlik:** Dijital ikizlerin temelini oluşturan veri altyapısının (sensörler, iletişim ağları, bulut platformları) güçlendirilmesi ve bu altyapının siber saldırılara karşı korunması için gerekli standartlar ve düzenlemeler hayata geçirilmelidir.
- **İşbirliği Platformları:** Enerji şirketleri, teknoloji sağlayıcıları, üniversiteler ve kamu kurumları arasında bilgi ve tecrübe paylaşımını sağlayacak işbirliği platformları ve konsorsiyumlar oluşturulmalıdır.

Sonuç olarak, dijital ikiz teknolojisi, enerji sektörünün geleceğini şekillendirecek temel teknolojilerden biridir. Bu teknolojiye yapılacak stratejik yatırımlar, Türkiye'nin enerji sektörünü daha rekabetçi, sürdürülebilir ve güvenli bir yapıya kavuşturarak, ülkenin 21. yüzyıldaki enerji vizyonuna ulaşmasına önemli katkılar sağlayacaktır.

10. Kaynaklar

[1] Özdoğan, O., Endüstri 4.0: Dördüncü sanayi devrimi ve endüstriyel dönüşümün anahtarları, Pusula, İstanbul, 2017.

[2] Erbey, A. (2025). "Akıllı Şehirlerde Teknoloji ve Veri Yönetimi: Geleceğin Şehir Yaşamı", Yönetim Bilişim Sistemleri Alanında Yenilikçi Çözümler ve Güncel Yaklaşımlar, 69.

[3] Jiang, H., Qin, S., Fu, J., Zhang, J. ve Ding, G., "How to model and implement connections between physical and virtual models for digital twin application", Journal of Manufacturing Systems, Cilt 58, s. 36-51, 2021.

[4] Wang, Z. (2020). Digital twin technology. In Industry 4.0-impact on intelligent logistics and manufacturing. IntechOpen.

[5] Rabadi, G., Soykan, B., Sabri, S. ve Mondesire, S., "Advancing Digital Twin Education Through Graduate Certification", 2025 Annual Modeling and Simulation Conference (ANNSIM), 2025, s. 1-9.

[6] Ersan, M. ve Irmak, E., "Development and integration of a digital twin model for a real hydroelectric power plant", Sensors, Cilt 24, s. 4174, 2024.

[7] Ersan, M., Hidroelektrik Santrallerde Enerji Yönetimi Ve Optimizasyonu İçin Gerçek Zamanlı Bir Dijital İkiz Modeli Tasarımı Ve Uygulaması, Doktora Tezi, 2025.

[8] Grieves, M. ve Vickers, J., Digital Twin: Mitigating Unpredictable, Undesirable Emergent Behavior in Complex Systems, Springer International Publishing, Cham, 2017.

[9] T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, "Elektrik," [Online]. Available: https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji-elektrik. (Erişim Tarihi: 14.09.2025).

[10] Digital-PV, "Autonomous UAV-based digital twin platform for PV power plants," [Online]. Available: https://www.digital-pv.com/. (Erişim Tarihi: 14.09.2025).

[11] Fahim, M., Sharma, V., Cao, T. V., Canberk, B. ve Duong, T. Q., "Machine learning-based digital twin for predictive modeling in wind turbines", IEEE Access, Cilt 10, s. 11066-11077, 2022.

[12] Vattenfall, "Digital twins – a road to more profitable offshore wind," [Online]. Available: https://group.vattenfall.com/press-and-media/newsroom/2024/digital-twins--a-road-to-more-profitable-offshore-wind. (Erişim Tarihi: 14.09.2025).

[13] TCS, "Making Thermal Power Plants More Sustainable Using Digital Twins," [Online]. Available: https://www.tcs.com/what-we-do/research/white-paper/digital-twins-thermal-power-plants-build-sustainbility. (Erişim Tarihi: 14.09.2025).

[14] NVIDIA Developer, "Reducing Power Plant Greenhouse Gasses Using AI and Digital Twins," [Online]. Available: https://developer.nvidia.com/blog/reducing-power-plant-greenhouse-gasses-using-ai-and-digital-twins/. (Erişim Tarihi: 14.09.2025).

[15] AWS, "Battery Digital Twin: The Future of Battery Intelligence," [Online]. Available: https://aws.amazon.com/blogs/industries/battery-digital-twin-the-future-of-battery-intelligence/. (Erişim Tarihi: 14.09.2025).

[16] 3E, "FULLEST project delivers advanced digital twin technology for battery energy storage systems (BESS)," [Online]. Available: https://www.3e.eu/resources/news/fullest-project-delivers-advanced-digital-twin-technology-for-battery-energy-storage-systems-bess. (Erişim Tarihi: 14.09.2025).

[17] Enerji Ajansı, "Türkiye'nin Kurulu Gücü Ne Kadar? (Ağustos-2025)," [Online]. Available: https://enerjiajansi.com.tr/turkiyenin-kurulu-gucu/. (Erişim Tarihi: 14.09.2025).

[18] SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, "Türkiye için Batarya Enerji Depolama Seçenekleri," [Online]. Available: https://shura.org.tr/wp-content/uploads/2024/08/SHURA-EDM-Turkiye-icin-Batarya-Enerji-Depolama-Secenekleri-01.08.2024.pdf. (Erişim Tarihi: 14.09.2025).

Katmanlı Yazılım Mimarisi ve Gerçek Zamanlı Veri Haberleşmesine Dayalı Şebeke Eğitim Simülatörü

Power Grid Training Simulator Based on Layered Software Architecture and Real-Time Data Communication

Zeynep Deniz Özcan[1], Arda Atatüzün[1], Büşra Töre[1], Yiğit Şahin[2], Erdi Doğan[3], Ümit Çetinkaya[4], Şehri Nur Güler[4]

[1]ELTEMTEK Elektrik Tesisleri Mühendislik Müteahhitlik Danışmanlık ve Ticaret A.Ş.
zeynep.deniz@eltemtek.com.tr, arda.atatuzun@eltemtek.com.tr, busra.tore@eltemtek.com.tr

[2]Metis Bilişim Yazılım Danışmanlık Eğt. ve Yay. Hiz. Tic. Ltd. Şti.
yigit.sahin@metisbilisim.com

[3]EPRA Elektrik Enerji İnş. Tic. Ltd. Şti.
erdi.dogan@epra.com.tr

[4]Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)
umit.cetinkaya@teias.gov.tr, sehrinur.guler@teias.gov.tr

Özet

Yük Tevzi Eğitim Simülatörü (YTES), iletim operatörlerinin yetkinliklerini geliştirmek için tasarlanmış gelişmiş bir simülasyon ve yazılım sistemidir. Türkiye elektrik iletim şebekesi; genişliği, karmaşıklığı ve bölgesel üretim-tüketim dengesizlikleri nedeniyle kararlı işletme için iyi eğitimli operatörlere ihtiyaç duymaktadır.

YTES, rutin anahtarlama manevralarından oturan sistemin toparlanması senaryolarına kadar çeşitli işletme durumları ve arızaların yönetilebildiği bir eğitim ortamı sunmaktadır. Sistem; acil durum müdahalesi, güç akışı optimizasyonu ve gerilim kararlılığı alanlarında operatör yetkinliklerini geliştirmektedir. Gerçek zamanlı RMS simülasyonları için DIgSILENT PowerFactory, arz-talep dengesi için Otomatik Üretim Kontrolü (AGC) algoritmaları ve veri aktarımı için Matrikon OPC / YTES OPC kullanılmaktadır. Çok katmanlı yazılım mimarisi ve gerçek zamanlı veri akışı mekanizması üzerinde çalışan SCADA benzeri arayüzler, şebeke ile doğrudan ve çift yönlü etkileşimi mümkün kılmaktadır. Ayrıca piyasa simülasyonu arayüzü, operatörlere enerji piyasalarını analiz etme imkânı sunmaktadır.

Senaryo/olay tabanlı öğrenme yaklaşımıyla YTES, karar verme yetkinliğini geliştiren ve işletme risklerini azaltan kapsamlı bir eğitim platformu görevi görmektedir.

Anahtar kelimeler: *Yük Tevzi, Operatör Eğitimi, Gerçek Zamanlı Simülasyon, Katmanlı Mimari, SCADA*

Abstract

The Load Dispatcher Training Simulator (LDTS) is an advanced simulation and software system designed to enhance the skills of transmission system operators. The Turkish power grid, with its complexity and regional production-consumption imbalances, requires well-trained dispatchers for stable operation.

LDTS provides a training environment where operators manage transmission events and disturbances, from routine switching manoeuvres to complex blackout scenarios. The system improves emergency response capability, power flow optimization, and voltage stability. It features DIgSILENT PowerFactory for real-time RMS simulations, AGC algorithms for supply-demand balance, and Matrikon OPC / LDTS OPC for data transfer. SCADA-like user interfaces, running on a multi-layer software architecture and a real-time data flow mechanism, enable operators to interact with the grid directly and bidirectionally. A market simulation interface allows operators to analyze energy markets.

By adopting a scenario/event-based learning approach, LDTS serves as a comprehensive training platform that enhances operators' decision-making skills and reduces operational risks.

Keywords: *Load Dispatch, Operator Training, Real-Time Simulation, Layered Architecture, SCADA*

1. Giriş

Türkiye'nin ENTSO-E ile uyumlu işletme ve piyasa kurallarına tabi yapısı, iletim sistemi işletimini dinamik ve karmaşık hâle getirmekte; yük tevzi operatörlerinin güncel prosedürler ve ileri simülasyon ortamlarıyla sürekli eğitilmesini zorunlu kılmaktadır. Bu gereksinimler, TEİAŞ Yük Tevzi Operatörü Eğitim Yönergesi'nde; normal işletme, arıza ve oturan sistemin toparlanma senaryolarına hazırlık, SCADA/EMS alt uygulamaları ve N-1 güvenlik kriterine uyum başlıkları altında ayrıntılı biçimde tanımlanmaktadır [1].

Bu ihtiyaca yanıt olarak geliştirilen Yük Tevzi Eğitim Simülatörü (YTES), yalnızca bir eğitim aracı değil; katmanlı yazılım mimarisi ve gerçek zamanlı veri akışı mekanizması ile öne çıkan bütünleşik bir teknoloji platformu olarak konumlanmaktadır. YTES, DIgSILENT PowerFactory üzerinde gerçek zamanlı RMS *(Root Mean Square)* simülasyonlarını yürütmekte, Otomatik Üretim Kontrolü (AGC) algoritmaları ile üretim–tüketim dengesini sağlamaktadır. Üretilen veriler Matrikon OPC / YTES OPC üzerinden standartlaştırılmış OLE for Process Control (OPC) protokolü kullanılarak gerçek zamanlı olarak yayımlanmakta; SCADA benzeri kullanıcı arayüzleri bu akışı anlık olarak görselleştirmekte ve operatör etkileşimlerini (anahtarlama, kademe değişimi vb.) çift yönlü olarak simülasyona geri yazmaktadır. TPYS entegrasyonu ile teknik işletme kararlarının ekonomik boyutu da eğitim akışına yansıtılmaktadır.

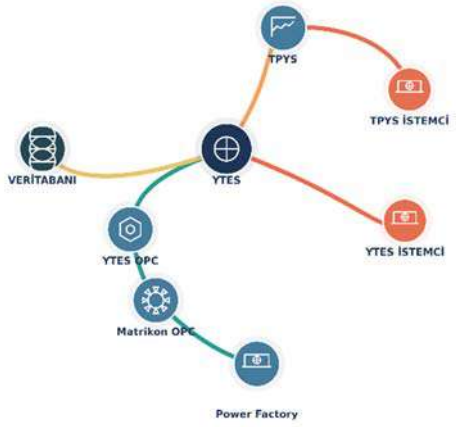
Bu kapsam, dünyada benzer amaçlarla geliştirilen yük tevzi eğitim simülatörlerinin genel yaklaşımıyla örtüşmektedir. Almanya'daki Brandenburg Teknik Üniversitesi'nin PowerFactory tabanlı PRINS simülatörü [2] veya Rusya [3] ve Çin'de [4] geliştirilen operatör eğitim sistemleri gibi örneklerde olduğu gibi, YTES de gerçek zamanlı simülasyon ve operatör etkileşimini merkeze almaktadır. Ancak YTES, Türkiye'nin tamamını kapsayan geniş ölçekli veri seti, gerçek zamanlı haberleşme altyapısı ve piyasa entegrasyonu özellikleriyle bu sistemlerden ayrışmaktadır.

Bu bütünsel yaklaşım sayesinde YTES, senaryo/olay tabanlı kurgularla şebeke yönetimini gerçekçi koşullarda deneyimletmekte; yazılım katmanları ile veri alışverişini güvenilir, izlenebilir ve tekrarlanabilir biçimde işletmektedir. Operatörleri; şebeke kararlılığı, sistem dayanıklılığı ve verimli işletme konularında güçlendirmekte; ileri yazılım ve veri yönetimi altyapısı ile Türkiye'nin modern elektrik sistemi eğitiminde stratejik bir adım sunmaktadır.

2. Sistemin Genel Yapısı

Yük Tevzi Eğitim Simülatörü (YTES), iletim sistemi operatörlerinin gerçek koşullara en yakın ortamda eğitim alabilmesini sağlamak üzere bütünleşik bir yapıda tasarlanmaktadır. Sistem; şebeke modeli ve AGC algoritmaları, yazılım altyapısı, piyasa yönetim modülü ve eğitim ortamı (simülatör odası) olmak üzere dört temel bileşene dayanmaktadır. [5]

Şekil 1, YTES yazılım altyapısının temel bileşenlerini göstermektedir. Burada PowerFactory, simülasyon motoru olarak çalışmakta ve veriler Matrikon OPC üzerinden YTES sistemine aktarılmaktadır. YTES, hem kendi veri tabanı hem de TPYS (TEİAŞ Piyasa Yönetim Sistemi) ile entegre olarak çalışmaktadır. Operatörler ve eğitmenler, istemci arayüzleri üzerinden bu verilere erişebilmekte ve senaryo bazlı eğitim süreçlerini yönetebilmektedir.



Şekil 1. YTES Sistem Diyagramı

2.1. Şebeke Modeli ve Simülasyon Motoru

İletim sistemi operatörlerinin eğitim deneyimini geliştirmek amacıyla, DIgSILENT PowerFactory üzerinde çalışan kapsamlı bir simülasyon çekirdeği geliştirilmiştir. Bu çekirdek, ana eğitim motoru olarak PowerFactory'yi kullanmakta ve Python tabanlı Otomatik Üretim Kontrolü (AGC) modülü ile entegre çalışmaktadır. Böylece, gerçekçi ve dinamik eğitim senaryoları oluşturulabilmekte ve farklı şebeke koşulları detaylı biçimde simüle edilebilmektedir.

Gerçekçi bir işletme çerçevesi sağlamak amacıyla PowerFactory üzerinde çeşitli kontrolcü ve koruma mekanizmaları modellenmiştir. Bunlar arasında Governor, Otomatik Gerilim Regülatörü (AVR), Güç Sistemi Stabilizatörü (PSS), Saha ve Ünite Kontrolcüleri (SC/UC), Düşük Frekansta Yük Atma (UFLS) ve Özel Koruma Sistemleri (SPSS) bulunmaktadır.

Saha kontrolcüsü modeli, santral düzeyinde üst seviye kontrol görevini yürütmekte; her bir ünite kontrolcüsüne aktif ve reaktif güç set değerleri göndermekte ve geri bildirim almaktadır. Ünite kontrolcüleri ise tekil üretim ünitelerini kontrol ederek yerel koruma önlemlerini ve senkronizasyon süreçlerini yönetmektedir. Bu yapı sayesinde yükün üniteler arasında dengeli dağıtılması ve arızalı ünitelerin sistemden güvenli şekilde ayrılması sağlanmaktadır.

Özel Koruma Sistemleri (SPSS) modelleri, şebekedeki anormal durumları tespit ederek kritik hatların devreden çıkmasını veya sistem kararsızlığını önlemektedir. SPSS yapıları, flag sinyalleri ve mantıksal kontrol blokları aracılığıyla jeneratör kesme veya yük atma gibi

eylemleri otomatik olarak gerçekleştirmektedir.

AGC algoritmaları, şebeke frekansını ve enterkoneksiyon akışlarını izlemekte; üretim set noktalarını dinamik olarak ayarlayarak üretim tüketim dengesini sağlamaktadır. Bu yapı içinde üç temel algoritma birlikte çalışmaktadır:

Yük Frekans Kontrolü Algoritması (Load Frequency Control, LFC): Frekans (Δf) ve hat akışı sapmalarını girdi alarak gerekli toplam üretim düzeltmesini hesaplamaktadır.

Güç Dağıtım Algoritması (Power Distribution Algorithm, PDA): Hesaplanan düzeltmeyi, kullanılabilir üniteler arasında işletme kısıtlarını gözeterek paylaştırmaktadır.

Yedek Kapasite İzleme ve Kontrol Algoritması (Reserve Monitoring and Control Algorithm, RMCA): Yedek kapasiteyi ve yanıt hızını sürekli izlemekte; eşik aşımlarında uyarı ve yeniden tahsisi tetiklemektedir.

Bu çok katmanlı denetleyici ve koruma yapıları, AGC algoritmalarıyla birlikte operatörlere gerçek sistem davranışlarını deneyimleme fırsatı sunmakta; acil durum müdahalelerinden senkronizasyon süreçlerine kadar geniş bir yelpazede eğitim sağlamaktadır.

2.2. YTES Yazılımı

YTES yazılımı; senaryo/eğitim oluşturma, simülasyon yürütme, şebeke izleme ve kullanıcı arayüzleri arasında yüksek güvenilirlikte bir etkileşim sağlamaktadır. SCADA benzeri ekranlar, gerçek sistem işletme düzenini yansıtarak operatörlerin şebekeye doğrudan müdahale etmesini ve manevraların güç, gerilim ve frekans göstergelerine anında yansımasını mümkün kılmaktadır.

2.3. Piyasa Yönetim Modülü

TEİAŞ Piyasa Yönetim Sistemi (TPYS), yük tevzi operatörlerinin elektrik sistemi işletmesinin ekonomik dinamiklerini kavramasına yönelik piyasa simülasyonu bileşeni olarak konumlanmaktadır. YTES entegrasyonu ile piyasa yönetimi eğitimleri, teknik işletme senaryolarıyla eşzamanlı yürütülebilmektedir.

TPYS yazılımında bulunan piyasaların gerçek hayattaki davranışlarını taklit ederek operatörlerin olası senaryolara hazırlanmalarını sağlama amacı taşımaktadır. Böylece teknik ve ekonomik hedefleri birlikte optimize eden karar alma pratikleri geliştirilmektedir ve operatörleri elektrik sektörünün karmaşıklıklarını yönetmeye hazır hâle getirmektedir.

2.4. Simülatör Odası

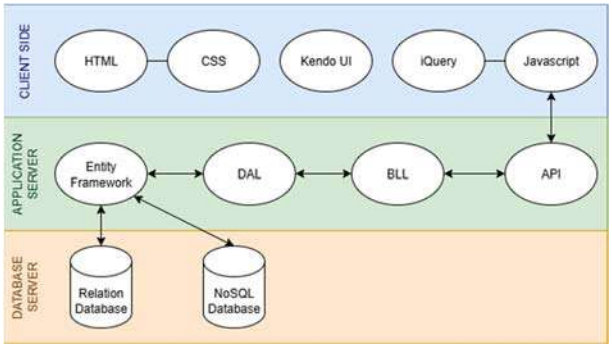
YTES kapsamında Orta Anadolu Yük Tevzi İşletme Müdürlüğü içerisinde bir simülatör odası inşa edilmiştir. Oda, standart bir yük tevzi merkezinin ölçeklendirilmiş bir kopyası olacak şekilde tasarlanmıştır. Simülatör odası; kumanda merkezi, eğitim odaları ve toplantı alanlarından oluşmaktadır. Böylece hem pratik eğitim hem de teorik değerlendirme süreçleri tek bir merkezde yürütülebilmektedir. Oda, yük tevzi operatör istasyonları, gerçek zamanlı sistem izleme ekranları ve eğitmen kontrol panelleri ile donatılmıştır. Bu yapı sayesinde; farklı şebeke koşullarının senaryolaştırılması, arıza ve kriz senaryolarının uygulanması veya oturan sistemin toparlanması gibi süreçlerin operatörlere birebir deneyimletilmesi mümkün olmaktadır.

Eğitmenler, senaryoları gerçek zamanlı olarak operatör istasyonlarına aktararak eğitim sürecini yönetmekte; böylece katılımcıların müdahale kararları anlık olarak gözlemlenebilmekte ve değerlendirilmektedir.

3. Yazılım Mimarisi ve Kullanılan Teknolojiler

Yük Tevzi Eğitim Simülatörü (YTES) yazılımı, çok katmanlı modüler bir mimariye sahip olup modern yazılım teknolojilerinin entegrasyonu ile geliştirilmiştir. Bu mimari; gerçek zamanlı veri işleme, esnek görselleştirme, kullanıcı etkileşimi ve güvenilir veri yönetimi gibi kritik işlevleri aynı çatı altında birleştirmektedir. Böylece sistem, yalnızca gerçekçi simülasyonlar üretmekle kalmamakta, aynı zamanda eğitim sürecinde kararlılığı ve performansı da garanti etmektedir. Çok katmanlı yazılım mimarisi; ölçeklenebilirlik, sürdürülebilirlik ve bakım kolaylığı açısından kurumsal yazılım sistemlerinde yaygın olarak tercih edilmektedir [6].

Katmanlı yapı, sistem bileşenleri arasındaki bağımlılıkları azaltarak modülerliği ve yönetilebilirliği artırmaktadır. Bu tür mimariler, karmaşık yazılım sistemlerinde görevlerin açık biçimde ayrılmasını ve esnek bir geliştirme ortamı oluşturulmasını sağlar. Ayrıca bu yaklaşım, yazılımın gelecekte yatay olarak genişlemesine ve yeni modüllerin sisteme entegre edilmesine imkân sağlamaktadır. Katmanlı mimariler; ölçeklenebilirlik ve genişletilebilirlik açısından uzun vadeli sürdürülebilir çözümler sunmakta, yeni bileşenlerin mevcut yapıya minimum bağımlılıkla eklenebilmesini mümkün kılmaktadır [7].



Şekil 2. YTES 3 Katmanlı Yazılım Mimarisi

Şekil 2, YTES yazılım mimarisinin katmanlı yapısını ve istemci, uygulama sunucusu ile veritabanı sunucusu arasındaki etkileşimi şematik olarak göstermektedir. Bu yapı, istemci tarafında kullanıcıya etkileşimli bir deneyim sunarken, sunucu tarafında veri işleme, iş mantığı yönetimi ve veritabanı işlemleri gibi görevleri birbirinden ayrıştırarak sürdürülebilir, bakımı kolay ve genişletilebilir bir sistem altyapısı sağlamaktadır.

Bu bağlamda YTES'in yazılım mimarisi, yalnızca simülasyon motorunun veya veri tabanı katmanlarının entegrasyonunu değil, aynı zamanda operatör arayüzlerinden eğitmen panellerine kadar tüm bileşenlerin uyum içinde çalışmasını hedefleyen kapsamlı bir tasarımı temsil etmektedir.

3.1. Genel Yazılım Yapısı

Yazılım, üç temel katman üzerine inşa edilmiştir: istemci (frontend), uygulama sunucusu (backend) ve veritabanı yönetim sistemi.

İstemci Tarafı (Frontend): Operatörlerin sistemle etkileşimini sağlayan kullanıcı dostu bir platform sunmaktadır. HTML, CSS, JavaScript, jQuery ve Kendo UI kütüphaneleri kullanılarak geliştirilmiştir. Bu arayüz, SCADA standartlarına uygun diyagramlarla şebekenin izlenmesini ve kontrol komutlarının kullanıcı tarafından gönderilmesini mümkün kılmaktadır. Tasarım kararlarında, operatörlerin aşina oldukları ekran düzenleri ve veri tipleri benimsenmiş, böylece eğitim süreci daha gerçekçi kılınmıştır.

Uygulama Sunucusu (Backend): İstemci ile veritabanı arasında köprü görevi görmektedir. ASP.NET MVC çatısı altında geliştirilen bu katman üç ana bileşenden oluşmaktadır:

- API Katmanı (Application Programming Interface): İstemciden gelen talepleri alır ve uygun şekilde işler. Veri alışverişi JSON formatı üzerinden gerçekleştirilir.
- İş Mantığı Katmanı (Business Logic Layer - BLL): Sistemin kurallarını ve iş mantığını barındırır. API'den gelen çağrılar burada işlenir, kontrol edilir ve gerekli karar mekanizmaları yürütülerek DAL ile iletişime geçilerek gerekli veriler alınır veya güncellenir.
- Veri Erişim Katmanı (Data Access Layer - DAL): BLL ile veritabanı arasındaki iletişimi sağlar. İlişkisel veritabanı (PostgreSQL) Entity Framework ile, MongoDB ise resmi sürücüleriyle yönetilmektedir.

Veri Tabanı Sunucusu (Database Server): YTES verileri hibrit bir yapı ile hem ilişkisel hem de NoSQL veritabanlarında saklamaktadır:

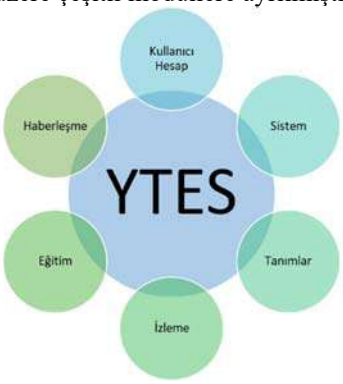
- PostgreSQL, şebeke bileşenlerine ait statik ve ilişkisel verilerin tutulduğu veritabanıdır.
- MongoDB, Matrikon OPC üzerinden alınan gerçek zamanlı veriler ile dinamik diyagram bilgileri JSON formatında saklanmaktadır. Bu yapı, yüksek hacimli ve ağaç yapısındaki verilerin esnek ve hızlı şekilde yönetilmesine olanak tanımaktadır.

Entity Framework ORM teknolojisi sayesinde bu iki veri kaynağı üzerinde güçlü, güvenilir ve performanslı işlemler gerçekleştirilmektedir.

3.2. Yazılım Modülleri ve Kullanılan Teknolojiler

YTES yazılımı, çok katmanlı mimarisiyle birlikte modüler bir yapıya sahiptir. Bu yapı, işlevlerin ayrıştırılmasını, yönetilebilirliğin artırılmasını ve farklı bileşenlerin bağımsız olarak geliştirilebilmesini mümkün kılmaktadır.

YTES, işlevsel bütünlüğü sağlamak amacıyla Şekil 3'te gösterildiği üzere çeşitli modüllere ayrılmıştır.



Şekil 3. YTES Modülleri

Sistem Modülü: Genel yapılandırmalar ve temel işletim fonksiyonlarını sağlamaktadır.

Tanımlar Modülü: Şebeke elemanlarının, senaryoların ve eğitim parametrelerinin tanımlandığı alanı oluşturmaktadır.

Haberleşme Modülü: OPC tabanlı veri alışverişini ve sistemler arası entegrasyonu yönetmektedir.

Eğitim Modülü: Operatör eğitim oturumlarının planlanmasını, yürütülmesini ve değerlendirilmesini desteklemektedir.

İzleme Modülü: Tek hat şemaları, Barco ekranları ve AGC panelleri üzerinden gerçek zamanlı izleme sağlamaktadır.

Kullanıcı Hesap Modülü: Yetkilendirme, kullanıcı profilleri ve erişim kontrolünü yönetmektedir.

Bu modüler yapı sayesinde farklı bileşenler bağımsız olarak geliştirilebilmekte, gerektiğinde sisteme yeni işlevler kolayca entegre edilebilmektedir. Her modül, modern yazılım teknolojileriyle desteklenmektedir:

Matrikon OPC: Gerçek zamanlı veri iletişimini sağlamakta ve PowerFactory'den üretilen simülasyon verilerini aktarmaktadır. Haberleşme Modülü için temel işlem katmanını oluşturmaktadır.

C# Mikroservisler: OPC'den gelen verileri işleyerek MongoDB'ye aktarmakta, aynı zamanda PostgreSQL ile ilişkisel veri yönetimini koordine etmektedir. Mikroservis yapısı, sistemin esnekliğini artırmakta ve farklı modüllerin bağımsız olarak geliştirilip güncellenmesini mümkün kılmaktadır. Haberleşme Modülü içerisinde ana rolü üstlenmekte, aynı zamanda

İzleme ve Eğitim modüllerinin veri akışını desteklemektedir.

MongoDB: JSON tabanlı diyagramlar ve dinamik simülasyon verileri saklanmaktadır. İzleme ve Eğitim Modülleri için SCADA benzeri ekranlarda gerçek zamanlı görselleştirilecek verileri depolamaktadır.

PostgreSQL: Yapılandırılmış verilerin depolandığı ilişkisel veritabanıdır. SCADA uyumlu diyagramların temelini oluşturmaktadır. Tanımlar Modülü (şebeke bileşenleri), Eğitim Modülü (eğitim tanımlamaları) ve Kullanıcı Hesap Modülü (yetkilendirme ve erişim yönetimi) için temel veri kaynağıdır.

Kendo UI, JavaScript, jQuery: Kullanıcı arayüzünün geliştirilmesinde kullanılmakta, SCADA benzeri interaktif diyagramların çizilmesini ve dinamik güncellemelerin görselleştirilmesini sağlamaktadır. İzleme Modülü ve Eğitim Modülü ekranlarında etkin rol oynamaktadır.

ASP.NET MVC Razor Pages: Web tabanlı kullanıcı etkileşimini yönetmekte ve operatörlerin gerçek zamanlı kontrol komutlarını simülasyona aktarmasına olanak tanımaktadır. İzleme ve Eğitim Modüllerinin kritik bileşenidir.

HTML: Tüm modüllerde istemci tarafının semantik yapısını ve içerik iskeletini oluşturmaktadır; erişilebilirlik ve cihaz/çözünürlük bağımsız sunum için temel altyapıyı sağlamaktadır. Razor Pages ile birlikte sunucu tarafından üretilen içeriklerin standartlara uygun şekilde sunulmasını desteklemektedir.

CSS: Tüm modüllerde arayüzün görünümünü ve yerleşimini tanımlamakta; Grid/Flexbox kullanımıyla SCADA diyagramları, tablo ve panel bileşenlerinin duyarlı (responsive) düzenini sağlamaktadır. Kendo UI tema katmanı üzerinde özelleştirme yapılmasına imkân tanımaktadır.

3.3. Sistem Güvenilirliği ve Esneklik

Yazılımın modüler ve API tabanlı yapısı, yeni işlevlerin ve modüllerin sisteme kolayca entegre edilmesine imkân tanımaktadır. Bu sayede sistem yalnızca bugünkü ihtiyaçları değil, gelecekte ortaya çıkabilecek gereksinimleri de karşılayacak bir esnekliğe sahip olmaktadır.

Güvenilirlik açısından sistem, yüksek hacimli ve sık aralıklı gelen verilerin işlenmesinde hata toleransını gözeterek tasarlanmıştır. İlişkisel (PostgreSQL) ve NoSQL (MongoDB) veritabanlarının birlikte kullanımı, hem anlık işlem gerektiren dinamik verilerin hem de yapılandırılmış bilgilerin etkin şekilde yönetilmesini sağlamaktadır. PostgreSQL veri bütünlüğünü güvence altına alırken, MongoDB gerçek zamanlı verilerin hızlı işlenmesine imkân tanımaktadır. Bu hibrit yapı, düzenli yedekleme ve geri yükleme desteğiyle uzun vadeli güvenilirliği artırmakta ve sistemin sürdürülebilirliğini pekiştirmektedir.

Bu mimari yaklaşım, sistemin yüksek erişilebilirlik, hata toleransı ve sürdürülebilirlik kriterlerini karşılamasını sağlamakta; bakım süreçlerini kolaylaştırarak uzun vadeli işletim güvenilirliğini desteklemektedir.

4. Veri Akışı ve Haberleşme

YTES'te Şekil 4'te özetlenen veri akışı; simülasyon çekirdeğinde üretilen verilerin yayımlanması, mikroservislerce işlenip veri tabanlarına aktarılması ve kullanıcı arayüzünde gerçek zamanlı görselleştirilmesi adımlarını izlemektedir. Mimari, gerçek zamanlılık ve çift yönlü kontrol ilkeleri üzerine kurulmaktadır.

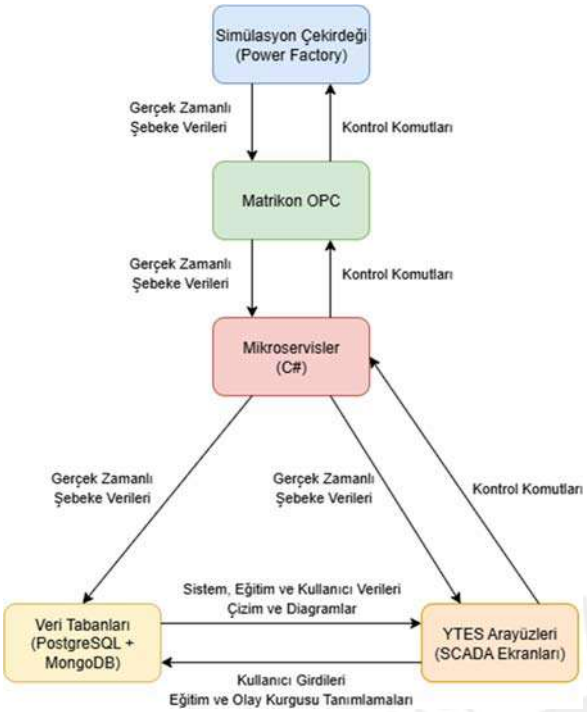
DIgSILENT PowerFactory, şebekenin anlık işletme koşullarına bağlı olarak gerilim, aktif/reaktif güç, frekans, yük akışı ve anahtarlama durumları gibi verileri üretmektedir. PowerFactory, dış sistemlerle haberleşmede tag (etiket) tabanlı bir mekanizma kullanmaktadır. Her ölçüm veya durum değişkeni bir "tag" ile tanımlanır ve bu etiketler üzerinden OPC *(OLE for Process Control)* sunucusuna yayımlanır. Bu yöntem, verilerin standart bir isimlendirme altında yönetilmesini sağlar.

Üretilen veriler, Matrikon OPC üzerinde tag bazlı olarak yayımlanmaktadır. OPC, simülasyon motoru ile uygulama servisleri arasında bağımsız ve standartlaştırılmış bir haberleşme protokolü sunar. Böylece, veri üreticisi (PowerFactory) ile tüketiciler (mikroservisler, kullanıcı arayüzleri) arasındaki etkileşim güvenilir bir şekilde gerçekleşir.

YTES mikroservisleri, OPC'de yayımlanan etiketlere abone olmakta ve veriyi sürekli okumaktadır. Bu veriler, gereksinimlere göre farklı yollarla işlenmektedir: Bir kısmı ön-işleme adımlarından geçirilerek depolama katmanına (PostgreSQL ve MongoDB) aktarılmakta; bir kısmı ise doğrudan YTES arayüzüne yansıtılarak operatör ekranlarında anlık görselleştirme için kullanılmaktadır.

SCADA benzeri arayüzler, operatörlerin tek hat şemaları, AGC panelleri ve performans göstergeleri üzerinden sistemi izlemesini sağlar. Kullanıcıların bu ekranlar üzerinden yaptığı müdahaleler (ör. set noktası gönderme, anahtarlama manevrası, kademe değişimi) arayüzden API aracılığıyla mikroservislere, oradan da OPC üzerinden simülasyon çekirdeğine komut olarak gönderilmektedir. Her komut sonrası simülasyon çekirdeği, şebeke durumunu yeniden hesaplamakta ve yeni güç akışı, frekans, gerilim ve bileşen durumlarını üretmektedir. Güncellenen bu ölçümler tekrar OPC üzerinden yayımlanarak YTES yazılımına aktarılmakta ve SCADA benzeri ekranlarda dinamik olarak görselleştirilmektedir. Kendo UI tabanlı grafikler sayesinde alarmlar, renkler, şekiller ve değerler dinamik olarak değişmekte; operatörler şebekenin anlık durumunu kolayca izleyebilmektedir. Böylece, çift yönlü (read/write) veri akışı gerçekleşmekte ve operatörler yaptıkları her manevranın şebeke üzerindeki etkisini anlık olarak gözlemleyebilmektedirler.

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr



Şekil 4. YTES Veri Akışı ve Haberleşme Yapısı

5. Yük Tevzi Eğitim Simülatörünün Mevcut Eğitim Simülatörleriyle Karşılaştırılması

Küresel ölçekte, yük tevzi operatörü eğitim sistemleri çok sayıda işletmeci tarafından kullanılmakta ve ülke koşullarına göre farklılık göstermektedir. İlk görselleştirilmiş eğitim simülatörü Almanya'da Brandenburg Teknik Üniversitesi (BTU) tarafından PRINS yazılımı ve PowerFactory tabanlı gerçek zamanlı bir modelle geliştirilmiştir [2]. Rusya'da Tomsk Politeknik Üniversitesi, gerçek güç sistemi süreçlerinin tamamını simüle edebilen bir eğitim simülatörü uygulamaktadır [3]. Benzer şekilde Çin'de, büyük ölçekli güç sistemleri için gerçek zamanlı veri işleme karmaşıklığını yönetmeye odaklanan bir simülatör geliştirilmektedir [4].

Bu küresel girişimler arasında YTES, çok büyük şebeke verisi içermesi, gerçek zamanlı veri işleme ve izleme kapasitesi, mevcut şebeke verilerinin çekirdek modelde etkin kullanımı, eğitmen tanımlı senaryoların esnek biçimde oluşturulup yürütülmesi ve fiziksel/sayısal ortam tutarlılığı yüksek bir simülasyon odası deneyimi sunmasıyla öne çıkmaktadır.

6. Sonuç

Yük Tevzi Eğitim Simülatörü (YTES), yalnızca bir eğitim uygulaması değil; çok katmanlı yazılım mimarisi, hibrit veri tabanı yapısı ve gerçek zamanlı haberleşme altyapısı sayesinde bütünleşik bir teknoloji platformu olarak öne çıkmaktadır. PowerFactory tabanlı simülasyon çekirdeği, AGC algoritmaları, OPC tabanlı veri alışverişi ve SCADA benzeri kullanıcı arayüzleri ile sistem hem teknik doğruluk hem de kullanıcı deneyimi açısından gerçekçi bir işletme ortamı sunmaktadır.

Modüler yazılım mimarisi, farklı bileşenlerin bağımsız geliştirilmesine olanak tanırken, PostgreSQL ve MongoDB'nin birlikte kullanımı hem yapılandırılmış hem de dinamik verilerin güvenilir şekilde yönetilmesini sağlamaktadır. Bu mimari yaklaşım, sistemin uzun vadeli sürdürülebilirliğini güvence altına almakta ve yeni modüllerin veya işlevlerin kolayca entegre edilmesine imkân vermektedir.

YTES, veri akışı ve haberleşme yapısı sayesinde gerçek zamanlı ve çift yönlü etkileşimi garanti ederek operatörlerin eğitim sırasında şebeke davranışlarını anlık olarak deneyimlemesini mümkün kılmaktadır. Bu kapsamda, rutin işletme manevralarından oturan sistemin toparlanmasına kadar geniş bir senaryo yelpazesi, güvenilir ve izlenebilir bir biçimde operatör eğitimine aktarılmaktadır.

Sonuç olarak YTES, TEİAŞ'ın şebeke işletme vizyonuna yazılım ve veri yönetimi boyutunda stratejik katkılar sunmayı ve Türkiye'nin ENTSO-E ile uyumlu modern elektrik sistemi eğitim altyapısının temel taşlarından biri olarak konumlanmayı hedeflemektedir.

7. Kaynaklar

[1] TEİAŞ, *TEİAŞ Yük Tevzi Operatörü Eğitim Yönergesi*, TEİAŞ, Ankara, 2018.

[2] Brose, N., Amanpour, S., Schwarz, H. ve Janik, P., "Gelecekteki Şebeke İşletme Gereksinimleri için Gerçek Zamanlı Yük Tevzi Operatörü Eğitim Simülasyon Sistemi", IEEE Xplore, 2020.

[3] Suvorov, A., Gusev, A., Ruban, N., Andreev, M., Askarov, A. ve Stavitsky, S., "Hibrit Gerçek Zamanlı Yük Tevzi Operatörü Eğitim Simülatörü: Temel Yaklaşım, Yazılım-Donanım Yapısı ve Örnek Çalışma", International Journal of Emerging Electric Power Systems, 2018.

[4] Lin, J., "Bulut Bilişim Tabanlı Elektrik Şebekesi Yük Tevzi ve Kontrol Eğitimi Simülasyon Sistemi Tasarımı", Automation of Electric Power Systems, cilt 14, sayı 41, ss. 164-170, 2017.

[5] Deniz Özcan, Z., Töre, B., Doğan, E., Şahin, Y., Güler Ş. ve Çetinkaya, Ü., "LDTS: Advanced Simulator for Transmission System Operator Training", CIGRE South East European Regional Council 5th Conference, Saraybosna, Bosna-Hersek, 2025

[6] Bass, L., Clements, P., & Kazman, R. Software Architecture in Practice (4th Edition). Addison-Wesley, 2021.

[7] Richards, M., & Ford, N. Fundamentals of Software Architecture: An Engineering Approach. O'Reilly Media, 2020.

İndüksiyon Motorlarında Daire Diyagramının ve Verim Sınıflarının Web Ara Yüzü ile Gösterimi

Visualization of Circle Diagrams and Efficiency Classes in Induction Motors via a Web Interface

Rahmi Elibol[1]

[1]Hacettepe Üniversitesi, Elektrik ve Enerji Bölümü
rahmielibol@hacettepe.edu.tr

Özet

Elektrik motorları, endüstriyel ve evsel uygulamalarda enerji dönüşümünün temelini oluşturarak küresel elektrik tüketiminde önemli bir paya sahiptir. Bu nedenle, indüksiyon makinelerinin enerji verimliliğini artırmak ve çalışma koşullarını doğru bir şekilde analiz etmek büyük önem taşımaktadır. Bu bildiri, indüksiyon makinelerinin verim sınıflarını belirleme ve daire diyagramı aracılığıyla performanslarını analiz etme süreçlerini kolaylaştırmak amacıyla geliştirilen web ara yüzünü tanıtmaktadır. Avrupa Komisyonu tarafından belirlenen IE1, IE2 ve IE3 gibi verim sınıfları incelenmiş ve bu motorların verimlerini artırmaya yönelik yasal düzenlemeler detaylandırılmıştır. İndüksiyon motorlarının daire diyagramının temel prensipleri, tarihsel gelişimi ve çeşitli yazılım ortamlarında benzetimi ile performans analizindeki etkinliği açıklanmıştır. Bu çalışmanın merkezinde, motorların deneysel verilerinden yola çıkarak kayıplarını ve verimini hesaplayan, daire diyagramını oluşturan ve motorun ait olduğu verim sınıfını grafiksel bir web ara yüzü ile kullanıcıya sunan bir sistem yer almaktadır. Web ara yüzü, sanayi tesislerinde motorların verim sınıflarını tespit etmeyi, enerji tüketimini belirlemeyi ve böylece elektrik enerjisinin verimli kullanılmasına katkı sağlamayı hedeflemektedir. Sonuç olarak, bu çalışma, Birleşmiş Milletler Sürdürülebilir Kalkınma Hedefleri, özellikle Sanayi, Yenilikçilik ve Altyapı ile Erişilebilir ve Temiz Enerji başlıkları çerçevesinde, indüksiyon makinelerinin daha verimli ve sürdürülebilir kullanımına yönelik önemli bir yenilik sunmaktadır.

Anahtar kelimeler: *İndüksiyon Motorları, Enerji Verimliliği, Daire Diyagramı, Verim Sınıfları, Web Ara yüzü.*

Abstract

Electric motors are fundamental to energy conversion in industrial and domestic applications, accounting for a significant portion of global electricity consumption. Therefore, improving the energy efficiency of induction machines and accurately analyzing their operating conditions is of paramount importance. This paper introduces a web interface developed to facilitate the determination of induction machine efficiency classes and the analysis of their performance through the circle diagram. Efficiency classes such as IE1, IE2, and IE3, as defined by the European Commission, are examined, and regulations aimed at increasing motor efficiency are detailed. The fundamental principles, historical development, and effectiveness of the induction motor's circle diagram in performance analysis, including its simulation in software environments, are explained. Central to this work is a system that calculates motor losses and efficiency from experimental data, generates the circle diagram, and presents the motor's efficiency class to the user via a graphical web interface. This web interface aims to identify motor efficiency classes in industrial facilities, determine energy consumption, and thereby contribute to efficient electricity usage. In conclusion, this study presents a significant innovation for the more efficient and sustainable use of induction machines within the framework of the United Nations Sustainable Development Goals, particularly under Industry, Innovation and Infrastructure, and Affordable and Clean Energy.

Keywords: *Induction Motors, Energy Efficiency, Circle Diagram, Efficiency Classes, Web Interface.*

1. Giriş

Elektrik motorları, modern sanayi ve evsel uygulamalarda enerji dönüşümünün temelini oluşturmakta olup, üretilen elektriğin yaklaşık %45'inin elektrik motorları tarafından tüketilmesiyle küresel enerji tüketiminde merkezi bir rol oynamaktadır. Bu tüketimin %65'i sanayide gerçekleşmektedir [1]. Özellikle basit yapıları, sağlamlıkları ve düşük bakım gereksinimleri nedeniyle yaygın olarak tercih edilen indüksiyon makinelerinin enerji verimliliği

optimizasyonu ve sürekli performans analizi kritik bir konu haline gelmiştir [2-4]. Küçük yüzdesel verimlilik artışları dahi, geniş ölçekli sistemlerde milyarlarca dolarlık enerji tasarrufu ve çevresel faydalar sağlayabilmektedir.

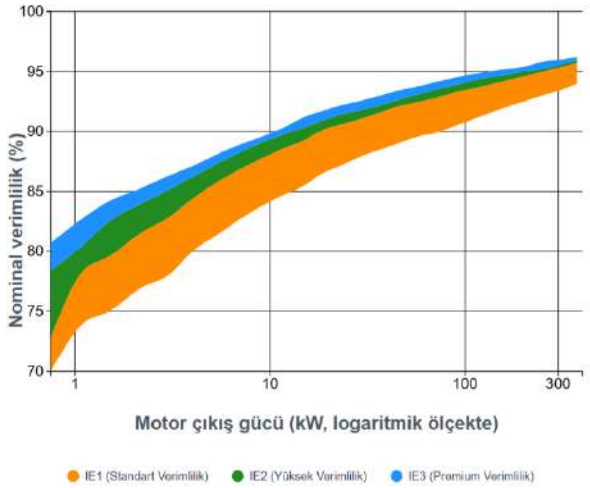
İndüksiyon motorlarının performansı ve verimliliği, çalışma koşulları ve zamanla değişen parametreler nedeniyle farklılık gösterebilir. Geleneksel yöntemlerle performans analizi yapılabildiği gibi, günümüzde dijital bilgisayar programlama dilleri ve web tabanlı ara yüzler sayesinde bu süreçler büyük ölçüde kolaylaşmıştır. Bu gelişmeler, motorların enerji verimliliğini değerlendirme, izleme ve iyileştirme konusunda yeni fırsatlar sunmaktadır.

Bu bildiri, indüksiyon motorlarının enerji verimliliği sınıflarını detaylı olarak inceleyerek, Avrupa Birliği (AB) düzenlemelerinin bu konudaki etkilerini ele almaktadır. Ayrıca, indüksiyon motorunun daire diyagramının temel prensipleri, grafiksel performans analizindeki yeri ve modern yazılım araçlarıyla benzetimi açıklanmıştır. Çalışmanın odak noktası, indüksiyon motorlarının verim sınıflarını tespit etmek ve daire diyagramını oluşturmak amacıyla geliştirilen bir web ara yüzünü tanıtmaktır. Son olarak, bu çalışmanın Birleşmiş Milletler Sürdürülebilir Kalkınma Hedefleri çerçevesinde enerji verimliliğine ve sürdürülebilir çevre politikalarına olan katkısı tartışılmaktadır.

2. İndüksiyon Motoru Verim Sınıfları ve Avrupa Birliği Düzenlemeleri

Elektrik motorlarının enerji verimliliği, özellikle indüksiyon motorlarının yaygın kullanımı ve enerji tüketimindeki payı göz önüne alındığında büyük önem taşımaktadır. Bu bağlamda, uluslararası düzeyde enerji verimliliği standartları ve sınıflandırmaları geliştirilmiştir.
Avrupa Komisyonu, elektrik motorlarının verimlerini sınıflandırmak için direktifler yayınlamıştır ve bu direktiflere göre motor verimleri IE1, IE2 ve IE3 olarak üç sınıfa ayrılmıştır.

- IE1 (Standart Verimlilik): Temel verimlilik seviyesini temsil eder.
- IE2 (Yüksek Verimlilik): IE1'e göre daha yüksek verimlilik sunar. Avrupa Birliği'nde 2011 yılından itibaren IE2 verim sınıfı motorların kullanımı zorunlu hale gelmiştir.
- IE3 (Premium Verimlilik): IE2'den daha yüksek enerji verimliliği sağlar. 2015 yılından itibaren, belirli güç aralığındaki motorlar için IE3 verim sınıfı veya sürücü devreleri ile birlikte kullanılan IE2 verim sınıfı motorlar zorunlu kılınmıştır. Ancak, IE2 motorların sürücü devreleri ile birlikte kullanımının verim performansının doğrulanamaması nedeniyle, Avrupa Komisyonu 2019/1781 sayılı Yönetmelik ile IE2+sürücü seçeneğini kaldırarak çoğu motorun IE3 verimliliğine sahip olmasını zorunlu kılmıştır.



Şekil 1. Motor verimliliği karşılaştırması.

Şekil 1 ile verildiği gibi, motor çıkış gücü arttıkça tüm verim sınıflarının nominal verimliliği yükselme eğilimindedir, ancak her güç seviyesinde IE3 sınıfı motorlar en yüksek verimliliği sunarken, IE1 sınıfı motorlar en düşük verimliliğe sahiptir. Bu sınıflandırmalar, üretici firmalar tarafından kataloglarında paylaşılsa da, mevcut tesislerdeki elektrik makinelerinin verimi zamanla değişmekte ve yeniden belirlenmesi gerekmektedir. Türkiye'de de Cumhurbaşkanlığı Bilim, Teknoloji ve Yenilik Politikaları Kurulu'nun Motor Teknolojileri Yol Haritası, farklı gerilim ve güç seviyelerinde daha verimli asenkron/senkron makineler ve sürücüler tasarlanmasını ve üretilmesini öngörmektedir. Bu nedenle, motorların çalışma koşulları altında verimlerinin ve verim sınıflarının doğru bir şekilde belirlenebilmesi, elektrik enerjisinin verimli tüketilmesi ve sürdürülebilir çevre politikalarına katkı sağlanması açısından büyük önem taşımaktadır.

3. İndüksiyon Motoru Daire Diyagramı

İndüksiyon motorunun daire diyagramı, motorun genel performans analizinde en etkili ve kapsamlı yöntemlerden biri olarak kabul edilmektedir. Bu grafiksel yaklaşım, motorun güç kaybı, güç girişi, güç çıkışı, verimlilik, tork ve güç faktörü gibi çeşitli çıkış parametrelerinin doğru ve kolay bir şekilde yorumlanmasına olanak tanır.

3.1. Tarihsel Gelişim ve Teorik Temeller

Daire diyagramı, Carr tarafından grafiksel bir yaklaşım olarak sunulmuştur [5]. Motorun boşta çalışma ve kısa devre deneylerinden elde edilen akım, gerilim ve güç ölçüm bilgileri ile motorun karakterisitiğinin belirlenmesini sağlamıştır. Bu yeni yaklaşım, sembolik yöntemlerle tam bir uyum içindedir.

3.2. Kullanım Alanları ve Performans Analizi

Daire diyagramı sadece indüksiyon motorları için değil, alternatörler, senkron motorlar, transformatörler ve senkron kondansatörler gibi diğer elektrik makinelerinin performans analizinde de kullanılabilir. Diyagram sayesinde maksimum güç çıkışı, yük akımı, kayıpları gibi bilgiler elde edilebilir.

3.3. Benzetim ve Modern Yaklaşımlar

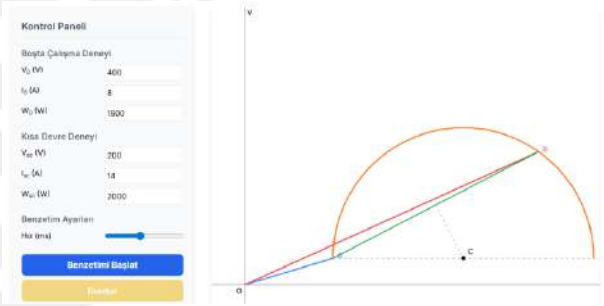
Daire diyagramının manuel olarak çizilmesi ve analiz edilmesi kullanılagelen bir yöntem iken, günümüzde dijital bilgisayarlardaki programlama dilleri gibi ortamlar sayesinde algoritmalarla kolayca gerçekleştirilebilmektedir [6,7]. Bu benzetimler, üç fazlı sincap kafesli indüksiyon motorlarının verimliliğini ve performansını belirlemek için kullanışlı bir yol sunar. Bu benzetim için gerekli veriler, boşta çalışma testi, kilitli rotor testi ve stator direnci testi gibi laboratuvar deneylerinden elde edilir. Algoritma, bu test verilerini kullanarak motorun performansının grafiksel yorumunu sağlar ve tasarımcıların iş yükünü önemli ölçüde azaltır. Boşta çalışma testi, motor yüksüzken giriş gücü, akım ve gerilim ölçümleriyle demir kaybı, sürtünme ve rüzgâr kaybını belirler. Kilitli rotor testi ise motor şaftı kilitliyken uygulanan düşük gerilimle bakır kayıplarını ve eşdeğer empedansı hesaplar. Stator direnci testi ise sargı direncini ölçer. Bu verilerle motorun eşdeğer devre parametreleri belirlenir ve daire diyagramı çizilerek farklı yükleme koşullarında performans analizleri yapılır.

4. Web Sayfası ile Verim Sınıfı Tespiti ve Daire Diyagramı Oluşturma

Sanayi tesislerinde elektrik motorlarının verimli kullanılması, enerji maliyetlerinin düşürülmesi ve sürdürülebilir çevre politikalarının desteklenmesi açısından büyük önem taşımaktadır. Bu kapsamda, mevcut indüksiyon motorlarının verimliliğini kolayca değerlendirmek ve analiz etmek için web tabanlı ara yüzler geliştirilmektedir. İndüksiyon motorlarının temel hesaplarını ve daire diyagramı çizimini yaparak motorun verimini ve kayıplarını elde edebilen bir web sayfası uygulaması geliştirilmiştir [8]. Örnek olarak motorun gücü ve verimi verildiğinde bu motor değerlerine göre motorun hangi standart verim aralığında kaldığı belirlenerek Şekil 2 ile verildiği gibi kullanıcıya sunulmaktadır. Ayrıca kısa devre ve boşta çalışma deneylerinden elde edilen ölçüm sonuçları ile motorun daire diyagramı adım adım oluşturularak Şekil 3 ile verildiği gibi kullanıcıya sunulmaktadır. Daire diyagramı oluşturulurken benzetim hızı seçimi kullanıcının seçimine bırakılarak daire diyagramı çiziminin aşamalarının gösterimi detaylandırılmıştır. İndüksiyon motorlarının deneysel veriler ve ölçümler yardımıyla verimlerinin, hesap ve daire diyagramı ile elde edilmesine dair kapsamlı bir web ara yüzü uygulamasının bu alanda pratik bir çözüm sunmayı amaçlamaktadır.



Şekil 2. Web sayfası ara yüzünden örnek verim sınıflarının edilmesi.



Şekil 3. Web sayfası ara yüzünden örnek deney sonuçları için daire diyagramının elde edilmesi.

4.1. Web Sayfası Uygulamasının Fonksiyonelliği

Geliştirilen web ara yüzü ile sanayi tesislerinde kullanılan veya yeni tesis edilen elektrik motorlarının verim sınıflarını (IE1, IE2 ve IE3) tespit edilebilmesi sağlanabilecektir. Ayrıca elektrik enerjisinin verimli kullanılmasına ve sürdürülebilir çevre politikalarına katkı sağlanabilecektir.

4.2. Uygulamanın İşlevselliği

Web ara yüzü, kullanıcıdan indüksiyon motoruna ait deney verilerini ve etiket değerlerini alarak çalışır. Bu veriler arasında boşta çalışma deneyi (giriş gerilimi, akımı, gücü) ve kilitli rotor deneyi (gerilim, akım, güç) sonuçları yer alır. Uygulama, bu girdileri kullanarak motorun parametrelerini hesaplar.

Uygulama motorun verim değerine göre Şekil 1 ile verilen verim sınıflarından hangisine dâhil olduğunu grafiksel olarak gösterir. Ayrıca, motorun parametrelerinden yola çıkarak daire diyagramını

oluşturur ve kullanıcıya sunar. Bu grafiksel gösterimler, motor performansının farklı yük durumlarında nasıl değiştiğini görsel olarak anlamayı kolaylaştırır.
Geliştirilen web ara yüzü, kullanıcı dostu bir yaklaşımla, karmaşık mühendislik hesaplamalarını kolayca erişilebilir bir formata dönüştürerek hem sanayi profesyonelleri hem de eğitimciler için değerli bir araç olmayı hedeflemektedir.

5. Sonuç ve Sürdürülebilirlik Bağlamı

Bu bildiri kapsamında ele alınan indüksiyon motorlarının verim sınıfları, daire diyagramı ile performans analizi ve bu süreçleri kolaylaştıran web ara yüzü çalışmaları, modern sanayide enerji verimliliği ve sürdürülebilirlik hedeflerine ulaşmada kritik bir rol oynamaktadır. Geliştirilen web ara yüzü sayesinde, mevcut tesislerdeki veya yeni kurulan indüksiyon motorlarının verim sınıfları kolayca tespit edilmekte, motorun performansı daire diyagramı üzerinden detaylı bir şekilde analiz edilebilmekte ve enerji tüketimi hakkında bilinçli kararlar alınabilmektedir.
Bu çalışma, Birleşmiş Milletler Sürdürülebilir Kalkınma Hedefleri (SDG'ler) ile doğrudan ilişkilidir. Özellikle:

- SDG 7: Erişilebilir ve Temiz Enerji: Elektrik motorlarının daha verimli kullanılması, enerji kaynaklarının daha etkin tüketimine ve dolayısıyla temiz enerjiye erişilebilirliğin artırılmasına katkıda bulunur.
- SDG 9: Sanayi, Yenilikçilik ve Altyapı: Sanayide verimliliğin artırılması, yenilikçi teknolojilerin (web ara yüzleri gibi) kullanılması ve sürdürülebilir sanayileşmenin desteklenmesi hedefleriyle doğrudan örtüşmektedir.

Web tabanlı uygulamalar, enerji israfını azaltma, karbon emisyonlarını düşürme ve küresel ısınmanın önlenmesi gibi çevresel hedeflere ulaşmada önemli bir potansiyel sunmaktadır. Ayrıca, motorların performansının doğru bir şekilde değerlendirilmesi, plansız duruşları engeller ve üretim sistemlerinin genel verimliliğini artırır.
Gelecekteki çalışmalar, bu web ara yüzünün arıza tespiti ve kestirimci bakım gibi gelişmiş yapay zeka ve makine öğrenimi fonksiyonlarıyla entegrasyonunu içerebilir. Ayrıca, uygulamanın diğer elektrik motoru tiplerini de kapsayacak şekilde genişletilmesi, daha kapsamlı bir enerji yönetim aracı olarak potansiyelini artıracaktır. Bu çabalar, indüksiyon motorlarının performansını daha da optimize etmek ve endüstriyel süreçlerdeki enerji ayak izini azaltmak için devam eden araştırmaların bir parçasıdır.

6. Kaynaklar

[1] European Commission. “Ecodesign Impact Accounting Overview Report 2023”. https://circabc.europa.eu/ui/, Son erişim tarihi: 1 Kasım 2024.
[2] Cochran, P., Polyphase induction motors: analysis, design, and application. New York: CRC Press, 1989.
[3] Sahdev, S. K., Electrical Machines (1st Edition). Cambridge: Cambridge University Press, 2017.
[4] Sen, P. C. 2013. Principles of Electric Machines and Power Electronics (3rd Edition). Wiley., 2013.
[5] Carr, L. H. A., "The Circle Diagram of the Induction Motor", IEE Journal - Science, Measurement and Technology, Cilt 66, No. 384, Sayfa 1174-1179, 1928.
[6] Ghosh, S., "MATLAB Simulation of Circle Diagram in Three Phase Induction Motor", IETE Journal of Education, Cilt 63, No. 2, Sayfa 63–77, 2022.
[7] Jirasuwankul, N. (2017). Simulation of energy efficiency improvement in induction motor drive by fuzzy logic based temperature compensation. Energy Procedia, 107, 291–296. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.12.154
[8] Motor verim sınıflandırması, https://rahmielibol.github.io/cigregsk2025, Son erişim tarihi: 15 Eylül 2025.

Aydınlatma Direğinin Altyapısı Kullanan Elektrikli Araç Şarj İstasyonlarının Dağıtım Sistemine Etkilerinin İncelenmesi

Investigation of the Effects of Electric Vehicle Charging Stations Using Lamppost Infrastructure on the Distribution System

Sıtkı Güner[1], Koray Aktar[2], Tevfik Akıncı[2], Başak Güner[3], Tugay Eren Güzelyol[3], İrem Şimşek[3], Furkan Işıkdere[3], Tuğbanur Taşdemir Özdemir[3], Ayberk Erkasap[4], İrfan Güven Çömezoğlu[5], Mert Kaplan[5], Ebubekir Şenoğlu[5], Mustafa Serhat Beyazay[5]

[1]Akdeniz Üniversitesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği
sguner@akdeniz.edu.tr

[2]EnergyHUB Teknoloji A.Ş.
koray@trenergyhub.com , tevfik@energyhub.com

[3]GDZ Elektrik Dağıtım A.Ş.
basak.guner@gdzelektrik.com.tr , tugayeren.guzelyol@gdzelektrik.com.tr , irem.simsek@gdzelektrik.com.tr , furkan.isikdere@gdzelektrik.com.tr , tugbanur.tasdemir@gdzelektrik.com.tr

[4]Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş.
ayberk.erkasap@eedas.com.tr

[5]Yeni Enerji Teknoloji Dönüşümleri A.Ş.
gcomezoglu@yedt.com.tr , sbeyazay@yedt.com.tr , esenoglu@yedt.com.tr , mkaplan@yedt.com.tr

Özet

Elektrikli araçların (EA) kullanım oranlarındaki hızlı artış, şehirlerde yeni şarj altyapısı çözümlerine duyulan ihtiyacı artırmaktadır. Geleneksel yüksek güçlü şarj istasyonları, yüksek kurulum maliyetleri, trafo kapasitesi gereksinimleri ve alan kısıtları nedeniyle özellikle yoğun kent merkezlerinde hızlı bir şekilde yaygınlaştırılamamaktadır. Bu noktada, mevcut altyapının daha verimli kullanımı üzerine odaklanan düşük güçlü alternatif çözümler öne çıkmaktadır. Son yıllarda uluslararası örneklerde dikkat çeken uygulamalardan biri, sokak ve cadde aydınlatma direklerinin elektrikli araç şarj noktası olarak dönüştürülmesidir. Aydınlatma direkleri, kent merkezlerindeki yaygın dağılımı, hazır enerji bağlantısı ve kamusal erişilebilirliği sayesinde, gündelik park alışkanlıklarıyla uyumlu ve düşük maliyetli bir çözüm potansiyeli sunmaktadır. Bununla birlikte, bu yaklaşımın dağıtım şebekesi üzerinde teknik ve işletme açısından çeşitli etkileri bulunmaktadır. Aydınlatma direkleri esasen aydınlatma yükü için tasarlandığından, üzerine eklenen şarj yükü kapasite sınırlamalarını zorlayabilmekte; özellikle akşam saatlerinde aydınlatma talebi ile şarj talebinin çakışması durumunda gerilim düşümleri, kayıpların artması ve tepe yüklerin yükselmesi gibi sorunlar ortaya çıkabilmektedir. Bu çalışmada, uluslararası uygulamalardan elde edilen deneyimler ve ülkemizdeki mevcut mevzuat çerçevesi dikkate alınarak sokak aydınlatma direklerinden sağlanan şarj çözümlerinin güç sistemi üzerindeki etkileri tartışılmıştır. Ayrıca Gdz EDAŞ bölgesinden alınan saha verileri üzerinden trafoların mevcut kapasite kullanımları incelenmiş ve bu altyapının şarj uygulamaları için sağlayabileceği katkılar değerlendirilmiştir. Çalışma sonucunda, bu yaklaşımın sürdürülebilir bir kent içi şarj altyapısının oluşturulmasında önemli bir alternatif olabileceği, ancak gerekli teknik standartlar ve düzenleyici iyileştirmelerle desteklenmesi gerektiği ortaya konmuştur.

Anahtar kelimeler: *Akıllı Şebeke, Aydınlatma Direği Tabanlı Şarj, Dağıtım Sistemi, Elektrikli Araç.*

Abstract

The rapid increase in the adoption of electric vehicles (EVs) has heightened the need for new charging infrastructure solutions in urban areas. Conventional high-power charging stations cannot be deployed rapidly in dense city centers due to high installation costs, transformer capacity requirements, and spatial constraints. At this point, alternative low-power solutions focusing on the more efficient use of existing infrastructure have gained importance. One of the most

notable applications observed in recent international cases is the conversion of street lighting poles into EV charging points. With their widespread distribution, existing power connections, and public accessibility, streetlights offer a low-cost solution that is compatible with daily parking habits. However, this approach introduces various technical and operational impacts on the distribution grid. Since streetlights are primarily designed for lighting loads, the addition of charging demand can push capacity limits; moreover, the coincidence of lighting demand and EV charging demand in the evening hours may cause voltage drops, increased losses, and higher peak loads. In this study, the impacts of streetlight-based charging solutions on the power system are discussed by considering experiences from international applications as well as the current regulatory framework in Turkey. In addition, field data obtained from the Gdz EDAŞ region are analyzed to evaluate the utilization of transformer capacities and the potential contributions of this infrastructure to charging applications. The results of the study indicate that this approach can be an important alternative for establishing a sustainable urban charging infrastructure, provided that it is supported with appropriate technical standards and regulatory improvements.

Keywords: *Distribution System, Electric Vehicle, Lamp-post Based Charging, Smart Grid.*

1. Giriş

Kent içi ulaşımda elektrikli araçların (EA) yaygınlaşmasıyla birlikte, bu araçların şarj altyapısının sürdürülebilir ve erişilebilir şekilde geliştirilmesi önemli bir gereklilik haline gelmektedir. Geleneksel şarj istasyonlarının kurulumu için yüksek güç kapasitesine sahip trafo merkezleri, geniş ölçekli kablolama ve ek inşaat yatırımları gerekmesi, yoğun kent dokusunda ekonomik ve mekânsal kısıtlar yaratmaktadır. Bu nedenle, mevcut elektrik altyapısının etkin biçimde değerlendirilmesi, yeni nesil şarj çözümlerinde öncelikli araştırma alanı olarak öne çıkmaktadır.
Son yıllarda bu bağlamda öne çıkan yaklaşımlardan biri, sokak ve cadde aydınlatma direklerine entegre edilen düşük güçlü şarj üniteleri olmuştur [1, 2 ve 3]. Aydınlatma direkleri, kent merkezlerinde yaygın dağılımları ve mevcut enerji bağlantıları sayesinde özellikle gündelik parkların yapıldığı bölgelerde pratik bir çözüm sunmaktadır. Böylece hem ek bir kablolama ya da trafo yatırımı yapılmadan şarj altyapısı genişletilebilmekte, hem de kullanıcıların günlük yaşam alışkanlıklarıyla uyumlu bir şarj imkânı sağlanabilmektedir.

EA şarj altyapısının kentsel alanlara entegrasyonu, dağıtım sistemi yöneticileri açısından önemli bir zorluk teşkil etmektedir. Özel ve paylaşımlı araçların tamamen elektrikli hale gelmesi için kamusal alanların da bu dönüşüme uygun şekilde kullanılması gerekmektedir. Ancak her şehrin farklı özellikleri bulunduğundan, önerilen yöntemlerin yerel koşullara göre uyarlanması önemlidir. Ayrıca, kalabalık şehirlerde tüm hanelerin özel şarj imkânına sahip olmadığı da göz önünde bulundurulmalıdır. Bu nedenle, şehirlerin kamusal alanlarda şarjı nasıl kolaylaştırabileceğini belirlemek için daha fazla çalışmaya ihtiyaç vardır [4].

Aydınlatma direklerinin EA şarj hizmeti uygulamalarının dağıtım şebekesi üzerinde bazı etkileri söz konusudur. Aydınlatma direkleri, esasen aydınlatma yükleri için tasarlandığından, üzerine eklenecek şarj talebi kapasite sınırlarını zorlayabilmektedir. Ayrıca, düşük gerilimli şehir şebekelerinde akşam saatlerinde aydınlatma yükü ile şarj yükünün çakışması; gerilim düşümleri, kayıpların artması ve tepe yüklerin yükselmesi gibi sorunlara yol açabilir.

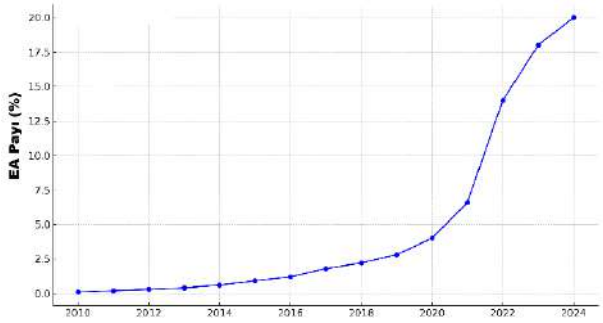
Dolayısıyla, aydınlatma direklerinden beslenen şarj ünitelerinin yaygınlaşabilmesi için bu sistemlerin şebeke üzerindeki teknik ve işletme etkilerinin dikkatle incelenmesi gerekmektedir. Bu çalışma kapsamında, söz konusu şarj ünitelerinin kent içi güç sistemi üzerindeki olası etkilerinin uluslararası uygulamalar ile örneklendirilerek tartışılmakta ve ülkemizde mevcut mevzuatların bu uygulamalar için nasıl değişmesi gerektiği ortaya konmaktadır.

2. Uluslararası Uygulamalar

EA'ların hızla artan kullanımı, özellikle yoğun nüfuslu şehirlerde yaygın ve erişilebilir şarj altyapısı ihtiyacını beraberinde getirmiştir. Şekil 1'de 2010-2024 arasında küresel yeni araç sayılarında EA payı verilmiştir. Bu grafikte de görüldüğü gibi son 10 yıllık dönemde EA sayısında üstel bir artış görülmektedir. Geleneksel yüksek güçlü şarj istasyonları; trafo kapasitesi, yatırım maliyeti ve alan sınırlamaları nedeniyle birçok kentte yeterince hızlı yaygınlaştırılamamaktadır. Bu bağlamda, Avrupa başta olmak üzere pek çok şehirde sokak ve cadde aydınlatma direklerinin şarj noktası olarak dönüştürülmesi giderek daha fazla uygulanmaktadır. Güney Dublin'de kamuya açık ve kentsel alanlarda topluluk şarj noktalarının konum seçiminin incelendiği çalışma [1]'de verilmektedir. Bu çalışmada mevcut aydınlatma direklerinin şarj için kullanılma potansiyelini diğer seçeneklere göre kıyaslanmaktadır ve bu çözümün özellikle konutlarda gece uzun süreli park için uygun olduğu ifade edilmektedir. Ayrıca, Birleşik Krallık çalışmalarında aydınlatma direğine kurulan şarj istasyonunun tüketici maliyetinin en düşük ve karbon salınımının bağımsız dikili üniteye göre %88'e kadar düşük olabildiği raporlanmaktadır [5].

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

.



Şekil 1. Küresel Yeni Araç Sayılarında EA Payı [6]

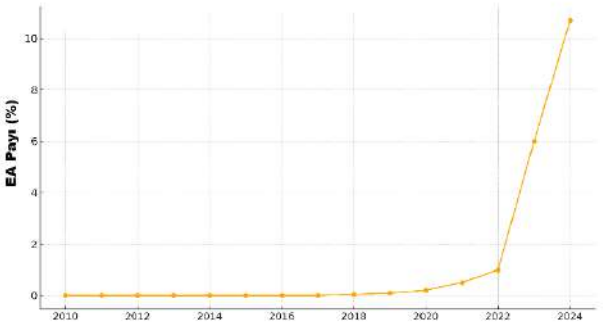
Kaldırım ve yol kenarı cadde üstü şarj seçenekleri için yer seçiminde talep, kaldırım genişliği, elektrik altyapısı, park etme davranışı, yürüme mesafesi ve elektrik erişimi gibi değişkenleri dikkate alarak optimum şarj yeri belirlemek düşük güçlü AC çözümlerin uygulanabilirliğini kolaylaştıracaktır [2, 3]. San Francisco'ya odaklanarak [4]'de sunulan çalışmada coğrafi konuma dikkate alarak ekonomik, adil ve çevresel kriterlere göre çok kriterli karar verme yöntemi kullanarak kaldırım kenarı şarj istasyonları değerlendirmektedir.

Bu tür uygulamalar, altyapı kullanımını optimize etmesi açısından önemli fırsatlar sunmaktadır. Mevcut aydınlatma şebekesinin elektrik bağlantısı, kablolama ve dağıtım altyapısı sayesinde ek kazı veya yeni enerji hattı gerektirmeden şarj noktalarının devreye alınmasına imkân tanımaktadır. Böylece hem maliyetler azaltılmakta hem de kamusal alanlarda şarj erişilebilirliği artırılmaktadır [7]. New York City (NYC) Manhattan'daki Harlem semtinde gerçekleştirilen bir vaka çalışmasında nüfusun yoğun olduğu bölgeler için EA şarjının dağıtım şebekesi üzerindeki etkisi minimuma indirecek senaryolara odaklanılmaktadır [4]. California'da yapılan bir analizde cadde üstü ve aydınlatma direği kullanılan şarj istasyonlarının gelir durumu yüksek kullanıcıları bu bölgelere çekmesinin bulunduğu çevreye yan gelir sağladığı ortaya konmaktadır [8]. Ayrıca, ABD Enerji Bakanlığı Araç Teknolojileri Ofisi tarafından fonlanan "Curbside EV Charging" projesinden kaldırım kenarı şarj istasyonu çözümünün hızlı kurulum, düşük kazı ve kentsel estetik avantajlarını; aynı zamanda topraklama/koruma, aydınlatma devresinden besleme, ölçüm ve tarife konularında dikkat edilmesi gereken noktaları aktarmaktadır [9].

Uluslararası deneyimler sokak aydınlatma direklerinin şarj altyapısı olarak kullanılmasının yaygınlaştırılabilir ve maliyet-etkin bir çözüm sunduğunu, ancak aynı zamanda şebeke kapasitesi, yük yönetimi ve düzenleyici çerçeve açısından dikkatle ele alınması gerektiğini göstermektedir. Bu nedenle, farklı şehirlerde başarıyla uygulanan bu modellerin yerel koşullara uyarlanması, gelecekte sürdürülebilir kent içi şarj altyapısının oluşturulmasında önemli bir adım olarak değerlendirilmektedir.

3. Ülkemizdeki Mevcut Durum

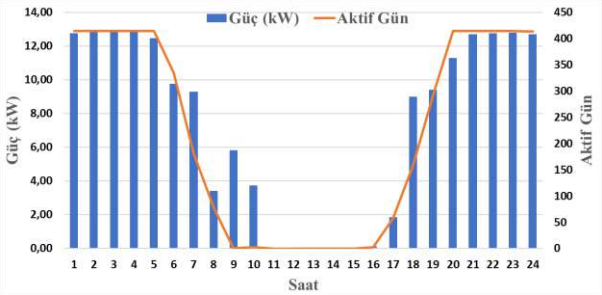
Yerli ve milli elektrikli aracımız TOGG piyasaya çıkmasıyla beraber ülkemizde EA kullanımı her geçen yıl hızlı bir şekilde artmaktadır. Şekil 2'de 2010-2024 arasındaki yeni araçların içindeki EA payını göstermektedir. Son yıllarda EA'ların bu hızlı entegrasyonu şarj ihtiyacının koordinasyonsuz bir şekilde karşılanması güç sisteminin yönetimini zorlaştırmaktadır. Bu noktada toplayıcı özelliklerinden dolayı otoparklarda park süresi boyunca en uygun zaman diliminde şarj ederek bağlı bulunan trafoya yüklenmenin azaltılması mümkündür [10]. Ayrıca EA otoparklarına kurulan güneş enerji sistemleri ile bu araçların şarj ihtiyacının şebekeye en az etki edecek şekilde şarj planlamasının yapılmaktadır [11].



Şekil 2. Türkiye'deki Yeni Araç Sayılarında EA Payı [12]

Fakat sadece toplayıcı olarak otoparklarda şarj işlemlerini yönetmek hem kullanıcı tarafından ekonomik değil hem de büyük şehirler haricinde otoparklara ulaşım kolay değildir. Sokak ve cadde aydınlatma direklerini EA şarj noktasına dönüştürülmesi hem EA kullanıcıları için hem de dağıtım sistemi yöneticileri için kolaylaştırıcı etki oluşturacağı kuşkusuzdur. Çünkü binek araçlar günde ortalama bir saat kullanılmaktadır, günün büyük bir bölümünü park halinde geçiren araçları düşük güç değerleri ile şebekeye daha az etki edecek şekilde şarj edilmesi şarj işleminin her paydaşları için iyi bir seçenektir. Fakat Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK) Genel Aydınlatma Yönetmeliğine göre "Genel aydınlatma tesisinin bağlantı noktasından, genel aydınlatma amacı dışında enerji verilemez" maddesinden dolayı sokak, cadde veya kaldırım yanı hiçbir aydınlatma direği altyapısı kullanılarak EA şarj işlemi yapılamaz. Ayrıca Kaldırım/karayolu üstünde şarj hizmeti sağlanması için AYKOME (Büyükşehir Altyapı Koordinasyon Merkezi) izinleri ve kazı ruhsat/harç süreçleri zorunludur. Şarj çözümü, ayrı ölçülü bir bağlantı ile direğe entegre şarj veya yakındaki panodan yeni bağlantıdır. Bu, Genel Aydınlatma kapsamının ve mali/teknik sorumlulukların ayrılması içindir. Ticari bir çalışma bu nedenlerden dolayı yapılamaz [13-16}.

Sokak ve cadde aydınlatmasının şarj hizmeti için şebekenin bu hizmete ne kadar uygun olduğunun test edilmesi için Gdz EDAŞ bölgesindeki bir aydınlatma direklerinin bağlı olduğu trafonun tüketim bilgileri incelenmiştir. Bu bölgede toplamda 250 direğin bağlı olduğu 1000 kVA kapasiteye sahip bir trafoya bağlıdır. Bu direklerde 50 ve 90 W güce sahip LED aydınlatma ekipmanları bulunmaktadır. Bu çalışmada bu trafonun Nisan 2024 ile Nisan 2025 arası tüketim bilgileri incelenmiştir. Bu veriden elde edilen ortalama güç bilgileri ve bu bölgede direklerin saat bazında aktif oldukları gün bilgileri Şekil 3'de verilmiştir.



Şekil 3. Aydınlatma Direklerin Ortalama Tüketimi

Bu grafik incelendiğinde ortalama maksimum 12 kW civarında tüketimin olduğu görülmektedir. Trafodaki kapasitenin çok düşük bir değeri aydınlatma için kullanılırken bu bölgeye kurulacak EA şarj istasyonlarının sağlayacağı şarj hizmetine de kapasite imkânı sunmaktadır. Fakat buradaki en önemli sorun aydınlatma direklerinde kullanılan koruma ekipmanlarının kapasite değerleri şarj hizmetine uygun olmamasıdır. Ayrıca, mevzuat gereği aydınlatma direklerine gün içi saatlerde yani gölgenin aydınlatmaya ihtiyaç olmadığı saatlerde elektrik sağlanmamasıdır. Bu saatlerde direklerde enerji olmaması da ülkemizde aydınlatma direklerinden şarj hizmeti sunulmasını engellemektedir.

Özellikle yüksek güce sahip hızlı EA şarj istasyonlarının altyapı ihtiyaçları göz önüne alındığında kurulumlarının yapılması aşamasında hem şarj hizmeti operatörlerine hem de dağıtım sistemi şirketlerine yüksek bir maliyet oluşturmaktadır. Ülkemizde yaygın olarak bulunan 180 kW ve 120 kW şarj istasyonlarının kurulduğu bölgelerdeki trafo ihtiyacı şarj hizmeti sunan şirketlere ek maliyet oluşturmaktadır. Buna ek olarak orta gerilim tarafındaki trafoların yüklenmesini artırarak da dağıtım sisteminin işletilmesini zorlaştırmaktadır.

4. Sonuç ve Öneriler

Bu çalışmada, kent içi ulaşımda EA'ların yaygınlaşmasına paralel olarak sokak ve cadde aydınlatma direklerinden beslenen şarj ünitelerinin güç sistemi üzerindeki etkileri incelenmiştir. Uluslararası uygulamalar, bu yöntemin düşük güçlü AC şarj için ekonomik ve hızlı uygulanabilir bir çözüm sunduğunu, ancak dağıtım sistemi üzerinde kapasite, gerilim düşümü ve yük profili açısından bazı zorluklar doğurduğunu göstermektedir. Elde edilen bulgular göstermektedir ki:

- Aydınlatma direkleri altyapısı, düşük güçlü AC şarj için önemli bir potansiyel taşımakta ve özellikle yoğun kent merkezlerinde hızlı, düşük maliyetli ve erişilebilir bir çözüm sunabilmektedir.

- Dağıtım trafolarının mevcut kapasitesinin, aydınlatma yükleri dikkate alındığında genellikle bu ek talebi karşılayabilecek durumda olduğu görülmektedir. Ancak, direklerde kullanılan koruma elemanlarının kapasite sınırlamaları ve gün içi enerjisiz kalma koşulları bu potansiyelin kullanılmasını engellemektedir.

- Saha verileri göstermektedir ki, aydınlatma direklerinin bağlı bulunduğu trafolarda genellikle önemli ölçüde atıl kapasite bulunmaktadır. Bu uygun mevzuat düzenlemeleri ve altyapı iyileştirmeleriyle, aydınlatma direklerinin EA şarjı için kullanılabileceğini ortaya koymaktadır.

- Uluslararası örnekler, bu tür uygulamaların düzenleyici çerçeve, tarife yapısı ve teknik standartlarla desteklenmesi halinde şebeke güvenliği korunarak başarıyla hayata geçirilebileceğini göstermektedir.

Bu kapsamda, çalışma sonucunda aşağıdaki öneriler sunulabilir:

1. **Mevzuat Düzenlemesi:** Genel Aydınlatma Yönetmeliği'nin, aydınlatma altyapısından bağımsız ölçüm ve tarife uygulaması ile şarj hizmetine izin verecek şekilde revize edilmesi.
2. **Altyapı Güçlendirmesi:** Aydınlatma direklerinde kullanılan sigorta, kablo ve koruma elemanlarının şarj yükünü karşılayacak şekilde yeni yatırım bölgeleri için yeniden belirlenmesi.
3. **Akıllı Şarj Stratejileri:** Aydınlatma direklerinden yapılacak şarjın, özellikle gündüz saatlerinde güneş enerjisi entegrasyonu ve gece saatlerinde yük yönetimi ile optimize edilmesi.
4. **Pilot Projeler:** Büyükşehirlerde sınırlı bölgelerde pilot uygulamalar yapılarak teknik, ekonomik ve kullanıcı deneyimlerinin değerlendirilmesi.
5. **Dağıtım Sistemi Entegrasyonu:** Trafo bazında kapasite kullanımının analiz edilmesi ve uygun bölgelerde şarj hizmetinin planlı şekilde devreye alınması.

Sonuç olarak, aydınlatma direklerinin EA şarj noktası olarak değerlendirilmesi, uygun teknik çözümler ve düzenleyici çerçevelerin oluşturulması halinde hem şebeke işletmecileri hem de kullanıcılar açısından önemli fırsatlar sunmaktadır. Türkiye'de yapılacak mevzuat düzenlemeleri ve yürütülecek pilot uygulamalar, sürdürülebilir ve erişilebilir bir şarj altyapısının geliştirilmesinde kritik rol oynayacaktır. Gelecek çalışmalarda, Gdz EDAŞ sorumluluk

bölgesinde Başkent Eas paydaşlarında uygulama gerçekleştirilerek, aydınlatma direklerinin şarj noktası olarak kullanımının şebeke üzerindeki etkileri analiz edilecektir.

5. Kaynaklar

[1] Charly, A., Thomas, N. J., Foley, A, ve Caulfield, B., "Identifying optimal locations for community electric vehicle charging", Sustainable Cities and Society, 94, 2023.

[2] Grote, M., Preston, J., Cherrett, T., ve Tuck, N. "Locating residential on-street electric vehicle charging infrastructure: A practical methodology", Transportation Research Part D, 74, 15-27,2019.

[3] Kazempour, M., Sabboubeh, H., Moftakhari, K. P., Najafi, R., ve Fusco, G., "GIS-based geospatial analysis for identifying optimal locations of residential on-street electric vehicle charging points in Birmingham, UK", Sustainable Cities and Society, 120, 2025.

[4] Zhang, R. ve Kontou, E., "Urban electric vehicle infrastructure: Strategic planning for curbside charging", Journal of Transport Geography, 128, 2025.

[5] Ricardo Energy&Environment, "Report for the Climate Change Committee",2022.

[6] Our World in Data, https://ourworldindata.org/grapher/electric-car-sales-share?time=earliest..2024.

[7] Andrenacci, N. ve Valentini, M. P., "A Literature Review on the Charging Behaviour of Private Electric Vehicles", Applied Sciences, 13, 2023.

[8] Zheng, Y., Keith, D. R., Wang, S., Diao, M., ve Zhao, J. "Effects of electric vehicle charging stations on the economic vitality of local businesses", Nature Communications, 2024.

[9] Clean Cities and Communities, "Curbside EV Charging", *https://cleancities.energy.gov/project-lessons-curbside-charging/*.

[10] Şengör I, Güner S, ve Erdinç O. "Real-time algorithm based intelligent EV parking lot charging management strategy providing PLL type demand response program",IEEE Trans. on Sustainable Energy 12(2):1256–1264, 2021.

[11] Gökçek, T., Boynueğri, A. R., Güner, S., Erdinç, O., ve Sadreddini, J., "A new distributed charge approach for the electric vehicle parking lots considering coordination between DSO and EV operators", Applied Energy, 390, 2025.

[12] Marklines Information Platform, https://www.marklines.com/en/statistics/flash_prod/automotive-production-in-turkey-by-month-2024.

[13] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)., Genel Aydınlatma Yönetmeliği. Resmî Gazete, 2013

[14] Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ). Yol Aydınlatma Armatürleri Teknik Şartnamesi, 2008.

[15] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK). Şarj Hizmeti Yönetmeliği. Resmî Gazete, 2022.

[16] Zorlu Enerji Çözümleri (ZES). Elektrikli Araç Şarj İstasyonları Teknik Şartnamesi, 2021.

TEDAŞ Şartnamesi Göre Kuru Tip Dağıtım Transformatörlerinin Maliyet, Ağırlık ve Fiziksel Boyutlarının Analizi ve Karşılaştırması

Comparative Analysis of Cost, Weight, and Physical Dimensions of Dry-Type Distribution Transformers under TEDAŞ Standards

Kamran Dawood[1], Furkan Gezer [1], Güven Kömürgöz Kırış[2], Semih Tursun[1]

[1] Astor Enerji, Araştırma ve Geliştirme Departmanı
Kamran.dawood@astoras.com.tr, Furkan.gezer@astoras.com.tr, Semih.tursun@astoras.com.tr

[2] İstanbul Teknik Üniversitesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü
komurgoz@itu.edu.tr

Özet

Transformatörler, modern elektrik dağıtım sistemlerinin omurgasını oluşturur ve tasarımları, kurulum fizibilitesini, sermaye harcamalarını ve uzun vadeli işletme maliyetlerini doğrudan etkiler. Hızla gelişen güç şebekelerinde, maliyet etkinliğini ve mekansal kullanımı optimize etmek için en uygun transformatör konfigürasyonunun seçilmesi çok önemlidir. Bu çalışmada, TEDAŞ şartnamesine göre tasarlanmış 400 kVA, 800 kVA ve 1600 kVA güçlerindeki üç kuru tip dağıtım transformatörünün ayrıntılı karşılaştırmalı analizi sunulmaktadır. Araştırma, transformatörün kapladığı fiziksel alan, toplam ağırlık ve ilgili sermaye maliyeti üzerine odaklanarak, farklı yapılandırmaların genel maliyetler üzerindeki etkilerine dair öngörüler sunmaktadır. Temel bulgular, daha büyük transformatörlerin tek bir kurulum alanı ve daha kolay kullanım sağlamasına rağmen, genellikle malzeme ve işçilik maliyetlerinde önemli tasarruf sağladığını ve eşdeğer toplam kapasiteye sahip birden fazla küçük transformatörlere kıyasla yaklaşık %53 daha az zemin alanı kapladığını göstermektedir. Ancak daha küçük transformatörler, yedekleme, modüler dağıtım ve kısıtlı alanlara uyum sağlama açısından avantajlar sunar. Sonuçlar, sermaye yatırımı, operasyonel esneklik ve alan kısıtlamaları arasındaki dengeyi sağlamayı amaçlayan transformatör tasarım mühendisleri ve TEDAŞ için pratik bir rehber sunmaktadır. Bu çalışma, teorik transformatör tasarımı ile uygulamadaki dağıtım hususları arasındaki boşluğu kapatarak, ulusal TEDAŞ şartnamesi kapsamında transformatör yapılandırmalarını değerlendirmek için bir yöntem sunmaktadır.

Anahtar kelimeler: *Transformatör konfigürasyonu, TEDAŞ şartnamesi, kuru tip transformatör, ağırlık, fiziksel kaplanan alan.*

Abstract

Transformers form the backbone of modern electrical distribution systems, with their design directly influencing installation feasibility, capital expenditure, and long-term operational costs. In rapidly evolving power networks, selecting the most appropriate transformer configuration is crucial for optimizing cost-effectiveness and spatial utilization. This study presents a detailed comparative analysis of three dry-type distribution transformers rated at 400 kVA, 800 kVA, and 1600 kVA, designed according to the TEDAS specifications. The investigation focuses on physical footprint, total weight, and associated capital cost, offering insights into how transformer configuration affects overall costs. Key findings reveal that larger units, while requiring a single installation space and reduced handling complexity, often deliver significant savings in material and labor costs, occupying approximately 53% less floor area compared to multiple smaller units of equivalent combined capacity. However, smaller units present advantages in terms of redundancy, modular deployment, and adaptability to constrained sites. The results provide practical guidance for transformer engineers and power providers aiming to balance capital investment, operational flexibility, and spatial constraints. This study bridges the gap between theoretical transformer design and real-world deployment considerations, offering a systematic methodology for evaluating transformer configurations under national TEDAS standard.

Keywords: *Transformer configuration, TEDAŞ standard, dry-type transformer, weight, physical footprint.*

1. Giriş

Elektrik güç dağıtım sistemlerinin verimliliği ve güvenilirliği büyük ölçüde transformatör tasarımına ve yapılandırmasına bağlıdır. Transformatörler, yüksek gerilim iletim hatları ile düşük gerilim dağıtım şebekeleri arasında köprü görevi gören kritik bileşenlerdir. Transformatör işletimindeki arızalar, elektrik kesintilerine, ekipman hasarına, kamu hizmetlerinde aksamalara ve hem işletme hem de son kullanıcılar için mali kayıplar yol açabilir [1–3]. Yüksek güvenilirlik, maliyet etkinliği ve optimize edilmiş mekansal kullanım gibi faktörler, özellikle birden fazla kurulum seçeneği mevcut olduğunda, transformatörün en uygun şekilde yapılandırılmasını zorunlu kılar.

Dağıtım transformatör merkezlerinin tasarımında birden fazla küçük transformatör ile tek büyük bir transformatör arasında karar vermek sık karşılaşılan bir durumdur. İki veya daha fazla küçük transformatör kullanımı, yedekleme ve esnek yük yönetimini kolaylaştırmakla birlikte, toplam sermaye maliyetinde artışa, kurulumun karmaşıklığının yükselmesine ve daha büyük bir fiziksel kaplanan alan ihtiyacına yol açar. Buna karşılık, tek bir büyük transformatör, operasyonel basitlik, kapasite birimi başına potansiyel olarak daha düşük maliyet ve azaltılmış ilk maliyet sunar, ancak kritik görev uygulamalarında veya arıza durumlarında operasyonel süreklilik sekteye uğrayabilir [4].

Transformatörler, sargı malzemesi, çekirdek malzemesi, maliyet optimizasyonu, verimlilik, sıcaklık, kayıplar, gerilimler, elektromanyetik kuvvetler ve tasarım iyileştirmeleri açısından yaygın olarak incelenirken [5–12], aynı toplam kapasiteye sahip tek bir büyük transformatör ile birden fazla küçük transformatör arasında pratik bir karşılaştırma hala yetersizdir.

Bu çalışma, yük kayıpları ve boşta kayıpları sıkı sınırlamalar getiren TEDAŞ şartnamelerine göre tasarlanmış 400 kVA, 800 kVA ve 1600 kVA olmak üzere üç güç derecesini karşılaştırarak önceki araştırmaları detaylandırmaktadır. Türkiye'de güç dağıtım ekipmanları için yönetim şartnamesi olan TEDAŞ, transformatörlerin hem malzeme seçimini hem de geometrik tasarımı etkileyen sıkı işletme ve güvenlik kriterlerine uygun olmasını zorunlu kılar.

Bu araştırmanın temel amaçları şunlardır:

1. Farklı güç değerlerindeki transformatörlerin fiziksel olarak kaplanan alan ve mekansal gereksinimlerini ölçmek.
2. Transformatörlerin toplam ağırlığını analiz etmek.
3. Tek bir büyük transformatör ile birden fazla küçük transformatör için toplam ve işçilik giderleri dahil olmak üzere ilk maliyetleri karşılaştırmak.

TEDAŞ şartnameleri kullanılarak, bu araştırma Türkiye'deki gerçek dağıtım şebekelerinde transformatör seçimi için pratik bir çerçeve sunmaktadır. Bulguların, kamu hizmetleri, transformatör tasarımcıları ve şartname belirleyicilerin sermaye yatırımı, operasyonel esneklik ve alan optimizasyonu arasında denge kuran bilinçli kararlar almalarına rehberlik etmesi amaçlanmaktadır.

2. Analiz Sonuçları

İncelenen üç transformatör örneğinin ana tasarımı ve elektriksel parametreleri Tablo 1'de özetlenmiştir. Tüm tasarımlar TEDAŞ şartnamelerine uygun olarak alüminyum sargılar ve H0 çekirdek sacı kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Anma güçleri 400 kVA, 800 kVA ve 1600 kVA'dır; yüksek gerilim (YG) ve alçak gerilim (AG) değerleri sırasıyla 33 kV ve 400 V olarak belirlenmiştir. Tablo ayrıca ilgili yüksek gerilim (YG) ve alçak gerilim (AG) akımlarını ve sargıların sarım sayısını da göstermektedir.

Tablo 1. Transformatör tasarımın ana parametreleri

Durum	1	2	3
Güç (kVA)	400	800	1600
Anma Yüksek Gerilimi (V)	33000		
Anma Alçak Gerilimi (V)	400		
YG akım (A)	7	14	27.99
AG akım (A)	577.35	1154.7	2309.4
AG sarım sayısı	19	17	12
YG sarım sayısı	2715	2429	1715
Sargı Materyali	Alüminyum		
Çekirdek Materyali	H0		
Şartname	TEDAŞ		

Üç transformatörün toplam ağırlıkları Tablo 2'de sunulmaktadır. Ağırlık kapasiteyle birlikte artar ancak doğrusal olarak artmaz. 400 kVA transformatör 2360 kg ağırlığındayken, 1600 kVA transformatör, nominal kapasitesinin dört katına sahip olmasına rağmen yalnızca yaklaşık iki kat daha ağırdır (4710 kg). Bu durum, malzeme gereksinimlerinin derecelendirmeye bağlı olarak doğrusal olmayan bir şekilde arttığı daha büyük birimlerde ölçeğin avantajını açıkça göstermektedir.

Tablo 2. Transformatör durumlarının ağırlık karşılaştırması

Durum	Toplam Ağırlık (kg)
1	2360
2	2890
3	4710

Bu tablo, iki adet 800 kVA transformatörün (iki adet transformatör toplam ağırlığı 5780 kg) tek bir 1600 kVA transformatörden (4710 kg) daha ağır olduğunu ve bu durumun taşıma ve kurulum karmaşıklığını artırdığını göstermektedir.

Maliyet analizi, toplam ve işçilik maliyetlerinin 400 kVA durumu baz alınarak karşılaştırıldığı Tablo 3'te özetlenmiştir. 1600 kVA transformatörün (1,91T) maliyeti, dört adet 400 kVA transformatörün (4T) veya iki adet 800 kVA transformatörün (2,5T) toplam

maliyetinden daha düşüktür. Benzer şekilde, işçilik maliyetleri de doğrusal olmayan bir şekilde artmaktadır. Örneğin; 1600 kVA'lık transformatörün yalnızca 1,33I'ye ihtiyaç duyması, iki adet 800 kVA'lık transformatörün ise 2,18I'ye ihtiyaç duyması gibi durumlar oluşmaktadır.

Tablo 3. Transformatör durumlarının maliyet karşılaştırması

Durum	1	2	3
Toplam Maliyet	T	1.25 T	1.91 T
İşçilik Maliyeti	I	1.09 I	1.33 I

Bu bulgular, daha küçük transformatör dağıtımına kıyasla yedekleme avantajından feragat edilse de tek bir 1600 kVA transformatörün önemli sermaye ve işçilik tasarrufu sağladığını göstermektedir.

Fiziksel boyutlar, özellikle şehir içi veya kısıtlı ortamlarda transformatör kurulumunda önemli bir husustur. Tablo 4'te görüldüğü gibi, kaplanan alan ve yükseklik anma değerine bağlı olarak artar. 1600 kVA trafo, 1980 × 1035 mm taban alanına ve 2340 mm yüksekliğe sahiptir.

Tablo 4. Fiziksel boyutların karşılaştırılması

Durum	Fiziksel boyutlar
1	1710×945×1570
2	1770×960×1950
3	1980×1035×2340

Bu nedenle, daha büyük transformatörler daha uzun ve daha ağır olsa da birden fazla küçük transformatör konuşlandırmaya kıyasla transformatörün kapladığı alanı daha iyi kullanılmasını sağlar.

Şekil 1'de 1600 kVA'lık trafo örneği gösterilmektedir.



Şekil 1. 1600 kVA Gücünde Dağıtım Transformatörü

3. Sonuçlar

Bu çalışmada, TEDAŞ şartnamesine göre tasarlanmış 400 kVA, 800 kVA ve 1600 kVA kapasiteli kuru tip dağıtım transformatörlerinin karşılaştırmalı analizi sunulmuştur. Sonuçlar:

- Büyük transformatörler, küçük transformatörlere göre daha ekonomik bir çözüm sağlar, çünkü 1600 kVA transformatör, eşdeğer kapasiteye sahip birden fazla küçük transformatörün toplam ağırlığından önemli ölçüde daha hafiftir.
- 1600 kVA transformatör, daha küçük transformatör kombinasyonlarına kıyasla hem toplam maliyetleri hem de işçilik maliyetlerini azaltır. Bu maliyet verimliliği, büyük ölçekli dağıtım projelerinde kritik öneme sahiptir.
- Daha büyük boyutlara rağmen, tek 1600 kVA transformatör, birden fazla küçük transformatöre kıyasla daha az toplam taban alanı gerektirir ve bu da kısıtlı alanlarda kurulumu kolaylaştırır.
- Daha küçük transformatörler, yedekleme, esnek yük paylaşımı ve değişen çalışma koşullarına uyum sağlamada pratik değerini korur.

Genel olarak, bulgular TEDAŞ şartnameleri uyarınca tek bir büyük transformatörün konuşlandırılmasının maliyet, ağırlık ve fiziksel olarak kaplanan alan açısından net avantajlar sağladığını vurgulamaktadır. Ancak, nihai seçim kurulumun operasyonel kritikliğini göz önünde bulundurmalıdır: 1600 kVA transformatör maliyet ve alan açısından en verimlisi olsa da, kesintisiz beslemenin zorunlu olduğu kritik altyapılar için daha küçük transformatörün sunduğu yedekleme seçeneği daha uygun olabilir.

4. Kaynaklar

[1] Jan, S. T., Afzal, R. ve Khan, A. Z., "Transformer failures, causes & impact", International Conference on Data Mining, Civil and Mechanical Engineering, 2015, 49-52.

[2] Christina, A., Salam, M. A., Rahman, Q. M., Wen, F., Ang, S. P. ve Voon, W., "Causes of transformer failures and diagnostic methods – A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Cilt 82, 1442-1456, 2018.

[3] Tenbohlen, S., Hanif, Z. ve Martin, D., "Analysis of major failures of power transformers", Proceedings of the Cigre SC A2 & 6th International Colloquium Transformer Research and Asset Management (ICTRAM), Cilt 29, 2023.

[4] Dawood, K., Gezer, F., Kömürgöz, G. ve Tursun, S., "Impact of Transformer Configuration on Cost, Efficiency, and Space Utilization: A Case Study", 7th Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM), 2025, 338-342.

[5] Nadolny, Z., "Determination of dielectric losses in a power transformer", Energies, Cilt 15, No. 3, 993, 2022.

[6] Hashemi, M. H., Kiliç, U. ve Dikmen, S., "Applications of novel heuristic algorithms in design optimization of energy-efficient distribution transformer", IEEE Access, Cilt 11, 15968-15980, 2023.

[7] Rommel, D. P., Di Maio, D. ve Tinga, T., "Transformer hot spot temperature prediction based on basic operator information", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Cilt 124, 106340, 2021.

[8] Kazmi, S. H. H., Laneryd, T., Giannikas, K., Ahrenfeldt, S. F., Sørensen, T. S., Olesen, T. H. ve Holbøll, J., "Cost optimized dynamic design of offshore windfarm transformers with reliability and contingency considerations", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Cilt 128, 106684, 2021.
[9] Wang, W., Wang, X., He, J., Liu, Y., Li, S. ve Nie, Y., "Electric stress and dielectric breakdown characteristics under high-frequency voltages with multi-harmonics in a solid-state transformer", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Cilt 129, 106861, 2021.
[10] Padmanaban, S., Khalili, M., Nasab, M. A., Zand, M., Shamim, A. G. ve Khan, B., "Determination of power transformers health index using parameters affecting the transformer's life", IETE Journal of Research, Cilt 69, No. 11, 8467-8488, 2023.
[11] Gui, F., Chen, H., Zhao, X., Pan, P., Xin, C. ve Jiang, X., "Enhancing Economic Efficiency: Analyzing Transformer Life-Cycle Costs in Power Grids", Energies, Cilt 17, No. 3, 606, 2024.
[12] Dawood, K., Bağrıyanık, F. G. ve Kömürgöz, G., "Effect of Tapping Position on the Electromagnetic Forces of the Tap-Winding Transformer", Journal of Electrical Engineering & Technology, Cilt 19, No. 8, 4989-5000, 2024.

Dağıtım Seviyesinde Canlı Hat Bakımı Uygulamaları

Live Line Maintenance Applications at the Distribution Level

Sümeyye İleri[1], İsmail Furkan Aydeğer[2], Yaşar Sevim[3]

[1]Meram Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi, İş Analizi ve Ar-Ge Müdürlüğü, Konya
Sumeyye.ileri@meramedas.com.tr

[2]Lean Power Solutions Enerji Ltd. Şti., İstanbul Teknik Üniversitesi, İstanbul
furkan@leanpowersolutions.com, aydeger20@itu.edu.tr

[3]Meram Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi, Bakım Planlama Başmühendisliği, Konya
Yasar.sevim@meramedas.com.tr

Özet

Elektrik dağıtım şirketleri, şebekenin sağlıklı işletilebilmesi için belirli periyotlarda bakım çalışmaları yürütmektedir. Bu çalışmalarda, ilgili elektrik hattı planlı olarak enerjisiz bırakılarak bakım faaliyetleri gerçekleştirilmektedir. Ancak günümüzde hızla artan enerji ihtiyacı, enerji arzının sürekliliğini kritik bir gereklilik haline getirmiştir. Planlı kesintiler, kullanıcıların enerjiye erişimini kesintiye uğratarak hem günlük yaşamı hem de ekonomik faaliyetleri olumsuz yönde etkilemektedir. Bu nedenle, enerji altında bakım yöntemlerinin geliştirilmesi ve uygulanması, kesintisiz enerji arzının sağlanmasında önemli bir alternatif olarak öne çıkmaktadır.

Bu bildiride Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) Ar-Ge fonu ile desteklenen "Dağıtım Seviyesinde Canlı Hat Bakımı Uygulamaları" AR-GE projesi kapsamında, Meram Elektrik Dağıtım A.Ş. yürütücülüğünde ve Lean Power Solutions paydaşlığında gerçekleştirilen çalışmalarda kullanılan minimum yaklaşma mesafesi hesaplama örneği sunulacaktır. Proje kapsamında diğer ülkelerde hâlihazırda uygulanan enerjili hatta bakım yöntemleri, teknik hesaplamalar ve standartlar incelenmiştir. Elde edilen bulgular doğrultusunda ülkemizde dağıtım seviyesinde canlı hat üzerinde bakım çalışmaları yapılabilmesi için gerekli prosedürler ortaya konulacaktır.

Anahtar kelimeler: *Canlı hat bakımı, minimum yaklaşma mesafesi, hot stick*

Abstract

Electricity distribution companies carry out maintenance work at specific intervals to ensure the healthy operation of the grid. During these works, the relevant power line is de-energized in a planned manner so that maintenance activities can be carried out. However, the rapidly increasing demand for energy today has made the continuity of energy supply a critical necessity. Scheduled outages disrupt users' access to energy, negatively affecting both daily life and economic activities. Therefore, the development and implementation of maintenance methods under power has emerged as an important alternative for ensuring uninterrupted energy supply.

This paper presents the work conducted on minimum approach distance within the scope of the R&D project "Live Line Maintenance Applications at Distribution Level," supported by the Energy Market Regulatory Authority (EMRA) R&D fund, led by Meram Electricity Distribution Inc. and in partnership with Lean Power Solutions. Within the scope of the ongoing project, energized line maintenance methods, technical calculations, and standards currently applied in other countries have been examined. Based on the findings, the necessary procedures will be established to enable maintenance work on live lines at the distribution level in our country.

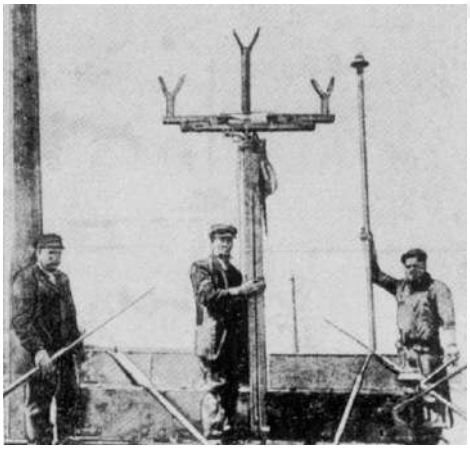
Keywords: *Live line maintanance, minimum approach distance, hot stick*

1. Giriş

Enerji kesintisine ihtiyaç duyulmadan yük altında gerçekleştirilen bakım çalışmalarına canlı hat bakımı denmektedir. Canlı bakım uygulamalarında amaç enerjiyi kesmeden hat üzerinde güvenli şekilde işlem yaparak hem enerji sürekliliğini korumak hem de tüketicilerin elektriğe ulaşımının kesintisiz olmasını sağlamaktır. Çalışmalar, yüksek yalıtkanlık özelliğine sahip araçlar, koruyucu elbiseler ve belirlenmiş güvenlik mesafeleri kullanılarak yürütülür. Bakım çalışmaları, her gerilim seviyesine uygun farklı teknikler ile gerçekleştirildiği için yalnızca bu alanda özel eğitim almış ekipler tarafından yapılabilir. Bu yönüyle canlı hat bakımı, hem şebeke işletmecileri için ekonomik fayda sunar hem de enerji arz güvenliğinin sağlanmasında kritik bir rol üstlenir.

Enerji altında bakım uygulamaları ilk olarak 1840'lı yıllarda telgraf hatlarında başlamış ve 19. yüzyılın sonlarına doğru elektrik şebekelerinde de uygulanmıştır. Erken dönem şebekeler düşük voltajlı ve yerel düzeyde tasarlanmış olup şehirlerin elektrik ihtiyacının artmasıyla bakım ihtiyacını da beraberinde getirmiştir. Bu dönemde bakım çalışmalarının gerçekleştirilmesi için elektrik kesintilerinin yapılması zorunlu tutulmuş ve bu durum da hizmette aksamalara yol açılmıştır. Enerji kesilmeden bakım çalışmalarının gerçekleşmesinin temeli bu gerekçelerle ortaya çıkmıştır.

20. yüzyılın başlarında canlı hatta çalışacak personel, odun çubuklar ve halatlar gibi temel araçlarla donatılmış, direklere tırmanılarak veya merdivenle erişim sağlanmıştır; ancak bu yöntemler yüksek gerilim hatlarında büyük riskler oluşturmuştur.



Şekil 1. 1913 yılına ait ilkel ahşap hot stick örneği [1]

1920'lerde ise Amerika'da 22 kV seviyesindeki iletim hatlarında canlı hat bakımı basit uygulamalarla gerçekleştirilmiş ve 1930'larda lastik kaplı eldivenler ile yalıtımlı araçların kullanımı standart hâle getirilmiş, ilk modern yalıtkan çubuklar (hot stick) kullanılmaya başlanmıştır. 1950'lerde sepetli vinçlerin tanıtılmasıyla işçilerin direklere tırmanması gerekliliği ortadan kaldırılmış ve güvenlik artırılmıştır.

Günümüzde ise enerji altında bakım çalışmaları, gerekli teknik hesaplamalar, özel donanımlar, eğitim programları, prosedürler ve mevzuat düzenlemeleri ile birlikte yapılarak diğer ülkeler tarafından <765 kV seviyelerine kadar uygulanabilmektedir.

1.1. Canlı Hat Bakımının Ülkemizdeki Durumu

TEİAŞ enerji altında bakım çalışmalarına Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETBK) bünyesinde 2006'yılı Türkiye-AB Katılım Öncesi Mali İşbirliği kapsamında AB hibe kredisi ile gerçekleştirilen Eşleştirme Projesi ile Canlı Bakım Faaliyetleri ile başlamıştır. [2]

2013 yılı içerisinde canlı bakım çalışmalarına katılacak 10'ar kişilik iki ekip seçilmiştir. Bu ekipler "Canlı Bakım Trafo" ve "Canlı Bakım Hat" olarak adlandırılmaktadır. Bu personellere 2014 yılı içinde canlı bakım eğitim modülleri ile eğitimler verilmiş ve bu yılın sonunda her iki ekip de canlı bakım yapacak seviyeye gelmiştir. Bu çalışmaların belirli bir kural çerçevesinde yapılabilmesi için ilgili mevzuatlarda değişiklikler yapmak üzere Canlı Bakım Komitesi kurulmuştur. [4]

Ülkemizde TEİAŞ tarafından 154 kV ve 400 kV seviyelerindeki iletim hatlarında canlı bakım çalışmaları gerçekleştirilmektedir. Bu çalışmalarda enerji iletim hatlarında; camper tamiri, direk çapraz bakımı, kuşkonmaz montaj-demontajı, korona halkası montaj-demontajı, iletken tamiri, koruma iletkeni bakımı, askı klempi değişimi, izolatör kontrolü/değişimi, ikaz küresi montaj-demontajı, ark boynuzu montaj-demontajı gerçekleştirilmiştir. Transformatör Merkez'lerinde yapılan bakım çalışmalarında ise 154 kV ayırıcı bakımı/değişimi, 400 kV ayırıcı bakımı/değişimi, klemens değişimi, lif sarımı, izolatör değişimi, kontak değişimi, bara ayırıcı iletken bağlantısı, hareket kolu bakımı/değişimi ve TM bakım çalışmaları yapılabilmektedir. [5]

TEDAŞ ise canlı bakım çalışmaları kapsamında AB'nin Katılım Öncesi Mali Yardım Aracı (IPA III) kapsamında sunulan "Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi'nin Canlı Hat Bakımı Konusundaki Kurumsal Kapasitesinin AB Standartları ve Uygulamaları Doğrultusunda Geliştirilmesi" başlıklı proje ile çalışmalarına başlamıştır. TEDAŞ bu kapsamda Canlı Bakım Eğitim Merkezi kurulumu için faaliyetlerde bulunmaktadır.

Ülkemizde canlı bakım çalışmalarının gerçekleştirilebilmesi için Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliği'nin 60. Maddesinde yer alan

(Ek fıkra: RG-11/5/2023-32187) *İletim ve dağıtım tesislerinde, ilgisine göre Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi ve Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi tarafından belirlenecek usul ve esaslara uygun olarak enerji altında bakım çalışmaları yapılabilir.*

uyarınca TEİAŞ ve TEDAŞ tarafından belirlenecek usül ve esaslar kapsamında ülkemizde canlı bakım yapılabileceği paylaşılmıştır.

Meram Elektrik Dağıtım A.Ş. tarafından yürütülen "Dağıtım Seviyesinde Canlı Hat Bakımı" projesi ile dağıtım şirketlerinin enerji altında bakım çalışmalarının yapılabilmesi için minimum yaklaşma mesafesi, eğitim ve canlı bakım prosedürlerinin belirlenmesi çalışmaları yapılmaktadır. Proje tamamlandığında elde edilen çıktılar ile mevzuat önerilerinde bulunulacaktır.

2. Yöntem

Enerji altında canlı bakım çalışmaları yapabilmek için potansiyelde çalışma ve mesafede çalışma olmak üzere iki farklı yöntem bulunmaktadır. Potansiyelde çalışma yönteminde faz-toprak ve faz-faz mesafelerine bağlı kalınmakta ve çalışanlar iletken kıyafetler giyerek üzerinde çalıştığı ekipman ile aynı gerilim seviyesinde olmaktadır. Bu yöntem birçok farklı teknik ile yapılmaktadır. Bunlar; konumlama sandalyesi, merdiven, helikopter, vinç, robot vb. tekniklerdir. Potansiyelde çalışma yöntemi, mesafeli çalışma yönteminden daha yaygın şekilde kullanılmaktadır ve mesafeli çalışma yöntemi ile yapılamayan birçok işin yapılmasına olanak sağlamaktadır. Örneğin damper, spacer, iletken sarımı gibi pek çok işin yapılması sağlanmaktadır. Ayrıca potansiyelde çalışma yöntemi çalışanlara daha rahat hareket kabiliyeti sağlamaktadır. [6]

Mesafeli çalışma yöntemi ise belirlenen faz-toprak ve faz-faz mesafelerine bağlı kalınarak yapılmakta böylece çalışanlar enerji altında kalmamaktadır. Bu yöntemde çalışanlar belirli mesafeden hot stick (yalıtımlı sopa), izolasyonlu eldiven ve izoleli platform ya da sepetli vinç kullanarak canlı hat çalışmasını gerçekleştirmektedir [6]



Şekil 2. Mesafeli çalışma uygulama örneği

Minimum yaklaşma mesafesi; bakım personelinin enerjili hatta yaklaşabileceği en yakın güvenli mesafedir**.** Mesafeli çalışma uygulamasında hat çalışanı, minimum yaklaşma seviyesine uygun olacak şekilde hatta yaklaşabilir.

2.1. Minimum Yaklaşma Mesafesinin Hesaplanması (MYM)

IEC 61472-2:2021, 1,0 kV ile 72,5 kV arası AC sistemlerde canlı hat çalışmaları sırasında güvenliği sağlamak amacıyla minimum yaklaşma mesafelerinin belirlenmesinde kullanılan yöntemleri tanımlayan uluslararası bir standarttır. Standart, sistemde oluşabilecek istatistiksel aşırı gerilimleri ve transientleri kullanarak, operatörlerin ve ekipmanın korunması için gerekli elektriksel mesafelerin hesaplanmasına yönelik yöntemler sunar.

IEC 61472-2:2021 standardına göre minimum yaklaşma mesafesi şu şekilde hesaplanmaktadır;

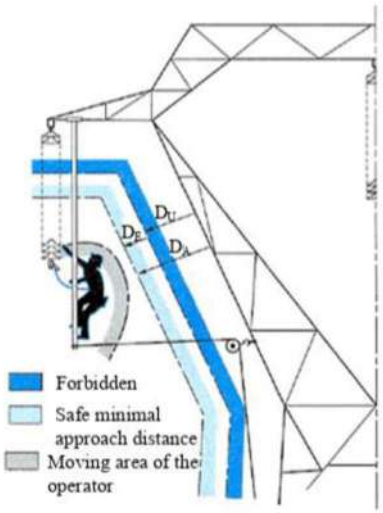
$$D_A = D_U + D_E + F \qquad (1)$$

D_A: Çalışan veya herhangi bir nesnenin canlı iletken veya ekipmana yaklaşabileceği en kısa güvenli mesafe

D_U: Elektrik deşarjı oluşmasını önlemek için gereken minimum mesafenin elektriksel bileşeni

D_E: Ergonomik mesafe

F: Ekipman mesafesi (eğer yalıtkan çubuk (hot stick) kullanılıyorsa)



Şekil 3. Minimum yaklaşma mesafesi

İstatiksel analiz, anahtarlama aşırı gerilimlerinin belirli bir olasılık yasasına yani normal dağılıma göre

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

dağıldığını varsaymaktadır. IEC 61472-2:2021 metodunda U_{90} Canlı bakımda minimum yaklaşma mesafesinin hesaplanmasında kullanılan, gerekli dayanma gerilimidir. U_{90} değerini elde edebilmek için öncelikle sistemde %2 olasılıkla aşılabilecek istatistiksel aşırı gerilim değer olan U_2 değerinin bilinmesi gerekmektedir. U_2 değeri ise faz-toprak için U_{e2}, faz-faz için U_{p2} ile gösterilir.

$$U_{e2} = U_s \times u_{e2}\,,\; U_{p2} = U_s \times u_{p2} \qquad (2)$$

U_s: Sistemin en yüksek işletme gerilimi
u_{e2}:Faz-toprak geriliminin per-unit değeri
u_{p2}:Faz-faz geriliminin per-unit değeri

U_2 değeri, transient analizleri sonucunda elde edilir. Analizde, kesici gibi anahtarlama cihazlarının rastgele zamanlarda kapama veya açma işlemi yapması sonucu oluşan transient aşırı gerilimler kaydedilir. Bu analizde en az 100 defa simülasyon yapılması gerekmektedir. Ancak tatmin edici sonuçlar elde etmek için 200 ilâ 400 arası simülasyon yapılması önerilmektedir. U_2 değeri ise aşağıdaki formülden elde edilir.

$$U_2 = \mu + 2.054 \times \sigma \qquad (3)$$

μ = Sistemde oluşan aşırı gerilimlerin ortalama değeri
σ = Sistemde oluşan aşırı gerilimlerin standart sapma değeri

$$u_e{}^2 = \frac{U_2}{U_{L-GPe}} \qquad (4)$$

$u_e{}^2$: "%2 istatistiki aşırı gerilim değeri" (pu)
U_2: "%2 istatistiki aşırı gerilim değeri" (kV)
$U_{L-GPeak}$: Sistemde kararlı hâlde oluşabilecek maksimum faz-nötr geriliminin pik değeri (kV)

$$u_{p2} = \left(1.35 \times u_{e2}\right) + 0.45 \qquad (5)$$

U_{90} değeri ise U_2 değerine "Güvenlik Katsayısı (K_s)" uygulanması ile elde edilebilir.

$$U_{90} = K_s \times U_2 \qquad (6)$$

Eğer minimum yaklaşma mesafesi hesabı sırasında bir ergonomik mesafe D_E değeri kullanıldıysa güvenlik katsayısı 1.0 olarak kabul edilebilir. Eğer bir D_E değeri kullanılmadıysa yalıtımın delinme riski artacağı için bu durumda K_S değeri 1.1 olarak kabul edilmelidir.

Bu analiz çalışmasında 31.5 kV seviyesinde 50 Hz. frekanslı bir dağıtım şebekesi için minimum yaklaşma mesafesinin hesaplanması yapılmıştır. Hesaplamalarda faz-toprak ve faz-faz minimum yaklaşma mesafeleri belirlenmiştir. IEC 61472-2 standartına göre minimum yaklaşma mesafesi Tablo 2 ve Tablo 3'e göre yapılır. Tabloda yer almayan değerler için doğrusal enterpolasyon yöntemi kullanılır.

Tablo 1. IEC 61472-2:21 Tablo 2

Highest system voltage U_s kV (RMS)	Statistical overvoltage U_{e2} kV (peak)	Electrical distance [b] D_U mm
> 1,0	2,9	20 [c]
12,5	36	27
17,5	50	40
24,0	69	64
26,4	75	76
36,0	103	136
40,5	116	162
52,0	149	232
72,5	207	341

Buna göre 31.5 kV seviyesi Tablo 2'de 26,4 kV ve 36 kV arasında enterpolasyon uygulanır.

$$D_A = D_U + D_E + F$$

Faz-toprak minimum yaklaşma mesafesi için

$$D_U = D_{U_1} + (D_{U_2} - D_{U_1}) \times \frac{U - U_1}{U_2 - U_1}$$

U_1 = 26.4 kV, D_{U_1}= 76 mm
U_2 = 36 kV, D_{U_2}= 136 mm

$U - U_1$=31.5−26.4=5.1 kV

$U_2 - U_1$=36.0−26.4=9.6 kV

$$\frac{U - U_1}{U_2 - U_1} = \frac{5.1}{9.6} \approx 0.53 \text{ mm}$$

$D_{U_2} - D_{U_1}$ = 136 mm – 76 mm = 60 mm

$(D_{U_2} - D_{U_1}) \times 0.53 = 60 \times 0.53 \approx 31.8$ mm

$D_U = 76 + 31.8 = 107.8 \text{ mm} \approx 108 \text{ mm}$

Faz-faz minimum yaklaşma mesafesi için Tablo 3'deki 26,4 kV ve 36 kV arasında enterpolasyon uygulanır.

Tablo 2. IEC 61472-2:21 Tablo 3

Highest system voltage U_s kV (RMS)	Statistical overvoltage U_{p2} kV (peak)	Electrical distance [b] D_U mm
> 1,0	4,2	20 [c]
12,5	53	43
17,5	74	74
24,0	101	133
26,4	112	153
36,0	152	238
40,5	171	275
52,0	220	363
72,5	306	514

$$D_U = D_{U_1} + (D_{U_2} - D_{U_1}) \times \frac{U - U_1}{U_2 - U_1}$$

U_1 = 26.4 kV, D_{U_1} = 153 mm

U_2 = 36 kV, D_{U_2} = 238 mm

$$\frac{U - U_1}{U_2 - U_1} = \frac{5.1}{9.6} \approx 0.53 \text{ mm}$$

$$D_{U_2} - D_{U_1} = 238 \text{ mm} - 153 \text{ mm} = 85 \text{ mm}$$

$$(D_{U_2} - D_{U_1}) \times 0.53 = 85 \times 0.53 \approx 45.15 \text{ mm}$$

$$D_U = 153 + 45.15 = 198.15 \text{ mm} \approx 198 \text{ mm}$$

Minimum yaklaşma mesafesi formülündeki ergonomik mesafe (D_E) hesabına yönelik kesin bilgi bulunmamaktadır. Bu mesafe, bakım prosedürleri, çalışanların eğitim seviyesi, aletlerin tipi vb. göz önüne alınarak belirlenir. Genel olarak (D_E) için 200 mm ile 300 mm arasında bir değer önerilmektedir. Bu değerler yalnızca bir referans olup her kuruluşun kendi spesifik koşullarına göre belirlenmelidir. Bu çalışmada (D_E) değeri ortalama bir değer olarak 250 mm olarak varsayılacaktır. [7] F değeri ise canlı bakım çalışmalarında hot stick kullanılacaksa, stick üzerine takılan aparatların uzunluğu eklenerek hesaplama yapılabilir. Bu çalışmada F değeri 50 mm. alınacaktır.

Faz-toprak için minimum yaklaşma mesafesi

$$D_A = D_U + D_E + F$$
$$D_A = 108\,mm + 250\,mm + 100\,mm$$
$$D_A = 458 \text{ mm} = 45{,}8 \text{ cm}$$

Faz-faz için minimum yaklaşma mesafesi

$$D_A = D_U + D_E + F$$
$$D_A = 198\,mm + 250\,mm + 100\,mm$$
$$D_A = 548 \text{ mm} = 54{,}8 \text{ cm}$$

Böylece 31,4 kV ve 50 Hz. Bir dağıtım şebekesi için optimal koşullarda minimum yaklaşma mesafesi faz-toprak arası mesafede çalışmak için 45.8 cm., faz-faz arası mesafede çalışmak için 54.8 cm olarak hesaplanmıştır.

3. Sonuçlar

Bakım çalışmalarını, belirli güvenlik prosedürlerine uyularak enerji kesintisine ihtiyaç duyulmadan gerçekleştirilebileceği görülmektedir. Bu sayede zamanında gerçekleştirilen bakım çalışmaları ile Ortalama Kesinti Süresi (OKSIK) ve Ortalama Kesinti Süresi (OKSÜRE) değerlerinde önemli bir iyileşme sağlayacağı öngörülmektedir.

Diğer ülkelerde hâlihazırda uygulanan bu bakım yöntemi, ülkemizde iletim seviyesinde yapılmaktadır. Bu hususta TEİAŞ ve TEDAŞ gibi kurumların gerekli mevzuat çalışmalarına destek olmak amacıyla yürütülen bu projede teknik hesaplama ve mevzuat önerileri çalışmalarına devam edilmektedir.

Proje kapsamında devam eden çalışmalar sonucunda mesafede çalışma canlı bakım yönteminde minimum yaklaşma mesafesinin hesaplanması kritik önem taşımaktadır. Teknik hesaplamalar yapılırken ülkemizde elektrik dağıtım şebekesi gerilim seviyesinin 36 kV'a kadar olduğu ele alındığında 1kV'den 76 kV'a kadar seviyelerde canlı bakım süreçlerini kapsayan IEC 61472-2 standartının kullanılabileceği görülmüştür. Minimum yaklaşma mesafeleri bu standartta yer alan şekilde hesaplanmış olup devam eden projede bu hesaplamalar doğrultusunda mevzuat önerilerinde bulunulacaktır.

Proje kapsamında canlı bakım çalışmaları kısaca aşağıdaki prosedürlere uygun yapılmalıdır.

- Minimum Yaklaşma Mesafesi hesabına uyulmalıdır.
- Ark flaşa karşı dirençli (AR) ve ısıya karşı dirençli (FR) kıyafetler giyilmelidir.
- İşe başlamadan önce bilgilendirme yapılmalıdır. Yeterli kontrol önlemlerinin alındığından, kişisel koruma ekipmanlarının ve kullanılan araçların uygun özellikte olduğundan emin olunmalıdır.

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

- Saha denetimlerinin eksiksiz yapıldığından emin olunmalıdır.
- Eğitim programlarında, bakım sırasında yapılacak işin uygulamalı gösterimine yer verilmelidir.
- Eğitimler düzenli olarak tekrarlanmalıdır. Örneğin yıllık hatırlatma eğitimleri ve her üç yılda bir kapsamlı bir değerlendirme yapmak gibi periyodik çalışmalar yapılmalıdır.
- Canlı hat bakımını gerçekleştirecek personel, yüksekten düşmekten koruyacak ekipmanları doğru şekilde bağladığından emin olmalıdır.
- Asılı ve sarkan yükler altında çalışılmamalıdır.

Canlı bakımda güvenliğin sağlanabilmesi için, çalışanların yüksekte çalışma konusunda alacakları eğitim büyük önem taşımaktadır. Yapılan değerlendirmeler, iş kazalarının önemli bir kısmının yüksekten düşme gibi mekanik risklerden kaynaklandığını ortaya koymaktadır. Bu nedenle, sadece teknik ekipmanların güvenli kullanımının sağlanması değil, aynı zamanda personelin yüksekte çalışma teknikleri, risk farkındalığı ve acil durum müdahale becerileri konularında düzenli eğitim alması gerekmektedir. Böylece, potansiyel kazaların önüne geçilerek, canlı bakım uygulamalarında iş güvenliği en üst seviyeye çıkarılabilir.

4. Kaynaklar

[1] https://blog.hubbell.com/en/hubbellpowersystems/whats-inside-a-linemans-hotstick-and-why?

[2] Çelik, Mehmet Z. *"Yüksek Gerilim Tesislerinde Yapılan Canlı Bakım Çalışmalarında Elektromanyetik Alan Seviyeleri ve Değerlendirmesi*", Yüksek Lisans Tezi, Pamukkale Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Denizli, 2019

[3] TEİAŞ 2014 faaliyet raporu

[4] Durmuş A, Kasaköse E. ve Dağlı A., "Enerji İletim Hatlarında Canlı Bakım Uygulamaları," *3rd International Symposium on Innovative Approaches in Scientific Studies*, Ankara, 2019

[5] TEİAŞ 2023 faaliyet raporu

[6] Kılınç Mehmet A. *"Enerji İletim Sistemlerinin Canlı Bakım Uygulamaları, Standartları ve Türkiye için İncelenmesi,"* Yüksek Lisans Tezi, Marmara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul 2019

[7] IEC 61472-2:2021

Lityum İyon Bataryalarda Modern Şarj Tekniklerinin İncelenmesi

Review of Modern Charging Techniques in Lithium-Ion Batteries

Mustafa Buğra Okumuş[1], Erdem Akboy[1]

[1]Yıldız Teknik Üniversitesi, Elektrik Mühendisliği
bugra.okumus@std.yildiz.edu.tr, eakboy@yildiz.edu.tr

Özet

Küresel ısınma, hava kirliliği ve fosil yakıt kaynaklarının tükenmesi gibi sorunlar, elektrikli araçların (EA) geleneksel içten yanmalı motorlu araçlara alternatif olarak öne çıkmasını sağlamıştır. EA'lar, enerji verimliliği ve emisyon azaltımı potansiyeli nedeniyle hızla gelişmektedir. Bu gelişimin merkezinde; Lityum iyon (Li-ion) bataryalar yer almaktadır. Li-ion bataryalar, elektrikli araç (EA) endüstrisinin temel güç kaynağını oluşturan kritik bileşenlerdir. Yüksek enerji yoğunluğu, düşük kendiliğinden deşarj ve uzun raf ömrü gibi avantajları sebebiyle EA uygulamalarında yaygın bir şekilde kullanılmaktadır. EA'ların artmasıyla birlikte, tüketiciler tarafından hızlı şarj talebi oluşmaktadır. Bununla birlikte, bataryaların ne kadar hızlı şarj edilebildiği, şarj verimliliğini ve bataryaların ömrünü doğrudan etkilemektedir. Bu çalışmada, Li-ion bataryalar için geliştirilen çeşitli hızlı şarj tekniklerini kapsamlı bir şekilde sunulmaktadır. Genel olarak yüksek şarj akımlarının döngü ömrü üzerinde yüksek deşarj akımlarına kıyasla daha fazla etkiye sahip olduğu gözlemlenmiştir. Farklı hızlı şarj tekniklerine ilişkin çalışmalar; yüksek şarj akımlarının yalnızca yüksek şarj durumunda (SoC) değil, aynı zamanda düşük SoC'de de batarya ömrünü olumsuz etkileyebildiğini göstermektedir. Geliştirilen stratejiler, aynı zamanda enerji verimliliğini optimize etmekte ve çevresel etkileri azaltmaktadır.

Anahtar kelimeler: *Batarya, Elektrikli Araç, Lityum İyon, Modern Şarj Teknikleri*

Abstract

Global warming, air pollution, and the depletion of fossil fuels have accelerated the adoption of electric vehicles (EVs) as an alternative to conventional internal combustion engine vehicles. EVs are advancing rapidly due to their potential for high energy efficiency and reduced emissions. Central to this progress are lithium-ion (Li-ion) batteries, which serve as the primary power source of the EV industry. Their high energy density, low self-discharge, and long shelf life make them widely used in EV applications. With the growing prevalence of EVs, consumer demand for fast charging has increased. However, charging speed directly affects both efficiency and battery lifespan. This study provides a comprehensive review of fast-charging techniques for Li-ion batteries. Findings indicate that high charging currents have a greater impact on cycle life than high discharging currents. Moreover, research demonstrates that high charging currents can negatively influence battery life at both high and low states of charge (SoC). The developed strategies also optimize energy efficiency and reduce environmental impact.

Keywords: *Battery, Electric Vehicle, Lithium-Ion Batteries, Modern Charging Techniques*

1. Giriş

Geleneksel yakıtlı araçlar; karbondioksit, karbonmonoksit, kükürt dioksit ve azot oksitler gibi çok sayıda zararlı gazlar yayarak hem insan sağlığını hem de atmosferi olumsuz etkilemekte, aynı zamanda iklim değişikliğine neden olmaktadır [1].

Bu nedenle devletler ve kurumlar arası çevre koruma ve sürdürülebilir kalkınma politikalarının temel unsurları arasında, geleneksel yakıtlı araçların sayısının azaltılması yer almaktadır. EA'lar ise bu araçların aksine neredeyse hiç zararlı bir etki oluşturmamaktadır. Bu amaçla EA'ların kullanımı gün geçtikçe artmaktadır [2].

Li-ion bataryalar; uzun ömürleri, düşük özdeşarj oranları, hafif yapıları, farklı sıcaklık aralıklarında çalışabilmeleri ve yüksek şarj verimlilikleri nedeniyle elektrikli araçlarda yaygın şekilde

kullanılmaktadır. Ancak, geleneksel içten yanmalı araçların yakıt dolum süreleri dikkate alındığında, EA'ların şarj süreleri oldukça uzun kalmaktadır. Bu durum, akıma bağlı hızlı şarj tekniklerinin geliştirilmesini doğurmuştur.

Li-ion bataryaların özellikle EA'larda kullanımı sırasında karşılaşılan temel sorunlar vardır. Bu sorunların arasında; uzun şarj süreleri, sıcaklık artışından kaynaklı performans kayıpları, batarya ömrü ve güvenlik riskleri yer almaktadır. Bu nedenlerle bataryanın ömrünü uzatacak, verimliliğini artıracak ve sıcaklık kontrolünü sağlayacak uygun şarj tekniklerine yönelik araştırmalar kritik öneme sahiptir [3].

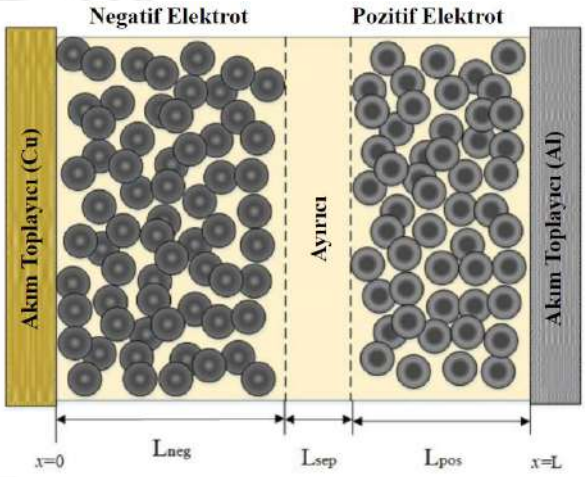
Li-ion bataryalar için standart şarj tekniği sabit akım–sabit gerilim (SA-SG, CCCV) şarjdır. Uygulama kolaylığı, düşük maliyetli olması ve yüksek güvenilirliği sayesinde hem Türkiye'de hem de küresel ölçekte batarya şarjı için endüstri standardı konumundadır. Bu teknikte batarya, öncelikle sabit akım altında belirli bir gerilime kadar şarj edilir. Belirlenen gerilime ulaşıldıktan sonra ise, bataryanın şarjı sabit gerilim ile devam etmektedir. Ancak sabit gerilim aralığında bataryanın şarj süresi oldukça uzun olup, hızlı şarj için uygun bir çözüm olmamaktadır. Yüksek güçlerde batarya sağlığının olumsuz etkilemesi ve şarjın yavaş kalması, yeni arayışları zorunlu kılmıştır. Bu sebeple hızlı şarj tekniklerinde, akım tabanlı şarj teknikleri tercih edilmektedir. Bu teknikler temel olarak, darbeli şarj (DŞ, PC), sabit akım ile şarj (SA, CC), yükseltilmiş şarj (YŞ, BC) ve çoklu akım seviyelerine bağlı şarj (ÇASŞ, MSCC) olarak sınıflandırılabilir [4].

Buna karşılık, şarj süreçleri üreticiler tarafından önemli ölçüde yönlendirilebilir. Uygun bir şarj tekniğinin uygulanmasıyla, şarj süresi, kapasite kullanımı ve çevrim ömrü arasında dengeler sağlanabilmektedir. Çalışmanın 3. bölümünde bu şarj tekniklerine ilişkin kapsamlı bir değerlendirme sunulacaktır. Söz konusu alternatif tekniklerin birçoğu depolanan şarj miktarını artırmayı, enerji verimliliğini iyileştirmeyi veya çevrim ömrünü kısaltmaksızın şarj süresini azaltmayı vadetmektedir [5].

Sonuç olarak yanlış şarj teknikleri; bataryanın izin verdiği akım ve gerilim sınırlarının aşılmasına yol açarak aşırı ısınma, hızlanan kapasite kaybı, ömür kısalması ve hatta yangın veya patlama riskine sebep olabilmektedir. Bu durum hem bataryaların hem de şarj altyapısının güvenliği açısından ciddi tehditler doğurmaktadır. Dolayısıyla şarj verimliliği ve kullanıcı deneyimini artırmak, batarya ömrünü korumak ve güvenli şarj sağlamak için bilimsel temellere dayalı şarj stratejilerinin geliştirilmesi kritik önem taşımaktadır [6].

2. Li-ion Batarya Teknolojisi

Li-ion bataryalar; diğer bataryalara göre daha uzun raf ömrü, yüksek enerji yoğunluğu, maliyet gibi avantajları sebebiyle günümüzde oldukça yaygın bir şekilde kullanılmaktadır [4]. Hafif yapıları, yüksek enerji yoğunlukları ve tekrar şarj edilebilir olmaları sebebiyle EA'lar da dahil olmak üzere çeşitli uygulamalarda tercih edilmektedir. Bu bataryalar temelde katot, anot, elektrolit ve ayırıcı olmak üzere dört temel bileşenden meydana gelir. Şarj sırasında lityum iyonları katottan ayrılır, elektrolit üzerinden geçerek anoda doğru hareket eder. Bu sırada elektronlar ise dış devre üzerinden hareket ederek enerji sağlar. Deşarj esnasında ise bu süreç ters yönde gerçekleşir [4].



Şekil 1. Lityum iyonların şarj ve deşarj sırasındaki transferinin şematik gösterimi [7]

Li-ion bataryalarda kullanılan katot malzemeleri arasında; LCO ($LiCoO_2$), LFP ($LiFePO_4$), NMC ($LiNiMnCoO_2$) ve NCA ($LiNiCoAlO_2$) gibi bileşikler öne çıkarken, anot olarak genellikle grafit tercih edilmektedir. Bu seçimler; bataryanın enerji kapasitesini, ömrünü, güvenliğini ve şarj hızını doğrudan etkilemektedir [8].

3. Batarya Şarj Teknikleri

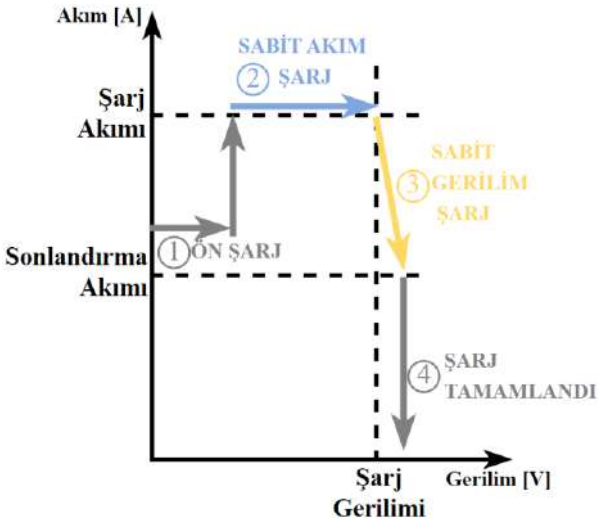
Li-ion bataryaların güvenli, verimli ve uzun ömürlü bir şekilde kullanılabilmesi için uygun şarj tekniklerinin belirlenmesi büyük öneme sahiptir. Şarj edilecek bataryanın ömrünü uzatacak, verimliliğini artıracak ve sıcaklık kontrolü sağlayacak uygun şarj tekniklerine yönelik araştırmalar kritik öneme sahiptir.

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

3.1. Sabit Akım-Sabit gerilim Şarj Tekniği

Sabit akım–sabit gerilim (SA-SG, CC-CV) şarj, Li-ion bataryalarda en yaygın ve geleneksel şarj tekniklerinden birisidir. Literatürde "Constant Current-Constant Voltage (CC-CV) Charging" olarak geçmektedir. Bu yaklaşım, sabit akım (SA, CC) ve sabit gerilim (SG, CV) olmak üzere iki aşamadan oluşmaktadır. Şarj sürecinin başlangıcında batarya, belirlenmiş kesme gerilimine ulaşıncaya kadar sabit bir akımla şarj edilir. Bu noktadan sonra sistem sabit gerilim moduna geçer. Bu ikinci aşamada batarya uç gerilimi sabit kalırken, şarj akımı kademeli olarak azalır ve belirlenen kesme akımına ya da süre sınırına ulaşılıncaya kadar devam eder. Şarj sürecinin en baskın kısmını oluşturan sabit akım aşaması, genellikle kapasitenin %80'inden fazlasının hızlı bir şekilde doldurulmasını sağlar. Ardından gelen sabit gerilim aşamasında ise düşük akım değerleri ile uygulanarak kapasite tamamlanır ve bataryaya zarar verilmeden dolum süreci sonlandırılır. Ancak bu düşük akım sebebiyle şarj süresi uzamakta, buna karşın eklenen kapasite sınırlı kalmaktadır [1].

SA-SG şarj tekniği, başlangıçta yüksek akım ve ilerleyen süreçte aşırı şarj riskini etkin biçimde kontrol altına alabilmektedir. Uygulaması kolay, düşük maliyetli ve farklı batarya kimyalarına uyarlanabilir olması nedeniyle pek çok batarya türünde kullanılmaktadır. Akım ve gerilimin hassas biçimde düzenlenmesi, batarya içerisinde geri dönüşsüz kimyasal reaksiyonların oluşmasını engelleyerek uzun vadeli kararlılığı güvence altına almaktadır. Bununla birlikte SG aşamasında kesme akımının düşük seviyelere indirilmesi, şarj süresini uzatabilmektedir. Şekil 1 ile SA-SG şarj tekniğinin adımları verilmiştir.



Şekil 2. Sabit akım sabit gerilim şarj grafiği

Ayrıca akım ve gerilim kontrolünde yapılacak hatalar bataryaya zarar verebileceğinden, bu strateji yüksek doğrulukta kontrol mekanizmaları gerektirmektedir. Bu bağlamda SA-SG şarj tekniğinin verimli ve uzun ömürlü bir çözüm olarak daha da optimize edilmesi, mühendislik ve araştırma alanlarında önemli bir problem olarak varlığını sürdürmektedir.

3.2. Sabit Akım Şarj Tekniği

Sabit akım (SA, CC) şarj, Li-ion bataryalarda kullanılan en ilkel şarj tekniklerinden birisidir. Literatürde "Constant Current (CC) Charging" olarak geçmektedir. Bu teknik özelinde SG aşaması bulunmamakta, batarya tamamen şarj olana kadar akım sabit tutulmaktadır. Yüksek SoC değerlerinde yüksek akımla şarj batarya yaşlanmasını hızlandırdığı için çok tercih edilmemektedir.

3.3. Darbeli Akım Şarj Tekniği

Darbeli akım şarj (DŞ, PC) tekniği, Li-ion bataryalarda kullanılan alternatif şarj tekniklerinden birisidir. Literatürde "Pulse Charging (PC)" olarak geçmektedir. Darbeli şarj, sabit akım ile şarjın belirli periyotlarda bölünmesiyle oluşmaktadır. Burada sabit akım şarjında oluşacak, yaşlanma ve termal streslerin azaltılması hedeflenmektedir. Ayrıca batarya akımının sıfıra indirgenmesi, bataryanın kimyasal açıdan reaksiyona maruz kalmamasına ve ömrünün uzamasını sağlamaktadır [9].

DŞ'de şarj cihazı, güç kaynağını belirli periyotlarla açıp kapatarak bataryaya akım darbeleri iletir. Her bir darbe döngüsünde akım uygulama süresi ve bekleme aralıkları dikkatle ayarlanarak, kontrol altına alınır. Özellikle hızlı şarj uygulamalarında tercih edilen bu teknik, bataryanın performansını ve ömrünü artırırken aşırı şarj ve aşırı deşarj riskini de en aza indirmektedir. DŞ'nin önemli avantajlarından biri, elektrot malzemeleri ile elektrolit arasındaki iyon difüzyonunun daha verimli gerçekleşmesini sağlamasıdır. Böylelikle Li-ion bataryaların çevrim ömrü uzatılabilmektedir.

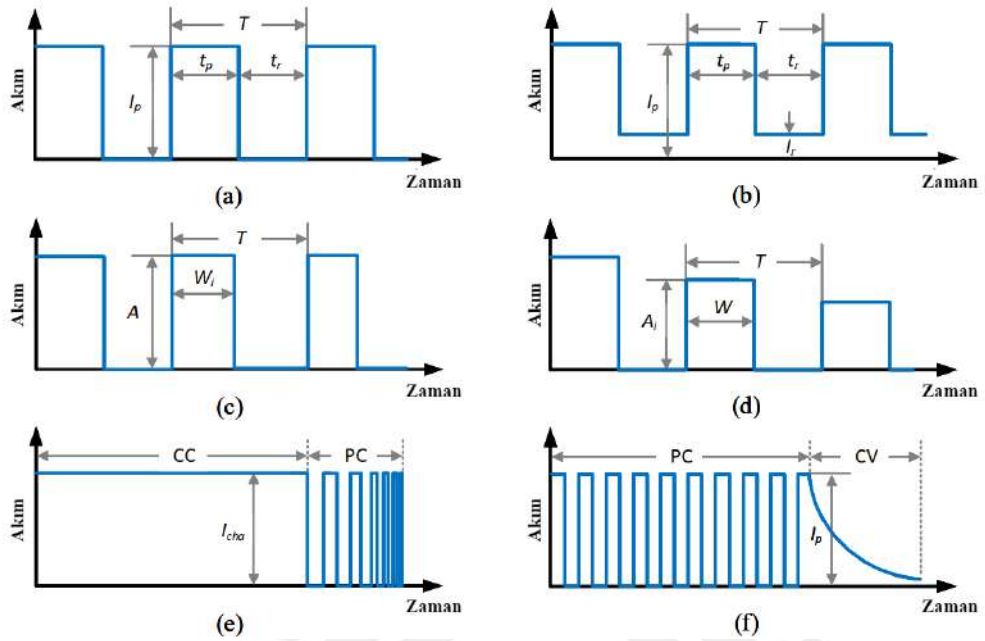
Li-ion bataryalarda, bu teknik özellikle doluluk oranı parametresine bağlı olarak kapasite kaybı ve ömür performansında farklı sonuçlar ortaya koymaktadır. Ara dönemlerde sağlanan dinlenme süreleri, iyonların elektrolit içerisinde daha homojen dağılmasına imkân tanımakta ve şarj-deşarj performansını iyileştirmektedir.

DŞ tekniği özellikle şarj sürecinde polarizasyon etkilerine duyarlı bataryalar için uygun bir tekniktir.

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

Kurşun-asit bataryalar, nikel tabanlı bataryalar (Ni-Cd ve Ni-MH) ile Li-ion bataryalar bu kapsamda değerlendirilebilir. DŞ tekniği, karmaşık kontrol sistemleri ve gelişmiş tasarım parametreleri gerektirir, bu da cihaz maliyetlerini artırabilir ve teknik uygulama sürecini zorlaştırabilir. Belirli frekans ve doluluk oranı altında sabit frekanslı darbeli şarjın, sabit akımlı şarja kıyasla avantaj sağlamadığı düşünülmektedir [10].

Şekil 3 ile farklı DŞ modları gösterilmiştir.



Şekil 3. Li-ion bataryalar için altı farklı darbeli akım modu: (a) Standart darbeli akım modu, (b) darbeli akımla sabit akım modu, (c) darbe genişlik modülasyonu modu, (d) darbe genlik modülasyonu modu, (e) sabit akım-darbeli akım modu ve (f) darbeli akım-sabit gerilim modu [11]

Şekil 3 ile farklı DŞ modları gösterilmiştir. Bu modlar arasında en çok kullanılanı (a) ile gösterilen standart darbeli akım modu tekniğidir. Bu modda kullanılan matematiksel eşitlikler, (1) ve (2) numaralı eşitliklerdeki gibidir [10].

$$I_{ref} = \begin{cases} I_{bat}, & t_p \\ 0, & t_r \end{cases} \quad (1)$$

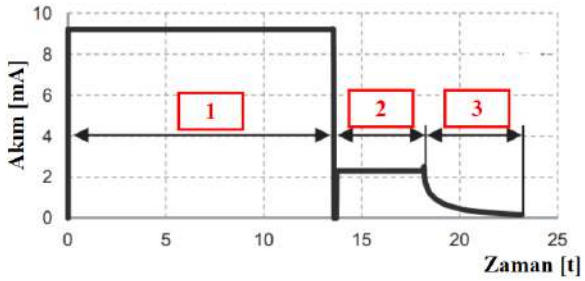
$$D = \frac{t_r}{T} \quad (2)$$

Darbeli şarj teknolojisinin yüksek verimlilik, uzun çevrim ömrü ve hassas kontrol imkânı sunması, onu önemli bir strateji haline getirirken, mevcut sınırlamalar ve zorluklar, tekniğin geniş çapta benimsenmesini sınırlayabilir. Böylece, gelecekteki çalışmaların, bu dezavantajları minimize edecek ve tekniğin etkinliğini artıracak çözümler üzerine odaklanması gerekmektedir.

3.4. Yükseltmeli Şarj Tekniği

Yükseltmeli şarj (YŞ, BC) tekniği, SA-SG şarjından türetilmiş olup şarj işleminin başında ek bir sabit akım veya sabit güç aralığı içerir. Literatürde "Boost Charging (BC)" olarak geçmektedir. Bu ek yükseltme aralığı, düşük SoC'de hücrelerin lityum kaplamasına daha az yatkın olması sayesinde çevrim ömrünü kötüleştirmeden şarj süresini kısaltmayı amaçlar.

Şekil 4 ile gösterildiği üzere, batarya 1. aralıkta yüksek bir akımla şarj edilmekte ve önemli miktarda yük aktarıldığında yükseltme aralığı sonlanmaktadır. Bu aralık bir zaman veya maksimum gerilim değeri ile sınırlandırılabilir. Sonrasında bulunan 2. ve 3. aralıklarda şarj işlemi, klasik bir SA-SG şarjı tekniğine geçer. Şarj hızı, akım ve şarj süresi ayarlanabilir.



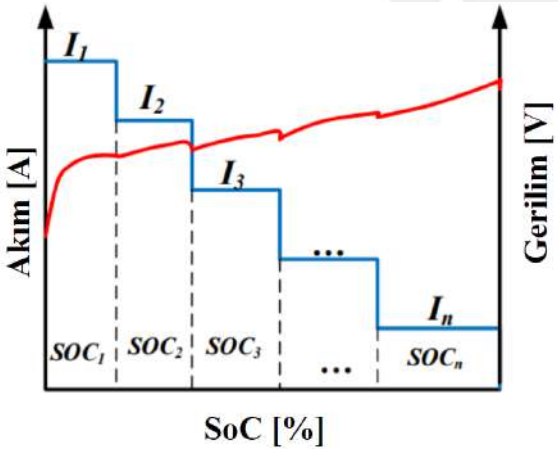
Şekil 4. Yükseltmeli şarj tekniği grafiği [12]

CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi
www.cigreturkiye.org.tr

3.5. Çoklu Akım Seviyeli Şarj Tekniği

Çoklu akım seviyeli şarj (ÇASŞ, MSCC) tekniği, son yıllarda dikkat çeken yenilikçi bir çözüm olarak ortaya çıkmıştır. Literatürde "Multi-Stage Constant Current (MSCC) Charging" olarak geçen şarj tekniğinin temelinde; şarj sürecinin birden fazla aşamaya bölünmesi ve her aşamada farklı sabit akım seviyelerinin kullanılması yer almaktadır. Bu yaklaşım yüksek akımın batarya terminal gerilimi üzerindeki olumsuz etkilerini sınırlarken, şarj süresini kısaltarak hızlı şarj imkânı sağlar. Ayrıca batarya şarj durumu ve sıcaklığına göre akım dinamik biçimde ayarlanarak aşırı şarj ve aşırı ısınma riskleri azaltılmaktadır [13].

ÇASŞ tekniğinde gerilim, zaman veya SoC değerlerine bağlı olarak akım değerleri azaltılmaktadır. ÇASŞ tekniğinin başlıca avantajları arasında şarj süresinin kısalması, kullanıcı deneyiminin iyileşmesi ve EA'ların pazara hızlı bir şekilde entegrasyonu bulunmaktadır. Bununla birlikte, optimum kademe sayısının belirlenmesi, akım değerlerinin doğru bir şekilde ayarlanması ve sıcaklık yönetimi gibi zorluklar devam etmektedir. Bu teknik, şarj süresini ciddi ölçüde azaltırken bataryanın güvenli ve kararlı şekilde şarj edilmesini sağlamaktadır [13].



Şekil 5. Çoklu akım seviyeli şarj tekniği grafiği [13]

Sonuç olarak, ÇASŞ tekniğine duyulan ilgi hem EA pazarının büyümesinin hem de kullanıcıların hızlı şarj taleplerinin artması nedeniyle hızla yükselmiştir.

4. Sonuçlar

Li-ion bataryalar, modern enerji depolama sistemlerinde kritik bir rol oynamakta ve bu teknolojinin verimliliği, büyük ölçüde kullanılan şarj tekniklerine dayanmaktadır. Bu çalışmada ele alınan farklı şarj teknikleri detaylıca incelenmiştir.

Sabit akım-sabit gerilim şarj tekniği, geleneksel bir yaklaşım olarak enerji yoğunluğu ve batarya ömrü dengesini sağlama potansiyeline sahiptir. Ancak, bu tekniğin enerji verimliliği ve termal yönetim üzerindeki sınırlamaları yanı sıra, uzun vadede bataryanın döngü ve takvim ömrü üzerinde olumsuz etkileri görülebilmektedir. Bu durum, daha yenilikçi ve dinamik çözümlerin geliştirilmesini motive etmiştir.

Sabit akım şarj tekniği, tüm şarj işlemi boyunca sabit akımın korunması gereken bir işlemdir. Basit olan bu şarj işlemi sırasında şarj süresi ve kapasitesinden şarj akımını anlamak oldukça kolaydır. Bu teknik büyük ölçüde SoC'ye bağlıdır ve sonuç olarak, hücre bazen aşırı yüklenir ve bazen de yetersiz kalır. Bu davranış Li-ion hücre kapasitesini daha hızlı bozabilir ve hücrenin ömrü üzerinde olumsuz bir etki yaratabilir.

Darbeli akım şarjı, bataryaların iç direncini iyileştirerek etkin bir şekilde şarj sürelerini kısaltır ve hem döngü hem de takvim ömrünü uzatabilir. Bununla birlikte yüksek enerjili bu süreçlerin uzun vadeli etkileri ve karmaşık kontrol gereksinimleri, dikkat gerektiren hususlardır. Ayrıca yaşlanma süreci üzerindeki olumlu etkileri de potansiyel bir avantaj olarak öne çıkmaktadır.

Yükseltmeli şarj ise hızlı enerji tedariği için uygun görülebilir ve ani enerji gereksinimlerini karşılamak için etkilidir. Fakat batarya üzerinde yaratabileceği aşırı stres ve sıcaklığın hem döngü hem de takvim ömürleri üzerinde negatif etkiler yaratabilmesi, bu tekniğin yaygın kullanımı önünde bir engel oluşturmaktadır. Ayrıca, bu tekniğin yaşlanma sürecini hızlandırabileceği unutulmamalıdır.

Son olarak çoklu akım seviyeli şarj tekniği, enerji optimizasyonu sağlamak amacıyla çok aşamalı bir yaklaşım sunar. Bu teknik; şarj sürecinin daha kontrollü ve dengeli ilerlemesine olanak tanıyarak, enerji verimliliğini artırırken, hem döngü ve takvim ömrü üzerinde de olumlu etkiler yaratabilir. Aşamalı akım özellikleri, yaşlanma süreçlerini yavaşlatma potansiyeline sahiptir. Ancak, karmaşık altyapı ve kontrol sistemleri gereksinimleri de unutulmamalıdır.

Aşağıda bulunan Tablo 1 ile çalışmada bahsi geçen şarj tekniklerinin karşılaştırması yapılmıştır.

Tablo 1. Batarya şarj tekniklerinin karşılaştırılması [14]

Şarj Tekniği	Temel Prensip	Avantaj	Dezavantaj	Uygulama Alanları
Sabit akım şarj tekniği	Şarj boyunca sabit bir akım uygulanır.	Basit, düşük maliyetli ve hızlı başlangıç şarjı sağlar.	Aşırı gerilim ve ısınma riski vardır. Tam kapasite sağlanamaz	Basit şarj sistemleri, Düşük maliyetli cihazlar
Sabit akım-sabit gerilim şarj tekniği	Önce sabit akım, ardından sabit gerilim uygulanır.	Yaygın kullanımlı, güvenilir ve oldukça düşük maliyetlidir.	SG fazı uzun sürdüğünden şarj süresi uzundur.	Elektrikli araçlar, tüketici elektroniği
Çoklu akım seviyeli şarj tekniği	Kademeli şekilde ayarlanabilen, birden fazla sabit akım ile şarj gerçekleştirilir.	Yüksek hızlı şarj imkânı sağlar. Akım optimizasyonu gerçekleştirilir.	Uygulamalarda karmaşık kontrol devresi gerektirir.	Yüksek güçlü batarya sistemleri
Yükseltmeli şarj Tekniği	Şarjın başlangıcında belirli süre yüksek akım uygulanır.	Hızlı SoC artışı, ilk batarya kapasitesinin dolumunu hızlandırır.	İlk anlarda sağlanan yüksek şarj akımı, batarya ömrünü azaltabilir.	EA'larda hızlı şarj, acil durumlara yönelik şarj uygulamaları
Darbeli akım şarj tekniği	Belirli akım darbeleri ile şarj gerçekleştirilir.	Isınmayı azaltır, iyon difüzyonunu iyileştirir.	Kontrol algoritması karmaşıktır.	Hızlı şarj sistemleri, mobil cihazlar

Bu değerlendirmeleri göz önünde bulundurarak, li-ion bataryalar için en uygun şarj tekniğinin seçimi; kullanıcı ihtiyaçları, batarya tasarımı ve uygulama alanına göre farklılık göstermektedir. Her bir şarj tekniği kendi içinde belirli avantaj ve sınırlılıklar içermektedir. Uygulama alanı, maliyet, batarya kimyası ve istenen şarj süresi gibi faktörler göz önünde bulundurularak en uygun tekniğin seçilmesi gerekmektedir.

5. Kaynaklar

[1] Tahir, M. U., Sangwongwanich, A., Stroe, D.-I. ve Blaabjerg, F., "Overview of Multi-Stage Charging Strategies for Li-ion Batteries", Journal of Energy Chemistry, 2023.

[2] Ji, G., He, L., Wu, T. ve Cui, G., "The design of fast charging strategy for lithium-ion batteries and intelligent application: A comprehensive review", Applied Energy, Cilt 377, Makale No. 124538, 2025.

[3] Tahir, M. U., Chakraborty, S., Akboy, E., Sangwongwanich, A., Stroe, D.-I., Hegazy, O. ve Blaabjerg, F., "Charging Strategies Influence on DC-DC Converter and Li-Ion Battery Performance", 2024 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2024.

[4] Gao, Y., Zhang, X., Cheng, Q., Guo, B. ve Yang, J., "Classification and review of the charging strategies for commercial lithium-ion batteries", IEEE Access, Cilt 8, Sayfa 183758–183768, 2020.

[5] Guo, J., Li, Y., Pedersen, K. ve Stroe, D.-I., "Lithium-Ion Battery Operation, Degradation, and Aging Mechanism in Electric Vehicles: An Overview", Energies, Cilt 14, Sayfa 5220, 2021.

[6] Berecibar, M., Gandiaga, I., Villarreal, I., Omar, N., van Mierlo, J. ve Van den Bossche, P., "Critical review of state of health estimation methods of Li-ion batteries for real applications", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Cilt 56, Sayfa 572–587, 2016.

[7] Wang S-C. ve Zhang Z-Y., "Research on optimum charging current profile with multi-stage constant current based on bio-inspired optimization algorithms for Lithium- ion batteries", Energies, Cilt 16, 2023.

[8] Noh, M. H., Thivel, P. X., Lefrou, C. ve Bultel, Y., "Fast-charging of lithium iron phosphate battery with ohmic-drop compensation method", Journal of Energy Storage, Cilt 8, Sayfa 160–167, 2016.

[9] Huang, X., Li, Y., Acharya, A. B., Sui, X., Meng, J., Teodorescu, R. ve Stroe, D.-I., "A review of pulsed current technique for lithium-ion batteries", Energies, Cilt 13, Sayfa 2458, 2020.

[10] Akboy, E., Elektriksel Enerji Depolama Sistemleri [Ders notu], Yıldız Teknik Üniversitesi, 2025.

[11] Huang, X., Li, Y., Acharya, A. B., Sui, X., Meng, J., Teodorescu, R. ve Stroe, D.-I., "A Review of Pulsed Current Technique for

Lithium-ion Batteries", Energies, Cilt 13, Sayfa 2458, 2020.

[12] Elalfy, D. A., Gouda, R., Kotb, M. F., Burei V. ve Sedhom, B. E., "Comprehensive review of energy storage systems technologies, objectives, challenges and future trends", Energy Strategy Reviews, Cilt 54, 2024.

[13] Tahir, M. U., Sangwongwanich, A., Stroe, D.-I. ve Blaabjerg, F., "Optimized Multi-Stage Constant Current Charging Strategy for Li-ion Batteries", Proceedings of the 2023 25th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'23 ECCE Europe), 2023.

[14] Tomaszewska, A., Chu, Z., Feng, X., O'Kane, S., Liu, X., Chen, J., Ji, C., Endler, E., Li, R., Liu, L., Li, Y., Zheng, S., Vetterlein, S., Gao, M., Du, J., Parkes, M., Ouyang, M., Marinescu, M., Offer, G. ve Wu, B., "Lithium-Ion Battery Fast Charging: A Review", eTransportation, Cilt 1, Makale No. 100011, 2019.