

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİNİN DAYANIKLILIĞININ
ARTIRILMASI İÇİN YENİ BİR OPTİMİZASYON TABANLI
YAKLAŞIMIN GELİŞTİRİLMESİ

Ayşe Kübra ERENOĞLU

DOKTORA TEZİ
Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı
Elektrik Tesisleri Programı

Danışman
Prof. Dr. Ozan ERDİNÇ

Kasım, 2021

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİNİN DAYANIKLILIĞININ
ARTIRILMASI İÇİN YENİ BİR OPTİMİZASYON TABANLI
YAKLAŞIMIN GELİŞTİRİLMESİ

Ayşe Kübra ERENOĞLU tarafından hazırlanan tez çalışması 02.11.2021 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, Elektrik Tesisleri Programı **DOKTORA TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Prof. Dr. Ozan ERDİNÇ
Yıldız Teknik Üniversitesi
Danışman

Jüri Üyeleri

Prof. Dr. Ozan ERDİNÇ, Danışman
Yıldız Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Nurettin UMURKAN, Üye
Yıldız Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Recep YUMURTACI, Üye
Yıldız Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Mustafa BAĞRIYANIK, Üye
İstanbul Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Hüseyin ÇAKIR, Üye
İstanbul Gelişim Üniversitesi

Danışmanım Prof. Dr. Ozan ERDİNÇ sorumluluğunda tarafımca hazırlanan Elektrik Güç Sistemlerinin Dayanıklılığının Artırılması İçin Yeni Bir Optimizasyon Tabanlı Yaklaşımın Geliştirilmesi başlıklı çalışmada veri toplama ve veri kullanımında gerekli yasal izinleri aldığımı, diğer kaynaklardan aldığım bilgileri ana metin ve referanslarda eksiksiz gösterdiğimi, araştırma verilerine ve sonuçlarına ilişkin çarpıtma ve/veya sahtecilik yapmadığımı, çalışmam süresince bilimsel araştırma ve etik ilkelerine uygun davrandığımı beyan ederim. Beyanımın aksinin ispatı halinde her türlü yasal sonucu kabul ederim.

Ayşe Kübra ERENOĞLU

İmza

Bu alışma, Türkiye Bilimsel ve Teknik Araştırma Kurumu (TÜBİTAK) tarafından verilen 2019/1 2211-A Genel Yurt İçi Doktora Bursu kapsamında desteklenmiştir.

Değerli Aileme

TEŞEKKÜR

Bu tez çalışmasında, düşük olasılıklı yüksek yıkıcı etkili olayların gerçekleşmesi neticesinde elektrik güç sisteminin dayanıklılığının artırılması amacıyla çoklu mobil kaynakları, talep cevabı programını ve dağıtık üretiminin entegrasyonunu dikkate alan yeni bir optimizasyon tabanlı restorasyon planı geliştirilmiştir.

Hem yüksek lisans hem de doktora eğitimimde danışmanlığımı yürüten, sadece akademide değil hayatın her alanında değerli birikimlerinden faydalandığım Sayın Prof. Dr. Ozan ERDİNÇ'e en kalbi duygularıyla teşekkür ediyorum. Çalışma azmi, enerjisi ve gayretiyle her daim bir adım ötesini hayal etmemi telkin eden, akademide geçirdiğim süre boyunca desteğini her daim hissettiğim değerli Hocam ile çalışma fırsatını yakalamış olmamdan ötürü kendimi şanslı hissediyorum. Değerli görüşleri/önerileri ile bana yol gösteren, çalışmamın iyileştirilmesine katkı sunan ve tecrübelerini paylaşmaktan çekinmeyen tez jüri üyeleri Sayın Prof. Dr. Mustafa BAĞRIYANIK ve Sayın Doç. Dr. Recep YUMURTACI'ya gönülden teşekkür ediyorum.

Lisansüstü eğitimim boyunca hiçbir yardım talebimi geri çevirmeyen, yol gösteren ve üzerimde büyük emeği olan Sayın Dr. Öğr. Üyesi İbrahim ŞENGÖR'e, desteğini ve yardımlarını hiçbir zaman esirgemeyen Yük. Müh. Alper ÇİÇEK'e teşekkürü bir borç bilirim. Çalışmaya katkılarda bulunan değerli arkadaşlarım Semanur SANCAR ve İdil Su TERZİ'ye de ayrıca teşekkürlerimi sunuyorum.

Yıldız Teknik Üniversitesinde bulunduğum zaman süresince yanımda olan dostum, arkadaşım ve kıymetli Hocam Sn. Dr. Öğr. Üyesi Nihan ALTINTAŞ'a her şey için teşekkür ediyorum. Yine, değerli mesai arkadaşlarım Abdülkerim GÜNDOĞAN ve Abdulsamed LORDOĞLU'na da destekleri, yardımları ve arkadaşlıkları için içten teşekkürlerimi sunuyorum.

Desteklerini, dualarını tüm hayatım boyunca hissettiğim, verdiğim her kararda yanımda olan, düştüğümde kaldıran ve bana güç veren daimi destekçim kıymetli aileme de en kalbi duygularıyla teşekkür ediyorum.

Son olarak, doktora öğrenimim boyunca bana “Bilim İnsanı Destekleme Daire Başkanlığı (BİDEB) 2211-A Genel Yurt İçi Doktora Burs Programı 2019/1”

kapsamında destek sağlayan Türkiye Bilimsel ve Teknik Araştırma Kurumu'na (TÜBİTAK) teşekkür ederim.

Ayşe Kübra ERENOğLU

İÇİNDEKİLER

SİMGE LİSTESİ	ix
KISALTMA LİSTESİ	xiii
ŞEKİL LİSTESİ	xiv
TABLO LİSTESİ	xvii
ÖZET	xviii
ABSTRACT	xx
1 GİRİŞ	1
1.1 Literatür Özeti	2
1.2 Tezin Amacı	7
1.3 Orijinal Katkı	8
2 ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMİNDE DAYANIKLILIK KONSEPTİ	11
2.1 Giriş.....	11
2.1.1 Dayanıklılık Konsepti Özelinde Derleme Çalışmaları Gerçekleştiren Literatür Çalışmaları.....	16
2.2 Güç Sistem Dayanıklılık Konsepti	19
2.2.1 Güvenilirlik vs. Dayanıklılık	19
2.2.2 Güç Sistemi Dayanıklılık Değerlendirmesi	23
2.3 Güç Sistem Tehditlerinin Sınıflandırılması	28
2.3.1 Doğal Afetler	29
2.4 Güç Sistemini Tehdit Eden Siber Saldırıları ve Çalışmalar	41
2.5 Güç Sisteminin Dayanıklılığını Artırmak için Akıllı Şebeke Uygulamalarını Dikkate Alan Literatür Çalışmaları	45
2.5.1 DÜ ve EDS Odaklı Dayanıklılık Artırma Stratejileri	47
2.5.2 MŞ Destekli Dayanıklılık Geliştirme Stratejileri	50
2.5.3 Karma Akıllı Şebeke Çözümleri ile Dayanıklılık Artırma Stratejileri ...	54
3 MUHTELİF MOBİL KAYNAKLARIN AFET DURUMUNDA ŞEBEKE DESTEKLEYİCİ KAYNAK OLARAK DEĞERLENDİRİLMESİ	58
3.1 Filo Operatörü Yönetimi Altındaki EA'ların Afet Durumunda Şebeke Destekleyici Kaynak Olarak Değerlendirilmesi	58
3.1.1 Metotun Tanıtılması	60
3.1.2 Test ve Sonuçlar	81
3.2 MESS ve MEG'nin Afet Durumunda Şebeke Destekleyici Kaynak Olarak Değerlendirilmesi.....	98

3.2.1 Metotun Tanıtılması.....	98
3.2.2 Test ve Sonuçlar.....	106
4 ÇOKLU MOBİL KAYNAKLARIN ENTEGRE DAĞITIM-ULAŞIM SİSTEMİNDE GERÇEK ZAMANLI OPTİMAL YÖNETİMİ İLE DAĞITIK ÜRETİM BİRİMİ VE TALEP CEVABI PROGRAMININ MODELLENMESİ	135
4.1 Gerçek Zamanlı Optimal Karar Verme Modelinin Matematiksel Altyapısı.	136
4.2 Test ve Sonuçlar.....	145
4.2.1 Giriş Verileri	145
4.2.2 Benzetim Çalışması Sonuçları	147
5 SONUÇ VE ÖNERİLER	156
KAYNAKÇA	162
A KODLAMALAR	181
A.1 Bölüm 3.1’de Yer Alan Matematiksel Modele Ait PYTHON Kodları.....	181
B.1 Bölüm 3.2’de Yer Alan Matematiksel Modele Ait GAMS Kodları	190
C.1 Bölüm 4’de Yer Alan Matematiksel Modele Ait GAMS Kodları	198
TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR	212

SİMGE LİSTESİ

m_v	Aracın Ağırlığı [kg]
A	Aracın Ön Yüzey Alanı [m^2]
η_d	Aracın Sürüş Verimliliği
$v_{(t)}$	Aracın t Periyodundaki Hızı
P_{Ex}	Aşırı Hasar Durumunun Münferit Gerçekleşme Olasılığı
$i' \in I$	Bara Alt Kümesi
$\mathcal{P}_{i,j,t}^{kayıp}$	Baralar Arası Güç Akışından Kaynaklı Aktif Güç Kayıp Miktarı [kW]
$Q_{i,j,t}^{kayıp}$	Baralar Arası Güç Akışından Kaynaklı Reaktif Güç Kayıp Miktarı [kVAr]
V_i^{maks}	Bara Geriliminin Maksimum Değeri [p.u.]
V_i^{min}	Bara Geriliminin Minimum Değeri [p.u.]
$i, j \in I$	Bara Kümesi
ε	Çok Küçük Bir Sayı
$\delta_{d,t}$	d Tipi Yükün t Periyodundaki Güç Talebi [kW]
$d \in D$	Dağıtık Üretim Birimi Kümesi
$\mathcal{P}_d^{DÜ,maks}$	Dağıtık Üretim Maksimum Aktif Çıkış Güç Değerleri [kW]
$Q_d^{DÜ,maks}$	Dağıtık Üretim Maksimum Reaktif Çıkış Güç Değerleri [kVAr]
$\mathcal{P}_d^{DÜ,min}$	Dağıtık Üretim Minimum Aktif Çıkış Güç Değerleri [kW]
$Q_d^{DÜ,min}$	Dağıtık Üretim Minimum Reaktif Çıkış Güç Değerleri [kVAr]
$\mathcal{P}_{d,i,t}^{DÜ,ünite}$	Dağıtık Üretim Ünitesinin Aktif Güç Çıkışı [kW]
$Q_{d,i,t}^{DÜ,ünite}$	Dağıtık Üretim Ünitesinin Reaktif Güç Çıkışı [kVAr]
C_r	Dönel Sürtünme Katsayısı
DR_e	e Elektrikli Aracının Maksimum Deşarj Gücü [kW]
$soe_{e,t}$	e Elektrikli Aracının Olay Başlangıç Anındaki Enerji Durumu [kWh]
$soe_e^{kayıp}$	e Elektrikli Aracının Bulunduğu Konumdan Hasarlı Bölgedeki Baraya Bağlanana Kadar Yolda Kaybettiği Enerji [kWh]
SOE_{min}	e Elektrikli Aracının İzin Verilen Minimum Batarya Enerji Seviyesi [kWh]
$t_{varış}$	e Elektrikli Aracının i Barasına Geliş Zamanı
$t_{ayrılış}$	e Elektrikli Aracının i Barasından Ayrılma Zamanı
η_e	e Elektrikli Aracının Deşarj Verimi
$H_e \in \mathcal{I}$	Elektrikli Araç Bağlantı Kümesi
$e \in E$	Elektrikli Araç Kümesi
$R_e^{EA,srj}$	Elektrikli Araç Şarj İstasyonu Çıkış Gücü
$\mathcal{PR}_g$	g Mobil Enerji Generatörünün Maksimum Aktif Çıkış Gücü [kW]
$Q_g^{Meg,maks}$	g Mobil Enerji Generatörünün Maksimum Reaktif Çıkış Gücü [kVAr]
ζ_{gen}	g Mobil Enerji Generatörünün Yakıt Maliyeti [\$/kWh]
$p_i^{f,maks}$	Generatör Barası Tarafından i Barasına Verilebilecek Maksimum Güç [kW]

$b_{i,e}$	Hasar Anında Elektrikli Araçların İlgili Baraya Mesafesine Göre Uygunluk Durumu İçin İkili Değişken
β_{ζ}	Hasar Durumu için Spektral Yer Değiştirmenin Doğal Logaritmasının Standart Sapması
$l \in L$	Hat Kümesi
ρ	Hava Yoğunluğu [kg/m^3]
κ_i	i Barasına Bağlı Soket Sayısı
ξ_i	i Barasına Bağlı Yükün Öncelik Katsayısı
$P_{i,e,t}^{deşarj,EA}$	i Barasına Bağlanan e Elektrikli Aracının t Periyondaki Aktif Güç Çıkışı [kW]
$Q_{i,e,t}^{ev,ivd}$	i Barasına Bağlanan e Elektrikli Aracının t Periyondaki Reaktif Güç Çıkışı [kVAR]
$\mathcal{P}_{g,i,t}^{gen}$	i Barasına Bağlanan g Mobil Enerji Generatörünün t Periyodundaki Aktif Çıkış Gücü [kW]
$Q_{g,i,t}^{Meg}$	i Barasına Bağlanan g Mobil Enerji Generatörünün t Periyodundaki Reaktif Çıkış Gücü [kVAR]
$\mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess}$	i Barasına Bağlanan s Mobil Enerji Depolama Sisteminin t Periyondaki Deşarj Gücü [kW]
$\mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess}$	i Barasına Bağlanan s Mobil Enerji Depolama Sisteminin t Periyondaki Şarj Gücü [kW]
Kap_i^{mgk}	i Barasının Mobil Güç Kaynağı Bağlantısı için Maksimum Soket Sayısı
$\mathcal{T}_{i,j}^{ulaşım}$	i Barasından j Barasına Giden Mobil Güç Kaynağının Ulaşım Süresi
$\mathcal{P}_{i,t}^{talep}$	i Barasının t Periyodundaki Aktif Güç Talebi [kW]
$V_{i,t}^{bara}$	i Barasının t Periyodundaki Gerilim Değeri [p.u.]
$Q_{i,t}^{talep}$	i Barasının t Periyodundaki Reaktif Güç Talebi [kVAR]
$\mathcal{P}_{i,j,t}^{aktif,P}$	i, j Hattı Boyunca t Periyodunda Akan Aktif Güç Miktarı [kW].
$\mathcal{P}_{i,j,t}^{reaktif,Q}$	i, j Hattı Boyunca t Periyodunda Akan Reaktif Güç Miktarı [kVAR]
$R(i,j)$	i, j Hattının Direnç Değeri [p.u.]
$X(i,j)$	i, j Hattının Endüktif Reaktans Değeri [p.u.]
$S_{i,j}^{maks}$	i, j Hattının Maksimum Güç Taşıma Kapasitesi [kW]
$\alpha_{i,e,s,v,t}$	İkili Değişken: Eğer e Elektrikli Aracı s ve v senaryolarında t Periyodunda i Barasına Bağlanıyorsa 1, Değilse 0
$u_{i,s,v,t}^d$	İkili Değişken: Eğer i Barasına Bağlı d Yüğü s ve v senaryolarında t Periyodunda Besleniyorsa 1, Değilse 0
$\phi(i,j,t)$	İkili Parametre: Eğer i, j Hattı Olay Sonrası Hasar Görmüş ise 1; Değilse 0
$\chi_{m,i,t}$	İkili Değişken: Eğer m Mobil Güç Kaynağı i Barasına Bağlanıyorsa 1, Değilse 0
$\omega_{i,m,t}$	İkili Değişken: Eğer m Mobil Güç Kaynağı i Barasından t Periyodunda Ayrılmış ise 1; Değilse 0
$\sigma_{i,m,t}$	İkili Değişken: Eğer m Mobil Güç Kaynağı i Barasına t Periyodunda Bağlanmış ise 1; Değilse 0
$\delta_{m,t}$	İkili Değişken: Eğer m Mobil Güç Kaynağı Yolculuk Esnasındaysa 1, Değilse 0
$u_{i,s,t}^{şarj}$	İkili Değişken: Eğer s Mobil Enerji Depolama Sistemi

$u_{i,s,t}^{deşarj}$	t Periyodunda Şarj Oluyorsa 1; Değilse 0 İkili Değişken: Eğer s Mobil Enerji Depolama Sistemi t Periyodunda Deşarj Oluyorsa 1; Değilse 0
$\beta_{i,e,s,v,t}$	İkili Değişken: $\alpha_{i,e,s,v,t}$ Değişkeni 1 Değerini Aldığında 0, 0 Değerini Aldığında 1
$Yol_{i,t,h}^{drum}$	İkili Değişken: i Barasıyla Bağlantılı Yollarda Her Bir t Periyodu ve h Optimizasyon Çevriminde Trafik Tıkanıklığı Mevcut ise 0; Değilse 1
$h_{i,d}$	İkili Değişken: i Barası d Tipi Yüğü İçeriyorsa 1, Değilse 0
f_l^{maks}	l Hattının Maksimum Güç Taşıma Kapasitesi [kW]
$z_{l,s,v,t,p}$	Lineer Yaklaşımda Kullanılan SOS2 Değişkenleri
Y_p	Lineer Yaklaşımda Kullanılan, p Noktasının Y Koordinatı
X_p	Lineer Yaklaşımda Kullanılan, p Noktasının X Koordinatı
$s \in S$	Mobil Enerji Depolama Sistemi Kümesi
$g \in \mathcal{G}$	Mobil Enerji Generatörü Kümesi
$K_m \in \mathcal{I}$	Mobil Güç Kaynağı Bağlantı Kümesi
$m \in \mathcal{M}$	Mobil Güç Kaynakları Kümesi ($S \cup \mathcal{G}$)
$\mathcal{P}_{i,t}^{mgk}$	Mobil Güç Kaynağının t Periyodundaki Aktif Güç Değeri [kW]
$Q_{i,t}^{mgk}$	Mobil Güç Kaynağının t Periyodundaki Reaktif Güç Değeri [kVAr]
$p \in P$	Nokta Kümesi
t_{olay}	Olay Başlangıç Periyodu
$h \in H$	Optimizasyon Çevrim Kümesi
γ	Pik Yer İvmesi
Ω_i^f	Referans Bara Kümesi
$\mathcal{C}_s^{Mess}$	s Mobil Enerji Depolama Sisteminin Şarj/Deşarj Maliyeti [\$/kWh]
π_s, π_v	s ve v senaryolarının Gerçekleşme Olasılığı
$f_{l,v,s,t}$	s ve v senaryolarında t Periyodunda l Hattı Boyunca Akan Gücün Yaklaşık Değeri [kW]
$F_{l,s,v,t}$	s ve v senaryolarında t Periyodunda l Hattı Boyunca Akan Gücün Yaklaşık Değerinin Karesi [kW ²]
$P_{l,s,v,t}^{kayıp}$	s ve v senaryolarında t Periyodunda l Hattı Üzerinde Meydana Gelen Aktif Güç Kaybı [kW]
$P_{i,e,s,v,t}^{deşarj,EA}$	s ve v senaryolarında t Periyodunda i Barasına Bağlanan e Elektrikli Aracının Gücü [kW]
$P_{i,s,v,t}^{filo}$	s ve v senaryolarında t Periyodunda i Barasına Bağlanan Elektrikli Araçların Toplam Deşarj Gücü [kW]
$SOE_{i,e,s,v,t}$	s ve v senaryolarında t Periyodunda i Barasındaki e Elektrikli Aracının Batarya Enerji Durumu [kWh]
$P_{i,s,v,t}^{f,yük}$	s ve v senaryolarında t Periyodunda i Barasına Bağlı Yüğü Beslemek İçin Sağlanan Toplam Aktif Güç [kW]
$P_{i,s,v,t}^f$	s ve v senaryolarında t Periyodunda i Barasına Sağlanan Toplam Aktif Güç [kW]
$P_{i,s,v,t}^{talep}$	s ve v senaryolarında t Periyodunda i Barasının Toplam Güç Talebi [kW]
$SOE_{başlangıç}^{Mess}$	s Mobil Enerji Depolama Sisteminin Başlangıç Enerji Durumu [kWh]

$\mathcal{PR}_s$	s Mobil Enerji Depolama Sisteminin Maksimum Deşarj/Şarj Gücü [kW]
SOE_{maks}^{Mess}	s Mobil Enerji Depolama Sisteminin Maksimum Enerji Durumu [kWh]
S_s^{Mess}	s Mobil Enerji Depolama Sisteminin Maksimum Görünür Gücü [kVA]
Q_s^{Mess}	s Mobil Enerji Depolama Sisteminin Maksimum Reaktif Güç Çıkışı [kVAR]
SOE_{min}^{Mess}	s Mobil Enerji Depolama Sisteminin Minimum Enerji Durumu [kWh]
$Q_{s,i,t}^{Mess}$	s Mobil Enerji Depolama Sisteminin Reaktif Güç Çıkışı [kVAR]
η_{eff}	s Mobil Enerji Depolama Sisteminin Şarj/Deşarj Verimi
$SOE_{s,t}$	s Mobil Enerji Depolama Sisteminin t Periyodundaki Enerji Durumu [kWh]
$B_m \in \mathcal{I}$	Siyah Başlangıç Düşümleri Kümesi
$\mathcal{V}^{belirlenen}$	Siyah Başlangıç Kaynağının Bağlandığı Bara İçin Belirlenen Gerilim Değeri [p.u.]
b	SOS2'deki Güç Kaybı Modelindeki Sabit Katsayı
c	SOS2'deki Güç Kaybı Modelindeki Sabit Katsayı
C_x	Sürtünme Katsayısı
S_d	Spektral Yer Değiştirme
$\overline{S_{d,\zeta}}$	Spektral Yer Değiştirmenin Medyanı
$Q_i^{f,maks}$	Şebeke Bağlantı Noktasından Enjekte Edilebilecek Maksimum Reaktif Güç Limiti [kVAR]
T^{maks}	t Kümesinin Sonuncu Elemanı
$F_{a,(t)}$	t Periyodunda Araç Üzerine Etki Eden Aerodinamik Kuvvet [N]
$F_{d,(t)}$	t Periyodunda Araç Üzerine Etki Eden Diğer Bozucu Kuvvetler [N]
$F_{g,(t)}$	t Periyodunda Araç Üzerine Etki Eden Yerçekimi Kuvveti [N]
$F_{r,(t)}$	t Periyodunda Araç Üzerine Etki Eden Sürtünme Kuvveti [N]
$P_{(t)}$	t Periyodundaki Elektriksel Güç [W]
$\mathcal{P}_{i,t}^{beslenen}$	t Periyodunda i Barasının Beslenen Aktif Gücü [kW]
$\mathcal{P}_{i,t}^{onarılan}$	t Periyodunda i Barasının Onarılan Aktif Gücü [kW]
$Q_{i,t}^{beslenen}$	t Periyodunda i Barasının Beslenen Reaktif Gücü [kVAR]
$Q_{i,t}^{onarılan}$	t Periyodunda i Barasının Onarılan Reaktif Gücü [kVAR]
$Q_{i,t}^{talep}$	t Periyodunda i Barasının Reaktif Güç Talebi [kVAR]
$P_{v,(t)}$	t Periyodundaki Mekanik Güç [W]
$Q_{i,t}^f$	t Periyodunda Şebekeden Enjekte Edilen Toplam Aktif Güç Miktarı [kVAR]
$F_{t,(t)}$	t Periyodundaki Toplam Çekiş Kuvveti [N]
ϕ	Yer Hareketi Parametresi
$\mathcal{N}$	Yeterince Büyük Bir Pozitif Sayı
$d \in D$	Yük Kümesi
α	Yolun Eğimi [rad]
ΔT	Zaman Aralığı [Saat]
$t, \tau \in T$	Zaman Kümesi

KISALTMA LİSTESİ

A.B.D	Amerika Birleşik Devletleri
Aİ	Azalım İlişkileri
DÜK	Dağıtık Üretim Kaynağı
DÜ	Dağıtık Üretim
DSO	Dağıtım Sistem Operatörü
DOE	A.B.D Enerji Bakanlığı (United States Department of Energy)
DOYE	Düşük Olasılıklı, Yüksek Etkili
EA	Elektrikli Araç (Electric Vehicle-EV)
EDS	Enerji Depolama Sistemi
EPRI	Elektrik Gücü Araştırma Enstitüsü (Electric Power Research Institute)
FV	Fotovoltaik
G2V	Şebekeden-araca (Grid-to-vehicle) Enerji Aktarımı
LP	Lineer Programlama
MCS	Monte Carlo Simülasyon
MEG	Mobil Enerji Generatörü
MESS	Mobil Enerji Depolama Sistemi (Mobile Energy Storage System)
MILP	Karmaşık Tamsayılı Lineer Programlama (Mixed-integer Linear Programing)
MIQCP	Karmaşık Tamsayılı Karesel Programlama (Mixed-integer Quadratic Programing)
MGK	Mobil Güç Kaynakları
MŞ	Mikroşebeke
NERC	Kuzey Amerika Elektrik Güvenilirlik Kurumu
NLP	Lineer Olmayan Programlama (Non-Linear Programing)
PYİ	Pik Yer İvmesi
SoE	Enerji Durumu (State-of-Energy)
TLC	Taksi ve Limuzin Komisyonu (Taxi and Limousine Commission)
TY	Talep Yanıtı
TTY	Talep Tarafı Yönetimi
V2G	Araçtan-şebekeye (Vehicle-to-grid) Enerji Aktarımı
V2H	Araçtan-eve (Vehicle-to-home) Enerji Aktarımı
YEK	Yenilenebilir Enerji Kaynağı

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 2.1	Büyük çaplı doğal afetler, konumları ve etkiledikleri kullanıcı sayıları.	13
Şekil 2.2	1992-2009 arasında Kuzey Amerika’da doğa olaylarına bağlı arızalar.	15
Şekil 2.3	Güvenilirlik ve dayanıklılık konseptleri açısından tehditler	20
Şekil 2.4	Şoklara maruz kalan sistemin dayanıklılık şemasının genel çizimi.....	21
Şekil 2.5	Dayanıklılığının farklı organizasyonlar tarafından sunulan tanımları [29], [75]–[78].....	22
Şekil 2.6	Bozucu etkiyle karşılaşan sistemin tipik dayanıklılık değerlendirme eğrisi [79]	23
Şekil 2.7	Doğal afetlerin sınıflandırılması [93].....	29
Şekil 2.8	2001-2015 yılları arasında enerji sisteminde meydana gelen birkaç siber saldırı [143]	43
Şekil 2.9	Klasik bir MŞ yapısının tasviri [180].....	51
Şekil 3.1	Önerilen konseptin genel şeması	59
Şekil 3.2	Geliştirilen çok adımlı optimal karar verme modelinin büyük resmi.....	60
Şekil 3.3	Havai hatların kırılma eğrileri [214].....	62
Şekil 3.4	TLC’den elde edilen Manhattan Bölgesi’ndeki iki semtin (4 & 232) harita üzerinde gösterimi [216]	64
Şekil 3.5	İki aşamalı kritik yük restorasyon modelinin işletimini gösteren akış diyagramı	66
Şekil 3.6	Platformda yer alan birimlerin işleyişini içeren genel akış diyagramı...	70
Şekil 3.7	DSO için geliştirilen arayüzün ilk sayfası	71
Şekil 3.8	DSO için geliştirilen arayüzün ikinci sayfası	71
Şekil 3.9	Filo operatörü için geliştirilen arayüz	72
Şekil 3.10	EA kullanıcıları için sırasıyla kayıt, profil bilgileri, geçmiş veri, veri girişi ve harita sekmelerini içeren arayüz	75
Şekil 3.11	Hareket eden araç üzerine etki eden kuvvetler	77
Şekil 3.12	Modelde kullanılan kritik ve kritik olmayan yükler.....	82
Şekil 3.13	Manhattan Bölgesindeki Two Bridges/Seward Park Semtinin bir yıllık veri kümesi	83
Şekil 3.14	Manhattan Bölgesindeki Alphabet City Semtinin bir yıllık veri kümesi	84
Şekil 3.15	Manhattan Bölgesindeki Two Bridges/Seward Park Semtinin yıllık eğilim grafiği	84
Şekil 3.16	Manhattan Bölgesindeki Two Bridges/Seward Park Senti için tatil günlerinin araç sayısı üzerine etkisi.....	85
Şekil 3.17	Manhattan Bölgesindeki Two Bridges/Seward Park Senti için haftanın günlerinin araç sayısı üzerine etkisi.....	85
Şekil 3.18	Manhattan Bölgesindeki Two Bridges/Seward Park Senti için günlük araç sayısındaki değişim	85
Şekil 3.19	Manhattan Bölgesindeki Two Bridges/Seward Park Semtinin bir yıllık haftasonu araç dağılım verisi	86
Şekil 3.20	Manhattan Bölgesindeki Two Bridges/Seward Park Semtinin bir yıllık haftaiçi araç dağılım verisi	86
Şekil 3.21	Yeniden düzenlenmiş IEEE-33 baralı test sistemi [187]	87
Şekil 3.22	Farklı sismik bölgelere ayrılmış IEEE-33 baralı test sistemi.....	88
Şekil 3.23	Sismik Bölge #1 için üretilmiş PYİ senaryoları.....	89
Şekil 3.24	Senaryo 1-8 için yük restorasyon gösterimi	91

Şekil 3.25	Senaryo 9-16 için yük restorasyon gösterimi.....	91
Şekil 3.26	Senaryo 1-4 için DÜ çıkış gücü ve bu kaynağın onarılan yük miktarına katkısı	92
Şekil 3.27	Belirli baraların Senaryo 1,5,9,13 için filo çıkış gücü	93
Şekil 3.28	i26 barasının Senaryo 5 için güç dengesi	94
Şekil 3.29	Tüm senaryolar için şebekeden çekilen güç değişiminin kutu-bıyık (box-whiskers) grafikler ile gösterimi	95
Şekil 3.30	Önerilen modelin genel gösterimi.....	98
Şekil 3.31	Yeniden düzenlenmiş 15 baralı radyal test sistemi [234]	107
Şekil 3.32	Çalışmada değerlendirilen yük profilleri.....	109
Şekil 3.33	Durum 1 için olay sonrası test sistemi	110
Şekil 3.34	Benzetim çalışması boyunca MEG konumu, bağlanma ve ayrılma ikili değişkenleri.....	111
Şekil 3.35	Benzetim çalışması boyunca i12 barasının güç dengesi.....	112
Şekil 3.36	Benzetim çalışması boyunca i7 barasının güç dengesi	113
Şekil 3.37	Benzetim çalışması boyunca i3 barasının güç dengesi	113
Şekil 3.38	Benzetim çalışması boyunca i1-i8 baralarının gerilim değişimi	114
Şekil 3.39	Benzetim çalışması boyunca i9-i15 baralarının gerilim değişimi	115
Şekil 3.40	Benzetim çalışması boyunca MEG aktif ve reaktif güç çıkışı	116
Şekil 3.41	Benzetim çalışması boyunca onarılan/nominal aktif/reaktif güç değerleri	116
Şekil 3.42	Durum 2 için olay sonrası test sistemi	118
Şekil 3.43	Benzetim çalışması boyunca MESS konumu, bağlanma ve ayrılma ikili değişkenleri.....	118
Şekil 3.44	Benzetim çalışması boyunca i12 barasının güç dengesi.....	119
Şekil 3.45	Benzetim çalışması boyunca i5 barasının güç dengesi	120
Şekil 3.46	Benzetim çalışması boyunca i10 barasının güç dengesi.....	121
Şekil 3.47	Benzetim çalışması boyunca i1-i8 baralarının gerilim değişimi	122
Şekil 3.48	Benzetim çalışması boyunca i9-i15 baralarının gerilim değişimi	122
Şekil 3.49	MESS kaynağının aktif/reaktif güç çıkışı ve SoE değeri.....	123
Şekil 3.50	Benzetim çalışması boyunca onarılan/nominal aktif/reaktif güç değerleri	124
Şekil 3.51	Durum 3 için olay sonrası test sistemi	125
Şekil 3.52	MGK'ların konumu ve güç profilleri	126
Şekil 3.53	MESS aktif/reaktif güç çıkışı ve SoE değeri ile MEG aktif/reaktif güç çıkışı	127
Şekil 3.54	Benzetim çalışması boyunca i15 barasının güç dengesi.....	128
Şekil 3.55	Benzetim çalışması boyunca i1 barasının güç dengesi	128
Şekil 3.56	Olayın neden olduğu hasarın başlangıcından bitişine kadar aktif güç restorasyonu.....	129
Şekil 3.57	Durum 4 için olay sonrası test sistemi ve entegre ulaşım sistemi.....	131
Şekil 3.58	Durum 4 için dağıtım sistemi restorasyon stratejisinin t=11:00 anındaki durumu	131
Şekil 3.59	Durum 4 için dağıtım sistemi restorasyon stratejisinin t=11:30 anındaki durumu	132
Şekil 3.60	Durum 4 için dağıtım sistemi restorasyon stratejisinin t=15:00 anındaki durumu	132
Şekil 3.61	Durum 4 için dağıtım sistemi restorasyon stratejisinin t=15:30 anındaki durumu	133

Şekil 3.62	Durum 4 için dağıtım sistemi restorasyon stratejisinin t=20:00 anındaki durumu	134
Şekil 4.1	Önerilen gerçek zamanlı karar verme modelinin genel şeması	135
Şekil 4.2	Yeniden düzenlenmiş IEEE-33 baralı test sisteminin gösterimi [187]	145
Şekil 4.3	IEEE-33 baralı test sistemi ile entegre ulaşım sisteminin gösterimi.....	145
Şekil 4.4	Durum Analizi 2 için farklı çevrimlerde gerçekleştirilen MGK konumlandırma sonuçları	148
Şekil 4.5	Durum Analizi 2 için i23 barasının toplam beslenen gücü ile MEG çıkış gücünün farklı çevrimlerde elde edilen sonuçların gösterimi	149
Şekil 4.6	Çoklu mobil kaynakların çıkış gücü değerlerinin Durum Analizi 1 ve 2 için gösterimi	150
Şekil 4.7	Durum Analizi 1 için filoda bulunan EA'ların uygunluk durumları ve teknik özellikleri.....	151
Şekil 4.8	Durum Analizi 1 için Ada 3 Bölgesindeki baralarda yük restorasyonu	152
Şekil 4.9	Durum Analizi 2 için Ada 4 Bölgesindeki baraların toplam beslenen/beslenemeyen/nominal güç değerleri ve toplam yük restorasyonu.....	153
Şekil 4.10	Durum Analizi 2 için Ada 5 Bölgesinin güç dengesi ve i15 barasının gerilim profili.....	154
Şekil 4.11	Üç farklı Durum Analizi için benzetim çalışması boyunca toplam restorasyonu.....	155

TABLO LİSTESİ

Tablo 1.1	İlgili araştırma alanındaki literatür çalışmalarının karşılaştırılması.....	6
Tablo 2.1	A.B.D’de 1984-2006 yılları arasında gerçekleşen güç kesintileri	14
Tablo 2.2	İlgili alanda gerçekleştirilmiş derleme çalışmaları.....	19
Tablo 2.3	Literatürdeki dayanıklılık indislerinin matematiksel formülasyonları	27
Tablo 2.4	Güç sistemindeki ekipmanların tahmini tamir süreleri	30
Tablo 2.5	Depremiñ güç sistem ekipmanları/bölgeleri için etkileri.....	30
Tablo 2.6	Doğal afetlerin güç sistem ekipmanları üzerindeki etkileri	39
Tablo 2.7	İlgili alanda gerçekleştirilmiş literatür çalışmalarının derlenmesi.....	40
Tablo 2.8	Farklı akıllı çözümlerin değerlendirildiği literatür çalışmaları.....	57
Tablo 3.1	Üç model için hata oranlarının karşılaştırılması	68
Tablo 3.2	Optimal karar verme algoritması için adlar dizgisi.....	75
Tablo 3.3	Değerlendirilen EA’ların teknik özellikleri [223].....	82
Tablo 3.4	Havai hatlarının uygun olmama durumları.....	89
Tablo 3.5	Olay oluşma zamanı ve hasarlı noktalar için oluşturulan senaryolar ...	90
Tablo 3.6	Durum analizleri için oluşturulan senaryolar	91
Tablo 3.7	Stokastik tabanlı analizde değerlendirilen senaryoların sonuçları	96
Tablo 3.8	Optimal onarım stratejisi için adlar dizgisi	99
Tablo 3.9	15 baralı radyal şebekenin karakteristik değerleri.....	108
Tablo 3.10	MEG teknik özellikleri [235].....	109
Tablo 3.11	MESS teknik özellikleri [235]	109
Tablo 3.12	Durum 1 için onarım ekibinin stratejisi.....	111
Tablo 3.13	Durum 2 için onarım ekibinin stratejisi.....	118
Tablo 3.14	Durum 3 için onarım ekibinin stratejisi.....	126
Tablo 4.1	Optimal gerçek zamanlı onarım stratejisi için adlar dizgisi.....	137
Tablo 4.2	IEEE-33 baralı test sisteminin karakteristik değerleri [234]	146

Elektrik Güç Sistemlerinin Dayanıklılığının Artırılması İçin Yeni Bir Optimizasyon Tabanlı Yaklaşımın Geliştirilmesi

Ayşe Kübra ERENOĞLU

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Doktora Tezi

Danışman: Prof. Dr. Ozan ERDİNÇ

Güç sistem operatörleri, son kullanıcılara elektrik enerjisini ulaştırırken belli hedeflere göre bunu gerçekleştirmektedir. Bu hedefler, makul seviyede güç kalitesinin sağlanmasının yanı sıra enerjinin ekonomik, sürdürülebilir ve verimli bir şekilde iletilmesine dayanmaktadır. Ancak son zamanlarda küresel ısınmayla birlikte düşük olasılıklı fakat yıkıcı etkileri olan doğal afetlerin yaşanma sıklığının artması, büyük çaplı elektriksel arızaların ve güç kesintilerinin oluşmasını arttıran temel faktördür. Hiç şüphesiz, kötü niyetli olan veya olmayan tehditler sistemdeki güvenlik açıklarını avantaja dönüştürerek önemli miktarda kayıplara neden olabilmektedir. Bundan dolayı, dayanıklılık konsepti birçok güç sistem aktörünün ilgisini çekmiş ve bu konu üzerine çalışmalar yoğunlaşmıştır.

Bu tez çalışması, ilgili konseptin tanımlamaları, güvenilirlik konseptiyle olan temel farkları, indisleri ve uygulama alanları üzerinde derin ve geniş çaplı bir literatür araştırmasını içermektedir. Ayrıca güç sistemindeki tehditlerin doğal afet ve siber saldırı başlıkları altında sınıflandırılarak karakter analizlerinin yapılması ile sistem işletimine olan etkilerinin incelenmesi hedeflenmiştir.

Bahsi geçen saldırıların etkilerini ve sonuçlarını minimize etmek amacıyla akıllı şebeke konsepti dâhilinde sunulan belli uygulamaların entegrasyonu sağlanmıştır. Bunlardan öncelikle, filo operatörü yönetimi altındaki elektrikli araçların araçtan şebekeye güç aktarım modunda çalışarak şebeke destekleyici hizmet sunmasının sistem performansı üzerine etkisi irdelenmiştir. Sismik bir olayın şiddetini ve etkilerini inceleyebilmek amacıyla Monte Carlo Simülasyon tekniği ile binler mertebesinde senaryolar üretilmiş ve kırılabilirlik eğrileri konsepti ışığında havai hatların hasarlanma olasılıkları tespit edilmiştir. Akabinde, potansiyel hasar noktalarının senaryo tabanlı stokastik model ile ele alınması sağlanmıştır. Elektrikli araçların mobilitesinden kaynaklı belirsizlikler öğrenme tabanlı tahmin algoritması ile bertaraf edilmiştir. Akabinde, dağıtım sistem operatörü, filo operatörü ve elektrikli araç kullanıcıları için arayüzler geliştirilerek teorik altyapının pratize edilmesinin yolu sunulmuştur.

Bunun yanı sıra, çoklu mobil kaynaklardan mobil enerji depolama sistemi ve mobil acil durum generatörünün şebeke esneklik ve dayanıklılık kaynağı olarak modellenmesi sağlanmıştır. Çoklu mobil kaynakların yanı sıra, statik ancak etkili uygulamalardan dağıtık üretim birimi ile talep cevabı programının da acil durum servisi olarak değerlendirilmesini içeren yeni bir gerçek zamanlı optimizasyon tabanlı yaklaşım sunulmuştur. Restorasyon stratejisi geliştirilirken mobil kaynakların optimal yönlendirilmesini doğrudan etkileyebilecek ulaşım sistemindeki aksaklıkların da dikkate alınması amaçlanmıştır. Bu bağlamda, trafik koşullarının dinamik olarak gerçek zamanlı optimal konumlandırma stratejisinde göz önünde bulundurulması ve böylece sistem operatörünün daha etkin kararlar alması hedeflenmiştir. Geliştirilen modellerin doğruluğunu ortaya koyabilmek amacıyla literatürde yaygın olarak kullanılan test sistemlerinden faydalanılmış ve kapsamlı sonuçlar tartışılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Akıllı şebeke, dağıtık üretim, dayanıklılık, elektrikli araç, mobil güç sistemleri

Development of a New Resiliency-driven Optimization-based Algorithm for Electrical Power Systems

Ayşe Kübra ERENOĞLU

Department of Electrical Engineering

Doctor of Philosophy Thesis

Supervisor: Prof. Dr. Ozan ERDİNÇ

The electrical bulk grid is the backbone of the society which is one of the most critical, yet vulnerable, networks that have interconnected with other infrastructures including but not limited to a transmission system, communication, health, water distribution systems, and security. Power system operators should achieve several targets, i.e. meeting the electricity demand of end-users with reasonable power quality, efficiency, economically as well as sustainability. However, the frequency and severity of high impact low probability events have increased in today's world due mainly to global warming that can lead to trigger cascading failures and wide-area electrical disturbances in the system. Therefore, the concept of power system resiliency has attracted great interest from a broad spectrum of actors to create a resilient smart grid environment. In the scope of this thesis, the definitions of power system resiliency, distinct differences from reliability, and quantitative metrics from both operational and infrastructure aspects are presented with various studies to better understand this emerging concept. Also, the threats are categorized into two groups, i.e. natural disasters and cyber-threats, which are further divided into sub-groups to investigate their impact on power system equipment, particularly.

To mitigate and minimize the adverse impacts of such occasions, the integration of several applications is considered in the smart grid context. Initially, considering on-call electric vehicle service under the fleet operator framework is performed so that electric vehicles are capable of operating in vehicle-to-grid mode as grid-support services. The random character of the seismic event is captured by generating numerous hazard scenarios using a probabilistic approach with the Monte Carlo Simulation technique. After, the unavailability of overhead distribution branches is determined within the fragility curve concept. The obtained data are processed as input parameters in the scenario-based stochastic model. Besides, the uncertainties caused by electric vehicle mobility are mitigated by performing learning-based analyses for forecasting the location and amount of electric vehicles in the related zone. Besides, the conceptually developed interfaces for all stakeholders in the proposed scheme are described in detail for bridging the gap between the theoretical background of the concept and practical real-world implementation.

Moreover, mobile power sources including mobile energy storage system and mobile emergency generator are considered as grid-support services in resiliency enhancement strategy mainly due to their spatiotemporal flexibility. Distributed energy resources consisting of stationary distributed generation and demand response program are integrated into the emergency tools and their roles from the resiliency-boosting points of view are investigated in the developed real-time-based strategy. Real-time traffic congestion information is dynamically adopted to the scheme as an input for performing more realistic concept considering the interdependent operation of coupled distribution-transportation systems. Numerical simulations are performed on commonly-used test feeders in the literature for comprehensively illustrating the capabilities of the models.

Keywords: Smart grid, distributed generation, resiliency, electric vehicles, mobile power systems

Son zamanlarda, güç sistem operatörleri de artık sadece güvenilirlik indislerine dayalı bir elektrik güç sistemi tasarımının yeterli olmadığını düşünmekte ve özellikle doğal afet gibi acil durumlar ile baş edebilmek için dayanıklılık omurgalı bir yaklaşımın geliştirilmesi üzerine çalışmalar yürütmektedir. Bahsedilen koşullar için durumsal farkındalığın arttırılması ve bozucu etkilere yönelik stratejiler geliştirilmesi en büyük sorumluluk sahasına dönüşmüştür [1]. Bu bağlamda, spesifik olarak acil durumlar ile baş edebilmek, şok etkilerini absorbe ederek duruma adapte olabilen ve onarım gücü yüksek bir güç sistem işletimi literatürde aktif çalışılan bir alan haline gelmiştir. Olayların potansiyel sonuçlarına yönelik akıllı şebeke konsepti dâhilinde sunulan çözümlerin entegrasyonu ile sistem performansının arttırılması birincil öncelik olarak değerlendirilmektedir. Dağıtık üretim (DÜ) birimlerinin enerji depolama sistemlerinin (EDS) ve bunların yanında mikroşebeke (MŞ) yapısının enerji sistem dayanıklılığının arttırılmasına yönelik çalışmalarda en sık işlenen konu başlıkları olduğu ifade edilebilir. Acil durum esnasında öncelikli kritik yüklerin devrede kalması, ancak hızlı cevap verebilme yeteneğine sahip kaynakların olay sonrası geliştirilen onarım planına dâhil edilmesiyle sağlanabilmektedir. Böylelikle, olumsuz etkilerin tüm sisteme yayılmasının önü kesilmiş olur ve yeniden toparlanma daha kısa bir sürede gerçekleşebilir.

Bilindiği üzere, şebekenin çökmesi durumunda DÜ'nün yakın çevresinde bulunan baralara güç sağlayarak yükleri beslemeye devam etmesi ihtimaller dâhilindedir. Benzer şekilde, değişikliklere hızlı cevap verebilme kabiliyetine haiz EDS, şebeke destekleyici diğer bir yapı olarak ada modunda çalışmaya geçip yük beslemesine devam edebilir. Daha genel bir pencereden durum değerlendirilecek olursa, MŞ mimarisi acil durumlarda işletimini devam ettirebilme ve adaptasyon kabiliyeti dâhilinde yerel son kullanıcıların güç sürekliliğini sağlayabilir. Bu tip otonom sistemler, büyük şebeke tarafında meydana gelen bozucu ve sistem işletimini

engelleyici olaylar temizlenene kadar şebekeyle bağlantısını kesip dayanıklılık geliştirici yapılar arasında ilk sıralarda yer alır.

Yukarıda bahsedilen şebeke destekliyi kaynakların tüm avantajlarına rağmen, sabit bir mekânda konumlandırılmaları sadece kendi işletim bölgesindeki yerel yüklerin talebini karşılamalarına neden olur. Fakat bu kısıtlı alanda icra edilen görev, görece kritik yük kategorisinde değerlendirilen yüklerin değil belki daha az önceliğe sahip yüklerin desteklenmesiyle sonuçlanabilir. Bunun yanı sıra, özellikle MŞ mimarisinde, gelişmiş haberleşme altyapısının kurulması ve böylece yerel kullanıcılar ile sistem operatörü arasındaki bilgi alışverişinin sağlanması önemli bir gerekliliktir.

Bu bağlamda, sabit bir konumda çözüm sunan kaynakların yerine elektrikli araçlar (EA) ve mobil güç kaynaklarının (MGK) dayanıklılık stratejilerinde daha etkin rol alması birçok yönden avantaj sağlayacaktır. MGK'lerden mobil enerji depolama sistemleri (mobile energy storage systems-MESSs) ve mobil enerji generatörleri (MEG) şebeke destekleyici dayanıklılık kaynakları başlığı altında incelenmekte ve olay sonrası fazda işletimsel kolaylıklar sağlamaktadır. Bu konsept üzerine kurulu çalışmaların literatürde yer aldığı, ancak konunun daha fazla irdelenmesinin gerekliliği vurgulanmalıdır.

1.1 Literatür Özeti

Sun vd. [2] baştan sona bir restorasyon planı geliştirerek restore edilen enerji miktarını maksimize edip bu planı hem iletim hem de dağıtım sistemine uygulayarak normal işletme koşullarına olabildiğince hızlı sürede dönmeyi hedeflemiştir. Geliştirilen plan, karmaşık tamsayılı lineer programlama (mixed-integer linear programming-MILP) tabanlı olarak modellenmiş ve ilgili sonuçlar detaylı olarak çalışmada verilmiştir. Ancak bu çalışmada, EA uygunluk durumunun belirlenmesi amacıyla herhangi bir algoritmanın geliştirilmediği/uygulanmadığı görülmüştür. Ayrıca, EA kullanıcıları ve filo operatörü arasında haberleşmeyi sağlamak için arayüz geliştirilmesi hususuna değinilmemiştir.

Ada modunda çalışma durumunda akıllı bir MŞ'deki EA'ların deşarj gücünün kooperatif kontrol tabanlı dağıtık kontrol sistemi ile ayarlanması çalışma [3]'de

konu edilmiştir. Geliştirilen metot ile sabit EDS'nin çıkış gücü azaltılarak yerel yüklerin daha uzun süre beslenmesi sağlanmıştır.

Çalışma [4]'te EA'ların acil durumlarda kritik yük restorasyonunda değerlendirilmesi maksadıyla yönlendirme (routing) ve planlama (scheduling) algoritmasının geliştirildiği görülmüştür. Burada depolama kabiliyetlerinden yararlanılan EA'ların kullanıcıları için de fiyat arbitrajı avantajları sunulmuştur. Fakat EA'lar dayanıklılık artırma stratejilerinde kullanılmak yerine gerilim kontrolü, arıza yönetimi ve rüzgâr türbininden kaynaklı belirsizlikleri giderme noktasında ele alınmıştır.

Rahimi ve Davoudi [5] dağıtım sisteminde kasırga olayının gerçekleşmesi sonucu hibrit ve bataryalı EA'ların araçtan eve (vehicle-to-home-V2H) çalışma moduna geçerek sistem dayanıklılığını arttırmada kullanılmasının uygun olup olmadığını tartışmıştır. Benzer şekilde, Çalışma [6]'da V2H çalışma modunda kullanılan EA'nın sistem dayanıklılığına ve kendi kendini iyileştirebilmeye katkısı araştırılıp buna uygun ev enerji yönetimi algoritması sunulmuştur.

Shin vd. [7] evsel kullanıcıların şebeke tarafındaki hasardan dolayı ada modunda çalışma durumuna geçmesi anında yük kesintisinin minimize edilmesi için yeni bir algoritma geliştirmiştir. Buna göre V2H işletme moduna geçen EA'lar optimal şekilde yönetilmekte ve planlanmaktadır. Yine de araştırma çalışmaları [5]-[7] güç akışı eşitliklerini dikkate almaya değer büyük çaplı bir güç sisteminde geliştirilen modellerini test etmemiştir. Aynı zamanda, az sayıda EA'nın modele entegre edilmesi dolayısıyla filo operatörü yönetimi dikkate alınmamıştır.

Yang vd. [8] iki aşamalı dağıtım sistemi restorasyon modelinde kritik yük onarımını sağlayabilmek maksadıyla optimal MEG, MESS ve EA yönlendirme ve planlanlama ile yeniden yapılandırma stratejisini barındıran çalışmayı icra etmiştir. Ne yazık ki, gerçek uygulamada karşılaşılabilecek problemlerin başında gelen mobiliteden kaynaklı belirsizlikler, modelde göz ardı edilmiştir.

Literatür çalışmaları irdelendiğinde ilgili konsept bazında gerçekleştirilmiş çalışmaların yaygınlaşmaya başladığı, ancak konunun yeteri kadar çalışılmadığı ve aktif bir araştırma alanı olduğu vurgulanmalıdır. Bu çalışmalardan, Ref. [9] ve [10]'da optimal MEG yönetim algoritması üzerine çalışılmıştır. Ref. [9]'da dağıtım sisteminde doğal afetlerden kaynaklı yük atmalarının minimize edilmesi amacıyla

karmaşık tamsayı stokastik lineer programlama modeli kurulmuştur. Kontrol ve manuel anahtarlamalar ile DÜ ve MEG kaynaklarının birlikte optimize edilerek şebeke dayanıklılık performansının çoklanması hedeflenmiştir. Ref. [10]'da ise dağıtım sistemi onarım algoritması iki kısımdan oluşmaktadır. Olay meydana gelmeden önce ön konumlandırma ve gerçek zamanlı MEG tahsisini içeren bu model, birden fazla MŞ oluşturarak kritik yüklerin beklenen kesinti süresini minimize etmeyi hedeflemiştir. Fakat yukarıda zikredilen çalışmalar için en temel eleştiri MESS'in modellerde dikkate alınmamasıdır [9]-[10].

Dağıtım sistem operatörü (DSO) penceresinden durumu dikkate almayı hedefleyen Kim ve Dvorkin [11], normal işletme şartlarında sabit EDS kurulum maliyeti ile acil durumlarda mobil dayanıklılık hizmeti sağlayan kaynağın yönlendirilmesi için iki aşamalı optimizasyon modeli sunmuştur. Ref. [12]'deki yazarlar, şebeke yeniden yapılandırma stratejileri ile taşınabilir EDS'in zamansal-mekânsal durumlarını içeren ortak olay sonrası onarım şeması geliştirmiştir. Ancak bu çalışmalarda MEG'in ve ulaşım sistemi kısıtlarının göz ardı edildiği vurgulanmalıdır [11]-[12].

Zhang vd. [13] planlama fazını, önleyici cevap fazını ve acil durum cevap fazını içeren üç aşamalı stokastik planlama tabanlı modeli tanıtmıştır. Bu aşamalarda sırasıyla; MEG kurulum ve yük kesinti maliyetinin, olay öncesi MEG ön konumlandırma maliyetinin ve gerçek zamanlı yeniden yönlendirme (re-routing) ve sevk maliyetlerinin minimize edilmesi amaçlanmıştır. Ref. [14]'te sunulan çalışmada ise MEG'in, MŞ'deki plansız arıza ve istemsiz ada moduna geçme durumlarında güvenilirliğini artırma stratejilerinde kullanılması hedeflenmiştir. Ancak bahsi geçen çalışmaların hiçbirinde optimal karar verme algoritmalarında MESS yapısı ve/veya ulaşım sistem kısıtları değerlendirilmemiştir [13]-[14].

Ref. [15]'te sunulan çalışmada, olay öncesi ve olay sonrası fazları içeren dayanıklılık artırma odaklı MGK yönlendirme ve planlama modeli iki farklı şebekede test edilmiş ve sonuçları tartışılmıştır. Büyük çaplı güç kesintileri sonrasında dengesiz dağıtım sisteminin dayanıklılığını iyileştirmek için farklı çeşitlerde dağıtık üretim kaynakları (DEK) (rüzgar türbini, EDS vb.); MEG, onarım ekibi ve yeniden yapılandırma stratejilerinin koordineli şekilde işletimini öneren bütünsel optimizasyon modeli [16]'daki çalışmada sunulmuştur. Buna karşın, [16]'da sabit EDS dikkate alınırken, [8], [15] ve [16]'daki çalışmalarda gerçek

hayata yakın sonuçların elde edilmesini sağlayacak ulaşım sistemi kısıtlarının dikkate alınmadığı görülmüştür.

Gao vd. [17] kasırga sonrası dağıtım sisteminin restorasyon sürecinde kritik yüklerin talebini karşılayabilmek için dizel generatör, elektrikli otobüs ve taşınabilir EDS'yi dikkate alan bir çalışma gerçekleştirmiştir. Ding vd. [18] mobil batarya taşıyan araçların onarım ekibi ve yumuşak anahtarlama ile bağlantılı MŞ koordinasyonunu sağlayarak çok zamanlı restorasyon modeli geliştirmiştir. Karmaşık tamsayılı doğrusal programlama tabanlı algoritmanın dayanıklılığı artırma miktarı farklı durumlar altında test edilmiştir. Yine de ne MESS ne de MEG önerilen modelde dikkate alınmamıştır. Büyük çaplı bir hasardan sonra kritik yüklerin kümülatif beslenme süresini maksimize etmeyi amaçlayan MILP tabanlı restorasyon planı çalışma [19]'da sunulmuş ve ulaşım sistemi kısıtları da dikkate alınarak mobil kaynaklar ile onarım ekibinin entegrasyonu dikkate alınmıştır. Dinamik trafik durumu ve trafik sıkışmasının da olay sonrası plana dâhil edilmesini amaçlayan çalışma Lei vd. [20] tarafından geliştirilmiştir.

Talep cevabı programının olay sonrası hasar onarma stratejilerine entegre edilmesi ve böylece birkaç radyal ve ring MŞ'lerin oluşturulması ağ bölümleme yöntemi (network partitioning method) geliştirilerek çalışma [21]'de sunulmuştur. Doğal afetlerden sonra istemsiz ada modunda çalışmaya geçilmesi halinde meydana gelmesi muhtemel kötü sonuçların ortadan kaldırılması için acil durum kaynaklarından talep cevabı (TY) programının, EDS ve DÜK'nin etkin şekilde rol oynadığı çalışma [22]'de sunulmuştur. Böylelikle beklenen sosyal maliyetin minimize edilmesi amaç fonksiyonunda yer almıştır. Benzer bir bakış açısıyla, EA'lardan; DÜ, TY uygulamasının ve EDS'nin şebeke destekleyici kaynak olarak değerlendirildiği modelde MŞ'nin ada modunda çalışması durumunda devreden çıkartılan kritik yüklerin minimize edilmesinde faydalanması hedeflenmiştir [23]. Ek olarak, Yao vd. [24] yuvarlanan ufuk algoritması tabanlı entegre strateji geliştirerek MESS filosu ile MŞ'nin üretim planlaması ve yeniden yapılandırma aksiyonlarının koordineli bir şekilde yönetimini sağlamak ve böylece dayanıklılığı arttırmayı amaçlamıştır. Dağıtım sistemi ile ulaşım sistemindeki gerçek zamanlı bilgi işleme ile hasarlar kayda alınmış olsa da EA'ların, MEG'in ve TY'nin çalışmada dikkate alınmaması en büyük eleştiri sebebidir.

Yukarıda anlatılan ve burada bahsedilemeyen diğer çalışmalarda MGK'nin ve EA'nın güç sistem dayanıklılığını artırma ve optimal onarım stratejilerinde etkin ve efektif kullanımına yönelik farklı konseptlerin de işin içine dahil edildiği modeller geliştirilmiştir. Buna rağmen, ilgili konseptin ulaşım sistemi kısıtlarının yanı sıra farklı kaynakların ve stratejilerin de koordineli işletimi ile literatürde daha fazla yer bulması ve bu aktif araştırma alanına katkı sunması gerekmektedir. Tablo 1.1'de çalışmaların belli bir kısmı sistematik olarak irdelenmiştir.

1.2 Tezin Amacı

Bu tezde, küresel ısınma ve diğer iklimsel değişimlerden dolayı gerçekleşme sıklıkları artış gösteren doğal afetler ve ekstrem doğa olaylarının elektrik güç sistemi üzerindeki olumsuz etkilerinin en aza indirilmesi amaçlanmaktadır. Bu bağlamda, öncelikle güvenilirlik konseptinin aksine meydana gelme olasılığı düşük fakat olası ciddi etkilere sahip olayları inceleyen dayanıklılık konsepti kapsamlı bir şekilde ele alınmıştır. Google Scholar, Elsevier, IEEE veritabanları ile Enerji Departmanı v.b diğer laboratuvarların yayınlamış olduğu raporlarda “resilien*”, “vulnerability”, “cyber-threats” ve “smart grid” anahtar kelimeleriyle detaylı bir araştırma yapılmıştır. Taranan bilimsel çıktılar yayınlanma yılı, konusu ve metodolojisine göre sınıflara ayrılmış ve orijinal katkıları yetersiz olan çalışmalar elenmiştir. Güç sistem dayanıklılığını belirleyebilmek amacıyla literatüre kazandırılmış niceliksel metrikler/ölçütler, dayanıklılık odaklı akıllı şebeke uygulamaları ve tehditler geniş bir pencereden değerlendirilmeye alınmıştır.

Elektrik enerjisinin sürekliliğinin günden güne daha fazla önem kazandığı modern çağda, büyük çaplı kesintilerin önüne geçebilmek için akıllı şebeke kapsamında sunulabilecek inovatif çözümler, bu tez kapsamında ele alınmıştır. İlk olarak, muhtelif mobil kaynakların yani EA'nın, MEG'nin ve MESS'in, afet durumunda esnekliği ve dayanıklılığı destekleyici hizmet elemanı olarak değerlendirilmesi ve bunların kritik yük restorasyonuna katılımının modellenmesi hedeflenmiştir. Filo operatörü çatısı altındaki EA'ların hedeflenen hasarlı bölgelere intikalini sağlamaya yönelik gün öncesi karar verme algoritması geliştirilmiş ve böylece yüksek kritik önceliğe sahip yüklerin güç kesinti süresinin minimize edilmesi amaçlanmıştır. Diğer mobil kaynaklardan MEG ve MESS'nin de şebeke operatörü

perspektifinden dayanıklılık kaynağı olarak değerlendirilmesi neticesinde sistem performansının iyileştirilmesine yönelik stratejiler geliştirilmiştir. Mobil kaynakların yanı sıra oldukça yaygın adaptasyona sahip DÜ ve TY uygulamalarının da acil durum kaynağı olarak optimal onarım planında yer alması sağlanmıştır. Birçok farklı uygulama ve yapıyı içeren gerçek zamanlı karar verme modeli trafik koşullarının dinamik olarak güncellenmesini içermektedir. Böylece sadece dağıtım sisteminin değil ulaşım sisteminin de afetlerden etkilenme durumları dikkate alınmıştır.

1.3 Orijinal Katkı

- Bahsedilen literatür çalışmaları ve burada belirtilemeyen diğer bilimsel çalışmaların aksine, dayanıklılık konsepti ile birbirine sıklıkla karıştırılan güvenilirlik konseptinin farkları ortaya koyulmuş ve güç sistem dayanıklılığının teknik açıdan karşılaştırmalı olarak okuması gerçekleştirilmiştir.
- Güç sistem dayanıklılık metrikleri/ölçütleri işletimsel ve altyapısal pencerelerden taranarak bu konu bağlamında çalışmalar gerçekleştirecek araştırmacılar için bir farkındalık oluşturulması hedeflenmiştir.
- Güç sisteminin maruz kaldığı kasıtlı ve kasıtlı olmayan tehditler (deprem, sel, kasırga ve siber saldırılar) kategorilere ayrılarak güç sisteminin üzerindeki etkileri ve bu tabanda gerçekleştirilen çalışmalar geniş bir çerçeveden derlenmiştir.
- Risklerin olabildiğince ortadan kaldırılması noktasında sunulmuş akıllı şebeke çözümleri; EDS, DÜ, TY, EA ve MŞ özelinde ayrıntılarıyla ele alınmıştır.
- Olası bozucu etki olarak sismik bir olayın göz önünde bulundurulması ve güç sistemindeki havai hatların işletimine yönelik tehditin senaryo tabanlı stokastik model ile ele alınması sağlanmıştır. Afetlerin rastgele ve öngörülmez doğası Monte Carlo Simülasyon (MCS) tekniği ile oldukça yüksek sayıda deprem senaryolarının üretilmesi ile bertaraf edilmiştir. Kırılma eğrileri konsepti ile havai hatların hasarlanma olasılığı belirlenmiştir.

- Optimizasyon modeli için daha gerçekçi giriş verileri elde etmek için EA mobilitesinden kaynaklı belirsizlikler öğrenme tabanlı algoritma ile tespit edilerek muhtemel V2G kapasitesi tespit edilmiş ve bu algoritmanın tahminleme performansı literatürdeki diğer sıklıkla kullanılan yöntemler ile karşılaştırılarak araştırılmıştır.
- Hasarlanma olasılığı yüksek olan havai hatlar baz alınarak farklı gerçekleşme olasılığına sahip senaryoların üretilmesi ve akabinde MILP tabanlı stokastik optimal EA yönetim modeli ile kritik yüklerin beslenerek kaynak israfının azaltılması, güç kayıplarının minimize edilmesi amaçlanmıştır.
- Teorik olarak sunulan çalışmanın pratik hayatta uygulanabilir olmasının önünü açabilmek amacıyla ekosistemde yer alan her bir oyuncu için konseptsel olarak farklı arayüzler tasarlanmıştır. Bahsedilen tüm bileşenleri ve yapıları içeren bir bilimsel çalışma literatüre ilk kez sunulmuştur.
- Karmaşık tamsayılı karesel programlama (mixed-integer quadratic programming-MIQCP) tabanlı gerçek zamanlı karar verme algoritması geliştirilerek özellikle kritik yük restorasyonunun gerçekçi bir bakış açısıyla değerlendirilmesine katkı sunulmuştur. İlgili konseptin teorik arka planı ile gerçek hayat uygulaması arasındaki farkın ortadan kaldırılması ve sistem operatörleri için doğruluğu yüksek bir modelin elde edilmesi hedeflenmiştir. Burada, MESS ve MEG'nin mobilitesinden faydalanarak öncelikli yüklerin bulunduğu bölgelere intikali ile birden fazla MŞ oluşturulması sağlanmıştır.
- Ulaşım sistemindeki olumsuzlukların her bir zaman aralığındaki optimizasyon çevriminde gerçek zamanlı olarak güncellenmesi ve bu verilerin optimal restorasyon planının belirlenmesinde birincil rol üstlenmesi sağlanmıştır.
- Daha gerçekçi bir yaklaşım sağlamak amacıyla dağıtık birimler, şebeke ve mobil kaynaklar arasındaki güç akışı, lineerleştirilmiş DistFlow modeli ile dikkate alınmıştır.
- Çoklu mobil kaynaklar ile birlikte TY programı ve DÜ ünite gibi sabit (stationary) şebeke destekleyici yapıların kendi işletim bölgelerindeki yerel yüklerin ilgili olaydan olumsuz etkilenme oranlarının minimize edilmesi

maksadıyla modele dâhil edildiği vurgulanmalıdır. Bahsedilen yapıların koordineli işlelimini sağlamayı hedefleyen bu çalışma literatüre ilk kez sunulmuştur.

2.1 Giriş

Bilindiği üzere, elektrik güç sistemi şu anki sistemler içerisinde en karmaşık yapıya sahip olan sistemlerden biri konumundadır ve çok sayıda indirici merkezin, iletim ve dağıtım hatlarının birbirine bağlanmasıyla son kullanıcıların enerji ihtiyacına cevap vermektedir. Kritik altyapılardan biri olmasına rağmen bir o kadar hasargörebilirliği yüksek olan bu ağın, elektrik enerjisini olabildiğince ekonomik ve verimli olarak talep tarafına iletmesi ve bunu yaparken de sosyal ve çevresel koşulları da dikkate alması zorunludur [28].

Elbette ki enerji sistemindeki süreklilik devlet otoritelerinden yerel ve merkezi yönetimlerin hepsi için büyük önem arz etmektedir [29]. Bankacılık ve finans sektörü de dâhil olmak üzere, haberleşme, ulaşım sistemi, doğal gaz, su dağıtım sistemleri, sağlık ve acil servislere kadar tüm kritik altyapı hizmetlerinin devamlılığı ve işletimi elektrik güç sisteminin düzgün çalışmasına bağlıdır. Yani güç sisteminde meydana gelebilecek herhangi bir arıza tüm altyapının zarar görmesini ve en nihayetinde büyük çaplı kesintilerin tüm hizmet sektörlerinde de meydana gelmesine neden olabilmektedir [30].

Gelişen modern dünyada son kullanıcılar, enerji ihtiyaçlarının güç sistem planlayıcıları tarafından makul bir süreklilik ve yüksek güç kalitesi ile sürdürülebilir bir şekilde sağlanacağını beklemekte, yani bu noktada güvenilirlik (reliability) konsepti şüphesiz önem kazanmaktadır. Ancak donanım ve yazılım sistemlerindeki olası arızalar, hizmet kaybına, varlıkların uzun süreli bozulmalarına ve çalışmamasına neden olabilmektedir. Bundan dolayı, güç sistemindeki arızaları ve zorlukları dikkate alarak bir planlama gerçekleştirilirken uluslararası standartlar kapsamında “N-1” veya “N-2” güvenilirlik kısıtları dikkate alınmaktadır [31]. Yani iletim sistemindeki herhangi bir ekipmanın veya birbirlerine bağımlı ekipman grubunun devre dışı kalması hali “N-1” kısıtı

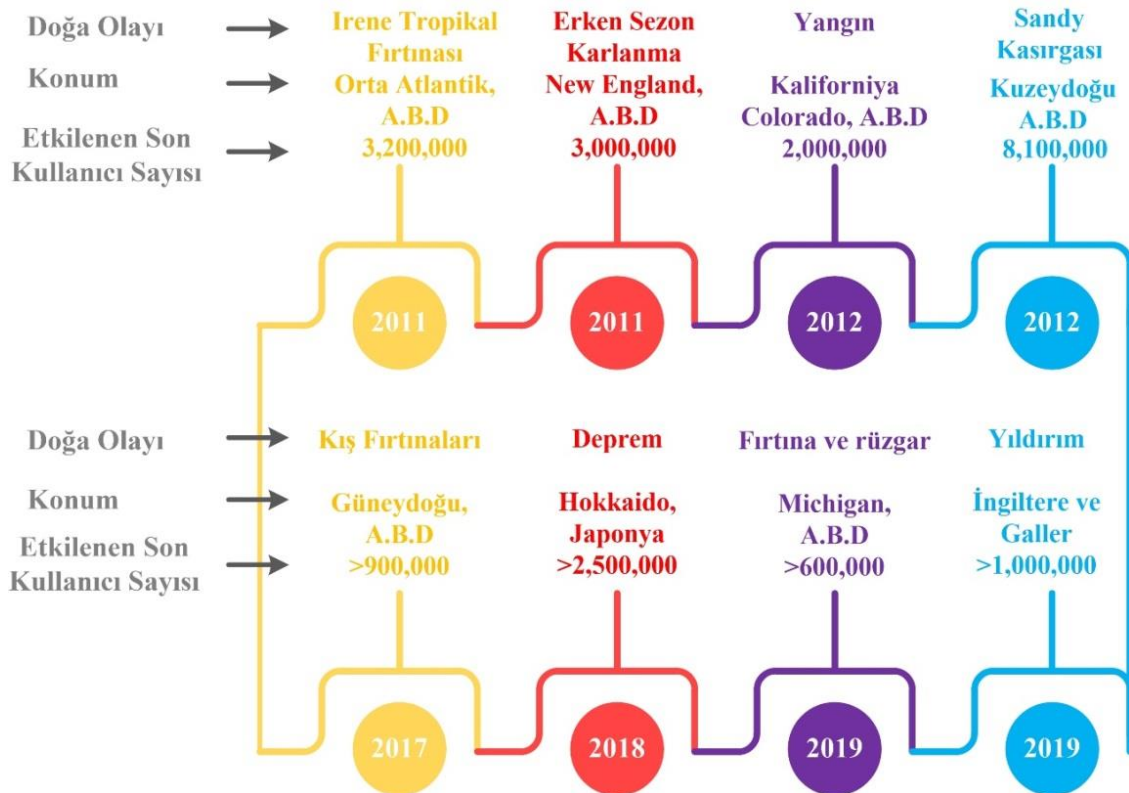
çerçevesinde ele alınırken sistemin birbirinden bağımsız iki ekipmanının arıza nedeniyle aynı anda devre dışı olması hali “N-2” kriteri ile değerlendirilmektedir. Güç sistem operatörleri perspektifinden bir değerlendirme yapıldığında, bu tip arızaların düşük etkili fakat yüksek olasılıklı olaylar olduğu görülmektedir. Bu konuda birçok güvenilirlik indisi hali hazırda standartlarda mevcuttur ve bu indisler yardımıyla güç sisteminde işletimsel planlamalar yapılabilmektedir. Ortalama kesinti sıklığı (System Average Interruption Frequency Index-SAIFI), ortalama kesinti süresi (System Average Interruption Duration Index-SAIDI) gibi standart indisler dünya genelinde en fazla kullanılan ve güç sistem planlayıcıları için sistem performans göstergeleridir [32].

Öteki taraftan, son zamanlarda güç sistem operatörlerinin karşılaştığı riskli olayların arttığını ve bunların düşük olasılıklı, yüksek etkili (DOYE) yıkıcı olaylar başlığı altında incelendiği görülmektedir. Sonuçta, doğa olaylarından kaynaklı tehditlerin artık göz ardı edilemeyeceği ve bunların sistematik olarak incelenmesinin zorunlu olduğu anlaşılmaktadır. Özellikle bu noktaya gelinmesinin başlıca sebeplerinden biri de güç sisteminin yetersiz denebilecek, günümüz şartlarına uygun olmayan tasarım ve işletimidir. Tarihte gerçekleşmiş olaylar incelendiğinde, Sandy Kasırgasının Amerika Birleşik Devletleri (A.B.D) tarihinin en dramatik örneklerinden biri olduğu ve bu olay sonucunda “N-90” mertebesinde arıza gerçekleşme olasılığının olduğu görülmüştür [33]. Bu yüzden güç sistem aktörleri, şebeke planlama ve işletim aşamasında artık sadece güvenilirlik analizlerine dayanan bir yapının günümüz şartlarına uygun olmadığına ve mutlaka geliştirilmesi gerektiği hususunda hemfikirdir. Bu bağlamda, son zamanlarda adını sıklıkla duyduğumuz dayanıklılık (resiliency) konseptinin hem akademi camiasının hem de endüstriyel paydaşların gündeminde olduğu ve bu alanın aktif bir araştırma alanı haline geldiği görülmektedir.

Olağanüstü olayların (extraordinary events), kritik altyapılarda meydana gelen elektriksel arızaları önemli derecede arttırdığı ve sistemin belli bir bölümünde veya tamamında büyük çaplı kesintilere neden olarak milyonlarca son kullanıcıyı etkilediği bilimsel verilerle doğrulanmaktadır [34]. Olabildiğince belirsiz ve nadir gerçekleşen olaylar, büyük miktarlarda yük kayıplarının yanı sıra dünya genelinde doğrudan veya dolaylı olarak ekonomik kayıplara neden olabilmektedir. Dünyaca

nl organizasyonlardan Elektrik Gücü Araştırma Enstitüsü'nün (Electric Power Research Institute-EPRI), Lawrence Berkeley Ulusal Laboratuvarı'nın ve A.B.D Enerji Bakanlığı'nın (United States Department of Energy- DOE) yayınlamış olduğu raporlara göre dünya genelinde anlık kesintiler ve yerel gc sistemi ckmelerinin (blackout) maliyeti yıllık \$30-\$400 milyar aralığında değişmektedir [35]-[37].

Bu olaylardan rneğin 11 Mart 2011 yılında 9,0 büyüklüğünde gerçekleşen Büyük Japonya Depremi sonrası 4,4 milyon insanın 9 gün boyunca enerjisiz kaldığı rapor edilmiştir [38]. Benzer şekilde 2018 yılında gerçekleşen Hokkaido Doğu Depreminde gc santrallerinin devreden cıkması sonucu 5 milyon son kullanıcıya elektrik enerjisinin ulaştırılamadığı görülmüştür [39]-[41]. Avustralya'da gerçekleşen diğer doğa olaylarından şiddetli fırtınalar ve yıldışımlar sonucu 1,6 milyon insanın [42] Sandy Kasırgası [43] ve Irene Kasırgası [44] neticesinde ise sırasıyla 8 milyon ve 6,5 milyonun kullanıcının enerjisiz kaldığı ilgili raporlara yansımıştır. Son zamanlarda yaşanan doğal afetlerin gerçekleştiği konumu ve etkilediği insan sayısını gösteren veriler şekil 2.1'de gösterilmiştir [45]- [46].

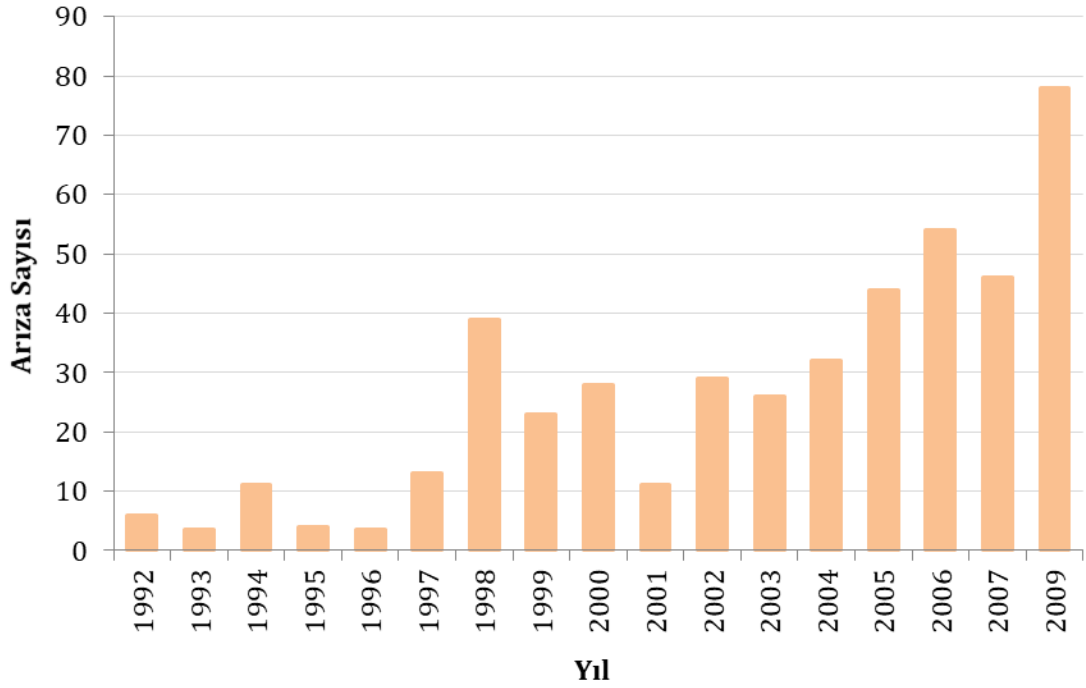


şekil 2.1 Büyük cplı doğal afetler, konumları ve etkiledikleri kullanıcı sayıları

Raporlar temel alınarak hazırlanan istatistiksel analizler sonucunda, küresel ısınmanın DOYE olaylarının hem şiddetini hem de sıklığını artırma üzerinde doğrudan bir ilişkisi olduğunu ortaya koymaktadır [47]. Bu bağlamda, Hines vd. [48] A.B.D’de 1984-2006 yılları arasında gerçekleşen 933 tane güç kesintisinin %44’ünün doğa olayları neticesinde gerçekleştiğini ortaya koymaktadır. Tablo 2.1’de bu olayların kaynakları ve doğa olaylarının payı net olarak gösterilmektedir. Ek olarak, Kuzey Amerika Elektrik Güvenilirlik Kurumu (North American Electric Reliability Corporation-NERC) tarafından yapılan diğer bir araştırmada ise 1992 yılından itibaren doğa olaylarından kaynaklı arızaların ivmelendiği ve son zamanlarda daha da arttığı ifade edilmekte ve Şekil 2.2’de de gösterilmektedir [49].

Tablo 2.1 A.B.D’de 1984-2006 yılları arasında gerçekleşen güç kesintileri

Nedeni	Olayın gerçekleşme yüzdesi	MW cinsinden ortalama değeri	Ortalama son kullanıcı sayısı
Deprem	0,8	1.408	375.900
Kasırğa	2,8	367	115.439
Tropikal kasırğa	4,2	1.309	782.695
Kar fırtınaları	5,0	1.152	343.448
Yıldırım	11,3	270	70.944
Rüzgâr/yağmur	14,8	793	185.199
Diğer soğuk hava	5,5	542	150.255
Yangın	5,2	431	11.244
Kasti saldırı	1,6	340	24.572
Arz sıkıntısı	5,3	341	138.957
Diğer dış nedenler	4,8	710	246.071
Ekipman arızası	29,7	379	57.140
Operatör hatası	10,1	489	105.322
Gerilim düşmesi	7,7	153	212.900
Gönüllü azaltma	5,9	190	134.543



Şekil 2.2 1992-2009 arasında Kuzey Amerika’da doğa olaylarına bağlı arızalar

Açıklanan raporları ve verileri dikkate alan birçok karar verici, araştırma enstitüsü ve önemli organizasyonlar; güç sistemi bağışıklığının arttırılması noktasında artış gösteren farkındalığı da dikkate alarak bu konsept üzerinde derinlemesine çalışmalar icra etmektedir. Bunlardan DOE, dayanıklılığın akıllı şebeke konseptinin bir karakteristiği olması gerektiğini ve aşağıda zikredilecek beş önemli gereksinimin güç sisteminde bulunması gerektiğini ifade etmektedir. Bunlar sırasıyla:

- Dayanıklılık metriklerinin geliştirilmesi,
- Esneklik için sistem tasarımının geliştirilmesi,
- Hazırlıklı olma ve etkilerin azaltılması yönündeki önlemlerinin iyileştirilmesi,
- Sistemin cevap verme süresi ve restorasyon kabiliyetinin iyileştirilmesi,
- Bağlantıların analiz edilmesi ve yönetilmesi [50].

DOE’nin yanı sıra Birleşik Krallık Ulusal Güvenlik Stratejisi tarafından hazırlanan rehberde göre, hem kritik hem de önemli sayılabilecek hizmet noktalarının fiziksel saldırılara karşı dayanıklılığının arttırılması gerekmektedir [51]. EPRI ise konuyu farklı bir bakış açısıyla yorumlayarak teknolojik ve inovatif çözümlerin yanı sıra araç ve stratejileri de bu konsept özelinde inceleyerek genel tanımlamalar ortaya

koymuştur. Aynı zamanda; kapsamlı bir eylem planı hazırlayıp devlet ve devlet kurumları haricindeki paydaşların da katılımını sağlayacak, aradaki birleşmeyi kenetleyecek bu konsept özelindeki işlerin önemini vurgulamıştır [49]. Yukarıda bahsedilen tüm maddeler dâhilinde, elektrik güç sisteminin dayanıklılığının önemi vurgulanmış ve bu konu bağlamında önemli kurum ve kuruluşların önerilerine yer verilmiştir. Kritik altyapıların başında gelen güç sistemindeki riskli olayların geniş bir çerçeveden değerlendirilmesi zorunludur. Bu başlıkta ise literatürde gerçekleştirilmiş farklı konu başlıklarını içeren detaylı bir rapor hazırlanmıştır. Tehditlerin sınıflandırılarak güç sistemine etkilerinin incelenmesinin yanı sıra akıllı şebeke konsepti ışığında sunulan çözümle de değerlendirilmiştir.

2.1.1 Dayanıklılık Konsepti Özelinde Derleme alışmaları Gerçekleştiren Literatür alışmaları

Araştırmacıların son zamanlarda güç sistem dayanıklılığı üzerinde artış gösteren çalışmalar gerçekleştirdiği görölmektedir. Bu alışmalardan, Ref. [52] dayanıklılık konseptini baştan sona ele alarak, tanımlamaları ve diğer disiplinlerle arasındaki teorik altyapıyı anlatmış, “risk değerlendirme amaçlarıyla” dayanıklılık konseptinin birbirinden ayrıştığı noktaları ele almıştır. Bunun yanı sıra güç sistemine yönelik tehditler sınıflandırılmış ve gelecek çalışmalarda metrik geliştirme özelinde çalışmalar yapılacağına değinilmiştir. Olağanüstü olayların ve küresel ısınmanın güç sistem ekipmanları üzerine etkileri incelemek maksadıyla Ref. [53]’te bir derleme çalışması sunulmuştur. Bu çalışmada, doğa kaynaklı olayların modelleme yöntemleri, farklı yaklaşımlar, karşılaşılan zorluklar ve kısıtlamalar detaylıca ele alınmıştır. Güç sistem dayanıklılığının arttırılması için geliştirilebilecek stratejiler, hazırlık ve onarım süreci kısa ve uzun dönemli olmak üzere iki başlığa ayrılmış ve detaylı bir derleme yapılmıştır. Ayrıca akıllı şebeke özümlelerinin dayanıklılığın arttırılması noktasındaki faydaları ve önemi de vurgulanmıştır. Klasik güvenilirlik ve risk analizlerinin tamamlayıcısı olarak güç iletim ve dağıtım sistemlerinin hasargörebilirlik analizlerini içeren metodolojik bir yaklaşım çalışma [54]’ün konusu olmuştur. Genel yöntemler, hasargörebilirlik indisleri ve konseptsel altyapı güç sistem dayanıklılığının temel yapıları olarak değerlendirilmiştir.

Jufria vd. [55] gerçekleştirdikleri çalışmada, dayanıklılık konseptini güç sistem mühendisleri bakış açısıyla teknik olarak irdelemiş ve literatürdeki çalışmalarını karşılaştırarak dayanıklılık metrikleri geliştirmiştir. Güç sisteminin DOYE olaylarına karşı daha sağlam durması için anahtar stratejiler derlenmiştir. Dayanıklılığın diğer disiplinlerdeki tanımlamaları ve dayanıklılık değerlendirme tekniklerinin detaylıca araştırıldığı başka bir çalışmada [56], özellikle altyapı mühendislerinin risk yönetimi ve dayanıklılık analizindeki farkındalığının artırılması hedeflenmiştir. Tanımlanan metrik, güç sisteminin kasırga olayıyla karşılaştığı zamanki işletimsel performansını ölçmek amacıyla hesaplanmış ve sonuçlar tartışılmıştır. [57]'de sunulan çalışmada, güç kesintilerinin sıklığını tahmin etmek ve son kullanıcıların bakış açısından elektrik kesintilerine ilişkin altta yatan risk faktörlerini açıklamak amacıyla veriye dayalı iki aşamalı hibrit risk tahmin modelinden yararlanılmıştır. 2000 yılından 2015'e kadar geçmiş büyük çaplı arızaları içeren verinin yanı sıra sosyoekonomik veri ve iklimsel gözlemler de kullanılarak ilgili risk modelinin eğitilmesi sağlanmıştır. Wang vd. [58] dayanıklılık konsepti ışığında gaz ve enerji sistemlerinin modellenmesi ve simülasyonu ile ilgili 30 enerji altyapısı modelini gözden geçirmiştir. Ayrıca bir dayanıklılık modelini değerlendirmek için beş gösterge önermişlerdir.

Diğer bir çalışmada [59], elektrik güç sisteminin karşılaştığı potansiyel riskler, bu riskleri ortadan kaldırmak amacıyla geliştirilen teknikler ve yaklaşımlar geniş bir çerçeveden irdelenmiştir. Bunun yanı sıra restorasyon stratejileri de derlenmiş olup, özellikle DOYE olaylarına karşı güç sistem adaptasyonunun nasıl arttırılacağı tartışılmıştır. 2003 yılında gerçekleşmiş olan Kuzeydoğu Şebeke Çökmesinin (Northeast Blackout) ekonomik ve dayanıklılık başlıkları özelindeki etkileri Ref. [60]'ta sunulan çalışmada genel bir bakış açısıyla değerlendirilmiş ve olasılıksal risklerin güç sistem işletiminde muhakkak dikkate alınması gerektiği hususunun altı çizilmiştir. Doğa olaylarından kaynaklı kesintilerin, bunların güç sistemine etkilerinin ve yok etme stratejilerinin tanıtıldığı kısa bir derleme çalışması da Ref. [61]'de sunulmuştur.

Guo vd. [62] zincirleme arızaları, bu arızaları ele alan literatür çalışmalarını, zarar azaltma stratejilerini, arıza tahminini, önlenmesi ve restorasyonu noktasındaki derinlemesine analizlerini gerçekleştirdiği çalışmada sunmuştur. Ahmed vd. [63],

yıkıcı olaylara maruz kalan enerji sistemleri perspektifinden teknik, matematiksel ve analitik konuları ele alarak enerji sistemi dayanıklılığına genel bir bakış sağlamıştır. Konsept, dayanıklılığın karakterizasyonunu, nicel yöntemler ve göstergeleri ve enerji sistemi modellemesinin özelliklerini kapsayan beş aşamada tartışılmıştır.

Umunnakwe vd. [64], literatüre kazandırılmış güç sistem nicel metriklerini dağıtım seviyesi, iletim seviyesi ve genel sistem metrikleri olarak sınıflandırmayı amaçlamıştır. Dayanıklı bir sistemin ana özelliklerini tanımlamak, tasarım parametrelerini kullanarak tartışılan metrikleri değerlendirme kriterleri olarak belirleyebilmek için Aksiyomatik Tasarım Sürecini kullanmıştır.

Web of Science veritabanından elde edilmiş veriler doğrultusunda dayanıklılık konseptinin tanımlamalarının yanı sıra ekonomik, organizasyonel, mühendislik ve sosyal alanlardaki nicel ve nitel yaklaşımlar ayrıntılı olarak Ref. [65]'teki çalışmada paylaşılmıştır. Benzer şekilde, Panteli ve Mancarella [66], genel olarak dayanıklılık konseptini tanıttıktan sonra MCS tabanlı zaman serileri benzetim modelini uyguladıkları nümerik bir durum analizi de gerçekleştirerek güvenilirlik indislerini hesaplamış ve dayanıklılık ölçütlerini irdelemiştir. Wang vd. [67] farklı bir bakış açısından durumu değerlendirerek, doğal afetlerden kaynaklı oluşabilecek potansiyel arızaların tahmin edilmesine yönelik geliştirilen araçların (tools) derlemesi üzerine bir çalışma sunmuştur. Bunun yanı sıra, Zamudaa vd. [68] doğa olaylarından kaynaklı uzun dönemli riskler için planlama ve hazırlık stratejileri geliştiren güç sistem karar vericilerinin işlerini kolaylaştırabilmek amacıyla geçmiş tecrübelerden faydalanmayı önermiş ve çalışmasını bu konu etrafında şekillendirmiştir.

Ref. [69]'da sunulan araştırma çalışmasında ise, güç sisteminin dayanıklılığını artırmak amacıyla geliştirilen stratejilerin maddi boyuttaki faydaları ile yatırım maliyetlerinin geri dönüşlerini nasıl etkilediği üzerine kısa bir derleme çalışması hazırlanmıştır. Güç sistem özelindeki dayanıklılık çalışmalarında yatırımlar sonucunda elde edilecek faydaları belirsiz olarak niteleyen Ref. [70]'teki çalışmada, karar verici mekanizmalar için min-max teorimi tabanlı bir yaklaşım geliştirilmiştir. Ayrıca, [71]'deki çalışmada, güç sisteminin güvenlik açıklarını belirlemek ve ele almak için önerilen çeşitli yöntem ve yaklaşımları incelemeye

odaklanmıştır. Adapte edilen modeller, rastgele arızalar, doğal afetler ve kasıtlı saldırılar olmak üzere tanıtılan üç tür tehdit temelinde gözden geçirilmiştir. İlgili literatür çalışmalarının karşılaştırılması Tablo 2.2'deki gibidir.

Tablo 2.2 İlgili alanda gerçekleştirilmiş derleme çalışmaları

Ref.	Akıllı Çözümler				Tehditler		Dayanıklılık değerlendirmesi	Güvenilirlik konsepti ile farkları
	DÜK	TY	EA	MŞ	Doğal afetler	Siber saldırılar		
[52]	✓	×	×	✓	×	✓	×	✓
[53]	✓	✓	×	×	✓	×	×	×
[55]	✓	×	×	✓	×	×	✓	✓
[56]	×	×	×	×	×	×	✓	×
[59]	×	×	×	×	✓	×	×	×
[65]	×	×	×	×	×	×	✓	✓
[66]	×	×	×	×	✓	×	×	✓
[67]	✓	×	×	✓	✓	×	×	×
[68]	×	×	×	×	✓	×	×	×
Bu çalışma	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

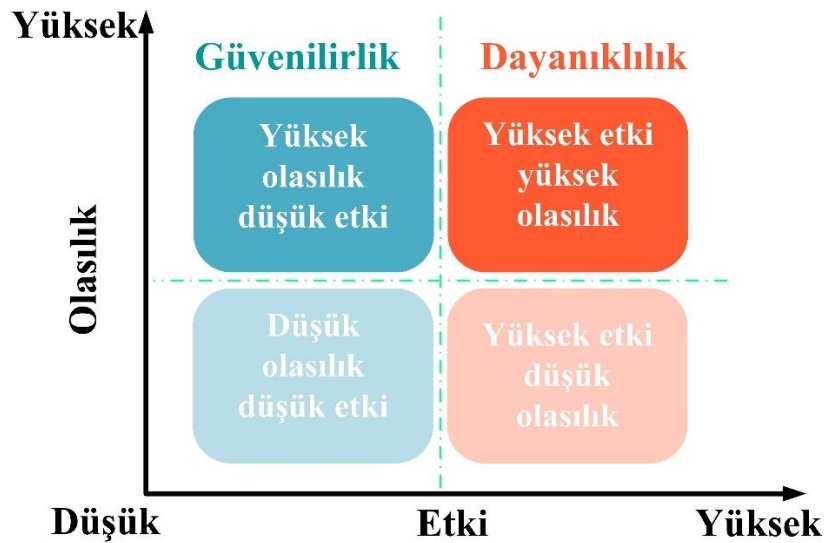
2.2 Güç Sistem Dayanıklılık Konsepti

2.2.1 Güvenilirlik vs. Dayanıklılık

Elektrik şebekesi tasarımı ve işletimi, birbiriyle ilişkili fakat bir o kadar da zıt iki konsept olan güvenilirlik ve dayanıklılık kavramlarını kapsamaktadır. Aslında bu konseptlerin arkasındaki temel felsefe birbirinden çok farklı olsa da genelde aynı kelimelerle ifade edilebilmekte ve aynı amaçlar için kullanılabilirler. Elektrik güç sistemi güvenilirliği için kurulmuş teknik altyapı, sistem performansının ölçülmesi ve değerlendirilmesinde kullanılan en yaygın terminolojiye sahiptir. Kapsamı ise makul seviyede bir süreklilik ve kalitede son kullanıcılara enerjinin aynı zamanda verimli bir şekilde sağlanması olarak

açıklanabilir. Uluslararası Elektroteknik Komisyonu’nun penceresinden güvenilirlik, planlı koşullar altında bir cihazın veya sistemin yeterli işletme performansı göstererek belirlenen amaçları belirli bir süre gerçekleştirebilmesi olarak tanımlanmıştır [72].

Öncelikli olarak tipik arızalardan kaynaklı arıza sıklığı ve süreleri temelde güvenilirlik konsepti başlığı altında irdelenmektedir. Ancak bu arızalar anormal ama tahmin edilebilir/önceden kestirilebilir veya kontrol edilebilir karakteristiktir. Bundan dolayı güvenilirliğin, sistemi ve bileşenlerini yalnızca kısa zaman aralığında sınırlı alanları etkileyen ve hatta sistemin tümünün arızalanmadan işletimde kalabileceği öngörülebilir, düşük etkili yüksek olasılıklı olaylara karşı koruduğunu söylemek yanlış olmaz [67]. Ancak; olağanüstü, az sıklıkla gerçekleşip önemli derece yıkıcı etkileri bulunan olaylarla baş etmek hala güç sistem operatörleri perspektifinden çözülmesi çok da kolay olmayan bir durumu beraberinde getirmektedir. Bu minvalde, sadece güvenilirlik analizleri ile sistem tasarımının ve işletiminin artık yetersiz kaldığı aşikârdır. Bu durumda dayanıklılık, yeni bir konsept olarak literatüre sunulmuş ve son zamanlarda oldukça popüler bir konu başlığı haline gelmiştir. Dayanıklılık sadece moda bir sözcük olmaktan ziyade istenmeyen olayların doğuracağı sonuçlarla başa çıkmak için en umut verici yaklaşımlardan biridir. Bu bağlamda, güvenilirlik ve dayanıklılık konseptinin en temel farkı Şekil 2.3’te daha net anlaşılmaktadır [73].



Şekil 2.3 Güvenilirlik ve dayanıklılık konseptleri açısından tehditler

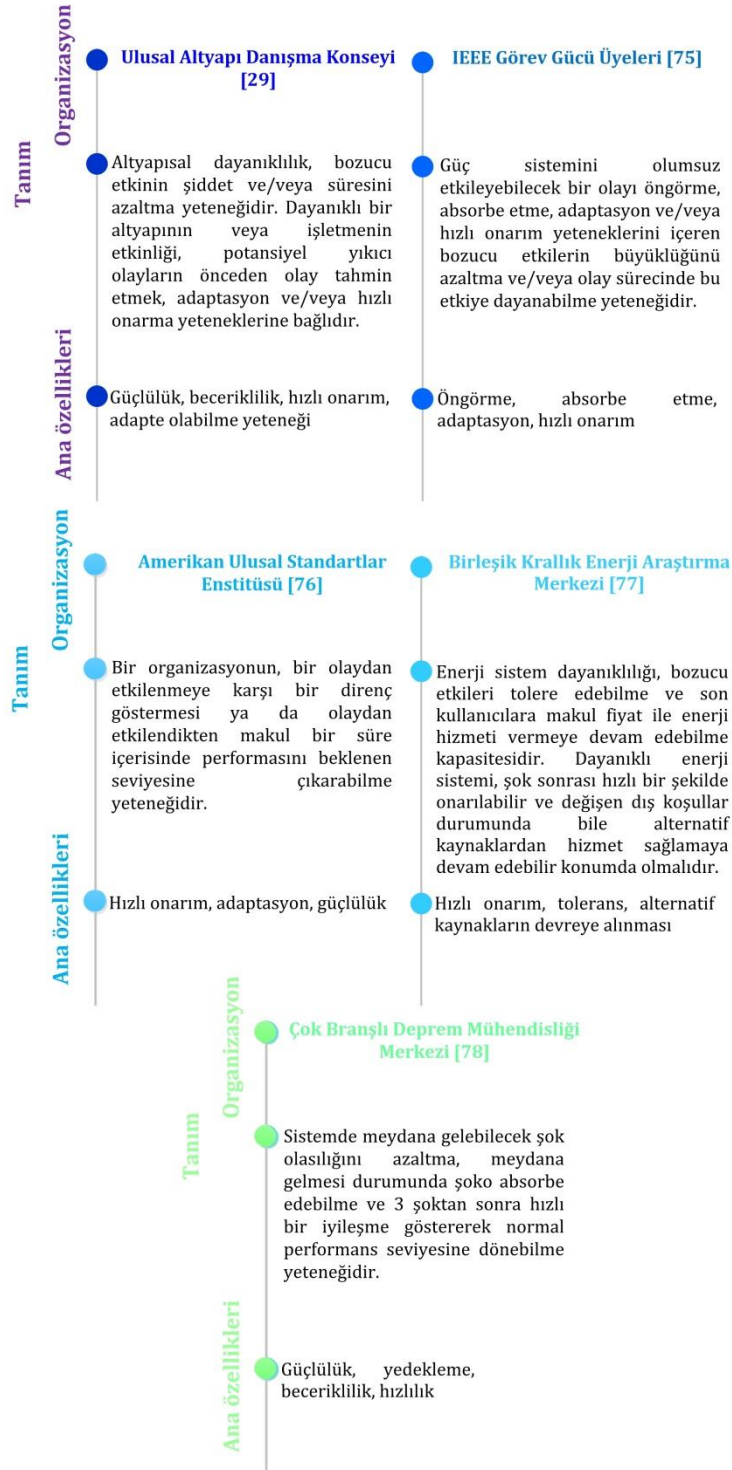
Dayanıklılık (resiliency) latince “resilio” kökünden gelmekte ve literatürde “geri sıçrama (bounce back)” veya “geri gelme (spring back)” anlamlarına tekabül etmektedir. Aslında dayanıklılık konsepti, sadece elektrik güç sistemi özelinde değil, finans sektöründen, iletişim, ulaşım ve hatta toplum mühendisliği gibi disiplinlerde de artan bir öneme sahiptir. Ölçütler ve metrikler geliştirilirken tüm disiplinlerdeki temel hedef, durumsal farkındalığın (situational awareness) artırılması ve herhangi bir dış bozulmaya veya darbelere karşı dirençli olarak sistemin hızlıca geri gelebilmesi ve adaptasyon özelliğinin olmasını içermektedir. Şekil 2.4’te dayanıklılık konseptinin temel şeması görselleştirilmiştir [74].



Şekil 2.4 Şoklara maruz kalan sistemin dayanıklılık şemasının genel çizimi

Birçok güç sistem paydaşının, dayanıklılık konsepti ile ilgili çalışmalarının yanı sıra literatüre tanımlamalar kazandırma noktasında da güçlü bir çaba sarfettikleri görülmektedir. Bunlardan Ulusal Altyapı Danışma Konseyi (The National Infrastructure Advisory Council) 2010 yılında genel çerçeveden bir çalışma hazırlamış ve kritik altyapıların dayanıklılık hedeflerini ortaya koymuştur. Bunun yanında dayanıklılığı şu şekilde tanımlamıştır [29]: “*Altyapı dayanıklılığı, bozucu etkilerin süresini ve/veya şiddetini azaltma yeteneği olarak tanımlanabilir. Dayanıklı bir altyapının veya işletmenin etkinliği; doğrudan potansiyel yıkıcı etkileri olan olayları tanıma, absorbe etme, adaptasyon ve/veya hızlıca kendini kurtarma yeteneğine bağlıdır*”. Dünyada güç sistemi alanında ünlü olan diğer organizasyon ve paydaşların dayanıklılık tanımlamaları ve dayanıklı bir sistemin özellikleri Şekil 2.5’te ayrıntılarıyla gösterilmiştir. Birçok tanımlamanın yanında, bu çalışmada dayanıklılığın temel karakteristikleri şu şekilde kabul edilmiştir: Sistemin ilk şok, potansiyel kasıtlı saldırı ve/veya hava koşullarından kaynaklı olaylara karşı

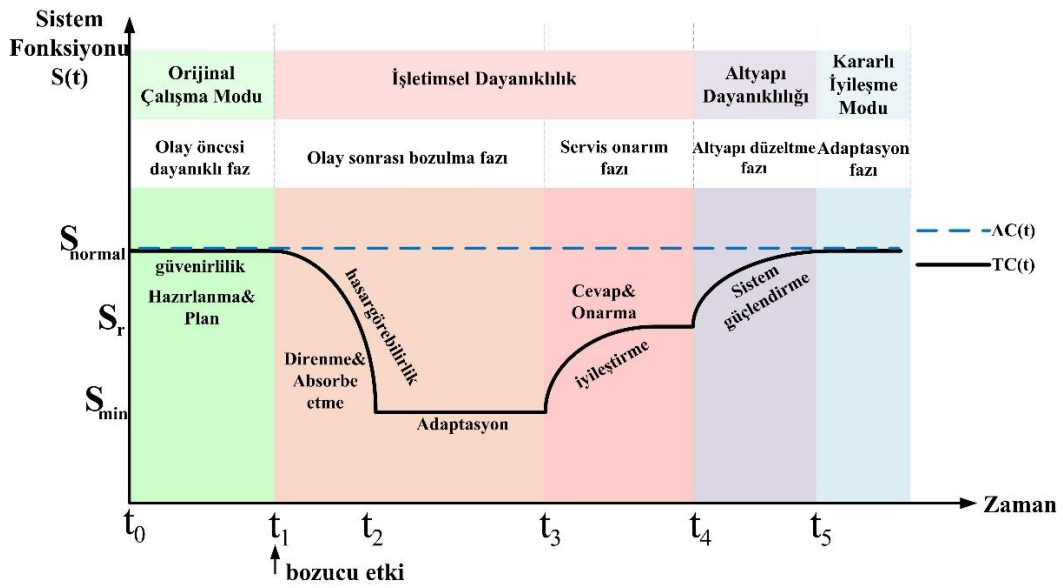
korunma kabiliyetinin yanı sıra; yük kayıplarının önlenmesi için değişen koşullara hızlıca adapte olma yeteneği, tamamen ya da kısmen arızalanmış bölgelerin yeniden inşası için hızlı bir restorasyon süreci ve son olarak elde edilmiş deneyim ve öğrenilmiş derslere dayalı bir yol haritasının tayin edilebilmesidir.



Şekil 2.5 Dayanıklılığın farklı organizasyonlar tarafından sunulan tanımları [29], [75]–[78]

2.2.2 Güç Sistemi Dayanıklılık Değerlendirmesi

Bu alt başlıkta, güç sisteminin DOYE olaylarına nasıl tepki verdiği ve dayanıklılığının nasıl değerlendirildiği grafik ve denklemlerle açıklanacaktır. Literatürde tanımlanmış olan genel dayanıklılık eğrisi üzerinden hem metriklerinin matematiksel ifadeleri hem de açıklamaları yol gösterici olacaktır. Bahsedilen eğri Şekil 2.6'da tasvir edildiği gibi çizdirilmiş ve Ref. [79]'da belirtildiği üzere dayanıklılık beş bölüme ayrılarak değerlendirilmiştir. Olay öncesi dayanıklı faz, olay sonrası bozulma fazı, servis onarım fazı, altyapı düzeltme fazı ve adaptasyon fazı olmak üzere parçalara bölünmüştür.



Şekil 2.6 Bozucu etkiyle karşılaşan sistemin tipik dayanıklılık değerlendirme eğrisi [79]

Olay öncesi dayanıklı faz: Olay gerçekleşmeden önce, güç sisteminin normal koşullar (S_{normal}) altında çalıştığı varsayılmakta ve bu fazın süreci t_0 ile t_1 aralığını kapsamaktadır. Özellikle bu aralık bozucu etkilere karşı neler yapılabileceğinin planlandığı bir periyottur. Bu planlama sürecinde, şebeke performansının ve durumunun sürekli izlenmesi, sistem açıklarının iyi belirlenmesi gerekmektedir. Böylece arızaya hazırlıklı olma süreci tam anlamıyla yerine getirilip, potansiyel arızaların meydana gelme olasılığı minimize edilir [80].

Olay sonrası bozulma fazı: t_1 anında sistemde bozucu etkinin meydana gelmesiyle birlikte, sistem olay sonrası duruma geçiş yapmaktadır. Burada en belirgin özellik sistem fonksiyonunun bozulmaya başlamasıdır ve normal

durumdan t_2 anında minimum (S_{min}) değerine inmesine neden olmaktadır. Performans azalmasının değeri olayın şiddetine bağlı olarak değişmekte ve büyük yük kayıplarının meydana gelmesine neden olabilmektedir. Minimum durumda kalma süresi ise $(t_2 - t_3)$ güç sisteminin işletimsel fonksiyonu ile ilgilidir ve acil durum kaynaklarının bu aralıkta devreye alınarak performansın hızlıca yine normal duruma çıkartılması sağlanabilir.

Servis onarım fazı: Bozucu etki meydana geldikten sonra şebeke değişen koşullara hızlıca cevap vererek ve birden fazla restorasyon stratejisi uygulayarak olay öncesi dayanıklı faz durumuna tekrardan dönmeyi hedeflemektedir. Servis onarım fazı t_3 anında başlayıp t_4 zamanına kadar devam etmektedir. Sistem fonksiyonunun S_r değerine yükseltilmesiyle bu faz tamamlanmaktadır. Bu değer normal durumun (S_{normal}) altında bulunmaktadır ve uygulanan işletimsel dayanıklılık stratejilerinin performansı ile doğrusal bir ilişki içerisinde.

Altyapı düzeltme ve adaptasyon fazı: Sistem performansını sağlamlaştırmak amacıyla uygulanan stratejiler sonucunda sistem performansı t_4-t_5 aralığında S_r 'den S_{normal} 'a yükselmektedir. Altyapı düzeltme aksiyonları sayesinde anormal durumdan çıkış ve olay öncesi faza geçiş sağlanabilmektedir.

Literatür çalışmaları incelendiğinde, güç sisteminin dayanıklılığını ölçmek amacıyla temel ve yeniden düzenlenmiş (modified) dayanıklılık metriklerinin olduğu görülmektedir. Özellikle bu alt başlık ile, ilgili birçok çalışmada konunun farklı şekillerde ele alındığı ve metrik/indis tanımlamaları ile literatüre de katkı sağlamak isteyen araştırmacıların sayısının fazla olduğunu söylemek yanlış olmayacaktır [81]. Ayrıca, DOYE olaylarına karşı işletimsel ve altyapısal birleşmeyi sağlayacak yeni performans indislerinin de geliştirildiği söylenebilir [82]. İlgili dayanıklılık indisleri ifade edilirken daha önce geliştirilmiş temel indislerden olan $\phi\Delta E\Pi$ ("FLEP" şeklinde okunmakta) ilk olarak tanımlanacak ve sonrasında diğer metrikler bunları temel alarak anlatılacaktır. Bahsedilen tüm metriklerin matematiksel ifadeleri ve referansları da ayrıca Tablo 2.3'te ifade edilmiştir.

Olay esnasında saatte kaç tane hattın arızalandığı Denklem (2.1)'de ifade edildiği gibidir:

$$\phi = \frac{S_{min} - S_{normal}}{t_2 - t_1} \quad (2.1)$$

Bu sembollerden Λ , güç sisteminde meydana gelen bir bozucu etki sonrası dayanıklılığındaki toplam azalma miktarını göstermekte ve Denklem (2.2) ile temsil edilmektedir.

$$\Lambda = S_{min} - S_{normal} \quad (2.2)$$

Denklem (2.3)'te ise DOYE olayından sonra güç sisteminin farklı kaynakları entegre ederek servis restorasyon sürecine başlaması için geçen süreyi göstermekte ve E sembolüyle ifade edilmektedir.

$$E = t_3 - t_2 \quad (2.3)$$

Servis restorasyon fazı ile altyapı onarma fazı arasında saatte devreye alınan hatların sayısı Denklem (2.4) ile hesaplanabilmektedir.

$$\Pi = \frac{S_{normal} - S_{min}}{t_5 - t_3} \quad (2.4)$$

Yukarıdaki metriklerin yanında, güç sistem dayanıklılığı iki eğri arasında kalan bölgenin alanının hesaplanmasıyla da ölçülebilmekte ve aşağıdaki gibi ifade edilmektedir [83]:

$$R_t = \int_{t_1}^{t_5} [TC(t) - AC(t)]dt \quad (2.5)$$

Sistemdeki performans kaybını ölçmek amacıyla Ref. [84]'te Denklem (2.6) sunulmaktadır.

$$Kayıp = \frac{S_{normal} - S_{min}}{S_{min}} \quad (2.6)$$

Ref. [85]'te gerçekleştirilen çalışmada MŞ yapısındaki sistemlerinin fırtına ile karşılaştığı zaman dayanıklılığın ölçülmesi için nicel analitik yaklaşımlar sunmakta

ve olasılıksal modellemelerle havai hatlardaki performans azalmasını değerlendirmeyi amaçlamaktadır. Kırılgnlık eğrilerinin yanı sıra, fırtınanın da modellenmesi hedeflenmekte ve hesap yükü açısından verimli bir sistem tasarımı geliştirilmektedir. Geliştirilen “hasargörebilirlik indeksi” aşağıdaki ifade ile sunulmuştur.

$$VI = \frac{S_{normal} - S_{min}}{S_{normal}} \quad (2.7)$$

VI’nın (vulnerability index) 1 olması durumu, tamamen sistemin çöktüğünü gösterirken, 0 olması sistemin çok iyi koşullarda çalıştırıldığını belirtmektedir. VI’nın yanında normalize edilmiş bozulma (degradation) indeksi tanımlanmıştır [85]:

$$DI = \frac{\int_{t_1}^{t_2} (S_{normal} - S(t)) dt}{S_{normal}(t_2 - t_1)} \quad (2.8)$$

t_3 anında sistem servis restorasyon fazına geçiş yapar ve yedek generatör gruplarının devreye alınması, konvansiyonel ve/veya akıllı çözümler entegre edilerek sistem dayanıklılığının arttırılması amaçlanır. Restorasyon kabiliyetini ölçmek için normalize edilmiş restorasyon verim indeksi Ref. [85]’te sunulmuştur.

$$REI = \frac{\int_{t_3}^{t_4} (S(t) - S_{min}) dt}{(S_{normal} - S_{min})(t_4 - t_3)} \quad (2.9)$$

Francis ve Bekera [56] dayanıklılık metriklerini hesaplayabilmek için bir yaklaşım geliştirilmiştir. Orijinal çalışma moduna göre normalize edilmiş hasarlı ve restorasyon fazlarının ifadesi Denklem (2.10) ile tanımlanmıştır.

$$R_{Gc} = \frac{S(t_2)}{S(t_1)} \times \frac{S(t_5)}{S(t_1)} \times S_p \quad (2.10)$$

Burada, R_{Gc} şebeke dayanıklılık kapasite indeksi olarak tanımlanırken; $S(t_1), S(t_2), S(t_5)$ sırasıyla normal durumdaki, hasarlı durumdaki ve onarılmış durumdaki sistem performansını göstermektedir. Denklemden geçen S_p ’nin eşitliği aşağıdaki gibidir.

$$S_p = (t_2 - t_1)/(t_5 - t_1) \quad , \quad t_5 \geq t_2 \quad (2.11)$$

Tablo 2.3 Literatürdeki dayanıklılık indislerinin matematiksel formülasyonları

Referans	Güç sistemi dayanıklılık indisi	Eşitlik
[82]	ϕ : olay esnasında saatte arızalanan hat sayısı	$\phi = \frac{S_{min} - S_{normal}}{t_2 - t_1}$
	Λ : güç sisteminin dayanıklılığındaki toplam azalma miktarı	$\Lambda = S_{min} - S_{normal}$
	E : servis restorasyon sürecine başlanması için geçen süre	$E = t_3 - t_2$
	Π : saatte devreye alınan hat sayısı	$\Pi = \frac{S_{normal} - S_{min}}{t_5 - t_3}$
[83]	R_t : güç sistem dayanıklılığı	$R_t = \int_{t_1}^{t_5} [TC(t) - AC(t)]dt$
[84]	$Kayıp$: performans kaybı	$Kayıp = \frac{S_{normal} - S_{min}}{S_{min}}$
[85]	VI : hasargörebilirlik indeksi	$VI = \frac{S_{normal} - S_{min}}{S_{normal}}$
	DI : normalize edilmiş bozulma indeksi	$DI = \frac{\int_{t_1}^{t_2} (S_{normal} - S(t))dt}{S_{normal}(t_2 - t_1)}$
	REI : normalize edilmiş restorasyon verim indeksi	$REI = \frac{\int_{t_3}^{t_4} (S(t) - S_{min})dt}{(S_{normal} - S_{min})(t_4 - t_3)}$
[56]	R_{Gc} : şebeke dayanıklılık kapasite indeksi	$R_{Gc} = \frac{S(t_2)}{S(t_1)} \times \frac{S(t_5)}{S(t_1)} \times S_p$
	S_p : onarım hızı indeksi	$S_p = (t_2 - t_1)/(t_5 - t_1) ,$ $t_5 \geq t_2$

Chanda ve Srivastava [86]; dağıtım sisteminin dayanıklılığını ölçebilmek amacıyla DÜ ve MŞ konseptlerinin dayanıklılık geliştirme araçlarında faydalanan yardımcı kaynak olarak dikkate alındığı yeni bir dayanıklılık metriği geliştirmiştir. Liu vd. [87] olay öncesi ve sonrası durumlarını içeren hem sistem hem de ekipman özelinde dayanıklılık değerlendirmesi yapabilen iki tane metrik geliştirmiştir. Sistemin hasargörebilirliğini ve direnç değerini ölçebilmek amacıyla sistem ekipmanlarının görüntülenmesi ve elde edilen verilerle de tanımlanan güçlülük metriğinin (robustness metric) hesaplanması Ref. [88]'de sunulan çalışmanın temel amacıdır. Ayrıca öz direnç, onarılabirlik ve bağlantıda kalabilme gibi indisler de Ref. [89]'da tanımlanarak en yüksek devrede kalabilme indeksinin (survivability index) elde edilebilmesi amaçlanmıştır. Bajpai vd. [90] güç sistem operatörlerine yardımcı olabilmek ve yine dağıtım sisteminin dayanıklılık seviyesini ölçebilmek amacıyla metrikler için bir metodoloji geliştirmiştir ve bu sayede sistem durumunun sürekli takip edilmesi kolaylaşmaktadır.

2.3 Güç Sistem Tehditlerinin Sınıflandırılması

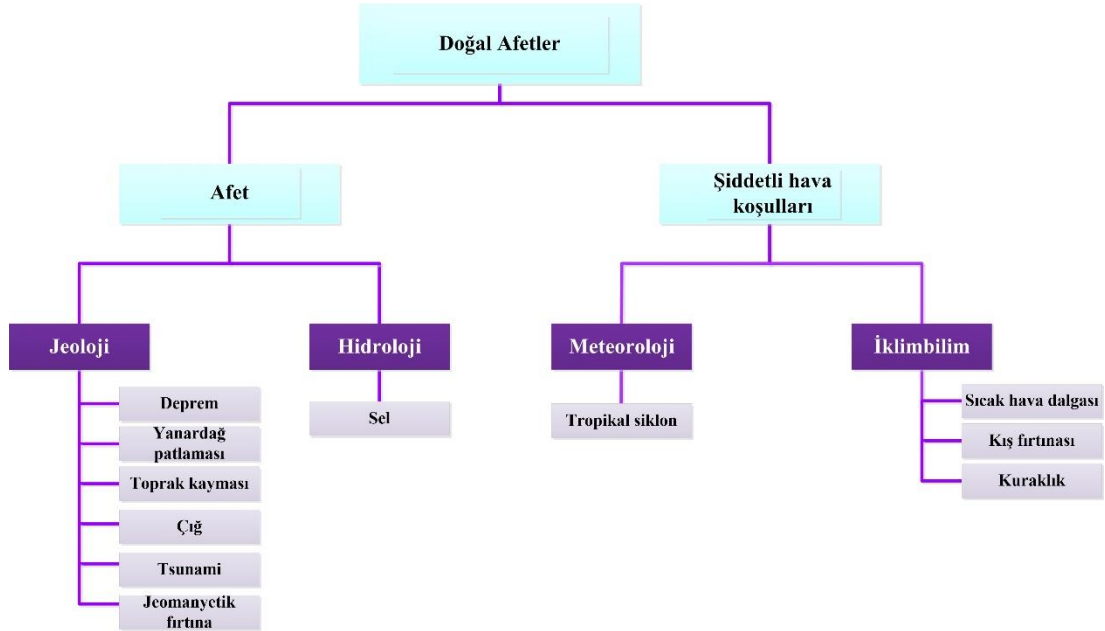
Elektrik güç sistemi; kritik altyapı hizmetlerinden biri olan, bölgesel ve ulusal sınırların ötesinde büyük alanlar boyunca uzanan ve sürekli olarak tehditlere maruz kalan bir yapıdır. Bundan dolayı, detaylı bir tehdit kategorizasyonunun gerçekleştirilmesi, özellikle sistem karar verme mekanizmaları için büyük bir öneme sahiptir. Potansiyel tehditlerin karakteristiğinin anlaşılması birinci temel adım olmakla birlikte detaylı bir analizin gerçekleştirilmesine ihtiyaç duymaktadır. Bu tehditlerin ekipmanlar üzerindeki beklenen etkilerini görebilmek, olayların gerçekleşme olasılıklarını tespit etmek, aynı zamanda da sistem ekipmanlarının hasargörebilirlik analizlerini gerçekleştirmek güç sistem operatörleri açısından en majör problem ve zorluklardan birisidir. Güç sisteminin konumuna bağlı olarak karakteristiği değişen tehditlerin coğrafik ve politik alanlarda olması durumunda beklenmedik büyük çaplı kesintilerin meydana gelebildiği bilinmektedir [91].

Günümüz tehditlerinin daha basit bir yapıdan şu an karmaşık bir yapıya doğru evrildiği görülmektedir. Bu da güç sisteminin mimari yapısındaki değişikliklerden kaynaklanmaktadır. Bundan dolayı bu bölümde, günümüz ve gelecek tehditlerinin detaylı ve sistematik bir şekilde incelenmesi hedeflenmiştir. Tehditler, güç sistemi özelinde iki ana kategoriye ayrılabilir. Bunlar kasıtlı ve kasıtlı olmayan (malicious

and non-malicious threats) tehditlerdir. Hem kasıtlı hem de kasıtlı olmayan tehditler de iki alt grup altında değerlendirilebilir. Genel olarak, doğal afetler, kazara meydana gelen tehditler ve diğer tehditler kasıtlı olmayan tehditler kategorisinde incelenirken; siber saldırı, terörizm ve vandalizm kasıtlı tehditler kategorisinde incelenmektedir [92].

2.3.1 Doğal Afetler

Bu alt başlıkta, doğal afetlerin neden olduğu potansiyel hasarlar ve bunların iletim, dağıtım ve üretim sistemleri üzerine etkileri detaylı bir literatür çalışmasıyla incelenmiştir. Depremler, sel, kasırga, tropikal siklon, fırtına ve kar fırtınası en tehlikeli olaylar kategorisinde değerlendirilmiş ve bunlar da yine Şekil 2.7’de [93] gösterildiği üzere alt başlıklara ayrılarak irdelenmiştir.



Şekil 2.7 Doğal afetlerin sınıflandırılması [93]

2.3.1.1 Deprem

Doğal bir fenomen olarak nitelendirilen deprem, yerküre üzerinde ve altında hareket eden dalgalar neticesinde yeryüzünde ani sarsılmaların ve art arda gerçekleşen titreşimlerin meydana gelmesine neden olmaktadır [94]. Güç sisteminde depremden etkilenebilecek birçok ekipman mevcuttur. Hatta birçoğu depreme karşı oldukça hassas ve hasargörebilirliği yüksektir. Deprem sonrasında hasargören veya kırılan/tahrip olan ekipmanların değişim süresinin birkaç günden birkaç haftaya kadar uzaması, risklerin olabildiğince iyi bir pencereden ele

alınması gerektiğini göstermektedir. Tablo 2.4'te güç sistemindeki kilit elemanların tahmini değişim ve/veya onarım süreleri ifade edilmiştir [95]. Deprem, güç sistem bileşenleri üzerindeki potansiyel etkilerinin açıklandığı veriler Tablo 2.5'te gösterilmiştir. Deprem sonucu ortaya çıkabilecek olası tehlikelerin bütün sisteme yayılması ve zincirleme arızalar sonucu sistemde çökmeler meydana gelmesi mümkündür.

Tablo 2.4 Güç sistemindeki ekipmanların tahmini tamir süreleri

Bileşen	Tamir Stratejisi	Tamir Süresi
İletim Direkleri	Değiştirme	10 gün
	Geçici direk dikme	1-2 gün
Büyük Güç Transformatörü	İnceleme, sıfırlama ve yeniden enerji verme	14-20 saat
	Yerinde yağ doldurma	2 gün
	Yerinde küçük onarım	1-2 hafta
	Yerinde sargıları değiştirme	3 ay
	Değiştirme (mevcut yedek yok)	1 yıl veya daha fazla
	Yedeği ile değiştirme	5 gün

Tablo 2.5 Deprem, güç sistem ekipmanları/bölgeleri için etkileri

Referans	Ekipman veya bölge	Açıklama
[95]	Şalt sahası	İzolasyon için seramik malzeme içeren tüm ekipmanların yüksek şiddetli deprem anında zarar görmesi mümkündür.
[95]	Direkler	Yer hareketine bağlı olarak çökebilir ve yüksek dereceli arızalar meydana getirebilir.
[96]	Havai hatlar	Direklerin zıt yönde hareketi sonucu kısmen veya tamamen hasar görmesi söz konusu olabilir.
[97]	Yeraltı kabloları	Sismik olay sonrası zemin sıvılaşmasından zarar görebilir.

Dayanıklılık konsepti üzerine gerçekleştirilen çalışmalar irdelendiğinde deprem kaynaklı yıkılmalarının ve arızaların literatürde büyük yer kapladığı ve bu etkilerin ortadan kaldırılması için farklı stratejilerin geliştirildiği görülmüştür. Dağıtım sisteminin dayanıklılık seviyesini belirleyebilmek için binalar ve elektrik güç sistemi arasındaki bağlantının (interdependency) kırılabilirlik eğrileri konsepti dâhilinde modellenmesi Ref. [98]'de sunulan çalışmanın konusudur. Literatürde en yaygın kullanılan güvenilirlik indislerinden sağlanamayan enerji (Energy-not-supplied) indisi hesaplanarak elde edilen sonuçların değerlendirilmesi sağlanmış ve bunun yanı sıra güç dayanıklılık indeksi (Power Resilience Index) isimli yeni bir metrik de tanımlanmıştır. Bu sayede farklı sistemlerin dayanıklılık performanslarının karşılaştırılması amaçlanmıştır. Chang ve Wub [99] MSR yöntemini uygulayarak sismik olaylardan kaynaklı olası tehlikelerin ve kaskat arızaların nicel bir yaklaşım geliştirilerek incelenmesini ve sonuçların tartışılmasını amaçlamıştır. Geliştirilen yöntem ile Çin'in Hainan bölgesinde bulunan 118-baralı yüksek gerilim iletim sisteminin güvenilirlik ve kararlılık durumları tespit edilmiştir. Lagos vd. [100] hiyerarşik bir yaklaşım geliştirerek herhangi bir doğal afetin oluşması durumunda gerekli olan yatırım maliyetlerinin belirlenmesini hedeflemiş ve aynı zamanda güvenilirlik gerekliliklerinden farklı olan noktaları daha net ortaya koymuştur. Ayrıca, OvS yaklaşımı kullanılarak yatırım önerileri ve bunun neticesinde dayanıklılık seviyesindeki iyileşmelerin bağlantısını ortaya koyarak değerlendirme gerçekleştirilmiştir.

Ref. [101]'de gerçekleştirilen çalışma kapsamında, evsel sistemlerin depremle karşılaştıkları durumda dayanıklılık seviyesinin tespit edilmesi için kırılabilirlik eğrisi, onarım maliyeti ve onarım süresi fonksiyonlarını içeren yeni bir toplum dayanıklılık indeksi geliştirilmiştir. Geliştirilen indeks ile etkin zarar azaltma tekniklerinin geliştirilmesi ve afet yönetim planının zaman çizelgesinin oluşturulması hedefler arasındadır. Bahsedilen indeks, deprem sonrası yeniden inşa verilerine dayanarak ortaya konulmuştur. Ref. [102]'de gerçekleştirilen çalışmada benzer şekilde yeni bir metodolojinin geliştirildiği ve şehirselleşen bölgelerin depreme karşı sismik dayanıklılık performansının değerlendirildiği vurgulanmıştır. Farklı bir açıdan, Çin, Birleşik Krallık ve A.B.D'de bulunan ekiplerin

gerçekleştirdikleri disiplinler arası proje kapsamında Weinan and Shaanxi bölgeleri için deprem senaryolarının oluşturulması hedeflenmiştir [103]. Böylece olay gerçekleşmeden önce belli başlı hazırlık stratejilerinin geliştirilmesi amaçlanmış ve devlet tarafından belirlenen politikalar ile gerçekteki uygulamalar arasındaki farkların belirgin bir şekilde tespit edilmesi sağlanmıştır. Diğer bir taraftan [104]'teki çalışmada, kentsel bölgelerdeki binaların sismik hasargörebilirlik durumunun dikkate alınması ve özellikle afet durumunda ilk yardım faaliyetleri üzerindeki etkileri tartışılmıştır. Deprem sonrası fazı inceleyen çalışmanın yöntem kısmı fotoğrafik dokümantasyon ve uydu resimlerinin işlenmesi tabanlı bir yaklaşımı içermektedir. Geliştirilen algoritmanın İtalya'daki tarihi binalarda test edilmesi sağlanmıştır. Benzer şekilde, deprem gibi doğal olaylar sonucunda meydana gelen yıkıcı sonuçların ulaşım sisteminin performansı üzerine etkilerinin irdelenmesi Ref. [105]'teki çalışmanın temel hedefidir. Ulaşım sisteminde olay sonrası fazında elde edilen büyük miktardaki verinin işlenerek karar verme yaklaşımının geliştirilmesi sağlanmıştır. Böylece acil durumlarda başarılı bir planlamanın yanında işletimin de düzeltilerek bozucu etkilere verilen cevap süresinin kısaltılması bu çalışmanın en önemli çıktısıdır.

2.3.1.2 Tropikal Siklon ve Fırtına

Tropikal siklonlar, gerçekleştirdikleri bölgelerin isimlerine göre farklı adlarla anılmaktadır. Bunlar, Güney Amerika ve Karayip bölgesinde kasırga olarak bilinirken; Hint Okyanusu ve Güneydoğu Asya tarafında oluştuklarında sırasıyla siklonlar ve tayfunlar isimlerini almaktadır [106]. Farklı bölgelerdeki aynı doğal fenomenin, tropikal veya subtropikal sular üzerinde oluştuğu bilinmektedir. Güç sistemi ise tipik tropikal siklonlar ve fırtınalardan (rüzgâr fırtınası, kar fırtınası ve buz fırtınası) oldukça fazla etkilenmekte; özellikle iletim sisteminin ve yerel dağıtım sisteminin bu tip afetler için en hassas bölgeler oldukları bilinmektedir [93].

Büyük çaplı ve uzun süreli elektrik kesintilerinin arkasındaki temel nedenlerin başında kasırga ve fırtınaların geldiği iyi bilinmektedir. Finansal alışverişten, sağlık, güvenlik, su dağıtımı ve diğer servislere kadar sayısız altyapı hizmetinin

işletimi üzerinde birçok olumsuz etki oluşturabilecek kuvvette afetlerdir [107]. şiddetle esen yüksek hızlı rzgrlar ve/veya havada biriken kalıntılar iletim hatlarının devrilmesine ve doğal olarak direkler üzerinde fiziksel hasarların meydana gelmesine neden olabilir [108]. Ayrıca; kasırğa veya fırtına esnasında ağaçlar iletim hatlarının üzerine düşerek hat kopmalarına sebebiyet vermekte, bu da güç sistem operatörlerinin ilgilenmesi gereken diğer bir fiziksel arıza başlığı altında incelenmektedir. Kritik altyapı sistemlerindeki bahsedilen doğrudan veya dolaylı kayıpların telafisi günlerce ve hatta haftalarca sürebilmekte, milyonlarca son kullanıcı bu olaylardan etkilenebilmektedir. Bundan dolayı, bahsi geçen doğal afetlerin araştırmacılar, devlet yöneticileri ve politikacılar tarafından detaylı bir şekilde ele alınması zorunlu olmakta ve bu tarz olayların istenmeyen sonuçlarıyla ilgili stratejilerin geliştirilmesi beklenmektedir.

Ouyang ve Dueñas-Osorio [30], güç sisteminin kasırğa olayıyla karşılaştığı zaman çok boyutlu ekseninde dayanıklılığını belirlemek amacıyla olasılıksal modelleme yaklaşımı geliştirmiştir. Bahsedilen modelin alt bileşenleri elemanların kırılma eğrilerini, sistem restorasyon modelini ve kasırğa risk modelini içermektedir. Ekonomik kayıpların tahmin edilmesi de diğer önemli bir husus olarak çalışmanın çıktısıdır. Ouyang vd. [78] A.B.D’de bulunan bir iletim sisteminde farklı kasırğa senaryoları altında geliştirilen çok aşamalı dayanıklılık değerlendirme yaklaşımını test etmiştir. Burada amaç, dayanıklılık arttırma/geliştirme stratejilerinin etkinliğini ortaya koymak ve orijinal şebeke modeliyle geliştirilen modeli karşılaştırmaktır. Kritik altyapıların performans cevap süreçlerini daha net vurgulamak için sistemin direnci, olayı absorbe edebilme yeteneği ve restorasyon kapasitesi ayrıntılarıyla çalışmada yansıtılmıştır.

Diğer bir çalışmada [109], A.B.D g sisteminin dayanıklılık seviyesinin tespit edilebilmesi için DOE’den elde edilen güvenilirlik verileri temel alınarak ampirik bir değerlendirme yapılmıştır. Özellikle kasırğa, deprem ve diğer doğal afetlere şebekenin vereceği ilk cevabın önemli bir gösterge olarak kabul edildiği tasarımın eğilim testleri (trend test), 8 NERC bölgesindeki kesinti verilerine bağlı olarak gerçekleştirilmiştir. Ref. [110]’da gerçekleştirilen çalışmada, MCS tekniği ve

kırılganlık eğrileri tabanlı olay öncesi onarım ekibi yerleşim modeli önerilmiş ve farklı kasırğa hızı tahmin verileri altında dağıtım sisteminin DOYE olayına karşı dayanıklılığı tespit edilmek istenmiştir. Dağıtım şirketinin varlıkları ve amaç fonksiyonu dâhilinde ekipler ve araçlar için olay öncesi fazda en iyi konumunun belirlenmesi amaçlanmıştır. Ayrıca, Arab vd. [111] restorasyon maliyetini minimize ve bunun yanı sıra sosyal refahı maksimize edebilmek amacıyla MILP tabanlı matematiksel model geliştirmiş ve kasırğanın güç sistemi işletimine olan etkilerini değerlendirmiştir. Burada, kasırğa öncesi fazda ekiplerin etkin bir şekilde yönetilmesi, kasırğa sonrasında ise sistem kaynaklarını planlayarak olabildiğince kısa bir sürede şebekenin ayağa kaldırılması hedeflenmiştir.

Acil durumlar için önleyici hazırlık (proactive preparedness) konsepti kapsamında, iletim sisteminin kasırğa felaketi sonrası dayanıklılığını artırmak için risk kaçınmalı (risk-averse) üretim planlama metodolojisi tabanlı AC güvenlik kısıtlamalı optimal güç akışı formülasyonu [112]'de ele alınmıştır. Geliştirilen model, güç sistem operatörlerinin gelecekte meydana gelmesi muhtemel arızaları minimize edebilmesi amacıyla proaktif olarak generatör gruplarını yeniden planlanmasını sağlaması hususunda yardımcı olmuştur. Benzer şekilde, Arab vd. [113] potansiyel kasırğa felaketi sonrası güç sisteminde meydana gelen olası arızaları onarmak ve restore edebilmek amacıyla proaktif kaynak planlama modelini geliştirmiştir. Stokastik tamsayılı programlama modeli, Bender ayrıştırma metodu ile çözülerek son kullanıcıların yük kesintilerinden kaynaklı maliyetin yanı sıra restorasyon ve enerji üretim maliyetlerini de minimize etmeyi hedeflemiştir.

Yine kasırğanın iletim sistemi üzerine olan etkilerini karakterize edebilmek amacıyla, Ref. [114]'teki çalışmada, elemanların kırılganlık eğrileri konsepti dâhilinde hem dağıtım sistemi hem de iletim sistemi varlıklarının arıza olasılıklarının belirlenmesi hedeflenmiştir. Ayrıca, hasar tahminlerinin ve topolojik değerlendirme modellerinin entegre edilerek yeni bir algoritma geliştirilmesi sağlanmıştır.

Panteli vd. [115] yeni bir risk tabanlı savunma adacığı algoritması sunarak DOYE olaylarının iletim sistemindeki kaskat etkisini araştırmayı hedeflemiştir. Yük kesintilerinin minimize edilmesi amaç fonksiyonuyla iletim sistemindeki ekipmanların, rüzgâr fırtınasına maruz kalması durumunda dayanıklılık seviyesinin değerlendirilmesi istenmiştir. İletim sistemi ekipmanlarının kasırğa rzgrından nasıl etkilendiği araştırmak ve dayanıklılık faktörlerini belirleyebilmek için Ref. [26]'da Teksas Enerji Güvenilirliği Konseyi Elektrik Gc Sistemine Rita, Ike ve Harvey kasırgalarının sentetik verileri entegre edilmiş ve sonuçlar tartışılmıştır. Dayanıklılık faktörleri; kayıp gc kapasitesi ve restorasyon maliyeti olarak belirlenmiştir. Ref. [116]'daki çalışmada, elektrik gc sisteminin DOYE olaylarından sonra meydana gelebilecek kesintileri azaltmak/ortadan kaldırmak için risk değerlendirme sonuçlarının mekânsal planlama (spatial planning) yaklaşımıyla birlikte düşünülmesinin faydaları tartışılmış ve bahsi geçen yaklaşımın test edilmesi amaçlanmıştır. İki farklı durum analizi gerçekleştirilerek buz fırtınasının ve şiddetli yağmur fırtınalarının hidroelektrik gc sisteminde neden olabileceği arızalar analiz edilmiştir.

Bu konsept dahilinde sadece elektrik gc sisteminin incelenmesinin yanı sıra, birbiriyle bağlantılı olan kritik altyapı hizmetlerinin de dayanıklılık seviyesinin irdelendiği birçok çalışma literatürde mevcuttur. Örneğin, su dağıtım sisteminin kasırğa olayından sonra elektrik gc sistemine olan bağlılığının azaltılması için iki aşamalı stokastik optimizasyon modeli [117]'deki çalışmada geliştirilmiştir. Gc sisteminde meydana gelebilecek bölgesel arızalanmaların su dağıtım sistemini olabildiğince az seviyede etkilemesi hedeflenmiştir. Amaç fonksiyonu ise sosyal refahın yanı sıra hem enerjiye hem de suya erişim süresinin maksimize edilmesi olarak belirlenmiştir. İlbeigi [118] önermiş olduğu çalışma ile ulaşım sisteminin Sandy Kasırgasından ne denli etkilendiğinin tespit etmek istemiş ve New York ulaşım sisteminin olaydan sonraki restorasyon süresinin hesaplanmasını hedeflemiştir. Bunun dışında, Ref. [119]'daki çalışmada, iki seviyeli, stokastik ve simulasyon tabanlı bir karar verme modeli geliştirilerek elektrik gc ve ulaşım sisteminin dayanıklılığının arttırılması hedeflenmiştir. Burada, onarım ve restorasyonda kullanılacak kaynakların olabildiğince hızlı önceliklendirilmesi ve

bağlantılı olan iki sistemdeki dayanıklılık seviyesinin iyileştirilmesinin maksimize edilmesi amaç fonksiyonu olarak belirlenmiştir.

2.3.1.3 Sel ve Diğer İklimsel Olaylar

Yapılan araştırmalara göre küresel ısınmadan dolayı gelecek yıllarda sel riskinin ve buna bağlı olumsuz sonuçların daha fazla artacağı beklenmektedir. Bir bölgenin taşıyabileceği normal kapasitesinin çok ötesinde olan suyun taşması ile meydana gelen sel felaketi, elektrik güç sistemi ve diğer kritik altyapılar için belli başlı problemlerin oluşmasına neden olmaktadır [26]. Tropikal siklonun tam aksine yoğun miktarda yağmurlar ve seller havai iletim hatları için bir problem oluşturmaya da, özellikle bodrum ve yer seviyesinde konumlanmış güç sistem bileşenlerini önemli oranda tehdit etmektedir [120].

Sel felaketine karşı en hasargörebilir kritik bileşenler ise trafo merkezleri, yeraltı dağıtım kabloları, kontrol merkezleri ve servis panelleridir [121]. Bahsi geçen elemanlar kısa süreli meydana gelen su sızıntılarından dahi etkilenerek arızalanabilmektedir. Buna ek olarak, kritik bileşenlerin suya batması durumunda üretim ekipmanlarında kalıcı hasarlar meydana gelebilir [93]. Bunların da ötesinde kısa devrelerden kaynaklı olası yangınların, yine planlama ve işletim fazlarında göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Yukarıda bahsedilen tüm problemler elektrik sistemi için önemli denebilecek sonuçlara neden olabilir. Bunlara misal olarak üretim-tüketim dengesizliği, frekans salınımları ve diğer kararlılık problemleri örnek olarak verilebilir.

Pant vd. [122] sel felaketinin kritik altyapı sistemleri üzerine etkisini tayin edebilmek ve bu bağlamda dayanıklılık planlaması gerçekleştirebilmek için risk tahmini, şebeke tahmini ve altyapı arıza değerlendirme adımlarını dikkate alarak entegre bir model geliştirmiştir. Birbiriyle bağlantılı olan varlıkların mekânsal ağ modelleri yardımıyla modellenmesi gerçekleştirilmiştir. Burada, güç üretim birimleri ve transformatör merkezleri düğümlerle (nodes) ifade edilirken, havai hatlar ve yeraltı kabloları kenarlar (edges) olarak dikkate alınmıştır. Sel ve kasırga olayları sonrası entegre su dağıtım ve elektrik dağıtım sisteminin dayanıklılık seviyesini yükseltmek amacıyla, Ref. [123]'teki çalışmada çoklu MŞ yapısı ve DSO

arasında güç akışı sağlanarak arızalı elemanların hızlıca restore edilmesi hedeflenmiştir. Bu bağlamda, TY ve EDS de farklı durum analizlerinde değerlendirilmiş olup sistem performansının arttırılmasına katkı sağlamaları tartışılmıştır.

Sánchez-Muñoz vd. [124], sel olayı sonrası Barselona ve Bristol şehirlerinde bulunan elektrik güç sisteminin durumunu, riskleri ve olası arızaları tespit etmek amacıyla yeni bir yaklaşım geliştirmiştir. Olasılıksal yaklaşım tabanlı analizler gerçekleştirilerek en kritik konumların belirlenmesi ve bunun doğrultusunda adaptasyon tedbirlerinin uygulanmasına yardımcı olmak hedeflenmiştir. Ayrıca, elektrik güç sisteminin dayanıklılığın değerlendirilmesi ve geliştirilmesi için çok fazlı bir yaklaşım [125]'te tanıtılmıştır. İlk fazda tehditlerin karakterize edilmesi, olayın şiddetinin ve gerçekleşme olasılıklarının modellenmesi sağlanırken, ikinci fazda en hassas elemanların belirlenip kırılabilirlik eğrileri konseptine göre modellenmeleri gerçekleştirilmiştir. Güç sisteminin performansı üçüncü fazda, restorasyon süreci ise son fazda değerlendirilerek sonuçlar tartışılmıştır.

Farklı bir perspektiften, kritik altyapıların dayanıklılık modellemesinde sosyal medya verilerinden faydalanılıp faydalanılamayacağı hususunu araştırmak amacıyla ön bir çalışma Ref. [126]'da gerçekleştirilmiştir. Coğrafi etiketleme (geotagging) ve metin madenciliği (text mining) teknikleri kullanılarak 2015 yılında Chennai bölgesinde gerçekleşen sel olayı sonrası atılan Tweetlerin işlenmesi ve böylece olayın konumunun ve meydana getirdiği arıza şiddetinin tespit edilmesi sağlanmıştır. Diğer taraftan, olay öncesi fazda entegre edilebilecek belli stratejilerle güç system dayanıklılığının arttırılması mümkündür. Örneğin, Seattle Şehri Aydınlatma elektrik altyapısı aşırı yaz sıcaklarına, yüksek şiddetli yağışlara ve sel olaylarına karşı durabilecek şekilde tasarlanmamıştır. Ancak yeni riskler de dahil olmak üzere altyapının tehditlere karşı adapte olabilme kabiliyeti geliştirilmiştir [127].

Depremlerin, kasırgaların, fırtınaların ve sel olaylarının yanı sıra, sıcak hava dalgaları, kuraklık, yangın ve diğer doğa olaylarının da güç sistemine önemli etkileri mevcut olmakla birlikte, coğrafik konuma bağlı olarak sistem elemanlarını

zaman zaman tehdit etmektedirler. Sıcak hava dalgalarından sonra aşırı yükselen sıcaklıkların doğrudan güç sistem varlıklarını tahrip edici bir özelliği olmamasına rağmen, bu durumun neticesinde iletim hatlarının kapasitesinin azalması, verimin düşmesi ve kayıpların artması pek muhtemel sonuçlardır. Yine sıcaklıkların yükselmesi transformatör vb. ekipmanların etiket değerlerinin de altında işletim sağlamasına, kapasitelerinin düşmesine neden olabilir. Aynı zamanda, tüketim tarafındaki soğutma/klima sistemlerinin daha fazla kullanılması ve güç taleplerinin artması anlamına gelecektir [128].

Sıcak hava dalgalarının ve kuraklığın güç sisteminin dayanıklılığı üzerindeki etkisini değerlendirmek için Ref. [129]'da optimizasyon ve modelleme tabanlı güç sistem planlama yaklaşımı geliştirilmiştir. Değişen koşulların generatörlerin çıkış gücü ve sistem yükünün değişimine etkisini irdeleyebilmek için normalde doğrusal olmayan formülasyon parçalı doğrusal lineerleştirme yöntemiyle lineerleştirilmiştir. Geliştirilen algoritma Güney Fransa bölgesinde test edilerek planlama süresince maliyetlerin minimize edilmesi amaçlanmıştır. Benzer şekilde, Burilloa vd. [130] Arizona bölgesindeki sıcaklıkların aşırı yükselmesinden kaynaklı arızaların önlenmesi için proaktif bir yaklaşım geliştirmeyi amaçlamıştır. Arıza analizi modelinde üretim, iletim ve transformatör merkezlerindeki zayıf noktaların ve risklerin tespit edilmesine odaklanılmıştır.

Sıcak hava dalgalarının yanı sıra, iklim değişikliğinden dolayı yangınların (wildfires) da oluşma sıklığının artacağı ve elektrik güç şebekesinde yıkıcı sonuçlara yol açacağı beklenmektedir. Literatürde bu konu bağlamında gerçekleştirilen çalışmalardan [131]'de, beklenen sosyal maliyetin (expected social cost) minimize edilmesi amacıyla stokastik programlama tabanlı bir yaklaşım geliştirilmiş ve böylece dağıtım sisteminin dayanıklılığının artırılması hedeflenmiştir. Ayrıca, Mohagheghi ve Rebennack [132] iki aşamalı, konveks, karmaşık tamsayılı ikinci dereceden kısıtlı programlama tabanlı formülasyon geliştirerek yangına maruz kalan güç sisteminde proaktif bir planlama yapılması istenmiştir. Olay esnasında havai hatların iletim kapasitelerinin azalma durumu ve doğa koşullarından kaynaklı diğer hususlar modellenmiştir. Acil durumlarda DÜ,

TY stratejileri ve MŞ bağlantısıyla kritik yüklerin belirli bir süre beslenmesi amaçlanmıştır.

Diğer bir taraftan, Verdelho vd. [133] Portekiz DSO'nun yönetimi altında bulunan güç sisteminin belirli bir bölümünde ağaç düşmesi ve orman yangınlarından kaynaklı arızaların önlenmesi için risk değerlendirme tekniğini geliştirmiştir. Burada, yüksek gerilimli hatlardan orta gerilim hatlarına geçişin sağlandığı havai hatların dayanıklılığının artırılması amaçlanmıştır. LIDAR ve HD kameralarla elde edilen veriler işlenmiş ve sonuçlar detaylı olarak tartışılmıştır. Tablo 2.6'da [134] dünya genelinde yaygın olarak gerçekleşen doğal afetlerin güç sistem ekipmanları üzerine etkileri ve etki dereceleri ayrıntılı bir şekilde ifade edilmiştir. Tablo 2.7 ise bu bölüme kadar anlatılmış olan doğal afetlerin etkilerini ortadan kaldırmak, riskleri belirlemek ve dayanıklılık değerlendirmesi yapabilmek amacıyla gerçekleştirilen çalışmaları içermektedir.

Tablo 2.6 Doğal afetlerin güç sistem ekipmanları üzerindeki etkileri

	Güç sistemine olan tehditler								Potansiyel etki		
	Termal santral	Transformatör merkezi	Rüzgâr	Nükleer santral	Hidroelektrik santral	TS&DS hatları	FV	Kontrol merkezi	Ekipman arızası	Kısa devre	Aşırı yüklenme
Deprem									✓	✓	
Tropikal Siklon									✓	✓	
Sel									✓	✓	
Tsunami									✓	✓	
Yangın									✓	✓	
Kuraklık											✓
Aşırı sıcaklar											✓
	Yüksek	Orta	Düşük	Çok Düşük							

Tablo 2.7 İlgili alanda gerçekleştirilmiş literatür çalışmalarının derlenmesi

			Uygulama Seviyesi				
Ref.	Olay	Yöntem	DS	TS	Bütünleşik	Test sistemi	İndeks geliştirme
[98]	Deprem	Benzerlik tasarım yöntemi ve yoğunluk tasarım metodu	✓			İdeal şehirde bulunan büyük ölçekli sanal şehir	✓
[99]	Deprem	MSR yöntemi		✓		Çin'deki 118 baralı yüksek gerilimli iletim sistemi	
[30]	Tropikal siklon	Olasılıksal model		✓		A.B.D. Harris ilçesi	
[135]	Tropikal siklon	Çok aşamalı dayanıklılık değerlendirme yaklaşımı		✓		A.B.D. Harris ilçesi iletim sistemi	✓
[110]	Tropikal siklon	MCS tekniği, kırılma eğrileri konsepti ve sezgisel algoritma tabanlı model	✓			İran'daki 81 baralı gerçek dağıtım sistemi	
[111]	Tropikal siklon	MILP	✓	✓			
[112]	Tropikal siklon	Güvenlik kısıtlı optimal AC güç akışı		✓		IEEE-118 baralı test sistemi	
[114]	Tropikal siklon	Arıza tahminleri, MCS tekniği ve topolojik değerlendirme modelleri		✓		A.B.D Bexar, Cameron ve Harris ilçeleri	
[115]	Fırtına	MCS tekniği		✓		Büyük Britanya'daki iletim sistemi	✓
[117]	Tropikal siklon	İki aşamalı stokastik optimizasyon modeli			✓	IEEE-33 baralı test sistemine su dağıtım-elektrik güç sisteminin entegrasyonu	✓
[119]	Tropikal siklon	İki seviyeli stokastik optimizasyon modeli			✓	Galveston bölgesindeki entegre trafik-güç sistemi	
[124]	Sel	Olasılıksal tabanlı analizler				Barselona ve Bristol şehirlerinde	
[125]	Fırtına ve Sel	MCS tekniği ve kırılma eğrileri konsepti		✓		Büyük Britanya'daki iletim sistemi	
[129]	Sıcak hava dalgası ve kuraklık	Parçalı doğrusal lineerleştirme tekniği	✓			Güney Fransız coğrafi bölgesi	
[131]	Yangınlar	Karmaşık tamsayı ikinci dereceden kısıtlı model	✓			IEEE-33 baralı dağıtım sistemi	
[132]	Yangınlar	Konveks karmaşık tamsayı ikinci dereceden kısıtlı model	✓			IEEE-123 baralı dağıtım sistemi	
[133]	Ağaç düşmesi ve orman yangınları	Risk değerlendirme teknikleri	✓	✓		Portekiz DSO tarafından işletilen bölgede	

2.4 Güç Sistemini Tehdit Eden Siber Saldırıları ve Çalışmalar

Akıllı şebeke konseptinin özellikle enerji üretimi, iletimi ve tüketimi aşamalarında bilgi ve haberleşme teknolojilerinin entegrasyonu ile bu alanlarda çok sayıda farklı cihaz yayılımını mümkün kılması en belirgin özelliğidir. Fazör ölçüm cihazlarından akıllı sayaçlara; nesnelerin internetinden dağıtık kontrol sistemlerine kadar önemli miktarda yeni cihazın elektrik güç sistemine entegre edildiği görülmektedir [136].

Modern uygulamalar sayesinde sistem operatörleri ana sistemleri görüntüleyebilmekte, birçok dağıtık son kullanıcı noktasından sinyal alıp sinyal göndererek yük üzerinde gerçek zamanlı kontrol sağlayabilmektedir. Taraflar arasındaki çift yönlü haberleşme, farklı fonksiyonların gerçekleştirilebilmesine ve güç sisteminin yönetiminde yeni fırsatların oluşmasına vesile olmuştur. Örneğin, güç sisteminin dayanıklılığının ve işletimsel verimliliğinin arttırılması, aynı zamanda da maliyetin düşürülmesine olanak sağlamıştır [137].

Ancak bahsedilen avantajlarının yanı sıra, özellikle haberleşme teknolojilerinden kaynaklı güvenlik ve bilgi gizliliği konularında artış gösteren endişeler mevcuttur. İnternet üzerinden elde edilen büyük verinin toplanması ve işlenmesi, akıllı şebeke yapısının siber saldırı gibi tehditlere karşı daha hassas ve açık hale gelmesine neden olabilir. Şebekenin çökmesi ve son kullanıcıların bilgilerinin çalınması gibi istenmeyen sonuçlar doğabilmektedir. Bundan dolayı, hızlı bir şekilde artan ve yayılan siber saldırılar yönetimlerin ve endüstriyel paydaşların yanı sıra akademi camiasının da ilgisini çekmekte ve bu konsepti baz alan çalışmaların sayısı gün geçtikçe artış göstermektedir. Sistem işletiminin bu tarz kasıtlı tehditlere karşı dayanıklılığının arttırılması noktasında teşebbüsler mevcuttur.

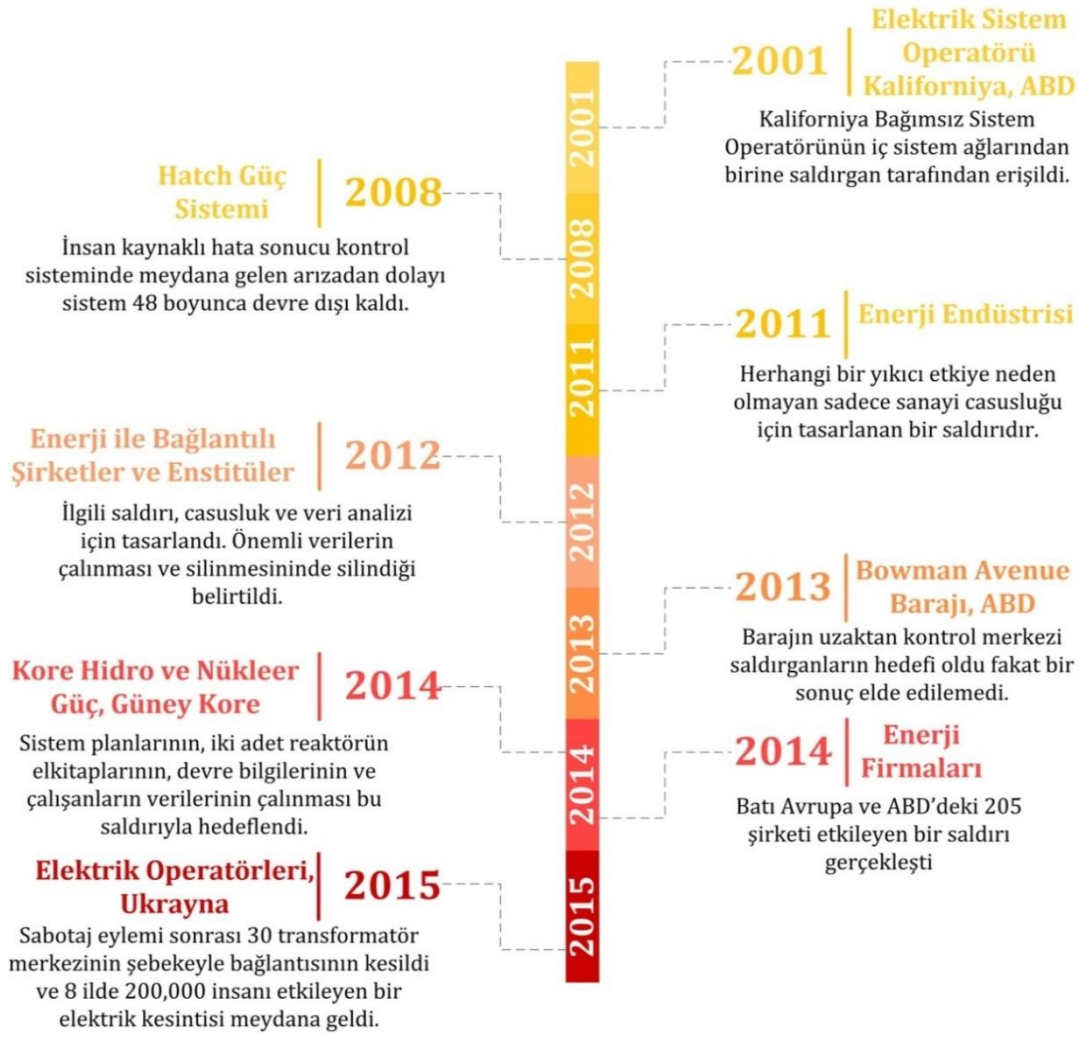
Siber tehditler akıllı şebeke güvenlik amaçları temelinde üç ana başlık altında incelenebilir: gizlilik (confidentiality), bütünlük (integrity), geçerlilik (availability). Gizlilik saldırıları veri hırsızlığı olarak değerlendirilebilir. Örneğin, yetkisiz kişiler tarafından son kullanıcıların kişisel gizliliğini ve güvenliğini ihlal ederek güç tüketim bilgilerinin çalınmasıdır [138]. Bütünlük saldırıları ise orijinal veri içeriğinin kasıtlı olarak değiştirilmesi, sırasının düzenlenmesi ve illegal olarak mesaj grupları arasındaki gecikmeye neden olunmasıdır [139]. Kasıtlı (deliberate)

saldırıların hedef noktasında, arızalar meydana getirebilmesi için öncelikli olarak uzun süreli planlama, önemli kaynaklar ve organize-uzman bir ekibe ihtiyaç bulunmaktadır [140]. Yanı sıra, geçerlilik saldırıları temelde yetkili kullanıcının sisteme girişinde düzensizliğe neden olarak veri transferinin bloklanmasına ve/veya aksamasına neden olmayı kapsar.

Sonuç olarak, veri transferindeki kesintiler/bozucu etkiler akıllı şebekenin bir gerekliliği olan siber güvenlik gerekliliklerini ihlal etmekte ve engellemektedir [141]. Haberleşme ağında gizlilik, bütünlük ve geçerlilikteki bozulma nesnelerin internet tabanlı akıllı şebekede önemli miktarda finansal kayıplara, ulusal güvenlik açıklarına ve kritik altyapı sistemlerinde çökmelere neden olabilir.

Akıllı şebekenin kompleks yapılar içerisinde kritik cihazlara sahip olması özellikle siber saldırılar için çok uygun bir ortam oluşturmaktadır. Örneğin, tüketim cihazlardan elde edilen verilerdeki yanlışlık gerçek zamanlı üretim-tüketim dengesini bozabilir ve bu durum da ciddi sonuçlara neden olabilir [142]. Bu nedenle, var olan hasargörebilirlikler de göz önünde bulundurularak etkili önlemlerin hayata geçirilmesi zaruridir.

Bu konu kapsamında, kriptografya bütünlük ve geçerlilik özelliklerini geliştirebilecek ve kilit rol oynayabilecek bir çözüm olarak literatürde sunulmuştur [139]. Veri şifreleme, diğer bir adıyla birincil kriptografik teknik, gizli dinleme ve tekrarlama saldırılarını önemli miktarda azaltmaktadır [137]. Ayrıca, kimlik doğrulama, risk yönetimi, veri gizliliği, anonimlik, site eleme sistemi, güvenli yazılım güncellemeleri, tek kullanıcı şifreler siber saldırılara karşı alınabilecek diğer önlemler arasındadır. Diğer taraftan, elektronik cihazların güçlü olmasa da bir kriptografılama kabiliyetinin olması akıllı ve dayanıklı güç sistem uygulamalarının gelişimine önemli katkı sağlayacaktır. Şekil 2.8'de 2001 yılından itibaren farklı bölgelerde meydana gelen kötü niyetli bazı saldırılar görselleştirilmiştir [143].



Şekil 2.8 2001-2015 yılları arasında enerji sisteminde meydana gelen birkaç siber saldırı [143]

Ref. [144]'te sunulan inceleme çalışmasında akıllı şehirlerin işletimi ve siber güvenlik sorunlarının karar vericilerin teknik bakış açısından değerlendirilmesi sağlanmıştır. Bu tip tehditlere karşı hasar görebilecek bölgelerin ve hasar azaltma metotlarının belirlenmesi hedeflenmiştir. Ashok vd. [145] geniş alan izleme, koruma ve kontrol uygulamalarının siber-güvenli ve dayanıklı işletiminin önemini vurgulamış ve bunun sağlanabilmesi için bir algoritma geliştirmiştir. Risk değerlendirmeleri, altyapı-uygulama katmanı dayanıklılığının yanı sıra, saldırı etkilerinin azaltılması için uçtan uca saldırıya dayanıklı yapı, derin savunma stratejisi ve saldırıya dayanıklı algoritmalar geliştirilmiştir. Koruma rölelerinin iletişim ağına izinsiz giriş yaparak gerçekleştirilebilen koordineli siber-fiziksel saldırılara karşı, [146]'da sunulan çalışmada, üç aşamalı optimizasyon tabanlı bir algoritma geliştirilerek belli saldırılara karşı optimal savunma stratejisinin oluşturulması amaçlanmıştır. Alt seviyesinde, sistem operatörü sağlanamayan

enerjinin minimize edilmesini amaçlarken, saldırganın davranışı ise beslenemeyen yüklerin maksimize edilmesi olarak orta seviyede tanımlanmıştır. Üst seviyede ise planlayıcı tarafından optimal savunma stratejisinin geliştirilmesi modellenmiştir. Akıllı güç sistemlerinin siber-fiziksel saldırılara karşı dayanıklı olması amacıyla [147]'de oyun teorisi tabanlı statik ve dinamik saldırgan-savunucu (attacker-defender) modeli önerilmiştir. Saldırganın perspektifinden, yük kayıplarının maksimize edilmesi temel amaç fonksiyonunu ifade ederken, savunucu bu tarz aktivitelerin önünü keserek kritik altyapı hizmetlerini korumayı ve dayanıklılık arttırıcı stratejiler geliştirmeyi hedeflemiştir. Benzer şekilde; Lin ve Bie [148]'de üç aşamalı savunucu-saldırgan-savunucu modeli geliştirerek, herhangi kötü niyetli bir saldırıyla karşılaşılacak durumda en iyi güçlendirme stratejisinin belirlenmesini hedeflemiştir. Böylelikle akıllı dağıtım sistemlerinin dayanıklılığının arttırılması noktasında hem güçlendirme hem de işletimsel restorasyon tedbirleri bakış açısıyla durum değerlendirilmiştir.

Kötü niyetli kasıtlı ve/veya doğal afetlerden kaynaklı kasıtlı olmayan tehditlere karşı iletim sisteminin bilerek ada moduna geçmesini sağlayarak güvenli işletim şartlarını oluşturma yanısıra dayanıklılığın da arttırılmasını sağlamak için Ref. [149]'da etkili bir strateji geliştirilmiştir. En temelde güç sisteminin kontrollü adalara bölünerek düzgün bir şekilde işletimini sağlamayı amaçlayan strateji ile, zaman ve plan açısından uygun bir değerlendirme gerçekleştirilip büyük çaplı sistem çökmelerinin önlenmesi hedeflenmiştir. Xiang vd. [150] konvansiyonel güvenlik kısıtlı optimal güç akışı (security constrained optimal power flow) analizini genişleterek saldırılardan kaynaklı potansiyel riskleri de ilgili algoritmaya dahil etmiştir. Saldırıların etkilerini minimize etmek ve güç sisteminin dayanıklılığını arttırmak için bütüncül sağlamlık yaklaşımı geliştirilmiştir. Literatürde ilk defa "N-1" arıza riski ve insan yapımı saldırılar konvansiyonel güvenlik kısıtlı optimal güç akışı'na entegre edilerek dikkate alınmıştır.

MŞ seviyesinde yapılan çalışmalar da literatürde mevcuttur. Bunlardan, Li vd. [151] siber güvenliğin MŞ işletimindeki rolünü irdeleyen bir araştırma makalesi yayınlamış ve siber saldırıların etkilerini, bu saldırılar neticesinde gizliliğin ihlal edilmesine neden olabilecek hassas (hasargörebilir) bileşenlerin tespit edilmesini amaçlamıştır. Aynı zamanda siber saldırılar sonrası geliştirilebilecek hasar azaltma

teknikleri ve inovatif çözümler detaylı olarak tartışılmıştır. Venkataramanan vd. [152] operatörler ve planlama mühendisleri için CyPhyR isimli bir araç geliştirerek siber saldırıların MŞ dayanıklılığı üzerine etkilerinin incelenmesini hedeflemiştir. İki tane dayanıklılık metriğinin tanımlanmasının yanı sıra grafik teorisi tabanlı formülasyonla siber-güç sistem karakteristikleri de belirlenmiştir. Ref. [153]'te sunulan çalışmada, siber saldırılara karşı güç sistem operatörlerinin durumsal farkındalığını artırmakla birlikte hassas olan sistem elemanlarının belirlenerek proaktif karar verme stratejilerinin geliştirilmesine fırsat verebilmek için yeni bir dayanıklılık metriği tanımlanmıştır. Ukrayna'da son zamanlarda gerçekleşmiş siber saldırıdan biri durum çalışması olarak ele alınmış ve kapsamlı bir siber-fiziksel test düzeneğinde sonuçlar elde edilmiştir. Benzer şekilde, tek bir metrikle farklı niceliksel faktörleri de ölçmek için [154]'teki çalışmada siber-fiziksel güvenlik değerlendirme metriği geliştirilmiş ve MŞ'nin siber-fiziksel güvenlik durumunun ölçülerek sonuçları tartışılmıştır.

2.5 Güç Sisteminin Dayanıklılığını Artırmak için Akıllı Şebeke Uygulamalarını Dikkate Alan Literatür Çalışmaları

Son zamanlarda elektrik güç sisteminin maruz kaldığı DOYE olaylarının sıklığındaki dramatik artışlar, uzun süreli ve geniş alanlara yayılan enerji kesintilerine bir çözüm bulunmasının ve sistemin dayanıklılığının artırılmasının gerekliliğini farklı bir pencereden ortaya koymaktadır. Yukarıdaki bölümlerde bahsedilen doğal afetler, aşırı hava olayları ve siber saldırıların yanı sıra yakın gelecekte değişen ve dönüşen yeni tip yüksek yıkıcı etkiye sahip olaylarla karşılaşmaktayız. Hem güç sisteminin hem de tehditlerin dönüşümü farklı stratejilerin geliştirilmesini zorunlu kılmaktadır. Örneğin, düşük ve yüksek hava sıcaklıklarından kaynaklı aşırı (ekstrem) yüklenmeler yakın gelecekte küresel ısınmanın da etkisiyle artış gösterecektir. Örneğin, Avrupa'da [155] Ağustos 2003, Temmuz 2010 ve Haziran-Ağustos 2015 yıllarında meydana gelen sıcak hava dalgalarından ötürü ekstra soğutma talebi oluşmuş ve bu da güç sisteminde önemli bir zorlanmaya sebep olmuştur [156]. Diğer yandan, mevsim şartlarının çok üstündeki soğuk hava dalgası özellikle tam da o anda düşük rüzgâr hızı ve düşük ısıtım ile güç üretimi yapan Avrupa'da elektrik talebinin aynı şekilde olağandışı

artmasıyla sonuçlanmıştır. Öngörülemez aşırı olay neticesinde elektrik piyasa fiyatları, Fransa ve Almanya için beklenmedik şekilde yükselmiştir [157].

Farklı bir açıdan, güç sistemi içerisindeki payı gittikçe artan yenilebilir enerji sistemleri çıkış gücünün hava koşullarının değişimine karşı hassas oluşu da şebeke planlayıcıları açısından yakın gelecek tehditi olarak değerlendirilmeye başlanmıştır. Spesifik bir örnek olarak, yenilenebilir enerji üretimi (YEK) kurulu güç içerisinde oldukça yüksek olan Avrupa'da, enerji güvenliği ve emniyeti son zamanlarda meteorolojik hassaslıktan ötürü tehdit edilmektedir. Geçici iklimsel değişim hem üretim hem de tüketim tarafında geçici değişimlere neden olmaktadır [158]. Benzer şekilde, A.B.D'de 2015 yılında rüzgâr kıtlığı (wind drought) yaşanmış ve üretim düşük deniz yüzeyi rüzgâr hızı nedeniyle yüksek deniz yüzeyi sıcaklığının oluşmasından önemli miktarda etkilenmiştir [159]. Bahsedilen durumlar göstermektedir ki artık sistem operatörlerinin karşılaştığı tehditler farklılaşmakta, çeşitlenmekte ve dönüşmektedir.

Öte yandan akıllı şebeke çağında, oldukça fazla sayıda akıllı çözümler ve ileri teknoloji inovatif konseptler mevcuttur ve bunlar güç sisteminin planlama ve işletim aşamasında karşılaştığı sorunlara çözüm olarak değerlendirilebilmektedir. Bu ana karakteristiklerden DÜK olan DÜ ve EDS, EA'ler, farklı TY stratejileri ve MŞ konsepti son zamanlarda birçok çalışmada özellikle güç sisteminin dayanıklılığının artırılması hususlarında yer almaktadır. Bahsi geçen sistemler çalışmalarda tek tek dikkate alındıkları gibi farklı kombinasyonlar şeklinde de planlama ve işletimsel fazlara entegre edilebilmekte ve operatörlerin tehditlere verilen cevap süresini kısaltılmasına yardımcı olmaktadır. Bu sayede etkili restorasyon kararlarının gerçek zamanlı olarak alınıp hızlıca uygulaması gerçekleştirilerek, özellikle kritik yüklerin enerji kesinti sürelerinin minimize edilmesi sağlanabilmektedir. Bu kritik yüklere örnek olarak hastane, baz istasyonu, veri merkezleri verilebilir. Çalışmanın bu başlığı altında, bahsi geçen akıllı şebeke çözümlerini elektrik güç sisteminde iletim, dağıtım ve MŞ seviyelerinde değerlendiren ve bu sistemlerin dayanıklılığının artırılmasına katkı sunan literatür çalışmaları detaylı olarak irdelenmiştir. Bu çözümlerde tek bir sistem dikkate alındığı gibi farklı kombinasyonlarını değerlendiren çalışmalar da mevcuttur. Ayrıca akıllı sayaçlar ve ileri ölçüm altyapısının varlığında ekstrem

tüketim ve/veya güç yetersizliği gibi tehditlerle başa edebilmek ve kentsel dayanıklı güç sistemi işletimi sağlayabilmek için literatüre yeni metotlar kazandırılmaktadır [160].

2.5.1 DÜ ve EDS Odaklı Dayanıklılık Artırma Stratejileri

Dağıtık üretim birimlerinden DÜ ve EDS, güç sisteminde bir arıza meydana geldiğinde belirli bir bölgedeki güç talebini zaten karşılayabilecek durumda olduklarından dolayı dayanıklılığın arttırılması hususunda ilk akla gelen akıllı şebeke çözümlerindendir. Acil durumlarda güç devamlılığının sağlanmasına yardımcı olabilen ve son kullanıcı tarafında özellikle kritik yüklerin enerjilendirilmesinde rol oynayan bu kaynaklar, sistem performansının arttırılmasına katkı sağlarlar. Bundan dolayı, New York ve Kaliforniya gibi eyaletlerde farklı tiplerde DÜ kaynaklarının farklı bölgelere kurulumlarının yaygınlaşması için çalışmalar gerçekleştirilmekte ve böylece restorasyon hizmetlerinin daha hızlı yapılmasına olanak sağlanmaktadır [161]. Pratik hayatta uygulanmış örnekler irdelendiğinde, Iniki Kasırgasında hastane ve kanalizasyon gibi kritik hayati öneme sahip altyapıların güç talebi iki buçuk ay boyunca acil durum kaynağı olarak değerlendirilen dizel generatörler tarafından karşılanmıştır [127]. Benzer şekilde, Verizon Garden City Merkez Ofisi, Süper Fırtına Sandy sırasında ve sonrasında entegre edilen dizel generatör ve yakıt hücreleri sayesinde güç kaynı yaşamadan işletimine devam edebilmiştir [162]. Bu gereksinimi dikkate alan birçok araştırmacının çalışmaları bu yönde şekillendirdiği görülmektedir. Bunlardan, Xu vd. [163] büyük çaplı bir arıza veya afet durumunda dağıtım sistemine bağlı olan yüklerin beslenebilmesi için DÜ'lerden faydalanılması üzerine bir çalışma gerçekleştirmiştir. Geliştirilen yük restorasyon stratejisi uygulanırken hem teknik hem de işletimsel kısıtlar (transformatörlerin enerjilendirilmesi esnasında meydana gelen inrush akımları, DÜ'ler arasındaki sirkülasyon akımları vb.) dikkate alınmış ve dayanıklılığın maksimize edilmesi amaçlanmıştır. Khazraj vd. [164] DOYE olayına maruz kalan dağıtım sisteminin birçok hattında arızaların meydana gelmesi sonucu dayanıklılığın arttırılmasına destek olabilecek kaynaklardan DÜK ve EDS'nin yönetilmesi ve optimal yeniden yapılandırma (reconfiguration) stratejilerinin uygulanmasını hedeflemiştir. Çok amaçlı optimizasyon tabanlı yaklaşımda, sistem operatörü bakış açısından toplam işletme

maliyetlerinin ve enerji sağlanamamasından dolayı oluşan ceza maliyetinin ve arızaların neden olduğu yan etkilerin minimize edilmesi amaçlanmıştır. Esnek yeniden yapılandırma ve dinamik işletme planları neticesinde elde edilecek kazanımların maksimize edilmesi ise DÜK ve EDS sahiplerinin amaç fonksiyonunu oluşturmuştur. YEK tabanlı otonom çalışabilen hibrit enerji sistemlerinde meydana gelen bozucu etkilere verilen dinamik cevabın geliştirilmesi için, dayanıklılık odaklı metodoloji [165]'te sunulan çalışmanın konusudur. Hibrit sistemde kaynak olarak kullanılan EDS'de meydana gelen arızaların şiddeti, süresi ve anlık batarya arızaları dikkate alınarak bunların dayanıklılık indislerine olan etkileri incelenmiştir. Ayrıca, Ref. [166]'da dayanıklılık ve maliyet açısından optimal FV- batarya ünitesi tabanlı bir sistem tasarlanması ve bu yapının şebekede meydana gelen birçok arızaya karşı direnç göstererek hastane yükünü uzun süreli beslemesi hedeflenmiştir. Farklı durum analizleri gerçekleştirilerek toplam maliyet minimize edilirken güvenilirlik kriterleri ve/veya kısıtları da sağlanmıştır. Panwar vd. [167] şebekede meydana gelen farklı yapılanmalara, DÜK entegrasyonuna, farklı şebeke koşullarına ve anahtarlama işlemlerine adapte olabilen analitik hiyerarşik süreçler tabanlı gerçek zamanlı dayanıklılık değerlendirme yaklaşımını geliştirmiştir.

Güç sisteminde MŞ seviyesi için geliştirilmiş yaklaşımlar da mevcuttur. Bunlardan, Sedzro vd. [168] MŞ tasarımı gerçekleştirirken olay sonrası ve olay öncesi modelleri sezgisel tabanlı yaklaşımla modelleyerek büyük sistem tasarımlarında dahi zaman açısından etkin sonuçların alınmasını hedeflemiştir. MŞ yapısı içinde DÜ ünitelerinin yerleşimi sağlanırken beslenebilecek ağırlıklı kritik yüklerin maksimize edilmesi amaç fonksiyonu göz önünde bulundurularak karar değişkenlerinin değeri hesaplanmıştır. Benzer şekilde, Chen ve Zhu [169] MŞ içerisinde YEK üretim planı için işbirliksiz oyun teorisi (non-cooperative game-theoretic) tabanlı yaklaşımı önermiş ve geliştirilen bu yaklaşımda fiziksel ve ekonomik kısıtları dikkate almıştır. Diğer yandan, Ref. [170]'de MŞ yapısı içindeki EDS ünitelerinin ideal olmayan durumlarda yük kaybını engellemek için minimum deşarj seviyesine ulaşana kadar plansız deşarj olması ve bunun sonucunda batarya ömür kaybının yaşanması problemi ele alınmıştır. Burada, birbiriyle bağlantılı MŞ yapıları arasında güç paylaşımının sağlanması ve böylece dayanıklılığın artırılması önerilmiştir. Hem uygulama hem de benzetim çalışması tabanlı

sonuçlar birbiriyle kıyaslanarak temel farkların ortaya konması ve geliştirilen lineer enerji yönetim sisteminin etkinliğinin test edilmesi amaçlanmıştır.

Ref. [171]'deki çalışmada, FV ve EDS kaynağı destekli MŞ için optimal yönetim stratejisi geliştirilerek şebeke tarafında meydana gelen beklenmedik arızalarda ada modunda çalışabilmesi sağlanmıştır. MŞ işletim maliyetlerinin minimize edilmesi sağlanırken dayanıklılığında da arttırılması ve enerjinin yük tarafında sürekli olması hedeflenmiştir. Dong vd. [172] şebeke bağlantılı MŞ için olay oluşma zamanı ve süresini stokastik tabanlı modelleyerek batarya ve yedek generatör tasarımı için optimal boyutlandırma problemini ele almıştır. Sistemin güvenilir olarak değerlendirilebilmesi için arıza anında kritik yüklerin beslenme durumu dikkate alınmış ve gerekli indisler hesaplanmıştır. MŞ, şebeke bağlantılı modda çalışırken toplam maliyetin minimize edilmesi ve ada modunda çalışmada ise yatırım maliyetlerinin minimize edilerek kritik son kullanıcı yüklerinin beslenmesi amaç fonksiyonları olarak belirlenmiştir.

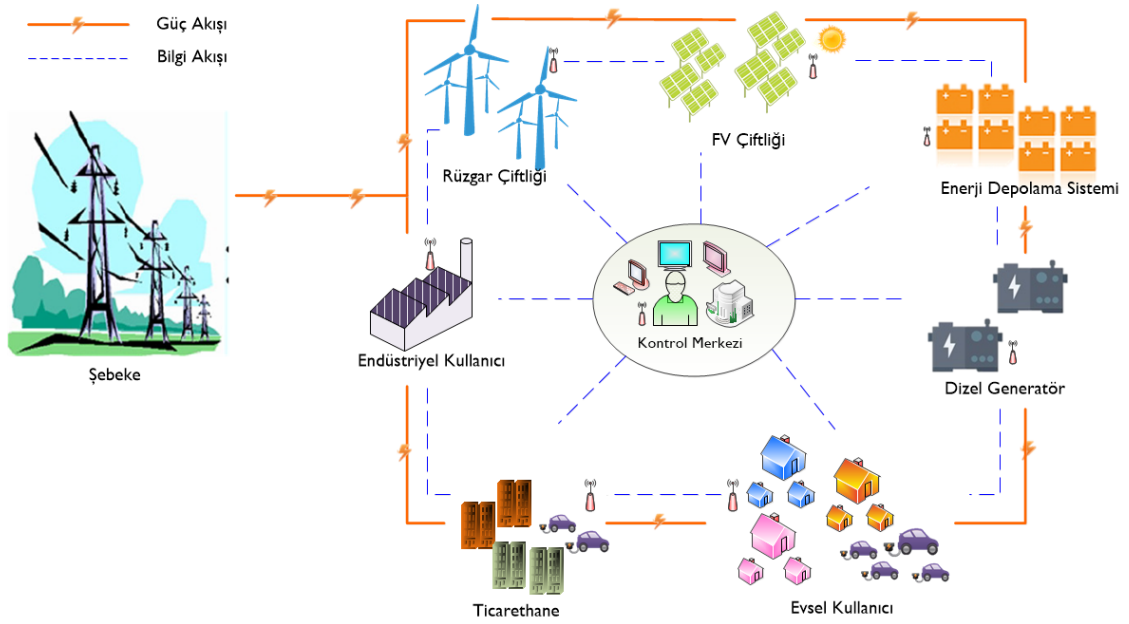
Khodaei [173] beslenen güç, güç talebi ve şebekeden ayrılma zamanı gibi belirsizleri dikkate alarak dayanıklılık odaklı optimal MŞ planlama modeli geliştirmiştir. Ada modunda çalışmaya geçen MŞ'de yük azaltmanın (load curtailment) minimize edilmesi amacıyla uygun kaynaklardan DÜ ve EDS'nin optimal planlanmaya katılarak sistem işletimine katkı sunması hedeflenmiştir. Bunun yanı sıra, MŞ'nin kaynaklarını optimal şekilde yönetmek ve istenmeyen olaylardan sonra potansiyel risklerin etkilerini minimize edebilmek amacıyla iki aşamalı adaptif güçlü formülasyon çalışma [174]'te sunulmuştur. MŞ için olay öncesi planlama problemi MILP tabanlı olarak modellenmiş ve IEEE-33 baralı sistemde test edilmiştir. Gün öncesi planlama algoritmasında, ada modunda çalışma durumu için ilgili arıza sonuçlarının ve yük azaltım maliyetinin de minimize edilmesi amaçlanmıştır. Ref. [175]'te hem ekonomik faydayı hem de dayanıklılık performansını göz önünde bulundurarak MŞ'nin ada modu ve şebeke bağlantılı çalışma modu için EDS ve YEK tabanlı DÜ kaynaklarının optimal boyutlandırma algoritması ele alınmıştır. Şebeke kısıtları altında net maliyetin minimize edilmesi amaçlanmıştır. Farklı bir açıdan, birbiriyle bağlantılı MŞ'ler için acil durumlarda uçtan uca (peer-to-peer) enerji takasının gerçekleştirilmesi ve böylece dayanıklılığın arttırılması Ref. [176]'daki çalışmanın konusudur. Üçüncü

bir şahsın yönetimini ortadan kaldırarak etkin uçtan uca enerji paylaşım ekosisteminde paydaşların kendi fayda fonksiyonlarını dikkate alarak hareket etmelerine olanak sağlayan yeni bir konsepttir. Taraflar arasındaki haberleşme altyapısı sayesinde, toplam alınan ve satılan enerjinin belirlenerek iterasyon tabanlı enerji alışverişi problemi çözdürülmüştür.

2.5.2 MŞ Destekli Dayanıklılık Geliştirme Stratejileri

Kendine ait esnek ve esnek olmayan yükleri, DÜK, merkezi bir kontrolcü ve ara bağlantı anahtarlarının yanısıra iletişim ve otomasyon sistemi ekipmanlarından oluşan MŞ altyapısı son zamanlarda elektrik güç sistemi içerisinde daha fazla uygulama alanı bulmaktadır. Esnek işletme karakteristiklerine sahip olan MŞ'ler koşullara bağlı olarak şebeke bağlantılı veya ada modunda çalışabilmektedir [177]. Şebeke bağlantılı çalışma modunda, referans para noktasından büyük şebekeyle güç alışverişi gerçekleştirilebilir ve böylece frekans ve gerilim kararlılığı nispeten daha kolay sağlanabilir [178]. Ayrıca büyük şebeke tarafında meydana gelen doğal afetler sonrası şebekeden ayrılarak ada moduna çalışma koşullarına adapte olabilmektedir. Böylece şebeke tarafındaki arızaların olumsuz etkilerinden korunabilmekte ve kendi altyapısını etkileyebilecek durumları bu yöntemle absorbe edebilmektedir. Pratik hayattan bir örnek verilecek olursa, Sendai MŞ'si Büyük Japonya Depreminde kullanıcılarına elektrik ve ısı enerjisi sağlayarak olayın yıkıcı etkilerinden korunabilmiştir [179].

İlgili konseptin daha net anlaşılabilmesi için tipik bir mikro MŞ mimarisi Şekil 2.9'da [180] tasvir edilmiştir. Bu konsept, güç sisteminin işletimsel performansını arttırmak ve aynı zamanda daha dayanıklı, güvenilir, sürdürülebilir ve ekonomik yönetim için sistem operatörlerinin dikkate aldığı bir yapı haline gelmiştir. Bu alt başlıkta güç sisteminde dayanıklılığı arttırmak için mikro şebeke yapısını öneren literatür çalışmaları kapsamlı ve detaylı olarak irdelenmiştir. Bu vesileyle, hem dayanıklılık hem de MŞ konseptlerinin birleştikleri noktaların daha net anlaşılması hedeflenmektedir.



Şekil 2.9 Klasik bir MŞ yapısının tasviri [180]

Hussain vd. [181] MŞ'nin güç sisteminin dayanıklılığını artırma noktasındaki rolü ve sunmuş olduğu fırsatları değerlendirmek için 3 adımlı detaylı bir analiz gerçekleştirmiştir. Genel konsept tanıtımının yanında güç sistemindeki uygulamalarını birinci adımda paylaşırken farklı MŞ topolojilerinin ve dayanıklılık artırıcı kaynak olarak kullanılmasının etkilerini ikinci adımda raporlamıştır. Son adımda ise, arıza yönetim ve ada moduna geçiş stratejilerinin güç sisteminin performansını ne yönde etkilediğinin değerlendirilmesi gerçekleştirilmiştir. Benzer şekilde, Ref. [182]'deki araştırma makalesi de fiziksel ve siber saldırılara karşı MŞ'nin kritik yüklerin dayanıklılığını artırma noktasındaki faydaları irdelenmiştir. Ayrıca, Wu vd. [183] DSO'ların karşılaştıkları engeller ve işletimsel zorlukların üstesinden gelebilmek için ortak/toplumsal (community) MŞ yapısı ve rolünü tartışmaya açmış; şebeke içindeki payının arttırılmasıyla büyük kesintilerin yaşandığı arızalardan sonra kritik yüklerin beslenmesi noktasında getireceği faydaları karar vericiler için detaylarıyla açıklamıştır.

Ref. [184]'te sunulan araştırma çalışmasının temel amacı ise yerel kaynak, ortak kaynak (community resource) ve çöken sistemin yeniden toparlanma kaynağı (black-start resource) gibi farklı MŞ konfigürasyonlarının dayanıklılık artırma özelindeki faydalarını irdelemektir. Ref. [185]'te ise MŞ ve DÜ'nün modüler olarak çalışabilme yeteneğinden faydalanarak yerel yüklerini besleyecek şekilde ayrı gruplara bölünmeleri ile bunun neticesinde dağıtım sisteminin dayanıklılığını

artırmak için yeni bir yaklaşım geliştirilmiştir. Zhu vd. [186] karmaşık tamsayılı lineer olmayan programlama (non-linear programming-NLP) tabanlı MŞ formu oluşturma metodunun lineer yaklaşımını kullanarak büyük çaplı arızalarda MŞ'nin ada modunda dayanıklı işletimini sağlamayı amaçlamıştır. Fider hattında kısa devre arızasının olduğu durumda MŞ'nin restore edilen yüklerini maksimize etmesi sağlanmıştır. Ayrıca, [187] çalışmasında, arıza gerçekleştiği anda dağıtım sisteminin kendini onarma (self-healing) modunda çalışmaya geçebilmesi için metasezgisel tabanlı iki katmanlı algoritma geliştirilerek IEEE-33 bara sisteminde test edilmiştir. İlk katmanında, hesap yükü azaltmak için grafik teorisi (graph-theory) kullanılarak MŞ yapılanması belirlenmiş ve ikinci katmanında da optimal enerji yönetim mekanizması geliştirilmiştir.

Farklı bir açıdan, Hussain vd. [188] optimal DÜ boyutlandırma ve konumlandırma algoritmasının akıllı dağıtım sisteminin dayanıklılığı üzerine olan etkilerini irdeleyebilmek için sezgisel optimizasyon tekniklerini uygulayarak konvansiyonel şebekenin otonom MŞ'lere bölünmesini sağlamıştır. DÜ sistemlerinde meydana getirilen arızalar sonrası konvansiyonel şebekede yük azaltımlarının, toplam güç kayıplarının ve gerilim salınımlarının minimize edilerek işletimine devam etmesi ve güvenilirlik gerekliliklerinin de karşılanması geliştirilen algoritmanın sonucunda elde edilmiştir. Benzer şekilde, MŞ içerisinde bulunan entegre büyük ofis binalarının herhangi bir sistem çökmesi durumunda beslenmesini ve dayanıklılığının arttırılmasını sağlamak için MILP-tabanlı optimal boyutlandırma algoritması [189]'da geliştirilmiştir. Ref. [190]'da farklı önceliklere sahip kritik yüklerin beslenmesi için farklı tip DÜ ünitelerini içeren ve TY stratejileri uygulayabilen çoklu MŞ yapısı önerilmiş ve ilgili yapı, karmaşık tamsayılı ikinci dereceden programlama ile modellenmiştir. Khederzadeh ve Zandi [191] dağıtım sisteminde meydana gelmesi muhtemel tekli veya birden fazla arıza durumunda MŞ yapısının acil durum kaynağı olarak kullanılması ve bu enerji ile kritik yüklerin beslenmesini hedeflemiştir. Grafik teorisi ve kapsayan ağaç algoritması (spanning tree) tabanlı geliştirilen yaklaşım ile restorasyon aşamasında anahtarlama işlemlerinin, toplam sistem kayıplarının ve servis harici kalan yüklerin minimize edilmesi amaçlanmıştır. Benzeri bir çalışma Xu vd. [192] tarafından gerçekleştirilmiş ve yine MŞ'nin acil durum kaynağı olarak kullanılması önerilmiştir. Çoklu arıza durumlarında, öncelik sırası belirlenmiş restore edilen kritik yük miktarının maksimize edilerek kritik olmayan yüklerin ise minimize

edilmesi amaçlanmıştır. Acil durumlarda hastanelerin yük talebinin karşılanması için Ref. [193]'te FV, EDS ve dizel generatör tabanlı üretim yapabilen MŞ'nin faydaları tartışılmıştır. Burada ekonomik kayıpların da etkileri göz önünde bulundurularak bir tartışma gerçekleştirilmiştir.

MŞ'nin tek başına dayanıklılık kaynağı olarak kullanılmasının yanı sıra güç sisteminde diğer bir yaygın uygulaması da birbiriyle bağlantılı (networked) MŞ mimarisidir. Bu konsept tanıtımıyla toplam yatırım ve işletme maliyetlerinin minimize edilerek verimin yükseltilmesi sağlanabilir. Çoklu MŞ'ler ile ilgili literatür çalışmalarının gün geçtikçe sayısının arttığı söylenebilir. Bu bağlamda, Li vd. [84] güç sistemine entegre edilen birbiriyle bağlantılı MŞ yapısının, büyük çaplı bir hasar durumunda dayanıklılığın arttırılmasındaki rolünü ve etkilerini tartışmıştır. Acil durum kaynağı olarak değerlendirilen MŞ yapısıyla ilgili genel tanımlamalar sunulmuş ve dayanıklılık değerlendirme metodolojilerine katkı sunacak yeni bir metrik tanımlanmıştır. Ref. [194]'te iki aşamalı stokastik programlama tabanlı matematiksel formülasyon ile DOYE olayları sonrası meydana gelen hasarların yıkıcı etkilerinin ortadan kaldırılması ve güç sistemi dayanıklılık gereksinimlerinin gerçekleştirilmesi hedeflenmiştir. 1200 baralı bir dağıtım sisteminde yapılan analizlerde yük kesinti süresinin kısaltılması için sistem sürekli olarak güncellenip dayanıklılık seviyesinin yükseltilmesi sağlanmıştır.

Birbiriyle bağlantılı MŞ yapısının dikkate alınıp kritik yüklerin beslenmesi ve dayanıklılık fonksiyonunun maksimize edilmesi için lineer programlama (lineer programing-LP) tabanlı iki modüllü bir yaklaşım Ref. [195]'te geliştirilmiştir. Kapsamlı planlama metodolojisi ile ana problem iki alt probleme bölünüp bağlantılı su dağıtım sistemi- güç sisteminin kasırga olayına karşı direnerek işletimde kalabilmesi hedeflenmiştir. Bunun için çoklu MŞ yapısının yanı sıra EDS ve su deposunun da optimal boyutlandırılması sağlanmıştır. Dağıtım sisteminin MŞ kümelerine ayrılarak dayanıklılığın arttırılması amacıyla çoklu ajan sistemi tabanlı yeni bir kendini onarma stratejisi [196]'da sunulmuştur. Normal ve kendini onarma çalışma modu olmak üzere iki tip işletimde kalabilme durumu belirlenerek bu yapılar için farklı amaç fonksiyonları tanımlanmıştır. Eğer arıza meydana gelmiş MŞ'lerden herhangi biri kendi kritik yüklerini besleyemezse komşu MŞ'ler ilgili yükleri besleyerek üretim-tüketim dengesinin sağlanmasına yardımcı olmaktadır.

2.5.3 Karma Akıllı Şebeke Çözümleri ile Dayanıklılık Artırma Stratejileri

Günümüzde küresel ısınma ve karbon emisyonundan kaynaklı endişelerin artması hem güç sisteminde hem de ulaşım sisteminde köklü değişikliklerin meydana gelmesine neden olmuştur. Ulaşım sisteminde konvansiyonel taşıtlardan ziyade son zamanlarda EA'ların sıklıkla tercih edildiği görülmektedir. EA'lar aynı zamanda batarya enerji depolama kabiliyetleri ve değişikliklere hızlı sürede cevap verebilme yeteneklerinden dolayı güç sisteminde hem esneklik hem de dayanıklılık kaynağı olarak kullanılmaktadır. Özellikle V2G ve şebekeden-araca (grid-to-vehicle-G2V) çalışma modunda güç akışının gerçekleştirilebilmesi en büyük avantajlarından. Acil durum kaynağı olarak sisteme entegre edilebilen EA'lar üretim ile tüketim arasındaki farkı dengeleyerek yüklerin tekrardan devreye alınabilmesini sağlayabilir. Bundan dolayı özellikle kritik yüklerin enerji sürekliliğinin sağlanması noktasında güç sistemi onarım ve restorasyon çalışmalarında mobil kaynaklarla birlikte kullanımının yaygınlaştığı görülmüştür. Pratik hayatta uygulamasına bakıldığında, Japonya'da 2011 yılında gerçekleşen Fukushima felaketinde tsunamide işletimde kalmayı başarabilen gemilerdeki enerji EA'ların yardımıyla karadaki hastane ve barınaklara transfer edilmiştir [197]. Brown ve Soni [198] EA'ların G2V, araçtan binaya (vehicle-to-building) ve V2G modlarında çalışarak güç sisteminin dayanıklılığını artırma noktasındaki faydalarını, zorluklarını irdelemiştir. Aynı zamanda bu konuda gerçekleştirilmiş literatür çalışmalarını ve mevcut politikaları da derleyen detaylı bir çalışma gerçekleştirmiştir.

Ref. [19]'da arıza sonucu güç sisteminde meydana gelen etkilerin olabildiğince ortadan kaldırılması için MGK'nin ve onarım ekibinin ulaşım sisteminde yönlendirilmesini içeren MILP-tabanlı çok periyotlu kritik yük restorasyon algoritması önerilmiştir. Dinamik trafik durumu ve hatta ulaşım sistemindeki arızalar da dikkate alınmış ve probleme dâhil edilmiştir. MGK'lerin yanı sıra onarım ekibinin de hasar noktasına ulaşma süresinin minimize edilmesi ve kritik yüklerin toplam devrede kalma sürelerinin maksimize edilmesi amaçlanmıştır. 2011 yılında meydana gelen Büyük Japonya Depremi sonrasında Japon yetkililerin sistem onarım kabiliyetinin artırılması üzerine hazırlamış olduğu afet planına göre MEG'lerin telekomünikasyon yapılarının hasarlanan bölgelerine konumlandırılmasını sağlamıştır. Ayrıca, 2008 yılında Çin'de gerçekleşen kış fırtınaları esnasında da buz çözme ve acil onarım görevlerinde yer alarak elektrik

enerjisi sürekliliğine katkı sunmuştur [162]. Kastamonu’da 2021 yılında meydana gelen son sel felaketinde MEG’ler ve elektrik direkleri helikopterler vasıtasıyla hasarın olduğu kırsal alanlara taşınmış ve böylece kısıtlı alanların güç kesinti süresi minimize edilmiştir [199].

Talep tarafı yönetimi (TTY), akıllı şebeke konsepti sayesinde gün geçtikçe güç sistemi içerisinde daha fazla uygulama alanı bulmaktadır. Özellikle esneklik çalışmalarında kullanılan bu stratejilerin, son zamanlarda dayanıklılık konsepti dâhilinde de değerlendirildiği görülmektedir. Güç sisteminin dayanıklılığının artırılması, yatırımların ertelenmesi ve kararlılığın sağlanması noktalarında, sistem operatörlerinin ilgisini çeken bu çözümün en yaygın ve popüler uygulaması ise TY stratejileridir. TY programı ile son kullanıcılar, operatörden aldıkları sinyaller ve dinamik fiyatlandırmaya göre güç tüketim profillerini şekillendirerek enerjinin daha verimli kullanılmasına ve sistem performansının artırılmasına yardımcı olmaktadır. Ref. [200]’de yapılan çalışmada, A.B.D’deki altı şehirden elde edilen rüzgâr verisi kullanılarak iletim sistemindeki havai hatların ve direklerin rüzgâr fırtınası altındaki performansı kırılma eğrileri oluşturularak belirlenmiştir. Hava koşullarına bağlı olarak ilgili bölge için geliştirilen elektrik fiyatlarına göre son kullanıcıların TY programına katılımları ve taleplerini şekillendirip sistem dayanıklılığının artırılması hedeflenmiştir.

Literatür çalışmalarında, tek bir akıllı şebeke çözümü yerine birden fazla sistemin karmaşık şekilde iletim, dağıtım ve MŞ dayanıklılığını artırmayı hedefleyen strateji ve yaklaşımlarda kullanıldığı görülmektedir. Doğal afetlerin ve/veya diğer arızaların neden olduğu olumsuz sonuçların etkileri kullanılan esneklik kaynakları ile minimize edilerek güç kesintilerinin olabildiğince önüne geçilmesi hedeflenmiştir. Bu çalışmalardan Ref. [201]’de şebeke tarafında meydana gelen herhangi bir olayda ve/veya normalde güç üretimi yapan rüzgâr türbininde bir arıza meydana gelmesi durumunda, EA’ların V2H güç transferi modunda çalışması ve TY stratejilerinin geliştirilmesi ile sistemin kendini onarma kabiliyetinin artırılması hedeflenmiştir. Burada geliştirilen ev enerji yönetimi sayesinde sistemin dayanıklılık performansının geliştirilmesi sağlanmıştır. Hafız vd. [202]’de TY uygulamaları ile dağıtım sisteminin esnekliğini artırmak için her bir adımı sırasıyla LP, MILP ve T-aşamalı stokastik programlama yöntemleriyle modellenen üç adımlı optimizasyon tabanlı bir yaklaşım sunmuştur. Evsel cihazlardan esnek

olanlarının dağıtım sistemi servis restorasyon planında optimal yönetimi sayesinde sistem performansının arttırılması hedeflenmiştir.

Ref. [203]'deki çalışmada, DOYE olayları sonrası öncelik sırasını dikkate alarak restore edilen kritik yük miktarını maksimize etmek ve böylece dağıtım sisteminin dayanıklılığını arttırmak için iki aşamalı stokastik programlama tabanlı yaklaşımda MŞ oluşumu, TTY stratejileri, EDS ve DÜ üniteleri dikkate alınmıştır. Bahsedilen çözümlerin onarma indisleri (recovery indices) üzerine etkilerini değerlendirmek için farklı durum analizleri gerçekleştirilmiş ve optimal planlamanın sonuçları paylaşılmıştır. Benzer şekilde, Wang vd. [204] DÜ, EDS ve MŞ yapılarını iki aşamalı optimal karar verme yaklaşımında ele alarak kritik yük beslemesinin sonuçlarını tartışmıştır.

Büyük Japonya Depremi sonrası bu olaya verilen cevapların, en iyi uygulamaların, stratejilerin, planların ve bunların yanında tüm öğrenilmiş dersler ve tecrübelerin kapsamlı bir şekilde derlendiği [205]'teki çalışmada, talep tarafı dayanıklılık stratejilerinin, MŞ ve DÜ kaynaklarının güç sistem dayanıklılık planlamalarında dikkate alınmasının gerekliliği üzerinde durulmuştur.

Başka bir açıdan, Ref. [206]'da FV-EDS sistemlerinin tasarımı yapılırken tekno-ekonomik boyutlandırma aşamasında dayanıklılığın da katkısı dikkate alınarak yeni bir yaklaşım geliştirilmiştir. İki farklı senaryo altında toplam sistem maliyetinin ve ekonomik gelirlerin dayanıklılık dikkate alındığı ve alınmadığı durumlar için karşılaştırması yapılmıştır. MŞ seviyesinde dayanıklılığı irdeleyen çalışmalara bakıldığında, Hussain vd. [207] EDS, EA ve DÜ kaynaklarına sahip hibrit MŞ'nin normal çalışma koşullarında uygun bir stratejiyle ada moduna geçişinin, acil durumlarda ise kritik yüklerin sürekliliğini sağlamak için optimizasyon tabanlı matematiksel bir model sunmuştur. Yük kesintilerinin minimize edilmesi amaçlanan yaklaşımda, hibrit MŞ'lerin dayanıklılık ölçümünü yapabilmek için indeks geliştirilmiş ve literatüre katkı olarak sunulmuştur. Ref. [208]'de birbiriyle bağlantılı MŞ'nin işletme maliyetini azaltmak ve şebeke bağımsız modda çalışmaya geçtiği zaman alt kümelere ayrılmasını sağlayarak dayanıklılığının arttırılması için enerji yönetim stratejisi tabanlı yeni bir gün öncesi planlama algoritması geliştirilmiştir. Gholami vd. [22] acil durum kaynaklarının optimal yönetiminin, ada moduna geçiş yapan MŞ işletimi ve dayanıklılığı üzerine etkisini araştırmış ve beklenen sosyal maliyetin minimize edilmesini amaçlamıştır.

Aynı şekilde, Ref. [23]'te karışık akıllı şebeke çözümlerinin dayanıklılık odaklı NLP tabanlı enerji yönetim algoritması yapısı altında irdelenerek ada modu çalışmada kritik yük kesintisinin minimize edilmesi hedeflenmiştir. Konuyla ilgili detaylı literatür taramasını içeren veriler Tablo 2.8'de gösterilmiştir.

Tablo 2.8 Farklı akıllı çözümlerin değerlendirildiği literatür çalışmaları

Ref.	Akıllı çözümler					Uygulama alanı			Metot
	DÜ	EDS	TY	EA	MŞ	Dağıtım	İletim	MŞ	
[19]				✓		✓			MILP
[22]	✓	✓	✓	✓				✓	Lineerleştirilmiş stokastik programlama modeli
[23]	✓	✓	✓	✓				✓	NLP
[163]	✓					✓			MILP
[164]	✓	✓				✓			Genetik algoritma ve ϵ -kısıtlamalı yöntem
[165]	✓	✓				✓			LP
[166]	✓	✓				✓			Simülasyon tabanlı optimizasyon modeli
[167]	✓	✓				✓			Analitik hiyerarşi süreci
[169]	✓							✓	İşbiriksiz oyun teorisi tabanlı model
[170]		✓						✓	MILP
[171]	✓	✓						✓	LP
[172]	✓	✓						✓	MILP
[173]	✓	✓						✓	LP
[174]	✓	✓						✓	MILP
[175]	✓	✓						✓	MILP
[176]	✓	✓						✓	MILP
[200]			✓				✓		MCS metodu
[201]	✓		✓	✓		✓			Stokastik karmaşık tamsayılı ikili model
[202]	✓		✓			✓			LP, MILP, and T-aşamalı stokastik model
[203]	✓	✓	✓		✓	✓			MILP
[204]	✓	✓			✓	✓			Karmaşık tamsayılı yarı-yanlı programlama
[207]	✓	✓		✓				✓	MILP

MUHTELİF MOBİL KAYNAKLARIN AFET DURUMUNDA ŞEBEKE DESTEKLEYİCİ KAYNAK OLARAK DEĞERLENDİRİLMESİ

Bu alt başlıkta değerlendirilen konsept kapsamında, dağıtım sistemindeki mevcut baralara kritik ve kritik olmayan yüklerin bağlı olduğu ve ilgili yüklerin normal işletme koşullarında şebeke tarafından; acil durumlarda ise EA'ların deşarj gücüyle beslendiği varsayılmıştır. Farklı önceliklere sahip kritik yüklerin dağıtım sisteminin herhangi bir bölgesinde meydana gelebilecek kısmi veya daha büyük çaplı hasarlarda, muhtelif mobil kaynaklar ile beslenmesi önerilmektedir. Bölüm 3.1'de filo operatörü yönetimi altındaki EA'ların V2G güç aktarım modunda çalıştığı Bölüm 3.2'de ise MESS ve MEG'nin şebeke destekleyici (grid-support) kaynak olarak değerlendirildiği modeller sunulacaktır.

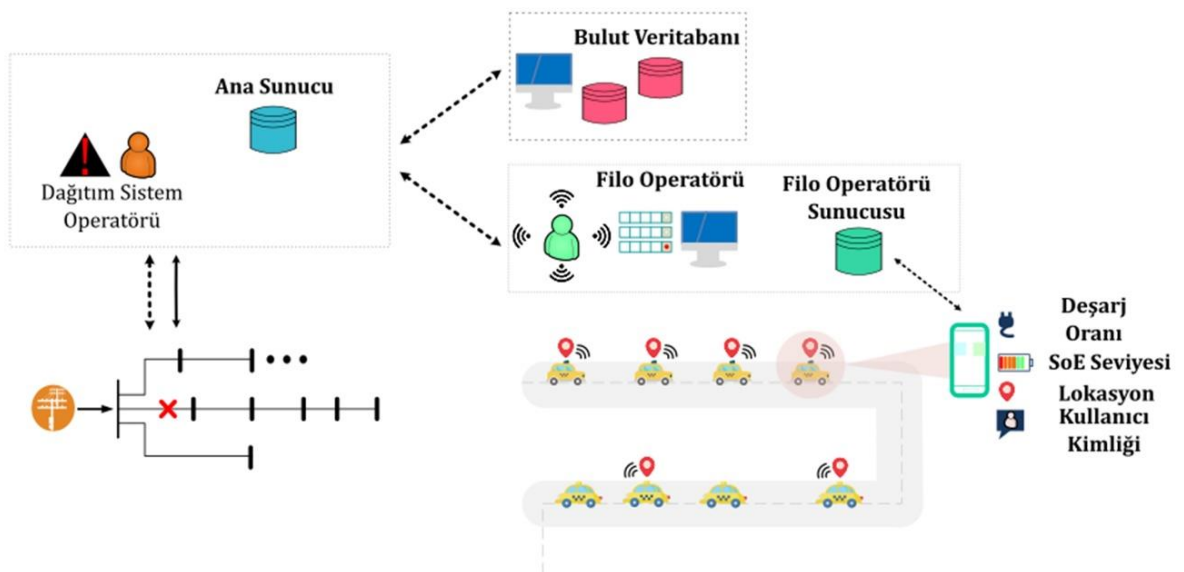
3.1 Filo Operatörü Yönetimi Altındaki EA'ların Afet Durumunda Şebeke Destekleyici Kaynak Olarak Değerlendirilmesi

Bu konseptte, filo operatörü yönetimi altındaki EA'ların kümелendikleri alanlardan hasar oluşan bölgeye doğru hızlıca yönlendirilmesi ve kritik yüklerin güç kesinti süresinin minimize edilmesi hedeflenmektedir. Burada, özellikle filo operatörü ve DSO'nun etkin haberleşmesi sayesinde optimal yük restorasyon algoritması her yönüyle doğru çalışma örneği sunmaktadır. Giriş verileri açısından araçların konumları, belirli bölgelerde konumlanmış toplam araç sayısı, araçların enerji durumu (state-of-energy- SoE), maksimum şarj gücü gibi verilerin filo operatörüne aktarılması sağlanarak araçlar için uygunluk durumları belirlenmektedir. Sonrasında DSO'nun hasarlı bölgeleri belirlemesi ve uygun bağlanma alanlarının soket sayısı ile birlikte bulut üzerinden filo operatörüne iletilmesiyle en uygun araçlar ilgili baralara yönlendirilmektedir. Veri aktarımı, ana sunucudan filo operatörüne doğru yapılmaktadır. Filo operatörü arayüzü burada nesne tabanlı (object-oriented) geliştirme metodu ile Python pyqt5 ve Kivy'de tasarlanmıştır.

Burada, şebeke operatörü ile filo operatörü arasında güçlü bir anlaşmanın bulunduğu varsayılmış ve bu anlaşmaya göre acil durumlarda talep edildiği takdirde EA'ların şebeke destekleyici kaynak olarak kullanılması zorunludur. EA'lar da dayanıklılık stratejisine katkı sağlamalarından ötürü belli teşvikler almaktadır. Kontrat tabanlı programa uyulması zorunlu olmakla birlikte negatif cevap veren katılımcılara caydırıcı cezaların verilmesi planın diğer kısmını oluşturmaktadır. Birçok TY programında uygulanan bu yöntem sayesinde operatörler, planlarını daha gerçekçi bir bakış açısıyla değerlendirebilmektedir.

Aynı zamanda olayın gerçekleşme zamanı ve hasar gören hatların belirsizliğini dikkate alan senaryo tabanlı stokastik model geliştirilmiştir. MILP tabanlı algorithmaya ilgili belirsizliklerin entegre edilmesi daha gerçekçi sonuçların alınmasını ve aynı zamanda belirsizliklerin dinamik karakteristiğinin yakalanmasını kolaylaştırmıştır.

Kritik yüklerin önceliklerinin de dikkate alınarak toplam yük beslemenin maksimum seviyede gerçekleşmesi için optimal karar verme mekanizması çalıştırılmakta ve bu kararlar alınırken şebeke, araç, bağlanma noktası ve hatlarda kaybolan güç gibi fiziksel ve operasyonel kısıtlar göz önünde bulundurulmaktadır. Önerilen konseptin genel şeması Şekil 3.1'deki gibidir.



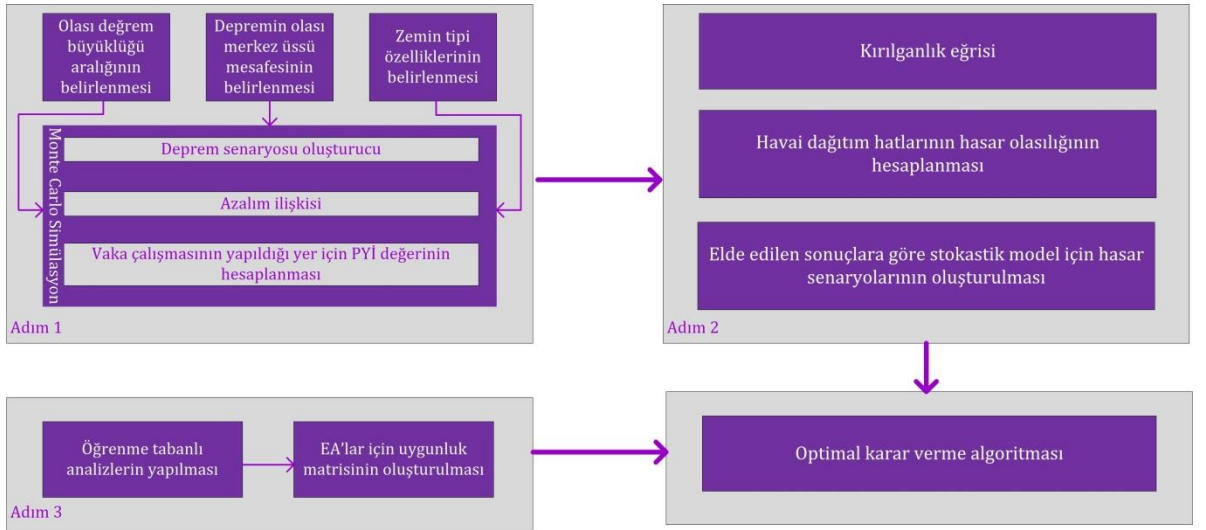
Şekil 3.1 Önerilen konseptin genel şeması

3.1.1 Metotun Tanıtılması

3.1.1.1 Sismik Yoğunluğun Değerlendirilmesi

Olay sonrası dayanıklılık odaklı geliştirilen stratejinin büyük resmi Şekil 3.2'deki gibidir. İlk adımda, havai hatların bulunduğu bölgedeki yer sarsıntısını tahmin etmek amacıyla maksimum/pik yer ivmesi (PYİ) hesaplanmaktadır. Burada, PYİ önemli bir yer hareketi parametresidir ve literatürde azalım ilişkileri (AI) yardımıyla belirlenebilmektedir [209].

Odaklanılan bölgedeki deprem sonrası açığa çıkan enerjinin azalımını modellemek için belli faktörlerin dikkate alınması gerekmektedir. Bunlardan, bölgenin jeolojik ve topolojik özellikleri, kaynak mekanizması, yerel zemin koşulları, hasarların sismik potansiyeli, potansiyel deprem büyüklüğü ve aynı zamanda odak noktası (hiposantr) gibi farklı parametrelerinin medyan ve standart sapmalarını veren, log-normal dağılıma sahip olduğu kabul edilen deneysel bir tanımlamadır [210].



Şekil 3.2 Geliştirilen çok adımlı optimal karar verme modelinin büyük resmi

AI'yi belirleyebilmek için genel bir analitik formülasyon aşağıda verilmiştir [211]:

$$\ln(\phi) = \omega + f(M) + f(R) + f(Z) + \varepsilon \quad (3.1)$$

Burada, ϕ yer hareketi parametresini ifade etmekte ve deprem şiddetiyle (M) doğrudan, ilgili bölge ve depremin kaynağı arasındaki mesafe ile (R) ters

orantılıdır. Bu ilişkiyi ifade eden katsayılar ivme kayıtları üzerinden statik metotlar yardımıyla empirik olarak elde edilir. ω sabit sayıyı ve ε ise sıfırın ortalama değeri ile ϕ' 'deki mevcut belirsizliği gösteren σ standart sapma arasındaki rastgele hatayı gösterir. Fay mekanizması, sediman kalınlığı, saha koşulları ve diğer parametreler matematiksel olarak genel bir $f(Z)$ formunda ifade edilmektedir.

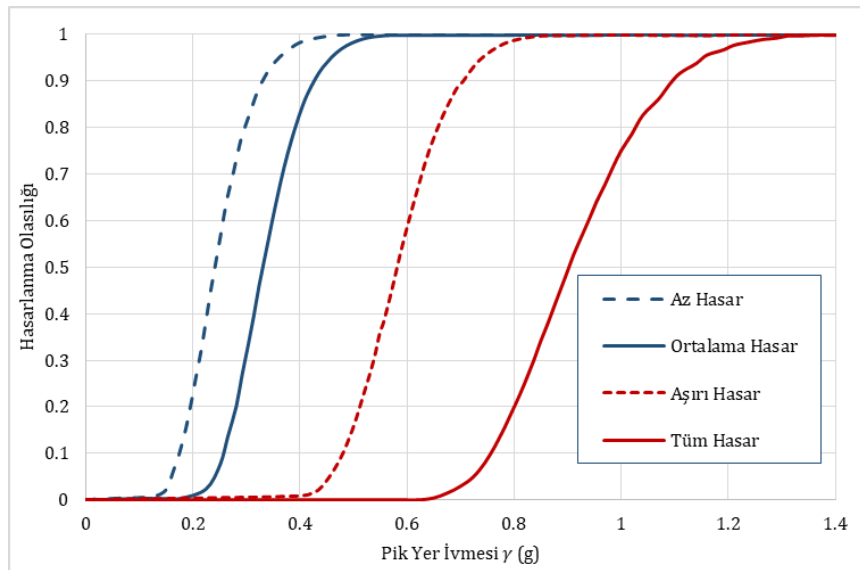
Sismik olayların rastgele doğası özellikle elektrik güç sistem operatörleri açısından dayanıklılık odaklı yönetim stratejileri geliştirilirken en büyük zorluk olarak karşımıza çıkmaktadır [212]. Deprem dinamiklerinin net ve doğru bir şekilde tahmin edilemez oluşu, olabildiğince çok sayıda hasar senaryosunun oluşturulması ve böylece gerçekçi tahminlerin yapılmasına katkı sunabilir. Bu bağlamda, MCS tekniği kullanılarak sismik bir olayın zamansal ve mekansal belirsizliklerinin bertaraf edilmesi hedeflenmektedir. Dikkate alınan güç sisteminin farklı zonlara ayrılması ve deprem büyüklüğü, hiposantr uzaklığı ve çalışılan bölgenin toprak özellikleri baz alınarak 100,000 deprem senaryosunun oluşturulması sağlanmaktadır. MCS genel simülasyon süreci Algoritma 1'de gösterilmiştir.

Buna göre, havai hatların hasar görme seviyelerinin belirlenmesi kırılma eğrileri yardımıyla gerçekleştirilmiştir. Kırılma eğrisi ise spesifik bir komponentin sismik şiddete (örneğin PYİ) göre hasarlanma olasılığını ifade eder [213]. Bölgedeki havai hat bölgesinin (section) kullanılabilirlik veya kullanılmazlık durumu böylece tespit edilmektedir.

Ekstrem olaylara tüm hatların aynı cevabı vermeyeceği hususu göz önünde bulundurularak 5 farklı duruma göre analizler gerçekleştirilmiş ve Şekil 3.3'te gösterilmiştir [214]. Tüm, aşırı, ortalama, az ve hiç hasar durumları için hatların uygunluk durumları optimizasyon algoritmasında giriş verisi olarak kullanılmaktadır.

Algoritma 1 MCS

```
import pandas as pd
import numpy as np
import math
def PYİ( $c^1, c^2, c^3, c^4, c^5, R_{min}, R_{max}, N_{MCS}$ ):
    PYİ = pd.DataFrame()
    for i in range( $N_{MCS}$ ):
         $M_w = np.random.uniform(6, 6.5)$ 
         $R = np.random.uniform(R_{min}, R_{max})$ 
         $pyi = c^1 + c^2 \cdot M_w + c^3 \cdot M_w^2 + c^4 \cdot \text{math.log}(R, 10) + c^5 \cdot R$ 
         $pyi = \text{math.exp}(pyi)$ 
         $PYİ.loc[i, 0] = pyi$ 
     $pyi = PYİ.mean()[0]$ 
    return pyi, PYİ
 $N_{MCS} = 100000$ 
 $c^1 = 0.3646$ 
 $c^2 = 0.4215$ 
 $c^3 = -0.0187$ 
 $c^4 = -0.9707$ 
 $c^5 = -0.0008$ 
if zone == "zone1":
     $R_{min} = 220 \text{ \# km}$ 
     $R_{max} = 230 \text{ \# km}$ 
     $PYİ_{zone1}, PYİ_{zone1}^{list} = PYİ(c^1, c^2, c^3, c^4, c^5, R_{min}, R_{max}, N_{MCS})$ 
elif zone == "zone2":
     $R_{min} = 200 \text{ \# km}$ 
     $R_{max} = 220 \text{ \# km}$ 
     $PYİ_{zone2}, PYİ_{zone2}^{list} = PYİ(c^1, c^2, c^3, c^4, c^5, R_{min}, R_{max}, N_{MCS})$ 
elif zone == "zone3":
     $R_{min} = 170 \text{ \# km}$ 
     $R_{max} = 200 \text{ \# km}$ 
     $PYİ_{zone3}, PYİ_{zone3}^{list} = PYİ(c^1, c^2, c^3, c^4, c^5, R_{min}, R_{max}, N_{MCS})$ 
 $P^{sce} = np.random.dirichlet(np.ones(16), size=1)$ 
```



Şekil 3.3 Havai hatların kırılmalık eğrileri [214]

Çalışma [215]'e göre, her bir kırılgenlik eğrisi PYİ parametresinin medyan değeri ile hasar durumu eşiklerine ve bunların değışkenliğine karşılık gelen log-normal standart sapma (β) ile tanımlanır. Hasarlı durumda olma veya bunu aşma olasılığı, aşağıdaki gibi kümülatif bir log-normal dağılım olarak modellenenebilir:

$$P[\zeta|S_d] = \varphi\left[\frac{1}{\beta_\zeta} \ln\left(\frac{S_d}{\overline{S_{d,\zeta}}}\right)\right] \quad (3.2)$$

Burada, S_d ve $\overline{S_{d,\zeta}}$ sırasıyla spektral yer değıştirme ve onun medyan değeri göstermektedir. Ayrıca, β_ζ hasar durumu için spektral yer değıştirmenin doğal logaritmasının standart sapmasını belirtmektedir. Yanı sıra, ζ ve φ standart normal kümülastif dağılım fonksiyonudur.

Ekstrem bir sismik olaya maruz kalan dağıtım hatlarının durumunu tespit edebilmek amacıyla kırılgenlik eğrisinde belirtilen durumların hasarlanma olasılıkları belirlenmelidir. Bahsedilen durumlar için PYİ parametresine göre hesaplamalar aşağıdaki gibi yapılmaktadır:

$$P_{Nn} = 1 - P[Nn|\gamma] \quad (3.3)$$

$$P_S = P[S|\gamma] - P[Ex|\gamma] \quad (3.4)$$

$$P_{Md} = P[Md|\gamma] - P[Ex|\gamma] \quad (3.5)$$

$$P_{Ex} = P[Ex|\gamma] - P[Cm|\gamma] \quad (3.6)$$

Burada, Cm, Ex, Md, S, Nn sembolleri sırasıyla tüm, aşırı, ortalama, az ve hiç hasar durumunu ifade etmektedir. Herbir hasar durumunun olasılığı hesaplandıktan sonra, havai hat bölümünün durumu aşağıda verilen formülasyon ile elde edilmektedir:

$$L^{toplam} = \sum_n uzunluk_n \quad (3.7)$$

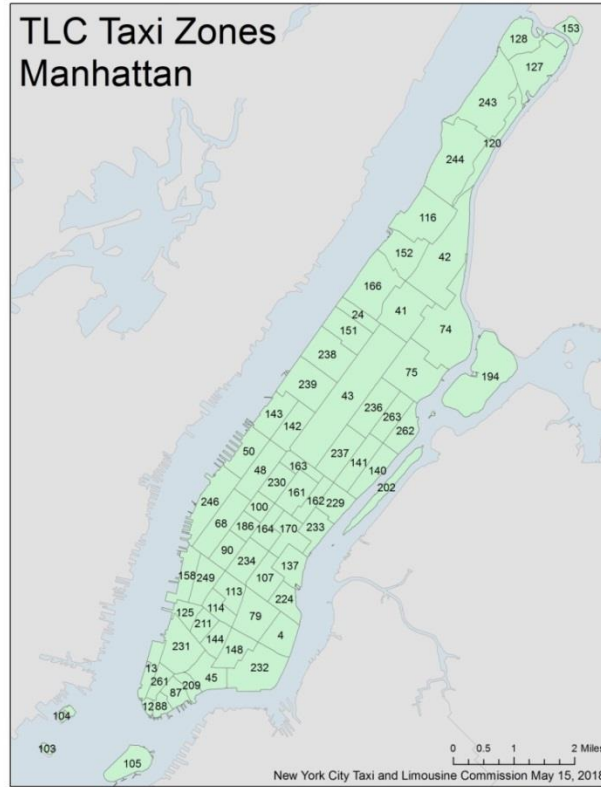
$$v_n^{ls} = \frac{uzunluk_n}{L^{toplam}} \times [P_SF_S + P_{Md}F_{Md} + P_{Ex}F_{Ex} + P_{Cm}F_{Cm}] \quad (3.8)$$

v_n^{ls} , sismik şoka maruz kalan n . havai hat bölümü kullanılamaz durumunu gösterirken F_{Cm} , F_{Ex} , F_{Md} , F_S sembolleri tüm dağıtım hattının sırasıyla 80%, 50%, 12% ve 4% oranında hasarlanma olasılığını ifade etmektedir [215].

3.1.1.2 Öğrenme Tabanlı Algoritma ile EA Uygunluğunun Tespiti

DSO aldığı hasar bilgisini acilen filo operatörüne çift yönlü haberleşme ağı vasıtasıyla iletmektedir. Alınan bilgi doğrultusunda, ilk aşamada taşıtların hasarlı bölgeye olan mesafesine göre bir uygunluk durumu oluşturulmaktadır. EA'ların mobilitelerinden kaynaklı konum ve zaman bilgilerinin değişkenliği tahmin algoritmaları yardımıyla bertaraf edilerek daha gerçekçi uygulamalar sağlanabilmektedir.

Manhattan Bölgesindeki Alphabet City and Two Bridges/Seward Park semtleri seçilerek IEEE-33 baralı sistemde kullanılabilecek giriş verileri elde edilmiştir. New York Şehri Taksi ve Limuzin Komisyonu'nun (Taxi and Limousine Commission- TLC) Manhattan Bölgesindeki iki semtini (4 & 232 numaralı alanlar) gösteren görsel Şekil 3.4'teki gibidir.



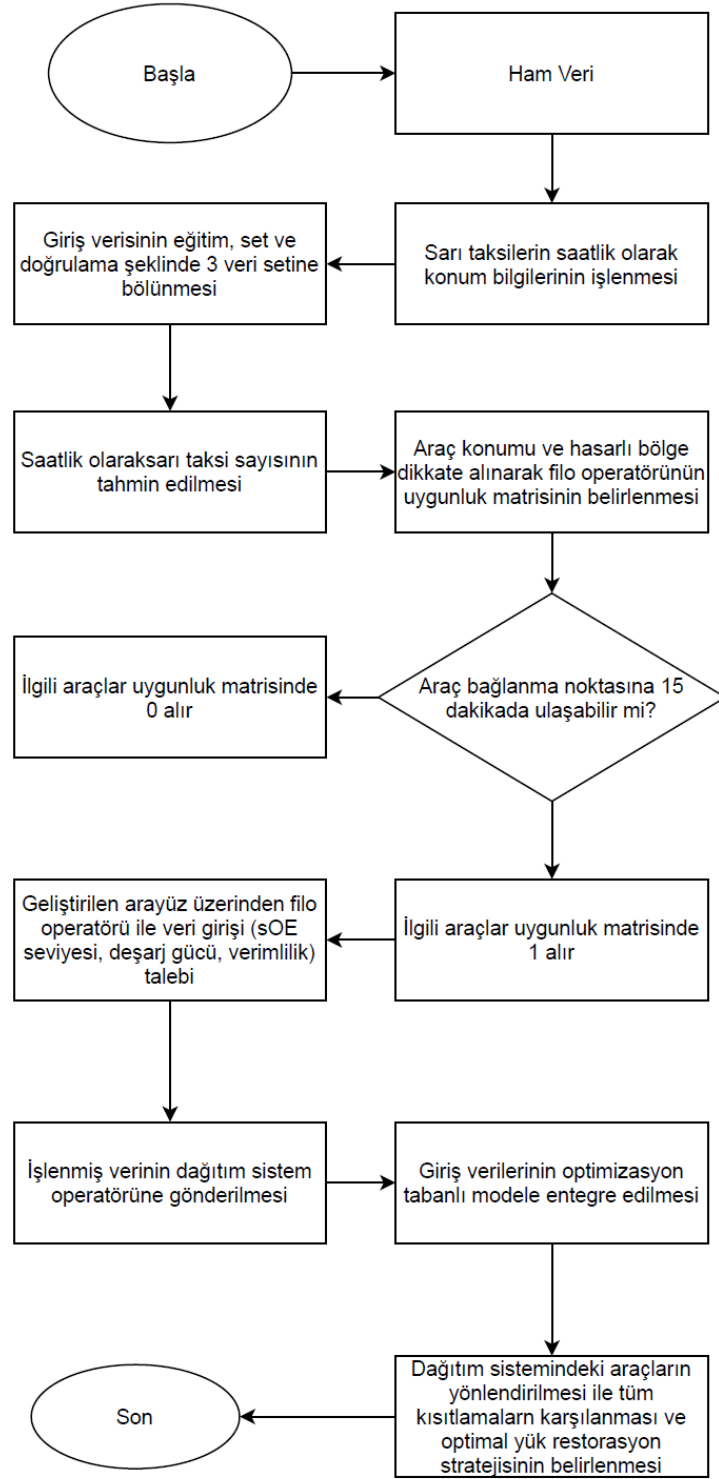
Şekil 3.4 TLC'den elde edilen Manhattan Bölgesi'ndeki iki semtin (4 & 232) harita üzerinde gösterimi [216]

01/11/2018 to 01/12/2019 tarihleri arasındaki bir yıllık veri seti dakikalık olarak elde edilmiş ve tahmin algoritmalarında kullanılmıştır [216]. Doğrusal regresyon analizi (linear regression) ve otoregresif hareketli ortalama modelleri referans olarak değerlendirilmiş ve Prophet algoritmasının performansı test edilmiştir.

Ham veri seti (raw data) incelendiğinde milyon satırlar mertebesinde verinin sistemde mevcut olduğu görülmektedir. Tahmin edilmesi amaçlanan konum ve zaman bilgisini elde edebilecek şekilde veriler yeniden düzenlenmiştir.

Bu bağlamda; VendorID, Passenger_count, Trip_distance, RateCodeID, Store_and_fwd_flag, Payment_type, Fare_amount, Extra, MTA_tax, Improvement_surcharge, Tip_amount, Tolls_amount, Total_amount sütunları silinmiş ve PULocationID, DOLocationID, tpep_pickup_datetime, tpep_dropoff_datetime sütunları üzerinden devam edilmiştir. Sırasıyla aracın yolcu alıp/indirdiği konum ve yolcu alıp/indirdiği saat ile yolcu indirdiği saatin sütunları tahmin algoritmasında kullanılmıştır. PULocationID, DOLocationID sütunları tahmin yapılan beş bölge için ayrı ayrı filtrelenmiştir. Filtreleme yapılırken, veri setindeki taksilerin tanımlanan bir kimlikleri olmadığı için taksinin yolcuyu aldığı, yolcuyu bıraktığı veya yolcuyu aldığı ve bıraktığı lokasyonun hasar oluşan bölgede olmasına dikkat edilmiştir. Ayrıca, sarı taksilerin yolcuyu aldığı lokasyon ve bıraktığı lokasyon alt alta eklenip düzenlenmiştir. Böylelikle, sarı taksilerin konum ve zaman bilgisini içeren iki sütunlu bir veri oluşturulmuştur.

Çalışmanın ikinci fazında araçların 15 dakika içerisinde hasarlı bölgedeki uygun baraya ulaşması hedeflendiği için zaman sütunu 15 dakikalık periyotlara ayrılarak numaralandırılmıştır. Sonrasında, aynı konumda bulunan araçların toplanarak ilgili periyotta belirlenen bölgede kaç tane uygun araç olduğu tahmin edilmiş olup, bu veriler optimizasyon algoritmasında giriş verisi olarak sağlanmıştır. Daha doğru tahminleme gerçekleştirebilmek amacıyla haftanın gün etkisi gibi durumlarda incelenerek girdi sayısı artırılmıştır. Şekil 3.5'te iki aşamadan oluşan optimal kritik yük restorasyon çerçevesinin akış diyagramı görselleştirilmiştir.



Şekil 3.5 İki aşamalı kritik yük restorasyon modelinin işletimini gösteren akış diyagramı

Facebook Veri Bilim Ekibi tarafından geliştirilmiş olan, Python ve R dillerinde kullanılabilen açık kaynak kodlu Prophet algoritması özellikle günlük, haftalık ve yıllık değişimlerin etkilerini görebildiğimiz zaman serilerini tahmin etmede

başarılı sonuçlar vermektedir [217]. Ayırıştırılabilir zaman serisi modeli üç temel elemandan oluşmaktadır. Bu elemanlar sırasıyla; trend, değişim ve tatil olarak belirlenmiş olup aşağıdaki denklem genel formunu göstermektedir [218].

$$y(t) = g(t) + s(t) + h(t) + \epsilon_t \quad (3.9)$$

Burada,

$g(t)$: zaman serisindeki periyodik olmayan değişimleri modellemek için trend fonksiyonu

$s(t)$: periyodik değişimler (örneğin yıllık/haftalık/sezonluk)

$h(t)$: tatillerin etkisi

ϵ_t : hata payı

Algoritmaların analiz performansını değerlendirmek için Python programındaki sklearn kütüphanesi kullanılmıştır. Veri seti; eğitim seti ve test seti olarak gruplandırılmıştır. Bahsi geçen setin %80'i eğitim seti olarak belirlenirken %20'si test seti olarak belirlenmiştir. Bu çalışmada, farklı konumlar için günün her saatinde (zaman aralığı 15dk olacak şekilde) birçok tekrarlanan tahminlemeler gerçekleştirilmiştir. Bunun sonucunda ortalama performans ölçümleri alınmış ve doğrulama sağlanmıştır. Farklı veri setleri yani farklı lokasyon ve zaman dilimleri için birçok kez tekrarlanarak bu deneylerin ortalama performans ölçümleri alınmış ve doğrulaması gerçekleştirilmiştir.

Hata (error) ölçümüne dayalı örneklem dışı tahmin prosedürüne dayalı modellerde tahmin edilen değerler ile gerçek verinin karşılaştırılması sağlanmıştır. Standart indislerden ortalama karesel hata (mean squared error- MSE), ortalama karekök hata (root mean square error -RMSE), ortalama mutlak hata (mean absolute error- MAE) ve ortalama mutlak yüzde hata (mean absolute percentage error- MAPE) ölçülmüş ve Tablo 3.1'de karşılaştırılmıştır.

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n |e_j| \quad (3.10)$$

MAE, iki sürekli değişken arasındaki farkın ölçüsüdür. MAE, yönlerini dikkate almadan bir dizi tahmindeki hataların ortalama büyüklüğünü ölçer, tüm tekil hataların ortalama eşit olarak ağırlıklandırıldığı doğrusal bir göstergedir.

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n e_j^2 \quad (3.11)$$

MSE, bir regresyon eğrisinin bir dizi noktaya ne kadar yakın olduğunu belirtmektedir. MSE, bir makine öğrenmesi modeli ile tahminleyicinin performansını ölçer ve her zaman pozitif değerlidir.

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (3.12)$$

Aritmetik ortalama, veri değerlerinin toplamalarının terim sayısına veya büyüklüğüne bölünerek elde edilen merkezel konum değeridir. İstatistik bilim dalında en çok kullanan merkezi eğilim ölçüsüdür.

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{X})^2} \quad (3.13)$$

Aritmetik ortalamaları birbirine yakın veya eşit olan iki veri grubundaki çok büyük veya çok küçük değerler verilerin dağılımını etkiler. Standart sapma verilerin aritmetik ortalamaya göre nasıl bir yayılım gösterdiğini anlatır.

Tablo 3.1 Üç model için hata oranlarının karşılaştırılması

	MSE	RMSE	MAE	MAPE
Prophet	216,93	14,72	10,96	0,199
Doğrusal regresyon	287,78	16,96	12,43	0,278
Otoregresif hareketli ortalamalar modeli	256,31	16,00	13,49	0,443

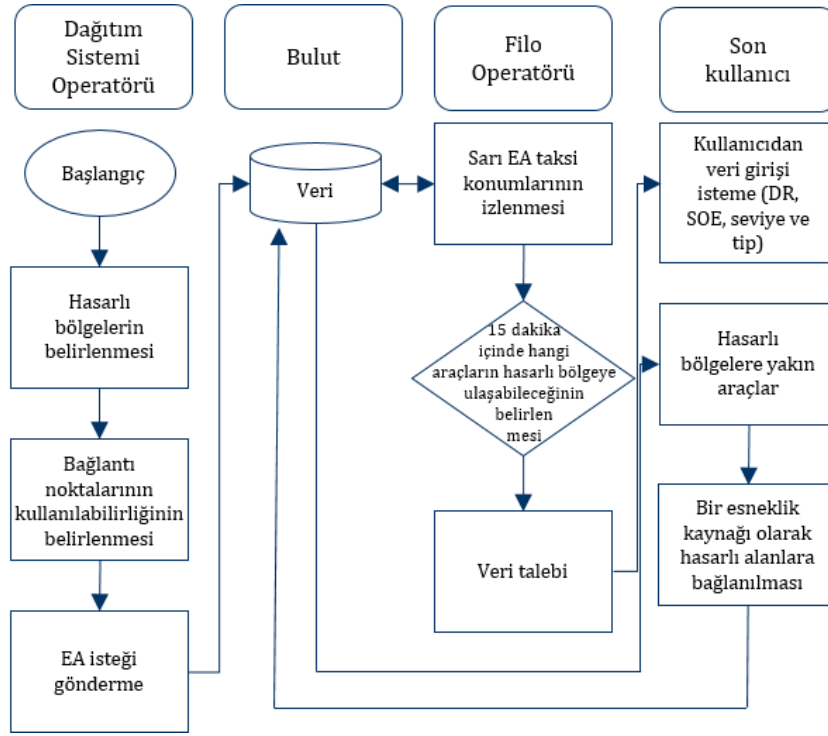
İlgili değerler incelendiğinde, RMSE ve MAE değerlerinin üç model için de görece yüksek olduğu bilgisine erişilmiştir. Manhattan Bölgesindeki sarı taksi sayısının yüksek olması tahmin edilen değerler ile gerçek değer arasındaki farkın yükselmesiyle sonuçlanmıştır. Eğer veri setinde büyük sayılar ile işlem yapılıyorsa, RMSE ve MAE değerlerinin de büyük çıkması normal karşılanmaktadır. Öte taraftan, veri setindeki küçük sayılar bahsedilen indislerin de küçük çıkmasına ve doğal olarak karşılaştırmanın sağlam zeminde yapılmasına engel teşkil edebilmektedir. Doğrusal regresyon ve otoregresif hareketli ortalama modellerine nazaran, Prophet algoritmasında yıllık, aylık ve günlük sezonsallık ve aynı zamanda tatillerin etkileri de dikkate alındığı için daha iyi sonuçlar elde edilmiştir.

Modellerin gerçek veri setindeki sayıların büyüklüğü/küçüklüğünden etkilenme oranını nötralize etmek amacıyla MAPE indisi değerlendirilmiştir. MAPE değerinin 0'a yakın olması, modelin tahmin performansı açısından daha iyi sonuçlar verdiğini göstermektedir. Bu nedenle, belli bir bölgedeki araç sayısını ve konumu tahmin etmek amacıyla literatürde mevcut olan analizlerden en iyi tahmin sonucunun Prophet ile elde edildiği ifade edilebilir.

3.1.1.3 Kullanıcılar için Geliştirilen Arayüzler

Bu platformda yer alan üç kullanıcı için (EA kullanıcıları, filo operatörü ve DSO operatörü) konseptsel olarak geliştirilen arayüzler ilgili alt başlıkta detaylarıyla verilecektir.

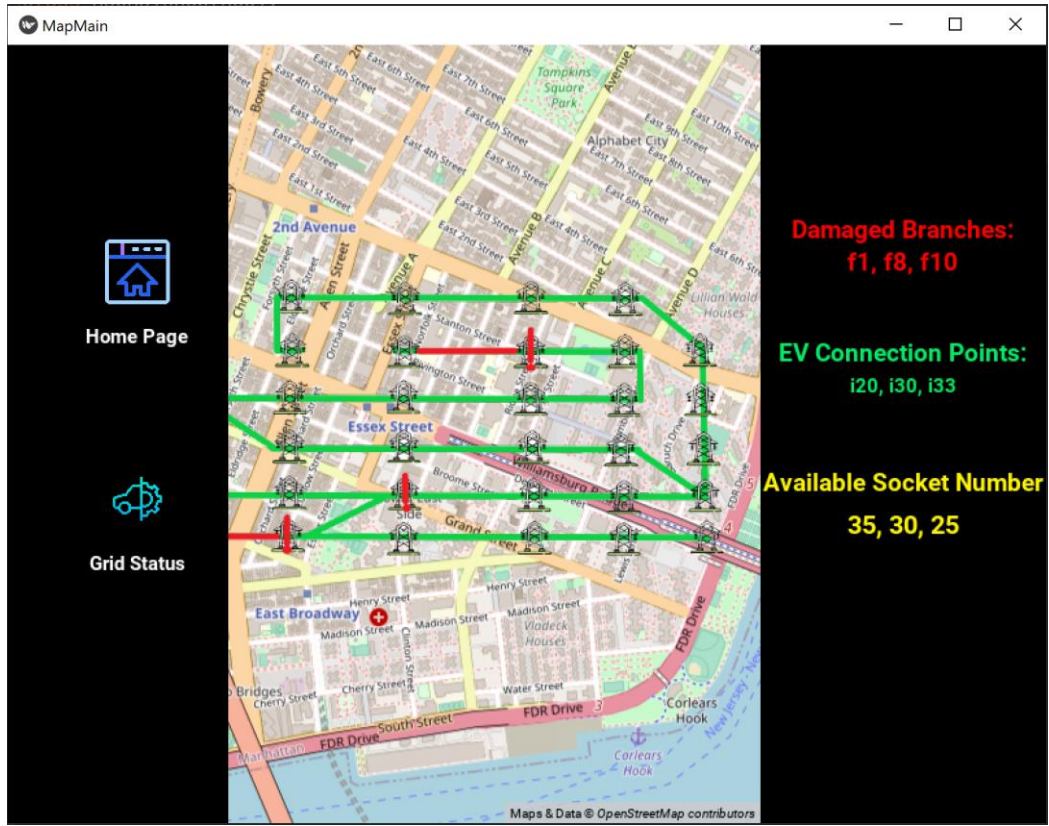
EA'lar, acil durumlarda şok etkilerine hızlı cevap verebilme yeteneklerinden ötürü güç sisteminin olay sonrası onarım kabiliyetinin arttırılmasına katkı sunmaktadır. Bu bağlamda, teorik olarak sunulan konseptin pratikte de uygulanabilir olması hedeflenmiştir. Kullanıcılar arasındaki işbirliğin işletimi için bir ekosistemin oluşturulması ve ana sunucu üzerinden internet vasıtasıyla çift yönlü bilgi alışverişinin sağlanması amaçlanmaktadır. Konseptin genel işletim sürecini içeren görsel Şekil 3.6'daki gibidir.



Şekil 3.6 Platformda yer alan birimlerin işleyişini içeren genel akış diyagramı

Günümüz dünyasında oldukça yaygın kullanıma sahip olan akıllı telefonlar son kullanıcı ve yöneticiler arasında haberleşmeyi sağlaması açısından tercih edilmiştir. Ekstrem olayın haberleşme altyapısına vereceği zararı da göz önünde bulundurduğumuzda, mobil tabanlı uygulamaların hem efektif hem de ekonomik olacağı tartışılmış ve gerçek hayatta daha uygulanabilir olduğuna karar verilmiştir.

DSO için ilk olarak web tabanlı Google COLAB platformunda geliştirilen ve sonrasında Python Kivy kütüphanesinde mobil tabanlı uygulamaya dönüştürülen arayüz Şekil 3.7 ve 3.8’de gösterilmiştir. İlgili şekillerde sırasıyla uygulamanın birinci ve ikinci sayfaları görülmektedir. Operatör, güç sisteminin durumunu arayüz üzerinden takip edebilmektedir. Devrede olan veya olmayan yükler, olay sonrası hasarlanan hatlar ve EA bağlantı noktaları ile uygun soket sayıları kontrol edilebilmektedir. Sismik olay sonrasında hasargören hatlar haritada kırmızı renkle; işletimde kalanlar ise yeşil renkle görülmektedir. DSO acil durum anında internet üzerinden çalışılan güç sisteminin durumunu ve bilgilerini filo operatörüyle paylaşmakta ve EA talep etmektedir. Bunun yanı sıra spesifik bir baranın günlük yüklenme eğrisi ile onarılan yük miktarı da “grid status” sekmesinden tespit edilebilmektedir. Optimal karar verme algoritması neticesinde yönlendirilen EA sayısı ve uygun soket sayısı da izlenmektedir.



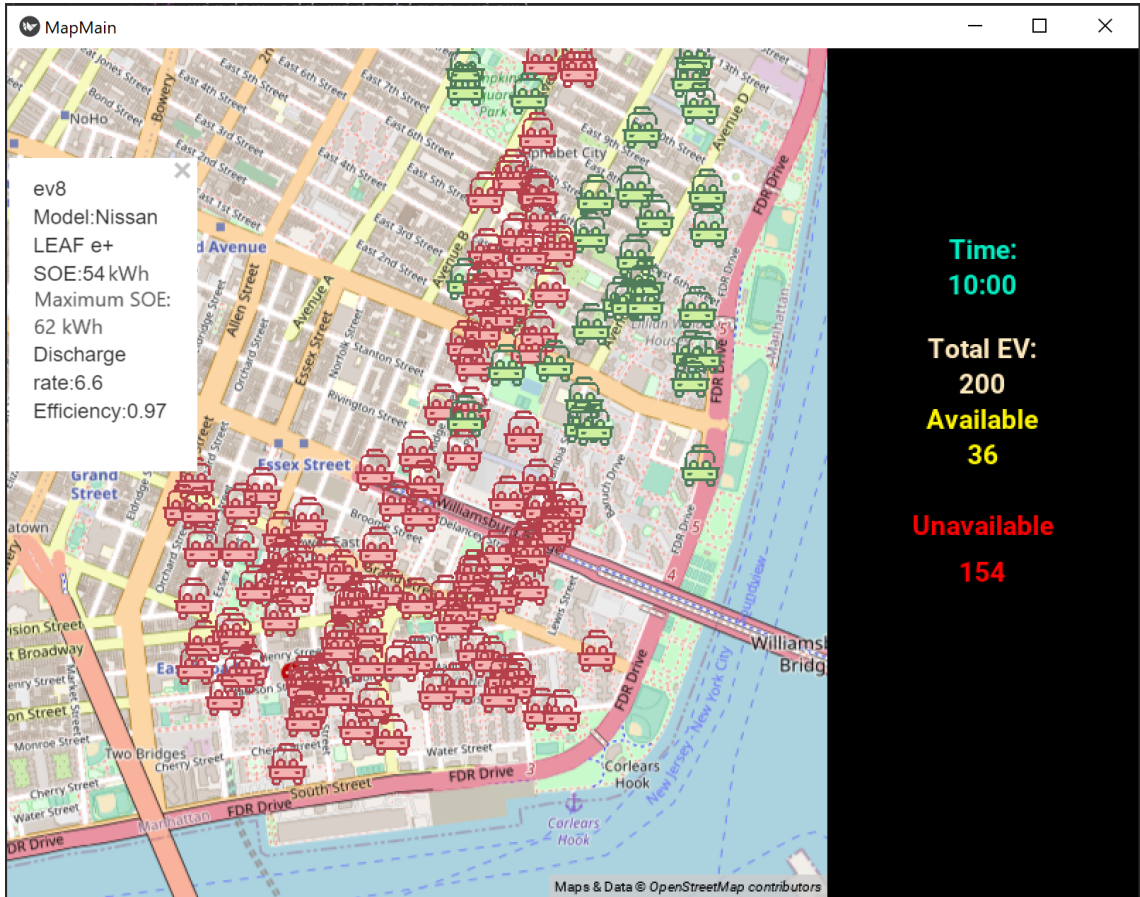
Şekil 3.7 DSO için geliştirilen arayüzün ilk sayfası



Şekil 3.8 DSO için geliştirilen arayüzün ikinci sayfası

Ekstrem bir olay sonrasında EA'ların planlanan noktalara bağlanmasının zorunlu tutulduğu güçlü bir anlaşmanın DSO ile filo operatörü arasında olduğu varsayılmıştır. Şekil 3.9'da web tabanlı platform olan Google COLAB'da oluşturulan akabinde Python Kivy kütüphanesinde mobil tabanlı uygulamaya dönüştürülen filo operatörü arayüzü gösterilmiştir.

Filo operatörü şekilden de anlaşılacağı üzere ekosistemde harita üzerinden EA'ları görüntüleyebilmektedir. Ayrıca filoya kayıtlı olan araçların teknik özelliklerini ve konumlarını da çift yönlü haberleşme vasıtasıyla elde edebilmektedir. Akabinde EA'ların mevcut bulunduğu noktalardan hasarlı zonlara ulaşım sürelerinin EA hareket modelinden hesaplanması sağlanır. 15 dakika içerisinde veya daha kısa sürede hasarlı bölgeye ulaşabilecek olan araçlar harita üzerinde yeşil, diğerleri ise kırmızı renk ile gösterilir. Buna göre, operatör uygun ve uygun olmayan araçları tespit edip optimizasyon algoritmasına veri sağlaması gerçekleştirir.



Şekil 3.9 Filo operatörü için geliştirilen arayüz

Optimal karar verme algoritması araçların belirlenen uygunluk matrisi dahilinde çalıştırılmakta ve EA'ların dayanıklılık kaynağı olarak değerlendirilmesini kolaylaştırmaktadır. Sismik ve/veya diğer ekstrem olaylar neticesinde haberleşme ağındaki potansiyel hasardan olabildiğince az etkilenecek şekilde mobil uygulamalar üzerinden iletişim sağlanması birincil hedeftir.

Öte taraftan, EA kullanıcılarının da bu ekosistemde yer alabilmesini kolaylaştırmak amacıyla yine Python Kivy kütüphanesinde araçların konum/teknik özelliklerinin de çekilmesini sağlayan mobil tabanlı arayüzler oluşturulmuştur. Geliştirilen arayüzler Şekil 3.10'daki gibidir. Görüldüğü üzere sırasıyla ilgili platforma kayıt, profil bilgileri, geçmiş, veri girişi ve haritadaki durumu ifade eden sayfalar mevcuttur.

İlk olarak, geliştirilen mobil uygulamayı kullanabilmek için EA kullanıcıları, ekosisteme kayıt olmak zorunda ve böylece grubun bir üyesi olmaktadır. Bahsi geçen görsellerden de görüldüğü üzere filodaki EA kullanıcıları anlık/maksimum/minimum SoE ve maksimum deşarj gücü değerlerini veri girişi opsiyonu sayesinde sisteme iletir. Hazırlanan arayüz sayesinde mobil internet üzerinden ilgili birimlerden sinyal alıp bunlara cevap verebilmektedir. DSO tarafından toplanan güç sisteminin durumunu içeren verilere göre, en uygun EA'lar hizmet bölgelerinden hasarlı bölgelere yönlendirilmektedir. Burada araç sahiplerinin de belli teşvikler ile platforma sürekli katkı sağladıkları ve böylece TY programının da bir parçası oldukları varsayılmaktadır. Kontrattaki maddelere göre herhangi bir durumda operatörden gelen sinyale negatif cevap veren katılımcılar ciddi yaptırımlarla karşılaşmaktadır. Geri dönüşler hızlı bir şekilde arayüzler üzerinden operatörlere iletilmekte ve buna göre karar verme algoritması çalıştırılmaktadır.

Diğer yandan, geçmişten şimdiki ana kadar kullanıcının geçmiş katılımlarını görüntüleyebilmesi sağlanmaktadır. Kullanıcı merkezli mobil uygulama tabanlı haberleşme tercihi birçok yönden düşünüldüğünde önemli avantajlar getirmektedir. Teorik olarak sunulan konsepti gerçek hayatta uygulanabilir kılması açısından önemlidir.

SayHello



it's electric

E-mail

Password

Confirm Password

Register

MapMain

Profile

Owner: Mehmet Akay

Plate Number: 34AB456

Brand: Tesla

Model: Model S

EV Licence Number: 1

Battery Type: Li-Ion

Power: 225 kW

Battery Capacity: 60kWh

Range: 335km

Charging Socket Type: 3

MapMain

History

28/03/2021 5:57:38 PM

12\$

Devutpasa Station

28/03/2021 5:57:40 PM

12\$

Devutpasa Station

28/03/2021 5:57:43 PM

12\$

Devutpasa Station

28/03/2021 5:57:47 PM

12\$

Devutpasa Station

MapMain

Charge

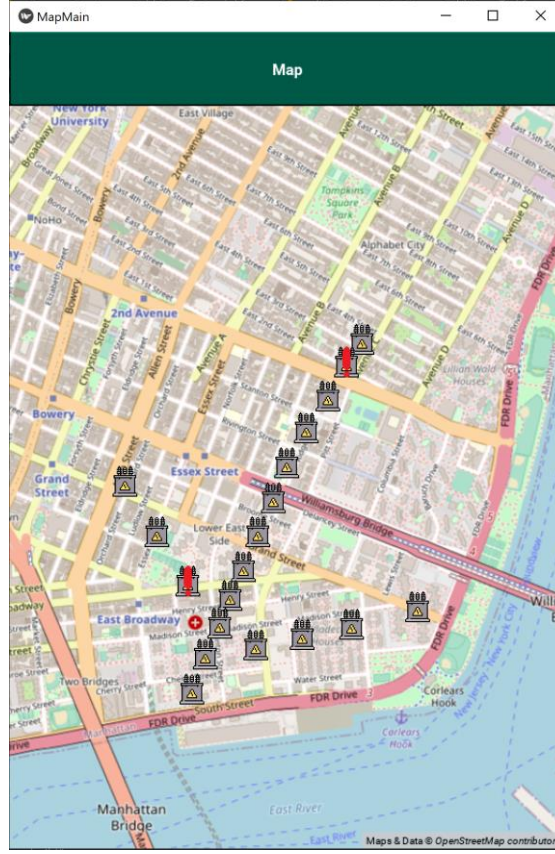
Entry Your Charge Level

150

Find Station



it's electric



Şekil 3.10 EA kullanıcıları için sırasıyla kayıt, profil bilgileri, geçmiş veri, veri girişi ve harita sekmelerini içeren arayüz

3.1.1.4 Optimizasyon Algoritmasının Matematiksel Modellenmesi

Bu alt başlıkta, optimal karar verme algoritması ile dayanıklılığın maksimize edilmesi amaçlanırken hem DSO hem de filo operatörü perspektifinden operasyonel ve fiziksel kısıtlar sağlanmaktadır. Oluşturulan optimizasyon problemine ilişkin detaylı adlar dizgisi Tablo 3.2’ de verilmiştir.

Tablo 3.2 Optimal karar verme algoritması için adlar dizgisi

Kümeler	$\Omega_i^f, d, e, i, i', l, p, t$
Parametreler	$b_{i,e}, DR_e, f_l^{maks}, h_{i,d}, p_i^{f,maks}, soe_{e,t}, soe_e^{kayıp}, SOE_{min}, t_{varış}, t_{ayrılış}, t_{olay}, X_p, Y_p, \delta_{d,t}, \eta_e, \kappa_i, \varepsilon$
Değişkenler	$F_{l,s,v,t}, f_{l,v,s,t}, p_{i,e,s,v,t}^{deşarj,EA}, p_{i,s,v,t}^f, p_{i,s,v,t}^{filo}, p_{i,s,v,t}^{f,yük}, p_{i,s,v,t}^{talep}, p_{l,s,v,t}^{kayıp}, p_{i,s,v,t}^{DÜ}, SOE_{i,e,s,v,t}, u_{i,s,v,t}^d, z_{l,s,v,t,p}, \alpha_{i,e,s,v,t}, \beta_{i,e,s,v,t}$

Amaç Fonksiyonu

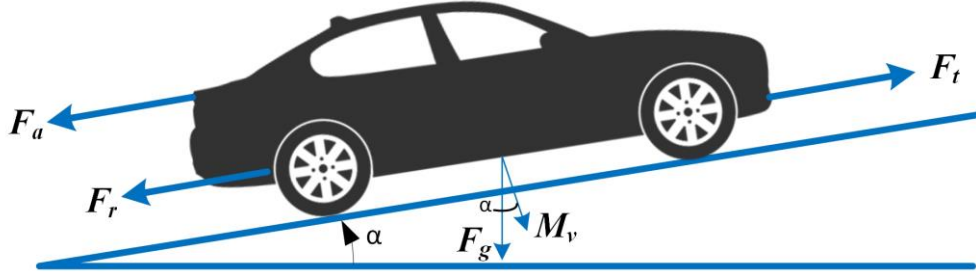
Denklem (3.14) ile ifade edilen amaç fonksiyonunda onarılan yüklerin kendi aralarında ağırlıklarla belirlenen önceliklere göre maksimize edilmesi sağlanırken, dağıtım sisteminde güç akışından kaynaklı kayıpların minimize edilmesi de dolaylı olarak gerçekleştirilmektedir. Kayıpların çarpanı olarak belirlenen ε ifadesi oldukça küçük bir sayıyı ifade etmekte ve böylece asıl amacın yükleri beslemek olduğu ve kayıpların ise ikincil amaç olduğu belirtilmektedir. Bunun yanı sıra, kritik ve kritik olmayan yüklerin beslenmesi esnasında sosyal bir faktör olan EA hareketinden kaynaklı enerji kayıplarının da engellenmesi ve böylece optimal sayıda EA'nın dağıtım sistemindeki ilgili bölgeye yönlendirilmesi denkleme eklenen 3. terim ile sağlanmaktadır. Burada araç sayısı minimize edilerek beslenebilecek yüklerin maksimize edilmesi uygulamada da pratik bir çözüm sunmaktadır. Böylece fazla sayıda EA'nın baraya yönlendirilmesinden ziyade baradaki soket sayısına bağlı olarak en iyi özelliklere sahip araçların yük restorasyon stratejisine katılımı hedeflenmektedir.

$$\begin{aligned} \sum_s \sum_v \pi_s \cdot \pi_v \left(\sum_i \sum_d \sum_t (w_d \cdot u_{i,s,v,t}^d) - \varepsilon \cdot \sum_l \sum_t P_{l,s,v,t}^{kayıp} \right. \\ \left. + \sum_i \sum_e \sum_t \beta_{i,e,s,v,t} \right) \end{aligned} \quad (3.14)$$

EA Hareketinin Modeli

Bir EA yolda hareket ederken Şekil 3.11'de gösterildiği gibi üzerine etki eden belli kuvvetler mevcuttur ve bu kuvvetler Newton'un bir boyutlu hareket yasasına dayanılarak elde edilmektedir [219]. Denklem (3.15)'te araç üzerine etki eden tüm kuvvetlerin toplamı ifade edilmiştir. Sırasıyla bu kuvvetler ivmelenme kuvveti ($m_v \frac{dv(t)}{dt}$), aerodinamik kuvvet ($F_{a,(t)}$), sürtünme kuvveti ($F_{r,(t)}$), yerçekimi kuvveti ($F_{g,(t)}$) ve diğer kuvvetleri temsil etmektedir. Denklem (3.16)-(3.19)'da bahsi geçen kuvvetlerin ayrıntılı halde gösterimi mevcuttur. $\frac{dv(t)}{dt}$ değeri de iki ardışık saniye arasındaki hızların farkının yine saniye biriminden zaman aralığına (Δt) bölünmesiyle elde edilmiştir. EA yolda hareket ederken belirli bir güç tüketimi gerçekleştirmektedir. Bu gücün ifadesi ise Denklem (3.20)'de matematiksel olarak

gösterilmiştir. Mekanik güç ifadesinin ($P_{v,(t)}$) sürüş verimine (η_d) bölünmesiyle EA'nın hareketi için t periyodunda ihtiyacı olan güç değeri elde edilir. Mekanik güç ifadesi ise, (3.21)'de gösterildiği gibi araca etkiyen tüm kuvvetler ile ilgili periyottaki hızının çarpımı sonucu elde edilmiştir.



Şekil 3.11 Hareket eden araç üzerine etki eden kuvvetler

$$F_{t,(t)} = m_v \frac{dv_{(t)}}{dt} + F_{a,(t)} + F_{r,(t)} + F_{g,(t)} + F_{d,(t)} \quad (3.15)$$

$$F_{a,(t)} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_x \cdot v_{(t)}^2 \quad (3.16)$$

$$F_{r,(t)} = m_v \cdot C_r \cdot g \cdot \cos(\alpha) \quad (3.17)$$

$$F_{g,(t)} = m_v \cdot g \cdot \sin(\alpha) \quad (3.18)$$

$$\frac{dv_{(t)}}{dt} = \frac{v_{(t)} - v_{(t-1)}}{\Delta T} \quad (3.19)$$

$$P_{(t)} = \frac{P_{v,(t)}}{\eta_d} \quad (3.20)$$

$$P_{v,(t)} = v_{(t)} \cdot F_{t,(t)} \quad (3.21)$$

EA Bağlantı Kısıtları

Şebekede doğal afetlerden kaynaklı bir olay gerçekleştiği zaman, EA'ların kritik yükleri beslemek amacıyla bulundukları bölgeden hasar oluşan bölgeye hareketleri sağlanmalıdır. Bu ifade, karar değişkenlerinden $\alpha_{i,e,s,v,t}$ ile ifade edilmektedir. e EA'sının hasar oluşan baraya bağlanabilmesi için öncelikli şart aracın bu bölge sınırları içerisinde olmasıdır. Yani, aracın uygunluk durumunu gösteren $b_{i,e}$ ikili

parametresinin 1 değerinde olması gerekmektedir. Bahsi geçen durum Eşitsizlik (3.22) ile ifade edilmiştir. Hasarlı bölgedeki uygun baraya yönlendirilebilecek araç sayısının ilgili baradaki soket sayısından küçük olması gerektiği Eşitsizlik (3.23) ile ifade edilmiştir. Denklem (3.24), amaç fonksiyonunda yer alan $\beta_{i,e,v,t}$ ikili değişkeni ile $\alpha_{i,e,s,v,t}$ değişkeninin toplamının 1 olması gerektiğini ifade etmekte ve böylece en az sayıda aracın baralara yönlendirilebilmesi sağlanmaktadır. Son olarak, araçların baraya bağlanma ve baradan ayrılma zamanları dışında $\alpha_{i,e,s,v,t}$ değerinin 0 olması gerektiği Denklem (3.25) ile gösterilmiştir.

$$\alpha_{i,e,s,v,t} \leq b_{i,e} \quad , \quad i \in i', \forall e \in E, \forall s, \forall v, t = t_{olay} \quad (3.22)$$

$$\sum_e \alpha_{i,e,s,v,t} < \kappa_i \quad , \quad i \in i', t = t_{olay} \quad (3.23)$$

$$\beta_{i,e,s,v,t} = 1 - \alpha_{i,e,s,v,t} \quad , \quad \forall i \in I, \forall e \in E, \forall t \in T, \forall s, \forall v \quad (3.24)$$

$$\alpha_{i,e,s,v,t} = 0 \quad , \quad \forall i \in I, \forall e \in E, \forall t \notin [t_{varış}, t_{ayrılış}] \quad (3.25)$$

EA Batarya ve Diğer Kısıtlar

Eşitsizlik (3.26)'da i barasına bağlanmış e aracının deşarj gücünün ($P_{i,e,s,v,t}^{deşarj,EA}$), ilgili aracın teknik özelliklerinden olan maksimum deşarj gücünden (DR_e) küçük olması gerektiği ifade edilmiştir. Olay anında ($t = t_{olay}$), araçların SoE değerlerinin ($soe_{e,t}$), başlangıç SoE değeri olarak atanmasını sağlamak için Denklem (3.27) eklenmiştir. Olay anından bir periyot sonra araçların ilgili baraya bağlanacakları varsayıldığı için yolculuk esnasında hareketten kaynaklı enerji kaybının da çıkartılması gerektiği (3.28) ile gösterilmiştir. Yani araç, baraya bağlandığı anda olay anındaki rastgele atanan enerji durumu değerinden ($soe_{e,t}$), kayıp enerjinin ($soe_e^{kayıp}$) çıkartılması ile o andaki SoE değeri hesaplanmaktadır. Denklem (3.29)'da araç, deşarj olarak yükleri beslemeye devam ettikçe SoE değerindeki azalma ifade edilmiştir. Güvenli çalışma koşulları gereği aracın SoE değerinin minimum SoE değerinin altına düşmemesi için Denklem (3.30) eklenmiştir. Aracın baraya bağlı olmadığı periyotlar dışında hem SoE değerinin hem de deşarj gücünün 0 olması gerektiğini belirten matematiksel ifade (3.31)'deki gibidir.

$$P_{i,e,s,v,t}^{deşarj,EA} \leq \alpha_{i,e,s,v,t} \cdot DR_e, \quad i \in i', \forall e \in E, \forall s, \forall v, \quad (3.26)$$

$$t_{varış} \leq t < t_{ayrılış}$$

$$SOE_{i,e,s,v,t} = soe_{e,t} \cdot \alpha_{i,e,s,v,t}, \quad \forall i \in I, \forall e \in E, \forall s, \forall v, t = t_{olay} \quad (3.27)$$

$$SOE_{i,e,s,v,t} = (soe_{e,t-1} - soe_e^{kayıp}) \cdot \alpha_{i,e,s,v,t}, \quad (3.28)$$

$$\forall i \in I, \forall e \in E, \forall s, \forall v, t = t_{varış}$$

$$SOE_{i,e,s,v,t} = SOE_{i,e,s,v,t-1} - \left(\frac{P_{i,e,s,v,t-1}^{deşarj,EA}}{\eta_e} \right) \cdot \Delta T, \forall i \in I, \forall e \in E, \forall s, \forall v, t_{varış} < t \leq t_{ayrılış} \quad (3.29)$$

$$SOE_{i,e,s,v,t} \geq SOE_{min} \cdot \alpha_{i,e,s,v,t}, \quad \forall i \in I, \forall e \in E, \forall s, \forall v, \quad (3.30)$$

$$t_{varış} < t \leq t_{ayrılış}$$

$$SOE_{i,e,s,v,t} = 0, \quad P_{i,e,s,v,t}^{deşarj,EA} = 0, \quad (3.31)$$

$$\forall i \in I, \forall e \in E, \forall t \notin [t_{varış}, t_{ayrılış}]$$

Güç Eşitliği, Hat Taşıma ve Generatör Barası İle İlgili Kısıtlar

Sistemin güç eşitliği (3.32) ile sağlanmaktadır. Burada EA'ların bağlandıkları baraya aktardıkları güç miktarının ($P_{i,s,v,t}^{filo}$), baradaki kritik ve kritik olmayan yüklerin toplam talebi ($P_{i,s,v,t}^{talep}$), DÜ ünitesinin çıkış gücü ($P_{i,s,v,t}^{DÜ}$), ilgili baradaki yükleri beslemek için şebeke tarafından verilen güç ($P_{i,s,v,t}^{f,yük}$) ve ilgili baranın bağlı olduğu hat üzerinde akan (baraya doğru ya da baradan çıkan olmak üzere) güçlerin ($f_{i,s,v,t}$) toplamına eşit olması gerekmektedir. Filodaki EA'ların hasar başlangıç anından hasar bitimine kadar yükleri beslemek amacıyla sisteme aktardıkları toplam gücün ($P_{i,s,v,t}^{filo}$) ilgili baraya bağlanan EA'ların toplam deşarj gücüne eşit olduğu (3.33)'te ifade edilmiştir. Baraların yüklerinin genel ifadesi Denklem (3.34)'teki gibidir. Yükler önceliklerine göre sıralanmış olup optimizasyon sonucunda devreye alınıp alınmayacağı $u_{i,s,v,t}^d$ değişkeni ile belirlenmiştir. Dört sınıfa ayrılan yüklerin hangisinin i barasında var olup olmadığı

$h_{i,d}$ ikili parametresiyle kısıtlanmıştır. Farklı öncelik sırasına sahip yüklerin normal güç talepleri ise $\delta_{d,t}$ parametresiyle ifade edilmiştir. Yüklerin devreye alınabilmesinin şartı ($u_{i,s,v,t}^d=1$), işlem yapılan barada yükün bağlı bulunmasıdır ve bu da Eşitsizlik (3.35)'te matematiksel olarak ifade edilmiştir.

Eşitsizlik (3.36) ile bölgeleri birbirine bağlayan hatların taşıma kapasitesine ilişkin kısıtları modellenmiştir. Ayrıca, şebekeden çekilen güç değerinin ($P_{i,v,s,t}^f$), ilgili baraya bağlı yüklerin güç talebinin ve hat üzerindeki kayıpların toplamına eşit olması gerektiği koşulu (3.37) ile sağlanmıştır. Referans barasından sisteme aktarılabilecek güce ilişkin güç limiti (3.38) numaralı eşitsizlik ile belirlenmiştir.

$$P_{i,s,v,t}^{f,yük} + P_{i,s,v,t}^{filo} + P_{i,s,v,t}^{DÜ} + \sum_{\forall l \in L: i \in \Omega_l^j} f_{l,s,v,t} - \sum_{\forall l \in L: i \in \Omega_l^i} f_{l,s,v,t} = P_{i,s,v,t}^{talep}, \quad (3.32)$$

$$\forall i \in I, \forall t \in T, \forall s, \forall v$$

$$P_{i,s,v,t}^{filo} = \sum_e P_{i,e,s,v,t}^{deşarj,EA}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall s, \forall v \quad (3.33)$$

$$P_{i,s,v,t}^{talep} = \sum_d u_{i,s,v,t}^d \delta_{d,t} h_{i,d}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall s, \forall v \quad (3.34)$$

$$u_{i,s,v,t}^d \leq h_{i,d}, \quad \forall i \in I, \forall t \in T, d \in D, \forall s, \forall v \quad (3.35)$$

$$0 \leq f_{l,s,v,t} \leq f_l^{maks}, \quad \forall l \in L, \forall t \in T, \forall s, \forall v \quad (3.36)$$

$$P_{i,s,v,t}^f = P_{i,s,v,t}^{f,yük} + \sum_{l \in L} P_{l,s,v,t}^{kayıp}, \quad \forall i \in \Omega_i^f, \forall t \in T, \forall s, \forall v \quad (3.37)$$

$$0 \leq P_{i,s,v,t}^f \leq P_i^{f,maks}, \quad \forall i \in \Omega_i^f, \forall t \in T, \forall s, \forall v \quad (3.38)$$

Hat Kayıplarının Lineer Yaklaşım Modeli

Hatlar üzerinde meydana gelen aktif güç kaybı b ve c katsayıları ile ikinci dereceden bir fonksiyon olarak Denklem (3.39)'daki gibi modellenmiştir. Fakat bu denklemde lineerleştirilmesi gereken bir ifade ($f_{l,s,v,t}^2$) bulunmaktadır. Bu yüzden literatürdeki en yaygın lineerleştirme yöntemlerinden biri olan Special Order Sets of Type 2 (SOS2), lineer olmayan ifadenin önerilen modele uygun bir şekilde lineer

yaklaşımını elde etmek için kullanılmıştır. Denklem (3.40) yaklaşımda kullanılan SOS2 değişkenlerine ilişkin kısıtı tanımlarken, güç akışıyla ilgili yaklaşımlar (3.41) ve (3.42) ile modellenmiştir.

$$P_{l,s,v,t}^{kayıp} = b \cdot |f_{l,s,v,t}| + c \cdot f_{l,s,v,t}^2, \quad \forall l \in L, \forall t \in T \quad (3.39)$$

$$\sum_{p \in P} z_{l,s,v,t,p} = 1, \quad \forall l \in L, \forall t \in T \quad (3.40)$$

$$f_{l,s,v,t} = \sum_{p \in P} X_p \cdot z_{l,s,v,t,p}, \quad \forall l \in L, \forall t \in T \quad (3.41)$$

$$F_{l,s,v,t} = \sum_{p \in P} Y_p \cdot z_{l,s,v,t,p}, \quad \forall l \in L, \forall t \in T \quad (3.42)$$

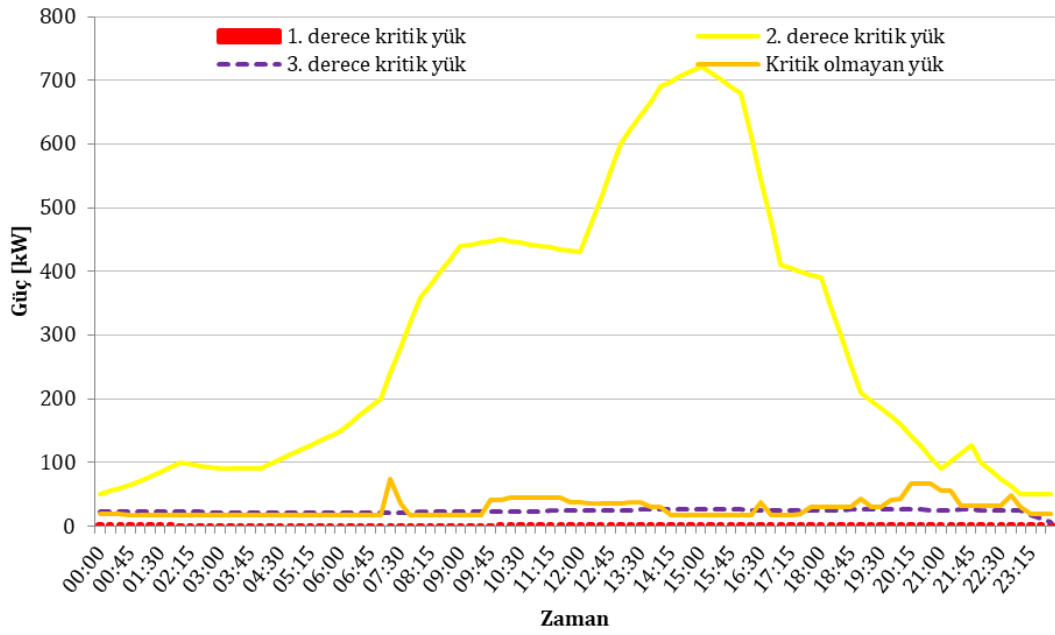
3.1.2 Test ve Sonuçlar

3.1.2.1 Giriş Verileri

Taşıt yönlendirme ve güç akışı analizi için geliştirilen optimizasyon modeli Python 2.7 versiyonu kullanılarak test edilmiştir. Python, son zamanlarda farklı programlar ile veri alışverişinde kolay entegrasyon sağlaması ve çok çeşitli alanlar için geliştirilen zengin kütüphane portfolyosu nedeniyle ön plana çıkan bir yazılım dilidir.

Bu çalışmada açık kaynak kodlu PuLP 1.6.8 kütüphanesi MILP ile oluşturulmuş problemi gerçeklemek üzere tercih edilmiştir. Gerçekleme işlemi PuLP kütüphanesi içinde ticari CPLEX çözücüsü ile sağlanmıştır. Benzetim çalışmasında 24 saatlik süre içindeki sonuçlar irdelenmiş ve zaman aralığı (ΔT) 15 dk (0,25 saat) olarak belirlenmiştir. Geliştirilen model Intel Core i9, 3,60-GHz, 128 GB of RAM özelliklerine sahip bilgisayarda test edilmiştir.

Yükler 1., 2., 3. derece kritik yük ve kritik olmayan yük olarak sınıflandırılmış ve verileri sisteme giriş verisi olarak tanımlanmıştır [220]–[222]. Her baraya rastgele farklı sayıda yükler atanmıştır. Yüklerin profili Şekil 3.12’de gösterilmiştir.



Şekil 3.12 Modelde kullanılan kritik ve kritik olmayan yükler

Tablo 3.3 Değerlendirilen EA'ların teknik özellikleri [223]

Model	Ağırlık(kg)	A(m ²)	SOE _{min}	SOE _{max}	DR	DE
Kia e-Soul	1657	2,889	3,1	67,1	7,2	0,97
Hyundai Kona Electric	1685	2,817	3,1	67,1	7,4	0,97
Nissan LEAF e+	1731	2,762	6	62	6,6	0,97
Opel Ampera-e	1591	2,55	2	60	7,4	0,97

Filoda, Kia e-Soul, Hyundai Kona Electric, Nissan LEAF e+ ve Opel Ampera-e olmak üzere 4 tip EA'nın bulunduğu varsayılmıştır. Araçların teknik özellikleri Tablo 3.3'te verilmiştir [223].

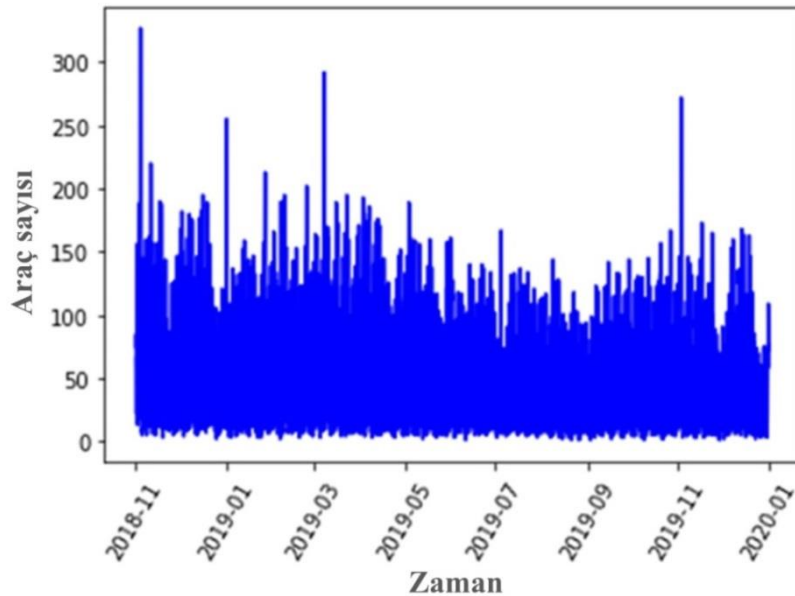
Baralara çağrılacak olan EA'lar belirlenirken teknik özelliklerinin yanı sıra ilgili baradaki soket sayısı birincil dereceden kısıtlayıcı bir faktör olarak karşımıza çıkmaktadır. Uygun soket sayısına göre baraya bağlanan araçların ilk olarak 1. derece kritik yükleri sonrasında 2. derece ve sırasıyla 3. derece yükleri beslemesi amaçlanmaktadır. Eğer yeterli sayıda araç baraya varmışsa ve kritik olmayan yükleri de besleyebilecek kadar deşarj gücü mevcut ise kritik olmayan yüklerin de belli bir miktarı yine beslenebilmektedir. Ancak sadece kritik olmayan yüklerin beslenmesi için araçların çağrılmaması ilgili problemin amaç fonksiyonunda

belirtildiği üzere engellenmiştir. Yine ilk bağlanan bara ve sonrasındaki baraların yük talebi sırasıyla 1., 2. ve 3. derece yükleri besleyecek şekilde gerçekleşmektedir. Yani, en yakın baradan başlayarak yükler öncelik sırasına göre beslenmektedir. Bu da amaç fonksiyonuna eklenen hatlardaki kayıp gücün minimize edilmesi ifadesiyle sağlanmaktadır.

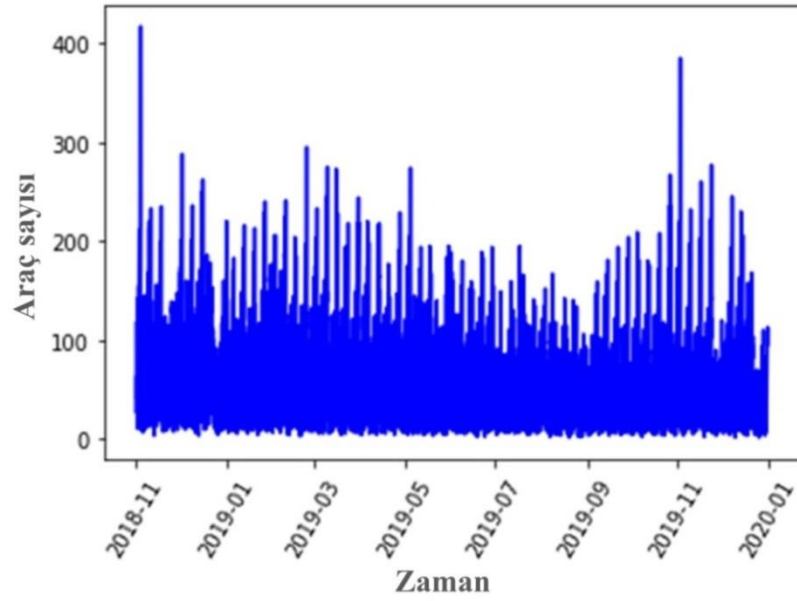
3.1.2.2 Benzetim Çalışması Sonuçları

Öğrenme Tabanlı Modelin Tahmin Sonuçları

Bu çalışma kapsamında, Manhattan Bölgesindeki iki semtteki sarı taksinin verileri işlenerek daha gerçekçi yaklaşımlar geliştirebilmek amacıyla tahmin algoritmasında hasarın olduğu varsayılan periyotlarda uygunluk durumları belirlenmiştir. Uygun olan araçların ID'leri olmadığı için bu araçlara ilk olarak bir ID atanmış ve sonrasında çalışmada dikkate alınan araçların özellikleri rastgele dağıtılmıştır. Başlangıç SoE, maksimum deşarj gücü, maksimum ve minimum SoE değerleri belirlendikten sonra araçların hasarlı bölgedeki baralara varana kadar kaybedecekleri enerji de (soe_e^{loss}) hesaplanmıştır. Manhattan Bölgesindeki Two Bridges/Seward Park ve Alphabet City semtleri için bir yıllık veri seti sisteme girdi olarak tanımlanmıştır. İlgili veri kümeleri Şekil 3.13 ve Şekil 3.14'te sırasıyla çizdirilmiştir.

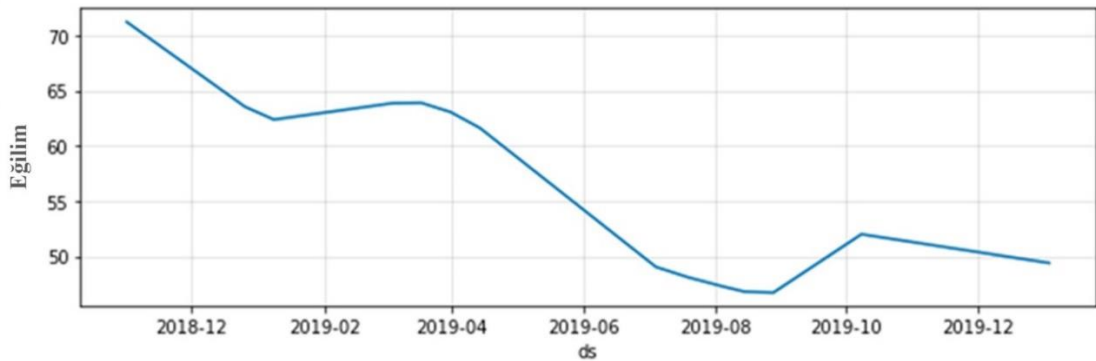


Şekil 3.13 Manhattan Bölgesindeki Two Bridges/Seward Park Sektinin bir yıllık veri kümesi

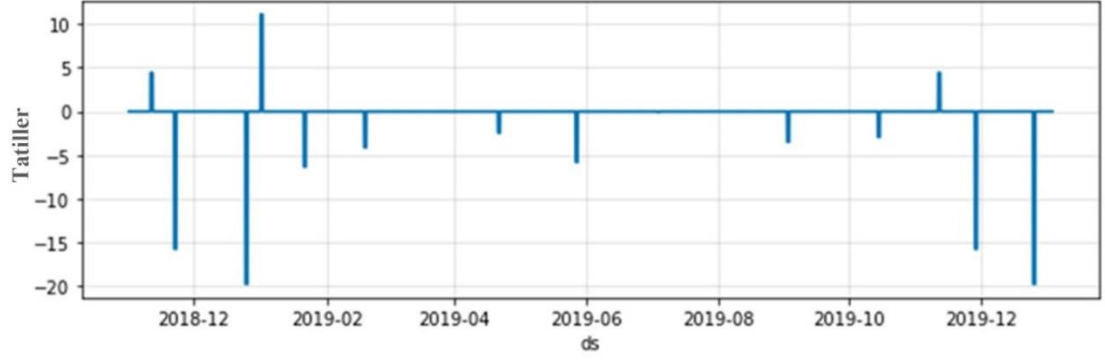


Şekil 3.14 Manhattan Bölgesindeki Alphabet City Sektinin bir yıllık veri kümesi

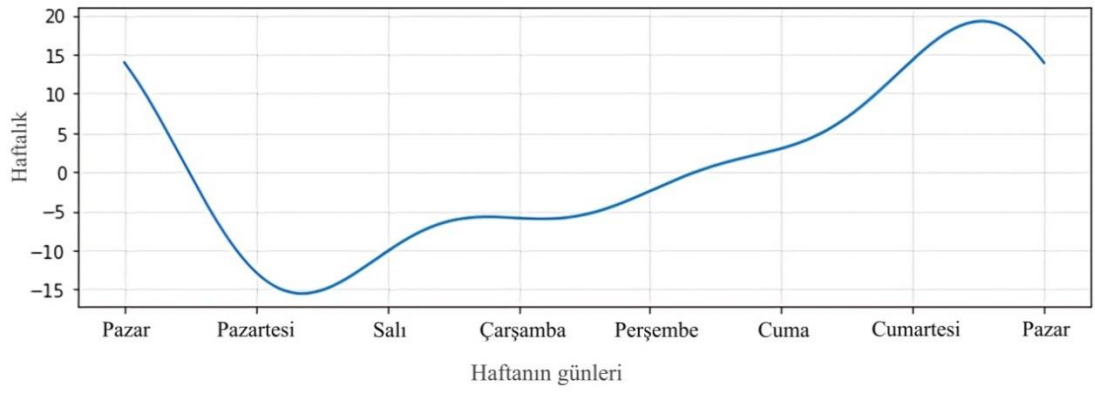
Bu veriler baz alınarak bir yıl boyunca araçların günlük, haftalık ve tatil günlerinde nasıl bir profil izlediği ve yine eğilimin (trend) nasıl olduğu Two Bridges/Seward Park için elde edilmiştir. Sırasıyla Şekil 3.15’de yıllık eğilim grafiği, Şekil 3.16’da tatillerde meydana gelen değişim, Şekil 3.17’de haftalık profil ve Şekil 3.18’de günlük profil gösterilmiştir. Şekiller incelendiğinde, Nisan ayı ile eylül ayları arasında araç sayısının dramatik bir şekilde azaldığı görülmüştür. Yine aralık ayında bölgedeki araç sayısı olabildiğince düşük mertebelerdedir. Resmi tatillerin etkisi irdelendiğinde araç sayısı üzerinde negatif bir etkisinin olduğu ilgili sonuçlardan çıkarılmıştır.



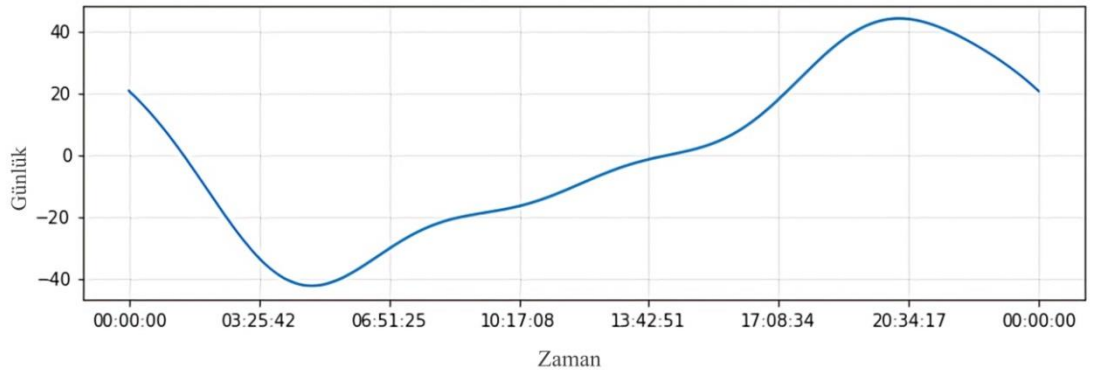
Şekil 3.15 Manhattan Bölgesindeki Two Bridges/Seward Park Sektinin yıllık eğilim grafiği



Şekil 3.16 Manhattan Bölgesindeki Two Bridges/Seward Park Semtı için tatil günlerinin araç sayısı üzerine etkisi

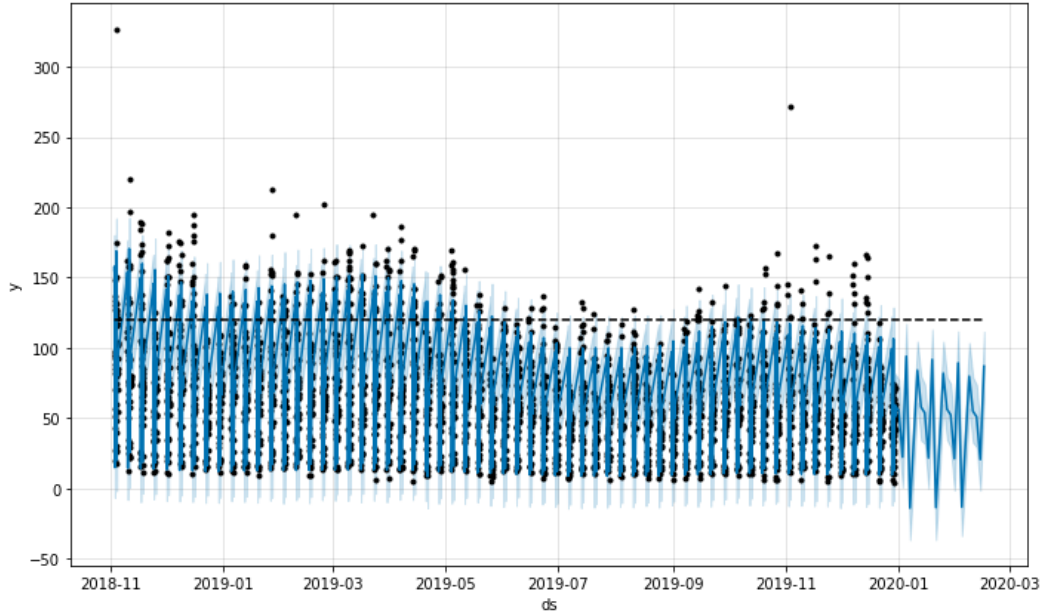


Şekil 3.17 Manhattan Bölgesindeki Two Bridges/Seward Park Semtı için haftanın günlerinin araç sayısı üzerine etkisi

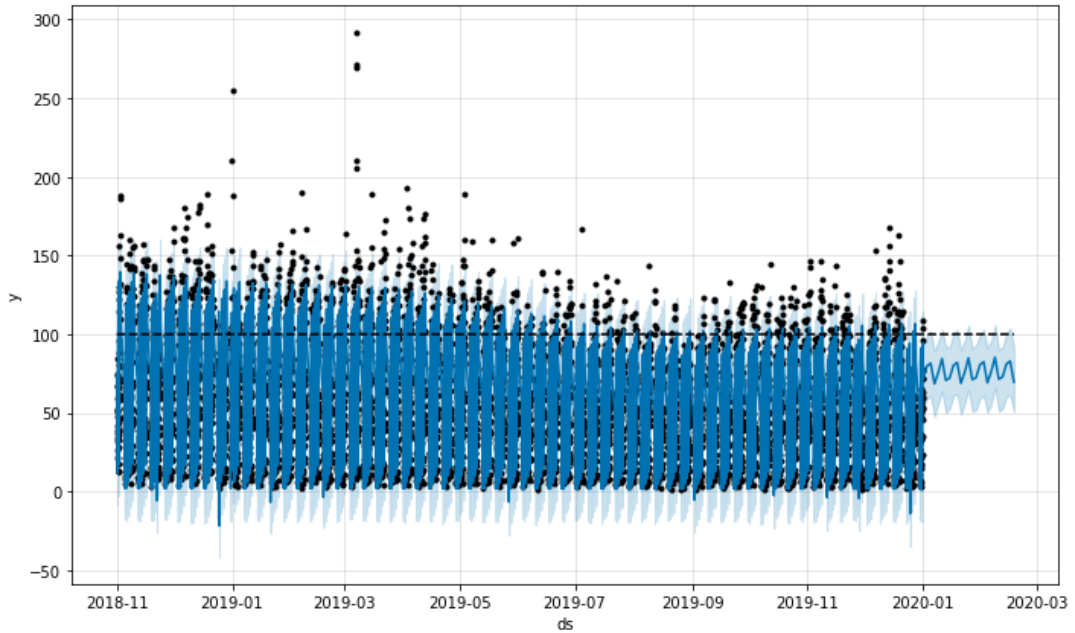


Şekil 3.18 Manhattan Bölgesindeki Two Bridges/Seward Park Semtı için günlük araç sayısındaki değişim

Günlük değişim grafiğine göre; ilgili bölgede hizmet veren taksi sayısının en az pazartesi günü, en fazla cumartesi ve pazar günleri olduğu görülmüştür. Bu bağlamda, hafta sonları hizmette olan taksi sayısının hafta içinden daha fazla olduğu ve yine özellikle gece saat 00:00'dan sonra bu sayının da azaldığı ilgili şekillerden anlaşılmaktadır.



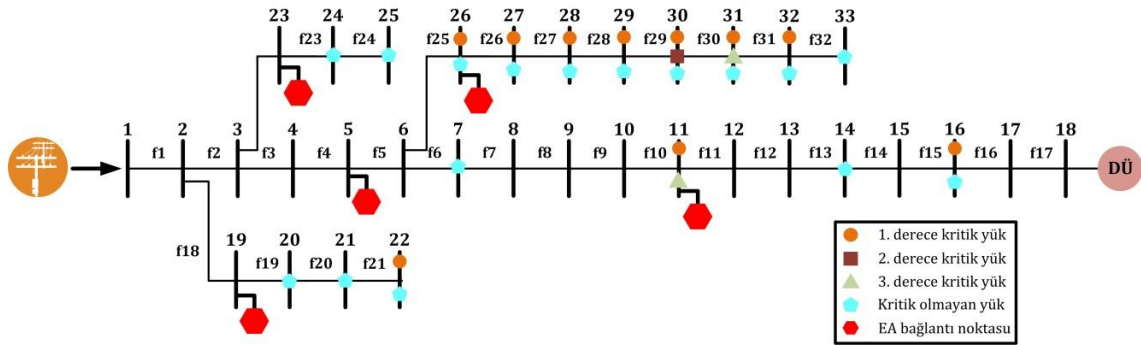
Şekil 3.19 Manhattan Bölgesindeki Two Bridges/Seward Park Semtinin bir yıllık haftasonu araç dağılım verisi



Şekil 3.20 Manhattan Bölgesindeki Two Bridges/Seward Park Semtinin bir yıllık haftaiçi araç dağılım verisi

Şekil 3.19 ve Şekil 3.20’de sırasıyla hafta içi ve hafta sonunun etkisi bir yıl boyunca değerlendirilmiş ve 2,5 aylık bir tahminleme gerçekleştirilmiştir. Hafta sonu ve hafta içi ayrı ayrı iki bölge için de değerlendirilmiş olup fit ve predict metotları kullanılarak ayrı ayrı tahminlemeler yapılmıştır. Görsel üzerindeki siyah noktalar gerçek veriyi ifade ederken, mavi gölgeli kısım tahmin algoritmasının sonucudur. Şekillerden görüldüğü üzere gerçeğe uygun bir tahminleme Prophet algoritması sayesinde sağlanmıştır.

Kritik Yük Restorasyon Algoritmasının Sonuçları

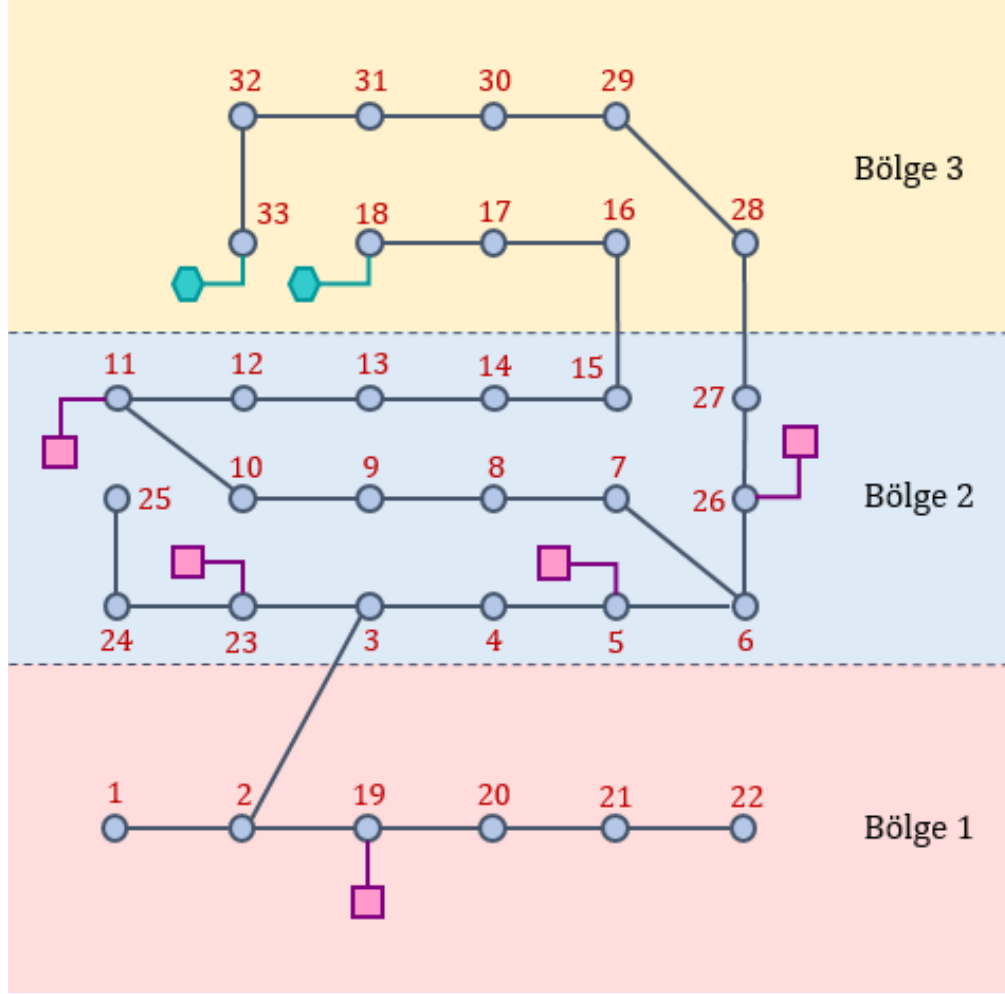


Şekil 3.21 Yeniden düzenlenmiş IEEE-33 baralı test sistemi [187]

Geliştirilen stokastik programlama tabanlı algoritmanın performansı Şekil 3.21’de gösterildiği üzere yeniden düzenlenmiş IEEE-33 baralı radyal şebekede test edilmiştir [187]. Bu yapıda nominal gerilim değeri 12.66 kV’tur. Baralara atanan yüklerin öncelik katsayıları rastgele belirlenmiştir. EA bağlantı noktalarının i5, i11, i19, i23 ve i26 baralarında bulunduğu ve uygun soket sayılarının sırasıyla 15, 25, 10, 25 ve 35 olduğu kabul edilmiştir. Şebeke destekleyici kaynaklar, filo operatöründen aldığı sinyal neticesinde konumlandıkları noktalardan harekete geçmişlerdir. Bahsedilen iki konumda normal şartlarda 150 ve 200 EA’nın bulunduğu tespit edilmiştir.

Şekil 3.22’de yeniden düzenlenmiş IEEE-33 baralı test sisteminin yerleşiminin varsayımı görülmektedir. Burada, baraların bulunduğu bölge üç farklı sismik bölgeye ayrılmıştır. Çalışılan bölgedeki yer sarsıntısının uygulanan global AI modeli ile hesaplanması sağlanmıştır [209]. Çoklu regresyon analizi verileri neticesinde belirlenen katsayılara göre elde edilmiş global AI modelinin genel formülasyonu Denklem (3.43)’teki gibidir. Kayalık bir bölgeye uygulanabilir olan bu formülasyon, hiposantr uzaklığı ve moment büyüklüğü baz alınarak hesaplanabilir.

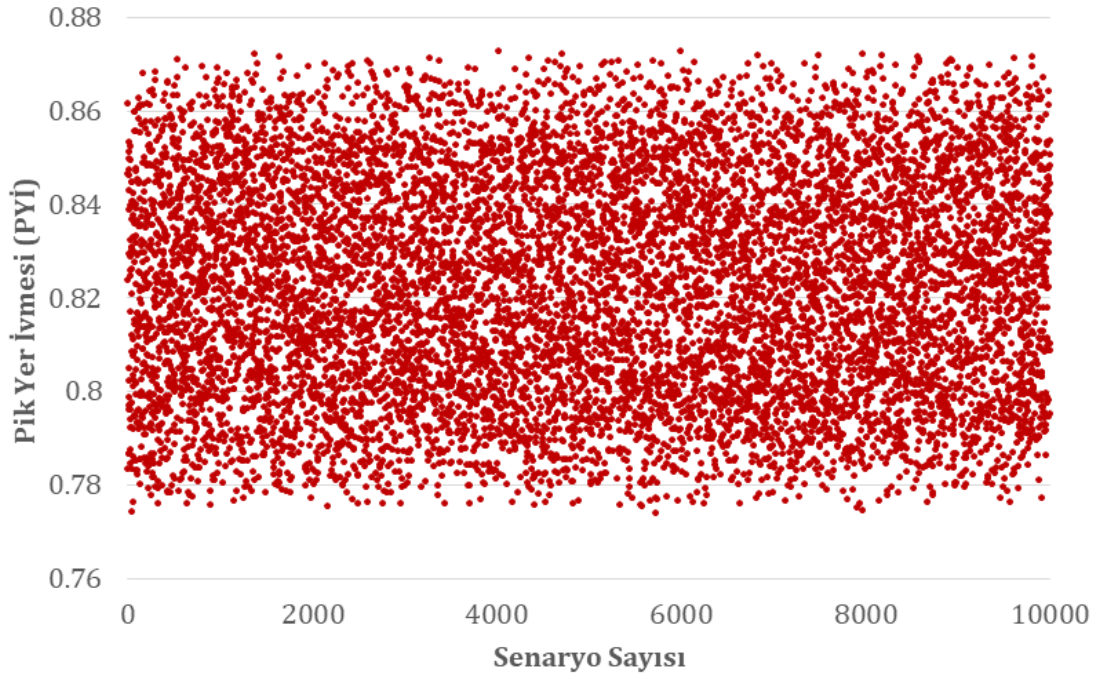
$$\log(PGA) = 0.3646 + 0.4215M - 0.0187M^2 - 0.9707 \log(R) - 0.0008(R) \quad (3.43)$$



Şekil 3.22 Farklı sismik bölgelere ayrılmış IEEE-33 baralı test sistemi

Her bir sismik bölge için MCS yöntemi ile 100.000 senaryo üretilmiş ve böylece depremin doğrudan etkileyebileceği havai hatların hasarlanma olasılıkları tespit edilmek istenmiştir. Sismik Bölge #1, Bölge #2, Bölge #3 için sırasıyla hiposantr uzaklıkların $220 \text{ km} < R_1 < 230 \text{ km}$, $200 \text{ km} < R_2 < 220 \text{ km}$ ve $170 \text{ km} < R_3 < 200 \text{ km}$ olduğu varsayılmıştır.

Diğer taraftan, deprem büyüklüğünün çalışılan bölgede 6,0 ile 6,5 arasında meydana geleceği MCS generatör ile üretilen tüm senaryolarda kabul edilmiştir. Buna göre, Şekil 3.23'te örnek olması açısından üretilmiş senaryolar Sismik Bölge #1 için gösterilmiştir. Ayrıca, havai hatların hasargörebilirlik oranlarına da Tablo 3.4'te yer verilmiştir.



Şekil 3.23 Sismik Bölge #1 için üretilmiş PYİ senaryoları

Tablo 3.4 Havai hatlarının uygun olmama durumları

Hat	ν_n^{ls}	Hat	ν_n^{ls}	Hat	ν_n^{ls}
f1	0,01432	f12	0,01496	f23	0,01330
f2	0,01289	f13	0,03325	f24	0,02161
f3	0,01995	f14	0,02826	f25	0,03325
f4	0,00831	f15	0,00665	f26	0,02161
f5	0,02161	f16	0,01995	f27	0,01829
f6	0,03159	f17	0,01496	f28	0,01164
f7	0,01164	f18	0,02660	f29	0,01995
f8	0,02826	f19	0,01575	f30	0,03325
f9	0,01662	f20	0,01003	f31	0,02992
f10	0,01330	f21	0,01575	f32	0,01662
f11	0,02660	f22	0,02435		

Bu alt başlıkta, belirsizlikler olayın gerçekleşip gerçekleşmediğini belirten olasılık teorisi tabanlı senaryolar oluşturularak ele alınmıştır [224]. Özellikle stokastik programların, belirsizliklerin dinamik karakteristiklerini yakalama noktasında etkili bir yöntem olduğu literatürde ifade edilmektedir. Olasılık ağırlık fonksiyonu veya eşit olasılıklı modeller elde edilebilmektedir. Bu tez çalışmasında ise olay oluşma zamanı ve hasar noktaları senaryolara bağlı olarak belirlenmiş ve sonuçlar tartışılmıştır. Özellikle hasar noktaları MCS ile üretilen senaryolar neticesinde tespit edilmiştir. Hasarlanma olasılığı yüksek olan hatlar seçilerek farklı senaryolar üretilmiştir.

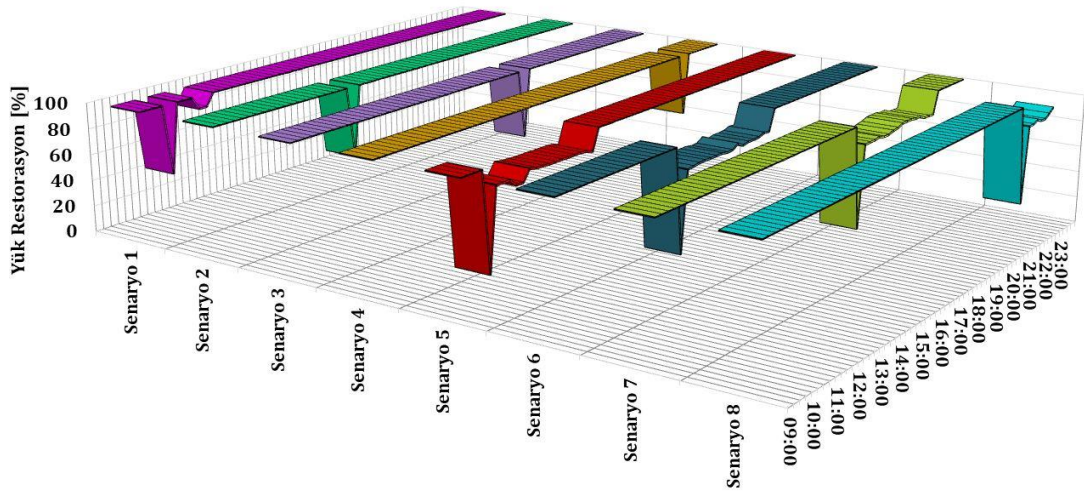
Tablo 3.5'te belirtildiği üzere olay oluşma zamanı için 4 farklı senaryo ($v_1 - v_4$) oluşturulurken hasar noktaları için 4 senaryo ($s_1 - s_4$) tanımlanmıştır. Olay oluşma zamanı ve hasarlı bölge senaryoları kombinasyonu toplamda 16 senaryonun elde edildiği ve böylece meydana gelmesi muhtemel olayların daha gerçekçi bir pencereden değerlendirildiği sonucuna ulaşılabılır. Tablo 3.6'da ise kombinlenen senaryoların isimlendirilmesi görülmektedir. Önerilen şemanın senaryo sayısını artırma ve azaltma hususunda esnek olduğunu ve istenilen sayılarda senaryo değerlendirilmesinin yapılabileceği vurgulanmalıdır.

Tablo 3.5 Olay oluşma zamanı ve hasarlı noktalar için oluşturulan senaryolar

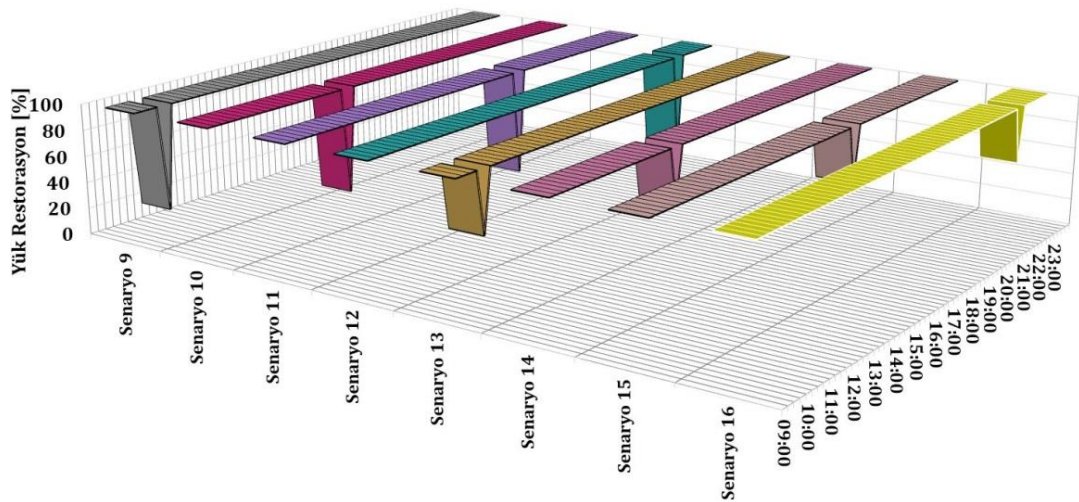
	s_1	s_2	s_3	s_4
Hasarlı noktalar	f25,f30,f13	f25,f30,f31,f6,f13	f22,f8,f14	f18,f11
	v_1	v_2	v_3	v_4
Olay oluşma zamanı	10:00	14:00	18:00	22:00
Süresi [h]	4	4	4	1,75

Tablo 3.6 Durum analizleri için oluşturulan senaryolar

Konum→ / Zaman↓	s_1	s_2	s_3	s_4
v_1	Senaryo 1	Senaryo 5	Senaryo 9	Senaryo 13
v_2	Senaryo 2	Senaryo 6	Senaryo 10	Senaryo 14
v_3	Senaryo 3	Senaryo 7	Senaryo 11	Senaryo 15
v_4	Senaryo 4	Senaryo 8	Senaryo 12	Senaryo 16

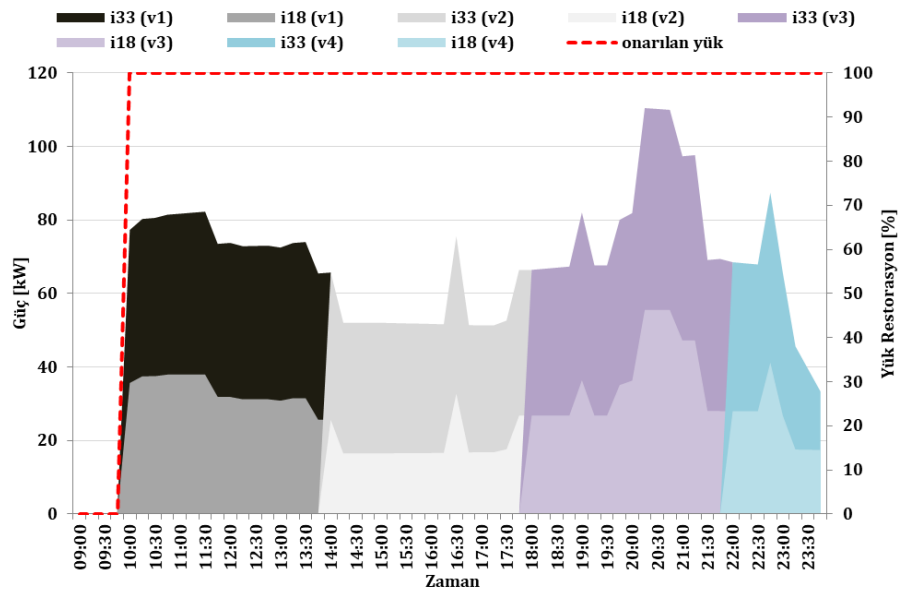


Şekil 3.24 Senaryo 1-8 için yük restorasyon gösterimi



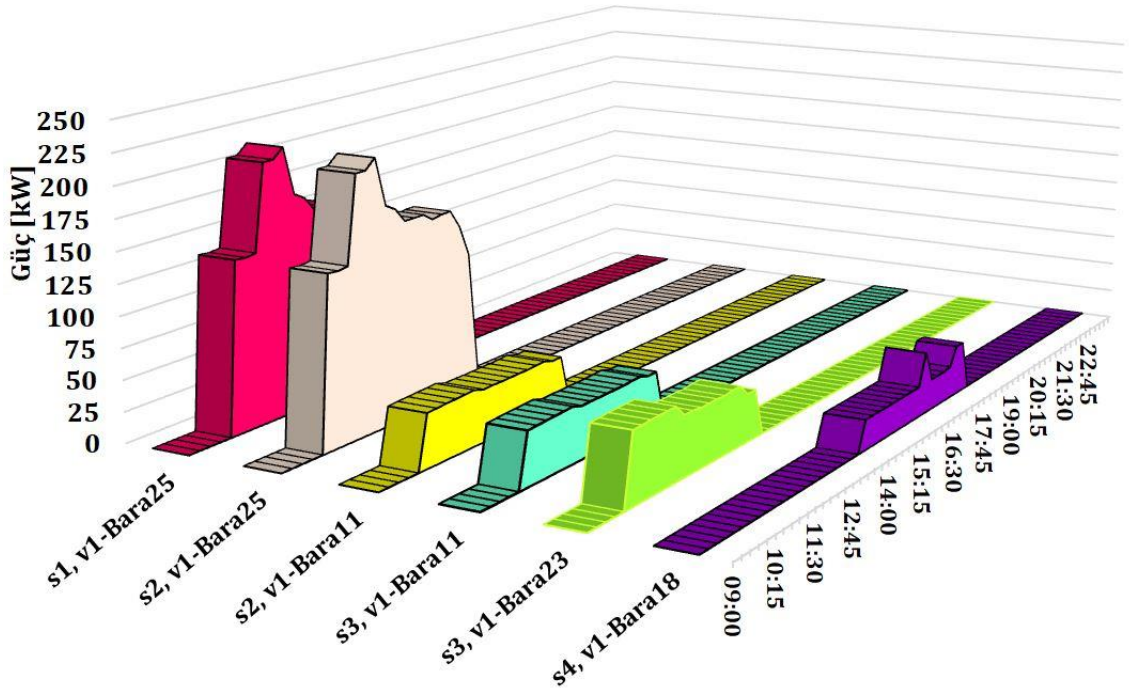
Şekil 3.25 Senaryo 9-16 için yük restorasyon gösterimi

Şekil 3.24 ve 3.25'te sırasıyla ilk ve son 8 senaryo için elde edilen yük restorasyon miktarının yüzdesel olarak gösterimi mevcuttur. Olay öncesi fazda sistemin yüksek güvenilirlik ile işletildiği sonucuna varılabilir. Tüm talep, şebeke tarafından enjekte edilen güç ile karşılanmaktadır. İlk senaryo irdelendiğinde, saat 10:00'da yük restorasyonunun %100'den %45,92'ye düştüğü görülmüştür. Aslında dağıtım sisteminin büyük bir kısmı devre dışı kalmasına rağmen, yük restorasyonu dramatik olarak azalmamıştır. Çünkü i18 ve i33 baralarındaki DÜ sayesinde talebin belli bir kısmı karşılanabilir durumdadır. Benzer şekilde, Senaryo 2-4 arasında sırasıyla saat 14:00, 18:00 ve 22:00'da yük restorasyon miktarının minimum değerine düştüğü gözlemlenmiştir. Diğer yandan, Senaryo 5-8 arasında sismik olay sonrası %79,13'lük yük talebinin herhangi bir kaynak tarafından (şebeke, EA ve/veya DÜ) karşılanamadığı görülmüştür. Ancak adım adım uygulanan onarım stratejileri sayesinde restorasyonun ciddi oranda artmaya başladığı ve hatta %80'leri geçtiği ifade edilebilir. Özellikle bazı hat bölümlerindeki hasar devam ederken bu değerdeki onarım miktarı sistem performansının gelişimi ve entegre edilen stratejilerin de etkinliği hakkında fikir vermektedir. Senaryo 9-16 arasında ise olay anı hariç tüm yüklerin diğer periyotlarda %100 olarak beslendiği görülmüştür. Yani DÜ ve EA kaynaklarının daha etkin ve yaygın kullanımı yüksek etkiye sahip olayların kötü sonuçlarının minimize edilmesi açısından büyük önem arz etmektedir.



Şekil 3.26 Senaryo 1-4 için DÜ çıkış gücü ve bu kaynağın onarılan yük miktarına katkısı

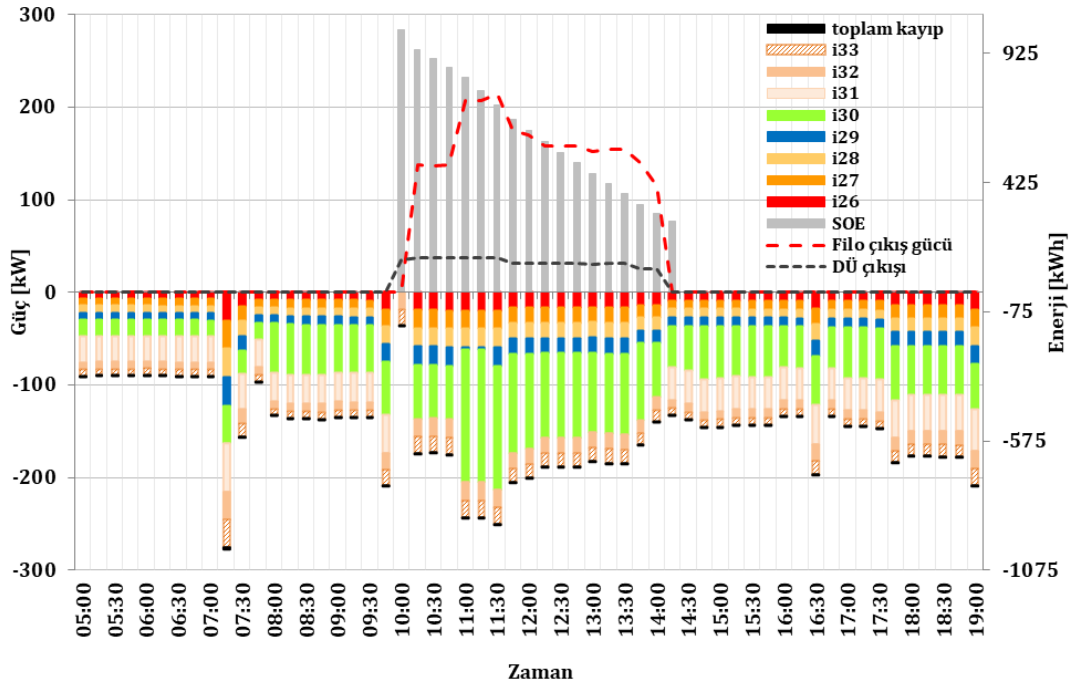
Şekil 3.26'da i18 ve i33 baralarına bağlı olan DÜ çıkış gücünün Senaryo 1-4 için gösterimi ile bu kaynakların oluşturulan adalardaki talebi karşılamaya katkıları mevcuttur. i33 barasında işletimde olan DÜ'nün beslediği toplam yük miktarı i18 barasında bulunandan görece yüksek olduğu ilgili şekilden de çıkartılabilmektedir. İki kaynağın çıkış gücü de v_3 Senaryosu için maksimum değerine ulaşmıştır. Çünkü saat 18:00- 21:30 arasında diğer periyotlara nazaran adada daha yüksek bir talep mevcuttur. Sonuç olarak, mobil kaynağın yanı sıra sabit bir bölgede hizmet veren DÜ'nün de uygun bir planlamayla dayanıklılık artırma stratejisinde değerlendirilmesi onarılan yük miktarını geliştirmektedir. Oluşturulan adadaki yerel yüklerin devrede kalabilmesi böylece sağlanabilmektedir.



Şekil 3.27 Belirli baraların Senaryo 1,5,9,13 için filo çıkış gücü

Şekil 3.27'de EA için bağlantı noktasına sahip baraların belli senaryolardaki filo çıkış gücü grafiği verilmiştir. Senaryo 1'de i26 bağlantı noktasının ve komşu baralarının acil durumdaki talebi 31 EA'nın olaydan bir periyot sonra çağrılmasıyla karşılanmıştır. Ancak bu durumdaki yük restorasyonunun uygun soket sayısı yetersizliğinden dolayı %100'e erişemediği görülmüştür. Yük restorasyonun %45,92'den %90,07'ye yükseldiği yani i29 ve i30 baralarındaki talebin, V2G opsiyonu ile karşılanamadığı ifade edilebilir. i29 ve i30 baralarında bulunan görece düşük öncelik katsayısına sahip yüklerin güç profillerine bakıldığında saat 10:00-

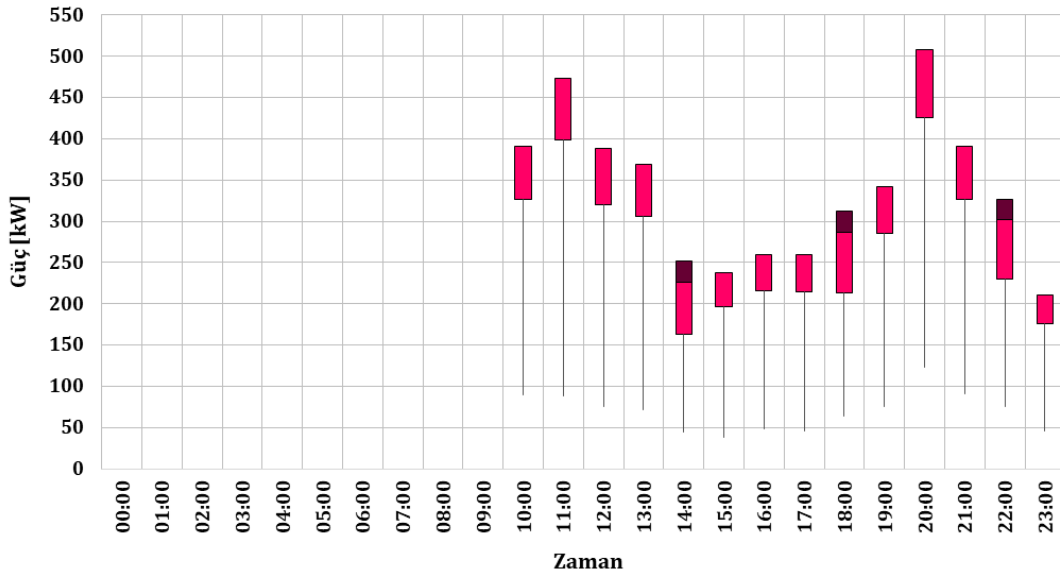
14:00 arasında pik yüklenmeye sahip olduğu görülmüştür. Burada özellikle i29-i30 baralarının talebi, yönlendirilen araç sayısına bağlı olarak bazı periyotlarda beslenememiş ve bundan dolayı restorasyon %100 seviyesine çıkamamıştır. Diğer yandan, Senaryo 9-16 arasında talep, görece üst koldaki talepten daha düşük olduğu için V2G modundaki araçlar tam yük restorasyonu gerçekleştirmiştir. Stokastik programlama ile gün içerisinde değişen güç profiline sahip yüklerin meydana getirdiği belirsizlik ile optimal araç planlaması değerlendirilmiş ve dinamik koşullara uygun bir model sunulmuştur.



Şekil 3.28 i26 barasının Senaryo 5 için güç dengesi

Şekil 3.28'de Senaryo 5 için i26 barası ve komşu baraların (i26'dan i33'e kadar) güç talebi, hatlardaki aktif güç kayıpları (f26-f32) toplam enerji kaynağı (yani ilgili senaryo başlangıç anındaki toplam SoE miktarı) ve filo deşarj gücü ile DÜ çıkış gücünün dengesi görselleştirilmiştir. Baraların toplam talebi saat 11:00'da pik noktasına ulaşmış ve ilgili talebin olay öncesi ve hasar temizlendikten sonraki fazda kesintisiz olarak şebeke tarafından desteklenmesi sağlanmıştır. Saat 10:00 irdelendiğinde, sismik olay dolayısıyla meydana gelen hasar neticesinde i32 ve i33 baraları hariç adadaki diğer baralarda kesintilerin meydana geldiği görülmüştür. f30 ve f31 hatlarındaki hasar temizlenene kadar bahsi geçen baraların talebi DÜ ile karşılanmıştır. Grafikteki spesifik zaman aralığı 14:00-18:00 incelendiğinde ise, bağlantı noktasına erişen EA'ların çıkış profili ile toplam güç talebi ve hat

kayıplarının uyumlu bir profil izlediği çıkarılmıştır. Diğer taraftan, optimal karar verme algoritmasının çıkışına göre deşarj edilmeye başlanan araçlar için toplam enerji miktarı (SoE) zamanla azalmaktadır. Elde edilen veriler ışığında sonuçların beklenildiği gibi elde edildiği ifade edilebilir. Günlük değişimi ile doğal afetlerin belirsiz doğası stokastik tabanlı model ile dayanıklılık konsepti dahilinde tartışılmış ve kapsamlı sonuçlar irdelenmiştir. Hem mobil hem de statik kaynakların optimizasyon tabanlı algoritmada dikkate alınmasıyla sistem performansının iyileştirilmesine katkısı detaylandırılmıştır.



Şekil 3.29 Tüm senaryolar için şebekeden çekilen güç değişiminin kutu-bıyık (box-whiskers) grafikler ile gösterimi

Dikkate alınan 16 senaryo için sonuçların yorumlanmasını kolaylaştırmak amacıyla, şebekeden enjekte edilen güç miktarı kutu-bıyık (box-whiskers) grafik formunda Şekil 3.29'da gösterilmiştir. Veri setindeki dağılımı gösterme kabiliyeti açısından kutu-bıyık gösterimi özellikle istatistiksel veri analizlerinde sıklıkla kullanılmaktadır. İlgili kutunun ortasındaki çizgi, tüm senaryolar için şebekeden sağlanan gücün medyanını (median) temsil etmektedir. Medyan veriyi, ilk çeyrek ve üçüncü çeyrek olmak üzere iki bölüme ayırmaktadır. Son olarak, dikey çizginin uçlarındaki bıyıklar (whiskers) maksimum ve minimum güç değerlerini temsil etmektedir. Örnek olarak, saat 11:00'da şebekeden çekilen gücün 88,26 kW ve 473,73 kW bandında olduğu; verinin %25'inin 398,583 kW değerinden küçük, %25'inin ise 473,145 kW değerinden büyük olduğu elde edilmiştir. İlgili çekilen gücün saat 10:00'a kadar tüm senaryolar için aynı olmasından ötürü herhangi bir

oluşum grafikte meydana gelmemiştir. Senaryolar arası değişimler saat 10:00'dan sonra ortaya çıktığı için değerler arasında fark oluşumu mevcuttur ve görülmektedir. Artan talebe göre şebeke tarafından transfer edilen enerji miktarı saat 11:00 ile 20:00 periyotlarında maksimum değerine ulaşmıştır. Özellikle f25 hattındaki hasarı içeren senaryolarda (v_1 ve v_2) çekilen maksimum ve minimum güç arasındaki fark oldukça belirgindir. Bu yüksek devrimin nedeni, bahsedilen senaryolarda dağıtım sistemindeki yükün çok büyük bir kısmı devreden çıkmakta ve hasardan dolayı şebekeyle bağlantı kesilmektedir. Bu da transfer edilen değer minimum noktalarda gezinmesiyle sonuçlanmıştır.

Tablo 3.7 Stokastik tabanlı analizde değerlendirilen senaryoların sonuçları

	Olay oluşma olasılığı	Olay sonrası toplam talep [kWh]	EA'lar tarafından beslenen miktar [kWh]	Yük restorasyonu [%]
Senaryo 1	0,097376	1154,065	1074,840	93,13
Senaryo 2	0,288184	724,345	672,906	92,89
Senaryo 3	0,079735	1045,080	994,112	95,12
Senaryo 4	0,129586	341,898	294,362	86,09
Senaryo 5	0,056531	1333,524	1074,840	80,60
Senaryo 6	0,067179	878,878	672,906	76,56
Senaryo 7	0,054959	1236,438	994,113	80,40
Senaryo 8	0,050131	409,747	294,363	71,84
Senaryo 9	0,028149	386,578	363,070	93,91
Senaryo 10	0,034277	273,053	253,702	92,91
Senaryo 11	0,025058	415,872	396,239	95,27
Senaryo 12	0,032575	142,025	121,725	85,70
Senaryo 13	0,009734	461,298	433,101	93,88
Senaryo 14	0,006889	318,796	295,986	92,84
Senaryo 15	0,019377	497,490	474,218	95,32
Senaryo 16	0,020262	169,837	145,748	85,81

Tablo 3.7’de stokastik tabanlı analiz için olay başlangıç zamanı ve hasarlı bölgelerin senaryoya bağlı tanımlanması neticesinde elde edilen yük restorasyon değerleri belirtilmiştir. Geliştirilen optimal karar verme algoritması sayesinde yaklaşık %93,13’lük yükün EA yönlendirmesiyle Senaryo 1 için beslenebildiği görülmüştür. Eğer ki böyle bir model dikkate alınmasaydı yük kaybının olabildiğince yüksek bir değerde seyredeceği tahmin edilmektedir. 1074,840 kWh’lik kritik yük talebinin V2G modunda çalışabilen EA’lar ile karşılandığının altı çizilmelidir.

Sayısal sonuçlara göre pik talep noktasına ulaşan enerji ihtiyacı, uygun soket sayısı kısıtlı olduğu için en düşük restorasyonla Senaryo 5-8 arasında meydana gelmiştir. İlgili senaryolar için f31 hattındaki hasarın uzun bir süre devam etmesi ve bundan dolayı ne EA ne de DÜ’nün restorasyona dahil edilememesi bahsedilen durumla sonuçlanmıştır.

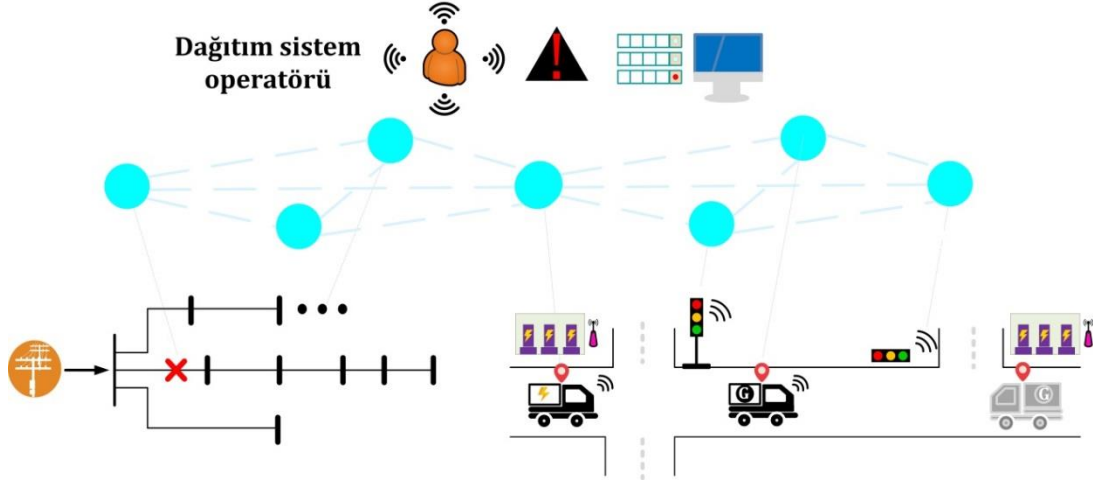
Sonuç olarak, belirsizliklerin dikkate alındığı stokastik modelde pratik hayatta beklenen çıkışlar alınmış ve modelin etkin bir performans sergilediği ortaya koyulmuştur. Güç sisteminin yaklaşık %95 oranında restorasyon kabiliyetine sahip olması senaryo tabanlı algoritmanın üstünlüğünü göstermekle kalmaz aynı zamanda bu değerlerin daha büyük sistemlerde kaynak çeşitliliği ile arttırılabileceği hususunda da fikir vermektedir.

Ek olarak, farklı gerçekleşme olasılıklarına sahip 16 senaryonun değerlendirilmesi daha gerçekçi planlamaların yapılmasını sağlamaktadır. Eğer ilgili model tanımlanmamış olsaydı %100 yük kaybının olacağı ve bu yüklerden birçoğunun da kritik yük kategorisinde olacağı bilinmektedir.

Dayanıklılığı düşük seviyelerde seyreden güç sisteminden ziyade adaptasyon kabiliyeti yüksek, dirençli ve güçlü kritik altyapılara hem olay öncesi fazda alınacak önlemler hem de olay sonrası geliştirilecek etkili stratejiler sayesinde sahip olunabileceği vurgulanmalıdır.

3.2 MESS ve MEG'nin Afet Durumunda Şebeke Destekleyici Kaynak Olarak Değerlendirilmesi

3.2.1 Metotun Tanıtılması



Şekil 3.30 Önerilen modelin genel gösterimi

Şekil 3.30'da bu alt başlıkta önerilen konseptin görselleştirilmiş hali mevcuttur. Burada görüldüğü üzere, sistemin toplam talebi normal işletme koşullarında şebeke tarafından karşılanmaktadır. Dağıtım sisteminde doğal afetlerden kaynaklı büyük çaplı hasarın meydana gelmesinin akabinde öncelikli kritik yüklerin restorasyonunun sağlanarak kesinti süresinin minimize edilmesi temel amaçtır. Yüksek önceliğe sahip yüklerin beslenmesi MEG ve MESS'nin optimal yönlendirme stratejisi ile sağlanmaktadır. Olay sonrası hasar gören bölgelerin DSO tarafından tespit edilmesi ve ilgili verilerin optimizasyon tabanlı algoritmanın girişi olarak tanımlanması sağlanır. Yük önceliği esas alınarak hem onarım ekiplerinin yönlendirilmesi hem de MEG ya da MESS'nin bağlantı noktalarına sevkıyatı başlar. Amaç fonksiyonu dâhilinde yeniden devreye alınan yük miktarı maksimize edilirken MESS batarya yaşlanma ve MEG yakıt maliyetinin minimize edilmesi hedeflenir. Şebekede sadece birkaç barada bulunan bağlantı noktalarına erişen MEG ve MESS siyah başlangıç (black-start) kaynağı olarak görev almaya başlar. MESS sistem kısıtları ve amaç fonksiyonuna göre şarj veya deşarj olurken, MEG de duruma göre aktif ve reaktif güç çıkışı ile sistemi besleyebilmektedir.

Elektrik güç sisteminin yanı sıra akıllı sensörler yardımıyla ulaşım sisteminde meydana gelen hasarın ve/veya trafik tıkanıklığının da dikkate alınması

hedeflenmiştir. Böylece mobil acil durum kaynakları gerçek hayata yakın kabuller doğrultusunda muhtelif baralara yönlendirilebilir.

Bir önceki bölümde dikkate alınmayan baralar arası reaktif güç akışı, reaktif güç kayıpları, bara gerilimleri, MESS reaktif güç çıkışı ve MEG reaktif güç çıkışı bu bölümde modele entegre edilerek daha gerçekçi bir yapı kurulmuştur. Literatürde sıklıkla kullanılan ve makul bir doğruluğa sahip lineerleştirilmiş DistFlow denklemleri [10], [225]–[227] güç akışı algoritmasının omurgasını oluşturmaktadır.

Çalışma kapsamındaki diğer kabuller ise şu şekildedir:

- Onarım ekibi olay başlangıcından bir periyot sonra ilgili hasarlı bölgeye erişim sağlamaktadır. Her bir bölge arasındaki geçişler bir periyot olarak belirlenmiştir.
- Baralar arası ulaşımı sağlayan yollar varsayımsal olarak belirlenmiştir. Gerçek elektrik güç sistemi-ulaşım sistemi verisi kullanılmamıştır.
- Olaydan hemen sonra hasarlı bölge verilerinin DSO'ya servis edildiği ve buna göre planlamanın gerçekleştiği varsayılmıştır.

3.2.1.1 Oluşturulan Karar Verme Yönteminin Matematiksel Modeli

Tablo 3.8 Optimal onarım stratejisi için adlar dizgisi

Kümeler	$g, i, j, m, s, t, K_m, \Omega_i^f$
Parametreler	$\mathcal{C}_s^{Mess}, Kap_i^{mgk}, \mathcal{N}, \mathcal{P}_{i,t}^{talep}, P_i^{f,maks}, \mathcal{PR}_g, \mathcal{PR}_s, R(i,j), \mathcal{S}_s^{Mess},$ $\mathcal{SOE}_{başlangıç}^{Mess}, \mathcal{SOE}_{maks}^{Mess}, \mathcal{SOE}_{min}^{Mess}, \mathcal{S}_{i,j}^{maks}, T^{maks}, \mathcal{T}_{i,j}^{ulaşım}, V_i^{maks},$ $V_i^{min}, V^{belirlenen}, X(i,j), Q_{i,t}^{talep}, Q_i^{f,maks}, Q_s^{Mess}, Q_g^{Meg,maks}, \xi_i,$ $\phi(i, j, t), \Delta T, \zeta_{gen}, \eta_{eff}$
Değişkenler	$\mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess}, \mathcal{P}_{i,t}^f, \mathcal{P}_{g,i,t}^{gen}, \mathcal{P}_{i,j,t}^{kayıp}, \mathcal{P}_{i,t}^{mgk}, \mathcal{P}_{i,t}^{onarılan}, \mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess}, \mathcal{SOE}_{s,t},$ $V_{i,t}^{bara}, Q_{i,t}^f, Q_{i,j,t}^{kayıp}, Q_{s,i,t}^{Mess}, Q_{g,i,t}^{Meg}, Q_{i,t}^{mgk}, Q_{i,t}^{onarılan}, \chi_{m,i,t}, \delta_{m,t}, \phi_{i,j,t}^{aktif,P},$ $\phi_{i,j,t}^{reaktif,Q}, u_{i,s,t}^{şarj}, u_{i,s,t}^{deşarj}, \omega_{i,m,t}, \sigma_{i,m,t}$

Dağıtım sisteminin olay sonrası dayanıklılık performansını arttırabilmek için optimal MGK yönlendirme algoritmasının matematiksel altyapısı bu alt başlıkta detaylıca anlatılacaktır. İşletme ve altyapısal kısıtların dikkate alınarak elde edildiği model, MIQCP tabanlıdır. Optimal onarım stratejisinde kullanılan semboller Tablo 3.8’de verildiği gibidir.

$$\begin{aligned}
& \max \sum_{i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T}} \xi_i \cdot (\mathcal{P}_{i,t}^{onarilan} + Q_{i,t}^{onarilan}) \cdot \Delta T \\
& - \sum_{s \in \mathcal{S}, i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T}} \mathcal{C}_s^{Mess} \cdot (\mathcal{P}_{s,i,t}^{sarj,mess} + \mathcal{P}_{s,i,t}^{desarj,mess}) \cdot \Delta T \\
& - \sum_{g \in \mathcal{G}, i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T}} (\zeta_{gen} \cdot \mathcal{P}_{g,i,t}^{gen}) \cdot \Delta T
\end{aligned} \tag{3.44}$$

Optimal karar verme algoritması ile benzetim çalışması boyunca onarılan aktif ve reaktif güçlerin maksimize edilmesi hedeflenirken MESS yaşanmasının önüne geçilmesi ve MEG yakıt maliyetinin minimize edilmesi sağlanmıştır. Burada, operasyonel ve fiziksel sistem kısıtları da dikkate alınarak planlama yapılmıştır.

$$\chi_{m,i,t} \geq 1 \quad \forall m \in \mathcal{M}, i \in \Omega_i^{\mathcal{F}}, t \leq 22 \tag{3.45}$$

$$\sum_{i \in \mathcal{I}} \chi_{m,i,t} \leq 1 \quad \forall m \in \mathcal{M}, \forall i \in K_m, \forall t \in \mathcal{T} \tag{3.46}$$

$$\delta_{m,t} = 1 - \sum_{i \in \mathcal{I}} \chi_{m,i,t} \quad \forall m \in \mathcal{M}, \forall i \in K_m, \forall t \in \mathcal{T} \tag{3.47}$$

$$\sum_{m \in \mathcal{M}} \chi_{m,i,t} \leq Kap_i^{mgk} \quad \forall m \in \mathcal{M}, \forall i \in K_m, \forall t \in \mathcal{T} \tag{3.48}$$

Sistemde meydana geldiği varsayılan olay sonrası MGK’ler, konumlandıkları noktadan hareket ederek bağlantı noktalarına ulaşır. Burada, dayanıklılık kaynaklarının benzetim çalışmasının başında, yani olay öncesi fazda, i1 barasında olduğu varsayılmış ve bu durum Eşitsizlik (3.45) ile ifade edilmiştir.

Eşitsizlik (3.46)’da herhangi bir MGK’nin yalnızca tek bir baraya bağlanabileceği, diğer bir deyişle, uygun olan bir baraya bağlanan MGK’nin başka bir baraya yönlendirilemeyeceği belirtilmiştir.

İlgili mobil kaynak, sistemde var olan bağlantı noktalarından birine bağlı değil ise ulaşım halinde olduğunu göstermek için Denklem (3.47) yazılmıştır. Son olarak, uygun olan baraya baranın belirlenmiş kapasitesinden daha fazla sayıda MGK'nin yönlendirilemeyeceği (3.48) ile belirtilmiştir.

$$\sum_{t-\mathcal{T}_{i,j}^{ulaşım}+1}^t \omega_{i,m,t} \leq 1 - \sigma_{j,m,t} \quad \forall m \in \mathcal{M}, \forall i, j, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.49)$$

$$\sigma_{i,m,t} - \omega_{i,m,t} = \chi_{m,i,t} - \chi_{m,i,t-1} \quad \forall m \in \mathcal{M}, \forall i, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.50)$$

$$\sigma_{i,m,t} + \omega_{i,m,t} \leq 1 \quad \forall m \in \mathcal{M}, \forall i, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.51)$$

Mobil dayanıklılık kaynakları uygun bağlanma noktası bulunan baralar arasında hareket ederken belli kısıtlara göre davranır. Eşitsizlik (3.49)'da t anında i barasından ayrılma sinyali alan kaynağın, ancak ilgili baralar arasındaki ulaşım süresi sona erdikten sonra j barasına bağlanma sinyali verebileceğini göstermektedir. Denklem (3.50) ayrılma ve bağlanma değişkenleri için geliştirilmiş mantıktır. Son olarak, ayrılma ve bağlanmanın aynı anda gerçekleşmesinin engellenmesi Eşitsizlik (3.51) ile sağlanmıştır. Burada, geliştirilen MGK yönlendirme ikili değişken tabanlı matematiksel ifadelerin temeli generatör artırma/azaltma sınır değerleri prensibine dayanmaktadır. Ayrıntılı modelleme için Ref. [228] irdelenebilir.

$$\mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess} \leq \chi_{m,i,t} \cdot \mathcal{PR}_e \quad \forall m \in \mathcal{M}, \forall s, \forall i \in K_m, \forall t \quad (3.52)$$

$$\mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} \leq \chi_{m,i,t} \cdot \mathcal{PR}_e \quad \forall m \in \mathcal{M}, \forall s, \forall i \in K_m, \forall t \quad (3.53)$$

$$\mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess} \leq u_{i,s,t}^{şarj} \cdot \mathcal{PR}_e \quad \forall m \in \mathcal{M}, \forall s, \forall i \in K_m, \forall t \quad (3.54)$$

$$\mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} \leq u_{i,s,t}^{deşarj} \cdot \mathcal{PR}_e \quad \forall m \in \mathcal{M}, \forall s, \forall i \in K_m, \forall t \quad (3.55)$$

$$u_{i,s,t}^{şarj} + u_{i,s,t}^{deşarj} \leq \chi_{m,i,t} \quad \forall m \in \mathcal{M}, \forall s, \forall i \in K_m, \forall t \quad (3.56)$$

$$\mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess} \geq 0; \mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} \geq 0 \quad \forall s, \forall i \in K_m, \forall t \quad (3.57)$$

$$\mathcal{SOE}_{s,t} = \mathcal{SOE}_{başlangıç}^{Mess} \quad \forall s, t \geq 1 \quad (3.58)$$

$$SOE_{s,t} = SOE_{s,t-1} + \sum_{\forall i \in K_m} \mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess} \cdot \eta_{eff} \cdot \Delta T - \sum_{\forall i \in K_m} \frac{\mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess}}{\eta_{eff}} \cdot \Delta T \quad \forall s, t \geq 1 \quad (3.59)$$

$$SOE_{min}^{Mess} \leq SOE_{s,t} \leq SOE_{maks}^{Mess} \quad \forall s, \forall i \in K_m, \forall t \quad (3.60)$$

Bağlanma noktası olan baralara yönlendirilen MESS'nin şarj vedeşarj gücünün sınırlandırılması Eşitsizlik (3.52)-(3.53) ile sağlanmıştır. Burada, MESS için bağlanma değişkeni 1 değerini almamış ise şarj/deşarj güçlerinin 0 değerini alması istenir. Aynı anda şarj vedeşarjın gerçekleşmesinin önüne geçebilmek için Eşitsizlik (3.54)-(3.56) eklenmiştir. Yine ilgili değerlerin pozitif değişken olduğu (3.57)'de ifade edilmiştir.

MESS'in başlangıç SoE değerini ilgili değişkene atamak için Denklem (3.58) eklenmiştir. Kaynağın şarj veyadeşarj olmasına bağlı olarak SoE değişimi (3.59) ile hesaplanmaktadır. SoE değerinin ise maksimum ve minimum sınırlar arasında seyretmesinin gerekliliği (3.60)'ta ifade edilmiştir.

$$Q_{s,i,t}^{Mess} \leq \chi_{m,i,t} \cdot Q_s^{Mess} \quad \forall m \in \mathcal{M}, \forall s, \forall i \in K_m, \forall t \quad (3.61)$$

$$-tan(\theta) \cdot \mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess} \leq Q_{s,i,t}^{Mess} \leq tan(\theta) \cdot \mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess} \quad \forall s \in S, \forall i \in K_m, \forall t, \mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess} > 0 \quad (3.62)$$

$$-tan(\theta) \cdot \mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} \leq Q_{s,i,t}^{Mess} \leq tan(\theta) \cdot \mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} \quad \forall s \in S, \forall i \in K_m, \forall t, \mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} > 0 \quad (3.63)$$

$$(\mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} - \mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess})^2 + (Q_{s,i,t}^{Mess})^2 \leq (\mathcal{S}_s^{Mess})^2 \quad (3.64)$$

$$\mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess} = 0; \mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} = 0; Q_{s,i,t}^{Mess} = 0 \quad \forall s, \forall i \notin K_m, \forall t \quad (3.65)$$

MESS reaktif güç çıkışını belirleyen denklemler ise (3.61)-(3.65) ile ifade edilmiştir. Maksimum reaktif güç değerine göre MESS'nin çıkışından alınabilecek reaktif güç, Eşitsizlik (3.61) ile sınırlandırılmıştır. Şarj vedeşarj durumlarında MESS'nin güç faktörü değerine göre düzenlenmiş çıkış gücü ifadelerine Eşitsizlik (3.62)-(3.63)'ten ulaşılabilir. Aynı zamanda, MESS kapasitesine bağlı olarak

belirlenebilecek değişkenler Eşitsizlik (3.64) ile ifade edilmiştir. Şarj/deşarj güçleri ile reaktif güç çıkışının bağlantı noktası bulunmayan baralar için değer alamayacağını gösteren ifade Denklem (3.65)'teki gibidir. (3.62)-(3.63) arasındaki mantıksal karesel kısıtlar aşağıdaki gibi lineerleştirilmiştir [229]. Eşitsizlik (3.64) ise SOS2 tabanlı yaklaşım ile lineerleştirilebilir [230].

$$-\mathcal{S}_s^{Mess} \cdot \mathcal{U}_{i,s,t}^{deşarj} - \tan(\theta) \cdot \mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess} \leq Q_{s,i,t}^{Mess} \leq \mathcal{S}_s^{Mess} \cdot \mathcal{U}_{i,s,t}^{deşarj} + \tan(\theta) \cdot \mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess} \quad \forall s \in S, \forall i \in K_m, \forall t \quad (3.66)$$

$$-\mathcal{S}_s^{Mess} \cdot \mathcal{U}_{i,s,t}^{şarj} - \tan(\theta) \cdot \mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} \leq Q_{s,i,t}^{Mess} \leq \mathcal{S}_s^{Mess} \cdot \mathcal{U}_{i,s,t}^{şarj} + \tan(\theta) \cdot \mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} \quad \forall s \in S, \forall i \in K_m, \forall t \quad (3.67)$$

İkili şarj vedeşarj değişkenleri eklenerek MESS reaktif güç değerinin lineerleştirilmesi Eşitsizlik (3.66)-(3.67) ile sağlanmış ve modelde bu formülasyon kullanılmıştır.

$$\mathcal{P}_{g,i,t}^{gen} \leq \chi_{m,i,t} \cdot \mathcal{PR}_g \quad \forall m \in \mathcal{G}, \forall g, \forall i \in K_m, \forall t \quad (3.68)$$

$$Q_{g,i,t}^{gen} \leq \chi_{m,i,t} \cdot Q_g^{Meg,maks} \quad \forall m \in \mathcal{G}, \forall g, \forall i \in K_m, \forall t \quad (3.69)$$

Eşitsizlik (3.68)-(3.69) ile MEG aktif ve reaktif güç çıkışları sınırlandırılmıştır. Sadece bağlantı noktası bulunan baraya bağlanan MEG acil durumlarda yükleri beslemek için sisteme güç enjekte edebilir.

$$\begin{aligned} \mathcal{P}_{i,t}^f + \mathcal{P}_{i,t}^{mgk} + \sum_{j \in \Omega_i^j} \mathcal{P}_{i,j,t}^{aktif,P} - \sum_{j \in \Omega_i^i} \mathcal{P}_{i,j,t}^{aktif,P} \\ = \mathcal{P}_{i,t}^{onarulan} + \sum_{j \in \Omega_i^j} \mathcal{P}_{i,j,t}^{kayıp} \quad \forall i, j, \forall t \end{aligned} \quad (3.70)$$

$$\begin{aligned} Q_{i,t}^f + Q_{i,t}^{mgk} + \sum_{j \in \Omega_i^j} Q_{i,j,t}^{reaktif,Q} - \sum_{j \in \Omega_i^i} Q_{i,j,t}^{reaktif,Q} \\ = Q_{i,t}^{onarulan} + \sum_{j \in \Omega_i^j} Q_{i,j,t}^{kayıp} \quad \forall i, j, \forall t \end{aligned} \quad (3.71)$$

$$0 \leq \mathcal{P}_{i,t}^f \leq \mathcal{P}_i^{f,maks} \quad i \in \Omega_i^f, \forall t \quad (3.72)$$

$$0 \leq Q_{i,t}^f \leq Q_i^{f,maks} \quad i \in \Omega_i^f, \forall t \quad (3.73)$$

$$\mathcal{P}_{i,t}^f = 0; Q_{i,t}^f = 0 \quad i \notin \Omega_i^f, \forall t \quad (3.74)$$

$$\begin{aligned} \mathcal{P}_{i,t}^{mgk} = \sum_{s \in S} \mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} - \sum_{s \in S} \mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess} + \sum_g \mathcal{P}_{g,i,t}^{gen} \quad \forall s \\ \in S, \forall g \in \mathcal{G}, \forall i \in K_m, \forall t \end{aligned} \quad (3.75)$$

$$Q_{i,t}^{mgk} = \sum_{s \in S} Q_{s,i,t}^{Mess} + \sum_{g \in \mathcal{G}} Q_{g,i,t}^{gen} \quad \forall s \in S, \forall g \in \mathcal{G}, \forall i \in K_m, \forall t \quad (3.76)$$

$$Q_{i,t}^{mgk} = 0; P_{i,t}^{mgk} = 0 \quad \forall i \notin K_m \quad (3.77)$$

$$\mathcal{P}_{i,j,t}^{kayıp} = R(i,j) * \frac{(\phi_{i,j,t}^{aktif,P})^2 + (\phi_{i,j,t}^{reaktif,Q})^2}{V_0^2} \quad (3.78)$$

$$Q_{i,j,t}^{kayıp} = X(i,j) * \frac{(\phi_{i,j,t}^{aktif,P})^2 + (\phi_{i,j,t}^{reaktif,Q})^2}{V_0^2} \quad (3.79)$$

$$\mathcal{P}_{i,t}^{onarılan} \leq \mathcal{P}_{i,t}^{talep} \quad \forall i, \forall t \quad (3.80)$$

$$Q_{i,t}^{onarılan} \leq (Q_{i,t}^{talep} / \mathcal{P}_{i,t}^{talep}) * \mathcal{P}_{i,t}^{onarılan} \quad (3.81)$$

Tüm baralar için geçerli genel güç dengesi denkleminde aktif ve reaktif güç için sırasıyla Denklem (3.70)-(3.71)'den ulaşılabilir. Burada, şebekeden enjekte edilen güç ile MGK bağlantı noktasına bağlanan acil durum kaynağından elde edilen gücün baraya giren ve çıkan güçlerle birlikte ilgili baranın yük talebini ve kayıp gücü karşıladığı görülmektedir.

Aktif ve reaktif güç değerlerinin pozitif değişken olduğu ve maksimum enjekte edilebilecek değerlerle sınırlandırıldığı (3.72)-(3.73) ile ifade edilmiştir. Yine bu değerlerin, şebeke bağlantı noktası olmayan diğer tüm baralar için 0 değerini aldığı Denklem (3.74)'te belirtilmiştir.

MGK çıkış aktif güç ve reaktif güç değerlerinin hesabı Denklem (3.75) ve (3.76) ile gerçekleştirilir. İlgili eşitliklerin sadece MGK bağlantı noktasına sahip baralar için geçerli olduğu vurgulanmalıdır. Yine bahsi geçen durum Denklem (3.77) ile sınırlandırılmıştır.

Hatlarda aktif ve reaktif güç akışlarından kaynaklı aktif ve reaktif güç kayıplarının hesaplanması Denklem (3.78)-(3.79) ile sağlanmaktadır. Denklemlerde yer alan V_1 gerilimi şebeke bağlantı noktasındaki baranın gerilimidir. Son olarak, onarılan aktif güç değerinin ilgili baranın nominal talebinden daha yüksek olamayacağı Eşitsizlik (3.80); reaktif güç değerinin ise güç faktörüne bağlı olarak belirlenmesinin zorunluluğu (3.81) ile ifade edilmiştir.

$$-S_{i,j}^{maks} \cdot \phi(i,j,t) \leq \phi_{i,j,t}^{aktif,P} \leq S_{i,j}^{maks} \cdot \phi(i,j,t) \quad \forall i,j, \forall t \quad (3.82)$$

$$-S_{i,j}^{maks} \cdot \phi(i,j,t) \leq \phi_{i,j,t}^{reaktif,Q} \leq S_{i,j}^{maks} \cdot \phi(i,j,t) \quad \forall i,j, \forall t \quad (3.83)$$

$$\begin{aligned} -\sqrt{2} S_{i,j}^{maks} \cdot \phi(i,j,t) &\leq \phi_{i,j,t}^{aktif,P} + \phi_{i,j,t}^{reaktif,Q} \\ &\leq \sqrt{2} S_{i,j}^{maks} \cdot \phi(i,j,t) \quad \forall i,j, \forall t \end{aligned} \quad (3.84)$$

$$\begin{aligned} -\sqrt{2} S_{i,j}^{maks} \cdot \phi(i,j,t) &\leq \phi_{i,j,t}^{aktif,P} - \phi_{i,j,t}^{reaktif,Q} \\ &\leq \sqrt{2} S_{i,j}^{maks} \cdot \phi(i,j,t) \quad \forall i,j, \forall t \end{aligned} \quad (3.85)$$

Hatlardan akan aktif ve reaktif güç ifadelerinin lineerleştirilmesi için Ref. [231]'deki dairesel kısıtlı lineerleştirme yönteminden (circular constraint linearization method) faydalanılmıştır. Dairesel kısıtlamayı sağlayabilmek için birkaç karesel kısıt kullanılabilir. Bahsedilen karesel kısıt sayısının artması lineerleştirme neticesinde doğruluk payını arttırmaktadır. Bizim çalışmamızda mühendislik uygulamaları için yeterli oranda doğruluk sağlayan iki kare kısıtlama tercih edilmiş ve bu eşitlikler (3.82)-(3.85) ile belirtilmiştir. Yine benzeri modelleme [12]'deki çalışmada da kullanılmıştır.

$$\begin{aligned} V_{j,t}^{bara} - V_{i,t}^{bara} + \frac{R(i,j) \cdot \phi_{i,j,t}^{aktif,P} + X(i,j) \cdot \phi_{i,j,t}^{reaktif,Q}}{V_0} - (R(i,j)^2 + X(i,j)^2) \cdot \\ \left[\frac{(\phi_{i,j,t}^{aktif,P})^2 + (\phi_{i,j,t}^{reaktif,Q})^2}{2V_0^3} \right] \geq (\phi(i,j,t) - 1) \cdot M \quad \forall i,j, t \end{aligned} \quad (3.86)$$

$$\begin{aligned} V_{j,t}^{bara} - V_{i,t}^{bara} + \frac{R(i,j) \cdot \phi_{i,j,t}^{aktif,P} + X(i,j) \cdot \phi_{i,j,t}^{reaktif,Q}}{V_0} - (R(i,j)^2 + X(i,j)^2) \cdot \\ \left[\frac{(\phi_{i,j,t}^{aktif,P})^2 + (\phi_{i,j,t}^{reaktif,Q})^2}{2V_0^3} \right] \leq (1 - \phi(i,j,t)) \cdot M \quad \forall i,j, t \end{aligned} \quad (3.87)$$

$$V_i^{min} \leq V_{i,t}^{bara} \leq V_i^{maks} \quad \forall i, t \quad (3.88)$$

$$V_{i,t}^{bara} = V_1 \quad i \in \Omega_i^f, \forall t \quad (3.89)$$

$$V^{belirlenen} - \mathcal{N}(1 - \chi_{m,i,t}) \leq V_{i,t}^{bara} \leq V^{belirlenen} + \mathcal{N}(1 - \chi_{m,i,t}) \quad \forall i \in K_m, \forall t, \forall m \in \mathcal{M} \quad (3.90)$$

Eşitsizlik (3.86)-(3.87) ile iki bara arasındaki gerilim düşümünün büyük M (big-M) metodu kullanılarak hesaplanması sağlanmıştır [232]-[233]. Lineerleştirilmiş DistFlow denklemlerinde ağırlıklı olarak karesel ifadeli olan dördüncü bileşen ihmal edilir ve gerilim düşümü MILP'te kullanılabilir hale getirilir. Fakat bu çalışmada, karesel ifadenin de dikkate alınarak doğruluk payı yüksek bir hesaplama yapılması hedeflenmiştir.

Bara geriliminin maksimum ve minimum sınırlar dahilinde bir değer alabilmesi (3.88) ile sağlanmıştır. Burada maksimum gerilim değeri 1.1 p.u. minimum gerilim değeri ise 0.9 p.u. olarak belirlenmiştir. Şebeke bağlantı noktasındaki bara geriliminin benzetim çalışması boyunca sabit ve referans baranın gerilim değerinde olduğu Denklem (3.89)'da belirtilmiştir.

Son olarak, siyah başlangıç (black-start) kaynaklarının (siyah başlangıç DÜ, MESS ve MEG) kök (root) düğüm olarak ada oluşturabilme kabiliyetlerinden dolayı bağlandıkları baranın gerilimini regüle edebilme özellikleri vardır. Benzeri bir kabulün yapıldığı Ref. [16]'daki çalışmaya göre siyah başlangıç kaynağının bağlandığı bara gerilimi sabit bir değere atanabilir. Bu bağlamda, MESS ve MEG bağlanan baraların gerilimleri, bağlantı anından ilgili kaynağa ayrılma sinyali verilene kadar 1 p.u. olarak sabitlenmesi gerçekleştirilmiştir. Bahsi geçen durum (3.90) ile sağlanmaktadır.

3.2.2 Test ve Sonuçlar

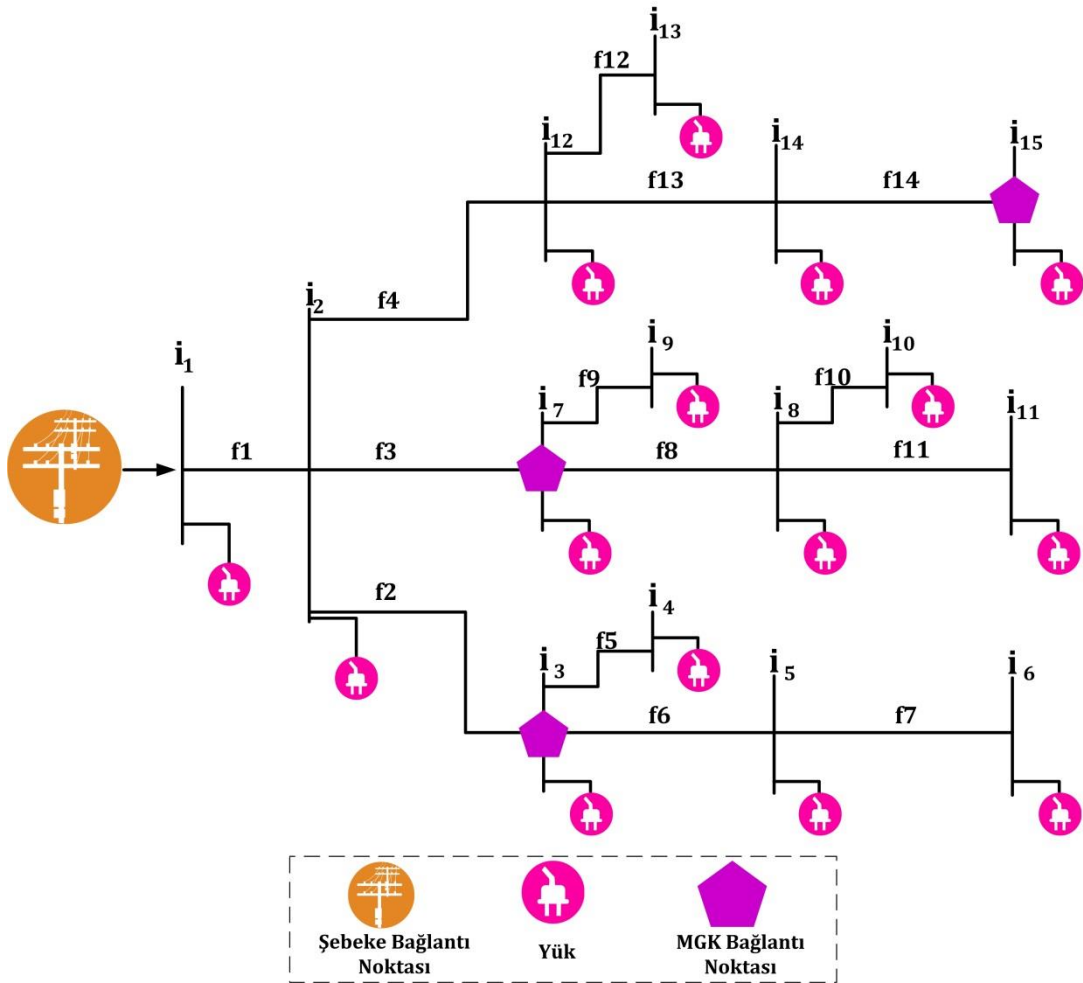
3.2.2.1 Giriş Verileri

Çalışmanın bu bölümünde, acil durumla için geliştirilmiş optimum MGK yönlendirme modeli detaylarıyla sunulacaktır. Matematiksel modelin daha iyi anlaşılabilmesi ve modelin doğruluğunun vurgulanması için dört farklı durum çalışması gerçekleştirilmiştir.

İlk olarak, sadece MEG'nin dayanıklılık kaynağı olarak ele alındığı durum analiz edilmiş ve sonrasında sadece MESS'nin dikkate alındığı haliyle test sonuçları değerlendirilmiştir. Dağıtım sistemi onarım algoritmasına hem MEG hem de MESS'nin eklenmesi ve aynı zamanda ulaşım sistemi kısıtlarının göz önünde bulundurulması da sağlanarak diğer durum analizleri detaylandırılmıştır.

MIQCP tabanlı olay sonrası optimum taşıt yönlendirme algoritması GAMS 33.2.0 versiyonunda kodlanmış ve LINDO v.13 çözücüsü ile sonuçlar alınmıştır. Benzetim çalışmasının tüm durum analizlerinde 24 saatlik sürede elde edilmiş sonuçlar irdelenmiş ve periyot 30 dakika (0,5 saat) olarak belirlenmiştir.

15 baralı radyal şebeke yapısındaki test sistemi [234] yeniden düzenlenerek (modified) durum analizleri tamamlanmıştır. Test sistemi, Şekil 3.31'de tasvir edilmiştir.



Şekil 3.31 Yeniden düzenlenmiş 15 baralı radyal test sistemi [234]

12.66 kV baz gerilimi ve 100 MVA baz gücü altında direnç, endüktans, aktif ve reaktif güç akışları gibi değerler per-unit (p.u.) cinsinden ifade edilmiştir. 15 baralı bu sistemde, 3 adet MGK bağlantı noktasının olduğunu, 14 hattın meydana geldiğini ve her bir baraya yük bağlandığı görülmektedir.

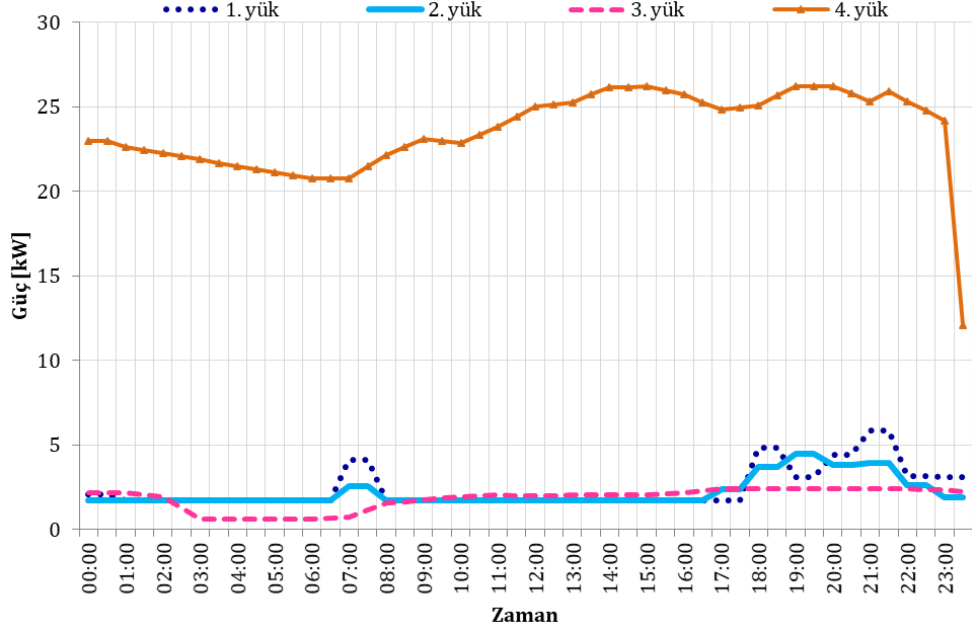
MGK'lerin başlangıç aşamasında i1 barasında konumlandıkları varsayılmaktadır. Afet sonrası hatlardaki yıkılmaların ve enerjisiz kalan alanların belirlenmesiyle optimum karar verme algoritmasının giriş verileri sağlanmış olur. Amaç fonksiyonuna göre en iyileştirilmiş onarım planının devreye alması ve beslenemeyen yük miktarının minimize edilmesi temel hedeftir. Doğal olarak i1 barasından yönlendirmeler başlamış olur.

Sistemde gerilim değerleri 1.1 p.u. ile 0.9 p.u. arasında değişmektedir. Diğer tüm değerlere ayrıntılı olarak Tablo 3.9'da yer verilmiştir.

Dört farklı yük profili verisi kullanılarak yeniden düzenlenmiş (modified) dağıtım sisteminde farklı baralara dağıtıldığı varsayılmıştır. Çalışmada yararlanılan yüklerin profilleri günlük olarak Şekil 3.32'de gösterilmiştir. Baralara atanan yüklerin öncelikleri ise 1- 10 arasında rastgele belirlenmiştir.

Tablo 3.9 15 baralı radyal şebekenin karakteristik değerleri

Bara Numarası	Baradan ayrılan	Baraya varan	R (p.u.)	X (p.u.)	Baz Gerilim (kV)	Minimum Gerilim (kV)	Maksimum Gerilim (kV)
1	1	2	0.0000	0.0000	12.66	11.394	13.926
2	2	3	0.0750	0.1000	12.66	11.394	13.926
3	3	4	0.0800	0.1100	12.66	11.394	13.926
4	3	5	0.0900	0.1800	12.66	11.394	13.926
5	5	6	0.0400	0.0400	12.66	11.394	13.926
6	2	7	0.1100	0.1100	12.66	11.394	13.926
7	7	8	0.0800	0.1100	12.66	11.394	13.926
8	7	9	0.1100	0.1100	12.66	11.394	13.926
9	8	10	0.1100	0.1100	12.66	11.394	13.926
10	8	11	0.0800	0.1100	12.66	11.394	13.926
11	2	12	0.1100	0.1100	12.66	11.394	13.926
12	12	13	0.0900	0.1200	12.66	11.394	13.926
13	12	14	0.0800	0.1100	12.66	11.394	13.926
14	14	15	0.0400	0.0400	12.66	11.394	13.926



Şekil 3.32 Çalışmada değerlendirilen yük profilleri

Dağıtım sisteminde 1 adet MEG ve 1 adet MESS'nin acil durumlarda ilgili bağlantı noktalarına optimum planlama neticesinde yönlendirilmesi sağlanmaktadır. Dikkate alınan bu kaynakların teknik özelliklerine MEG için Tablo 3.10'dan, MESS için ise Tablo 3.11'den ulaşılmaktadır [235].

Tablo 3.10 MEG teknik özellikleri [235]

Maksimum Aktif Güç Çıkışı (kW)	Maksimum Reaktif Güç Çıkışı (kVar)	Yakıt Maliyeti (\$/kWh)
800	600	0.5

Tablo 3.11 MESS teknik özellikleri [235]

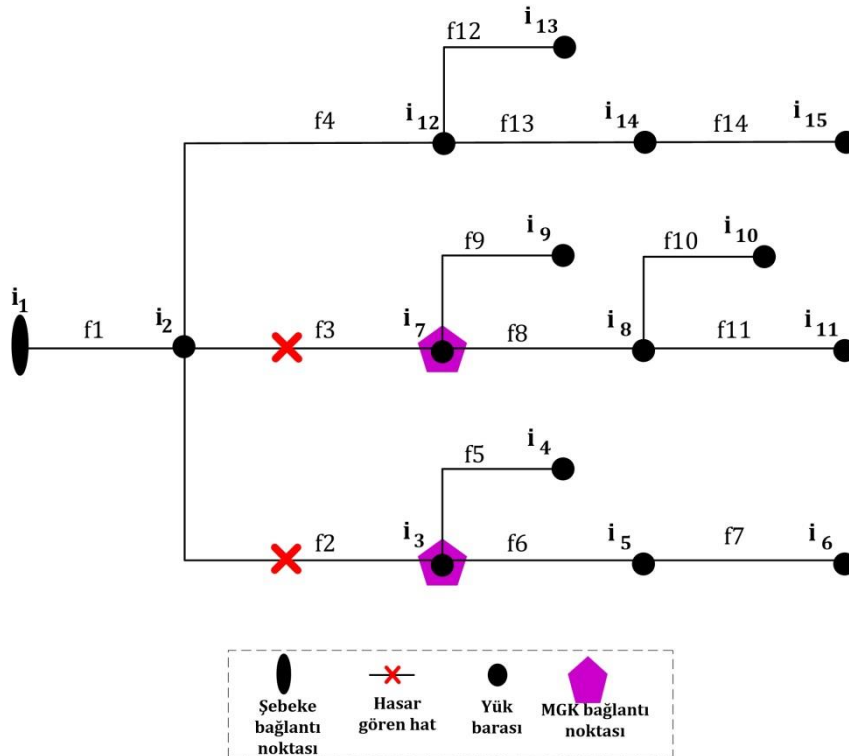
Maksimum Aktif Güç Çıkışı (kW)	500
Maksimum Reaktif Güç Çıkışı (kVar)	500
Maksimum SoE (kWh)	776
Minimum SoE (kWh)	116.4
Başlangıç SoE (kWh)	776
Deşarj Maliyeti (\$/kWh)	0.1

3.2.2.2 Benzetim Çalışması Sonuçları

Durum 1: Sadece MEG'nin dayanıklılık kaynağı olarak değerlendirildiği durum

Bu durum analizinde saat 11:00'da meydana gelen olay sonrası f3 ve f2 hatlarında yıkların olduğu varsayılmıştır. Şekil 3.33 ile sistemin olay sonrası durumu gösterilmiştir. Doğal olarak bu esnada i3 barası ve sonrasında aynı zamanda i7 barası ve sonrasında büyük çaplı yük kesintileri meydana gelmiştir. Bu kesintiler, ilgili bölgelere onarım ekipleri sevk edilene ve onarım tamamlanana kadar devam edecektir. Fakat çalışmada geliştirilen konsept sayesinde dağıtım sisteminde dayanıklılık kaynağı olarak bulunan MEG'nin optimum onarım stratejisi kapsamında uygun olan baralara yönlendirilmesi ve böylece kesinti süresinin olabildiğince önüne geçilmesi hedeflenmektedir.

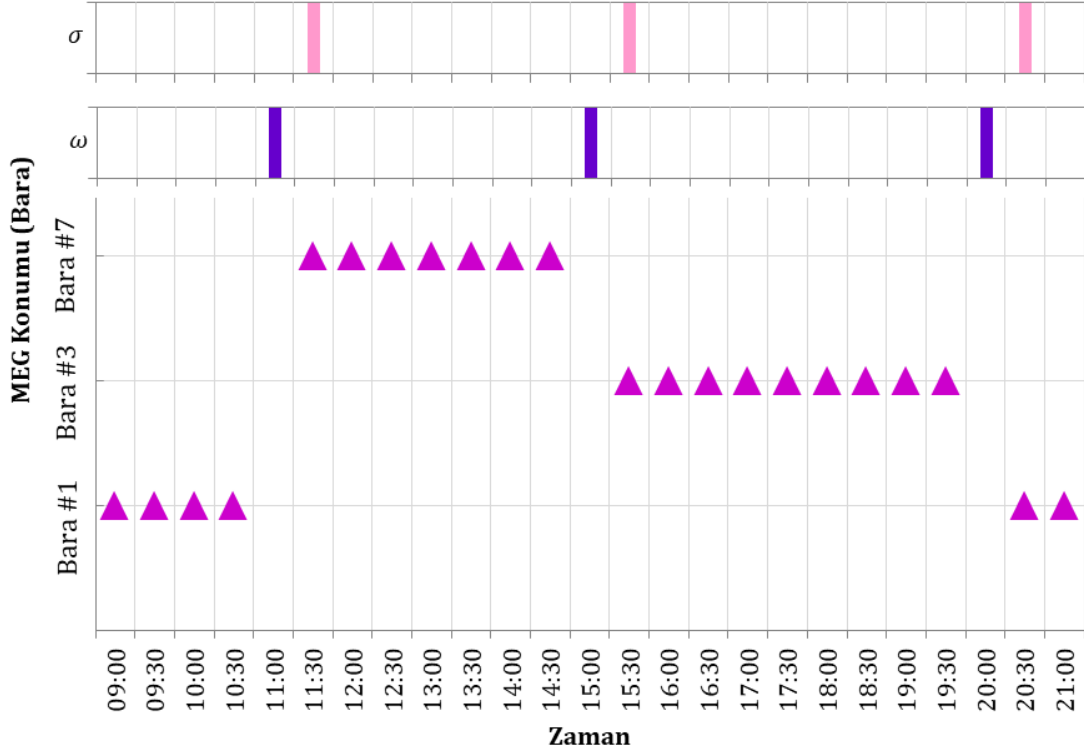
Onarım ekibinin stratejisine Tablo 3.12'de yer verilmiştir. Buna göre, onarım ekibi ilk olarak yük önceliklerinin daha yüksek olduğu 2.koldaki hattı onarmak amacıyla harekete geçmektedir. Saat 11:30'da f3 hattının onarımına başlanmış olup bu hat saat 14:30'da hat devreye alınmıştır. Akabinde diğerk hasarın olduğu hatta (f2) geçiş yapan onarım ekibi bu hattın devreye alınmasını saat 19:30'da tamamlamıştır.



Şekil 3.33 Durum 1 için olay sonrası test sistemi

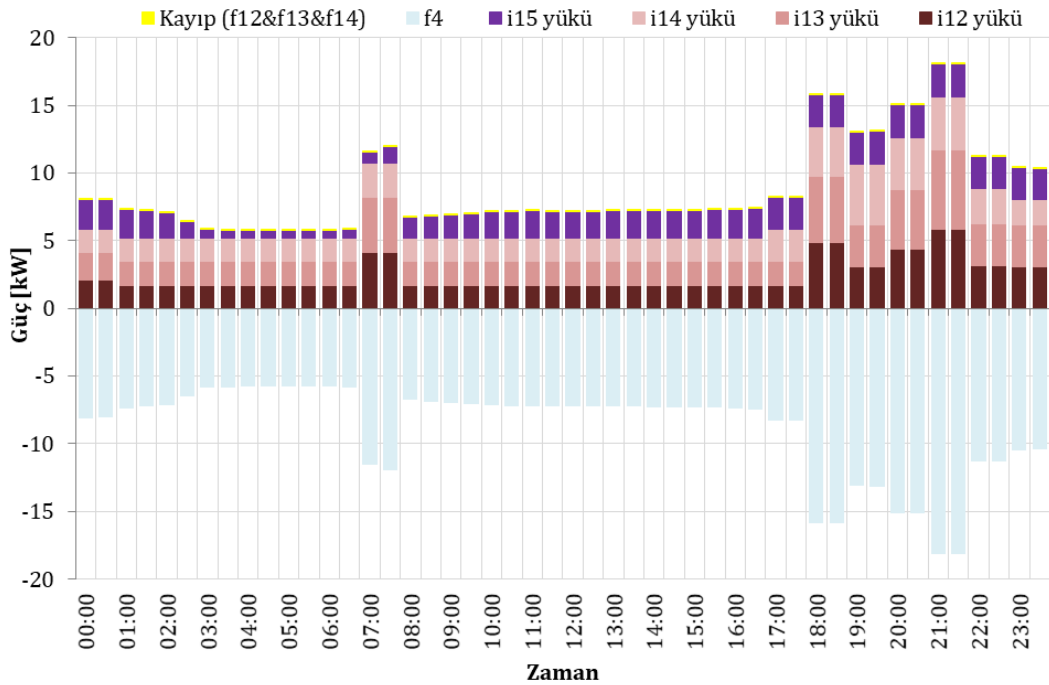
Tablo 3.12 Durum 1 için onarım ekibinin stratejisi

Zaman	11:30-14:30	15:00-19:30
Onarılan hat	f3 (i2-i7)	f2 (i2-i3)

**Şekil 3.34** Benzetim çalışması boyunca MEG konumu, bağlanma ve ayrılma ikili değişkenleri

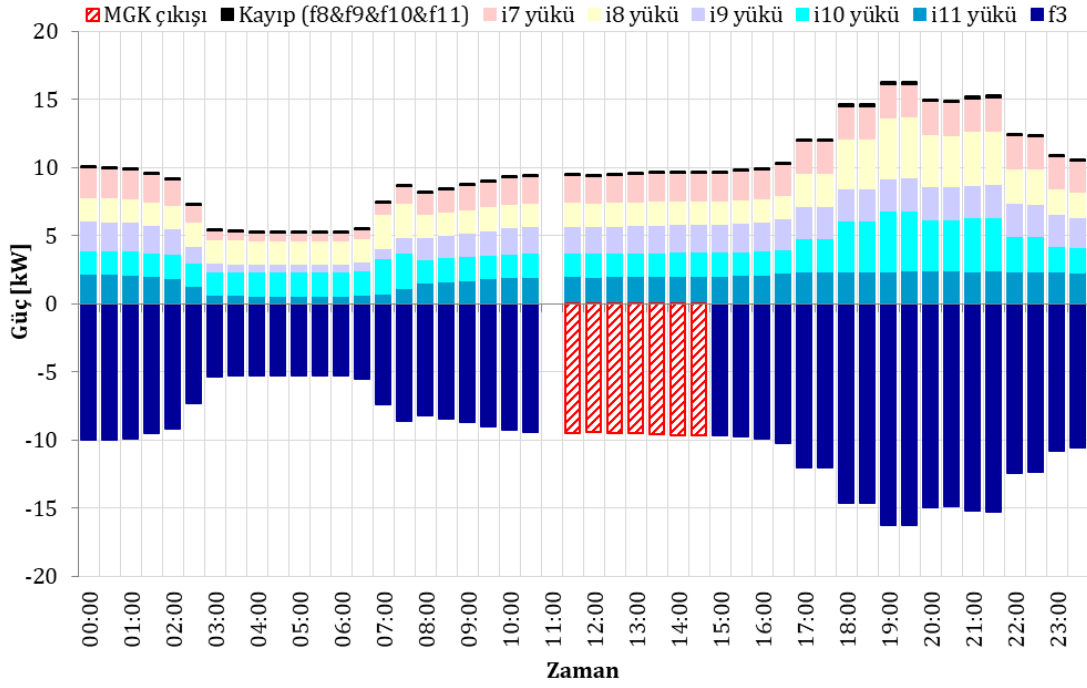
Şekil 3.34'te MEG'nin optimal yönlendirme algoritmasının çıkışından alınan değerlere göre değişken konumu gösterilmiştir. Saat 00:00'da benzetim çalışması başlamış ve saat 23:30'da çalışma tamamlanmıştır. Olay öncesi anda ($t < 11:00$) MEG'nin i1 barasında konumlandığı varsayılmıştır. Olay sonrası hasar görmüş hatların bilgisine erişilmesi neticesinde MEG en yüksek önceliğe sahip olan yüklerin olduğu 2. koldaki i7 barasına bağlanmıştır. Burada ω ikili değişkeni, mobil kaynağın i1 barasından ayrılma durumunda 1 değerini aldığını ifade etmektedir. Ve σ ikili değişkeni de i7 barasına bağlanma anında 1 değerini almıştır. f3 hattındaki hasarın 14:30'da giderilmesi ve neticesinde şebekeden beslemenin başlamasıyla mobil kaynak diğer hasarlı bölgeye doğru harekete geçmiştir. Saat 15:00'da ω değişkeni 1 değerini alarak i7 barasından ayrılması için sinyal vermiştir.

i7 barası ile i3 barasındaki ulaşım süresi 0,5 saat (DT) olarak belirlendiği için bir periyot sonra yani 15:30'da acil durum kaynağı i3 barasına bağlanmıştır. Bu durumda yine σ değişkeninin 1 değerini aldığı görülmüştür. f2 hattındaki hasarlı kısım onarılana kadar kaynak, ilgili yükleri beslemeye devam ederek amaç fonksiyonuna uygun şekilde beslenen yükü en yüksek seviyesine getirmeyi sağlamaktadır. Hasarın saat 19:30'da tamamlanması ve şebekeyle bağlantının sağlanması neticesinde kaynağın yine i1 barasına doğru yönlendirildiği ifade edilebilir. Burada, MEG konumlandırılması sağlanırken yüklerin öncelikleri temel belirleyici faktördür. Kritik yüklerin ilk etapta beslenmesi ve nihayetinde diğer yüklerin onarılması (restored) hedeflenmektedir.

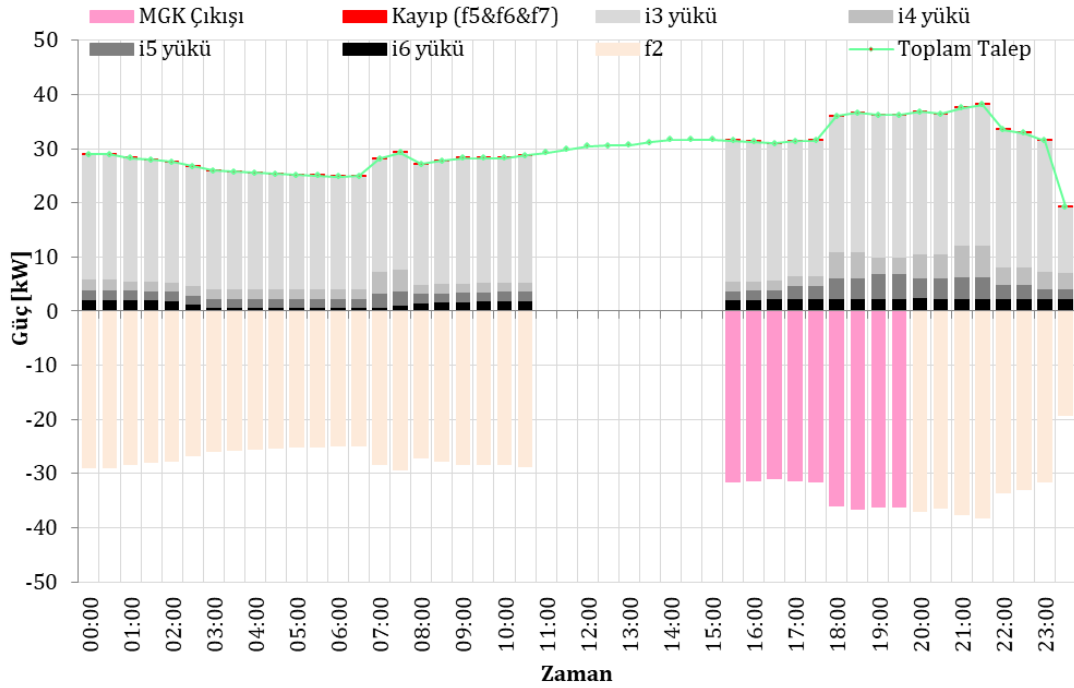


Şekil 3.35 Benzetim çalışması boyunca i12 barasının güç dengesi

Şekil 3.35'te i12 barasının benzetim çalışması boyunca her bir periyottaki güç dengesi gösterilmiştir. Olay sonrası 1. kolda ve şebeke bağlantı noktasında herhangi bir hasar olmadığı varsayıldığı için i12 barası ve sıralı baralardaki yükler kesintisiz olarak beslenmiştir. Grafikte f4 hattından akan aktif güç ile i12, i13, i14 ve i15 baralarına bağlı olan yükler ile f12, f13 ve f14 hatlarındaki kayıp güç karşılanmıştır. Baralara bağlı olan yüklerin artması ve azalmasına göre şebekeden talep edilen güç de değişiklik göstermiştir.



Şekil 3.36 Benzetim çalışması boyunca i7 barasının güç dengesi

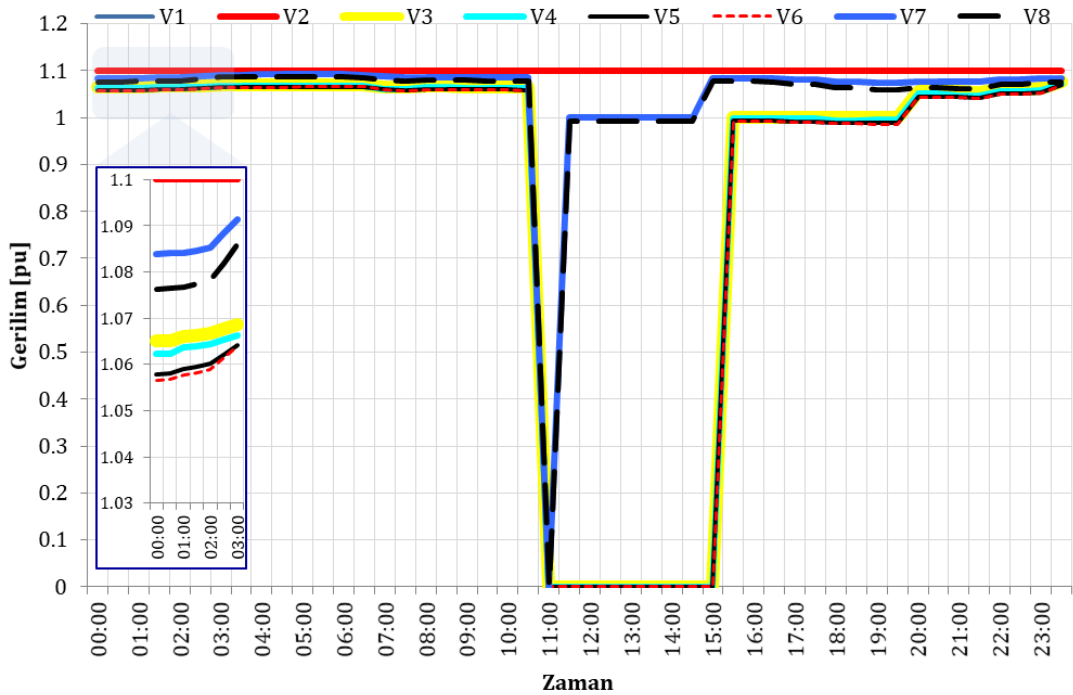


Şekil 3.37 Benzetim çalışması boyunca i3 barasının güç dengesi

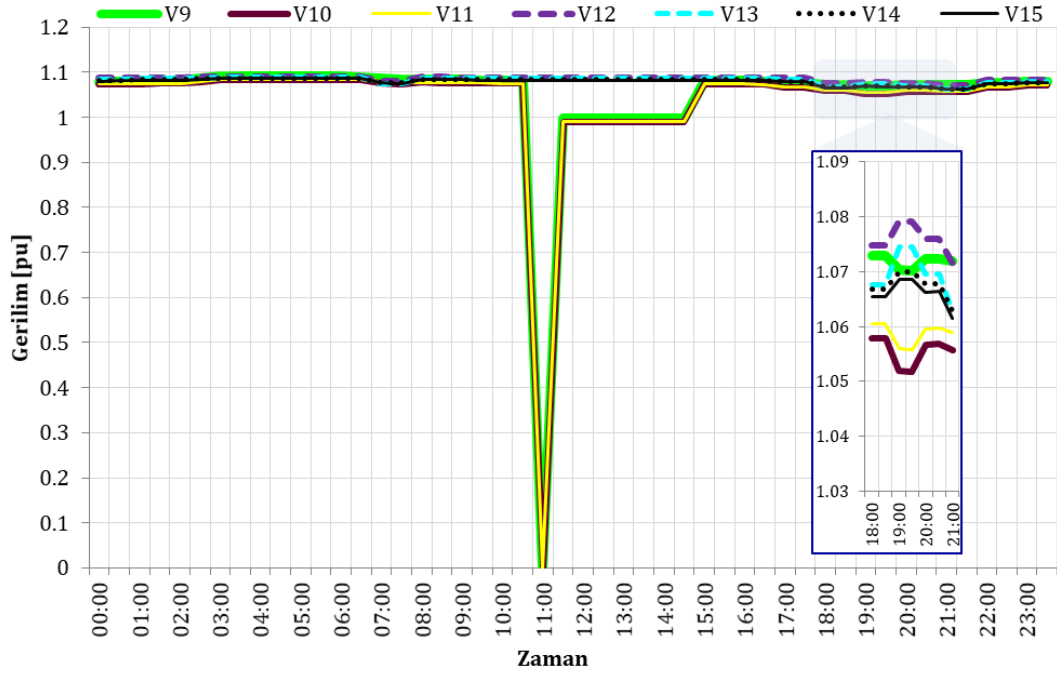
Öte yandan, i7 barasının güç dengesi Şekil 3.36'da gösterilmiştir. Şebekeden enjekte edilen aktif güç f3 hattıyla taşınmakta ve ilgili baralara dağıtılmaktadır. Hattan akan gücün i7, i8, i9, i10 ve i11 baralarındaki yükü ve bu baralara gücü taşıyan hatlardaki kaybı karşıladığı ifade edilebilir. f3 hattında meydana gelen

hasar sonucu en yüksek önceliğe sahip yükleri besleyebilmek amacıyla MEG acil kaynak olarak yönlendirilmiştir. i1-i7 baraları arasındaki ulaşım zamanı 0.5 saat (DT) olarak belirlendiği için saat 11:30'da MEG ilgili baraya bağlanmıştır. Saat 11:00'daki yükler beslenememiş fakat bir sonraki periyottaki tüm yüklerin talebi karşılanmıştır. Böylece yük kesintisinin minimize edilmesi sağlanmıştır. f3 hattının onarımı saat 14:30'da tamamlanmış olup bir sonraki periyotta (15:00) şebekeden güç beslemesine başlanmıştır.

Olay sonrası hasarın meydana geldiği diğer hat ise f2 hattıdır. Şekil 3.37'de benzetim çalışması boyunca i3 barasının güç dengesi çizilmiştir. f2 hattındaki onarım çalışmalarına saat 15:00'da başlanmış olup 19:30'da tamamlanmıştır. Dağıtım sisteminde 3. kolda yer alan yüklerin öncelikleri 2. koldaki yüklerden daha düşük olduğu için hasar başlar başlamaz MEG, ilk olarak i7 barasına yönlendirilmiş ve sonrasında saat 15:30'da i3 barasına bağlanmıştır. Bu esnada, i3, i4, i5, ve i6 baralarındaki yük talebi belli bir süre karşılanamamıştır. 30 kW ve üzeri değerlere ulaşan bu talep ancak saat 15:30'dan sonra sağlanmıştır. İlgili yüklerin talepleri ve bu yükü karşılamak amacıyla hatlardan akan aktif ve reaktif güçler neticesinde meydana gelen aktif ve reaktif güç kayıpları olay öncesi şebeke, olay sonrası MEG tarafından karşılanmıştır.

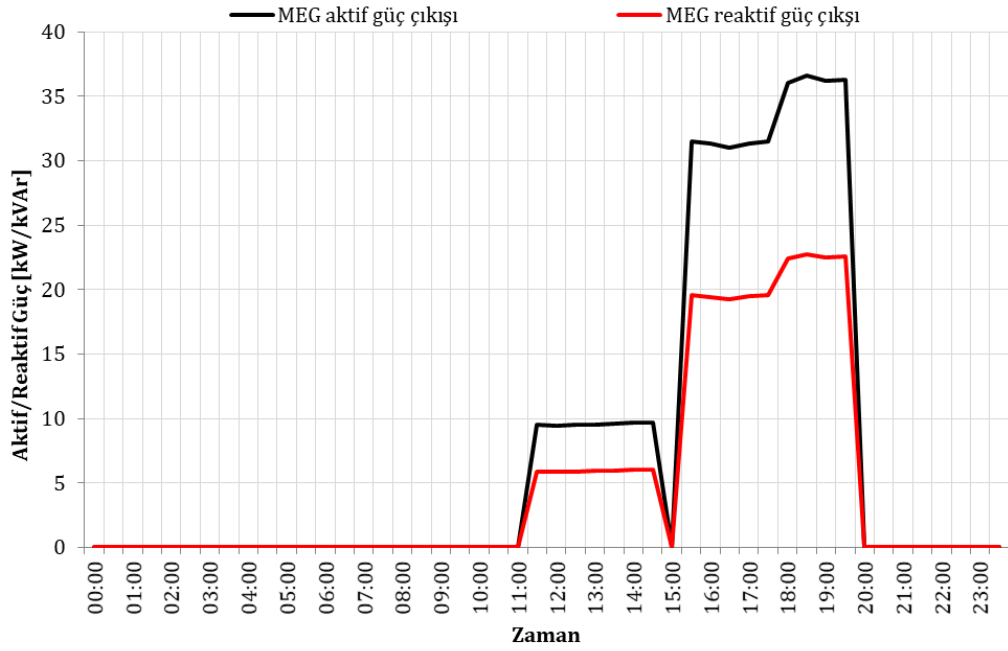


Şekil 3.38 Benzetim çalışması boyunca i1-i8 baralarının gerilim değişimi



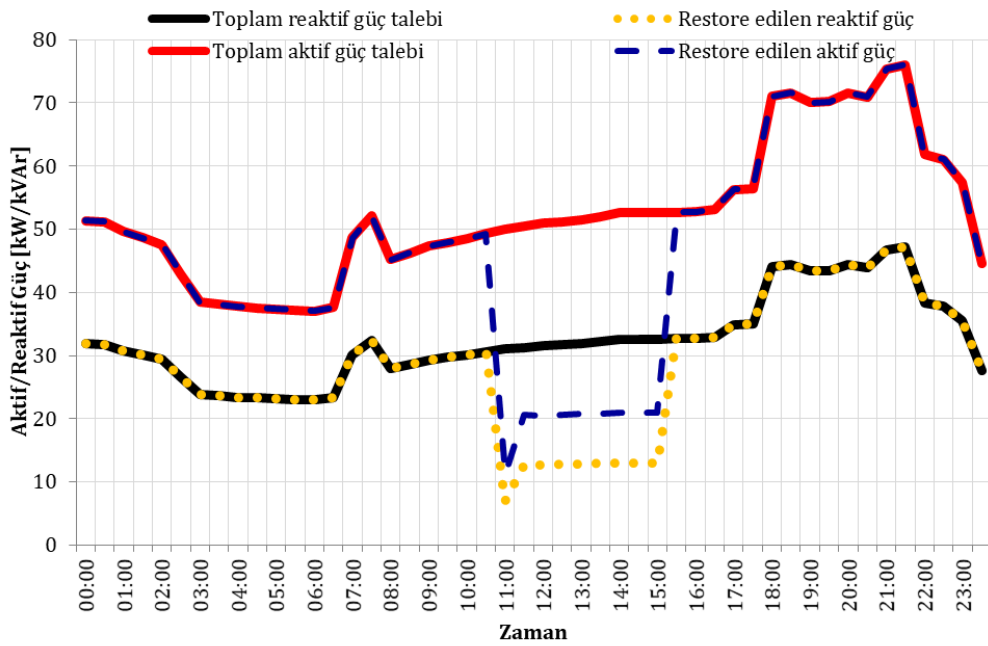
Şekil 3.39 Benzetim çalışması boyunca i9-i15 baralarının gerilim değişimi

Bir günlük benzetim çalışması sonucunda baralardaki gerilim değişiminin elde edilmesi önemsenmektedir. Şekil 3.38’de daha anlaşılır bir veri sunumu gerçekleştirebilmek amacıyla ilk 8 baranın gerilim değişimi (p.u. cinsinden), Şekil 3.39’da ise diğer 7 baranın gerilim değişimi gösterilmiştir. V1 gerilimi şebeke bağlantı noktasındaki gerilim değeri olduğu için 1.1 p.u. olarak belirlenmiştir. Faydalanılan test sisteminde f1 hattının direnç ve reaktans değerleri 0 olarak belirlendiği için f1 hattında ne gerilim düşümü ne de aktif/reaktif güç kaybı meydana gelmemiştir. Bundan dolayı V2 geriliminin değeri de benzetim çalışması boyunca 1.1 p.u. değerinde sabittir. Hat başından sonuna doğru gidildiğinde taşınan güç ile birlikte gerilim düşümleri meydana gelmesi olağandır. Ancak olay sonrası fazda, hasarların meydana gelmesiyle i7 barası ve sonrasında aynı zamanda i3 barası ve sonrasında gerilim çökmesi yaşanmıştır. MEG’nin olay sonrası ilgili bölgeye intikal etmesi neticesinde bir siyah başlangıç kaynağı olarak değerlendirilmesi sonucu gerilim 1 p.u.’da sabitlenmiştir. i7 barasının devamında yine direnç ve reaktans değerine bağlı olacak şekilde gerilim düşümleri diğer baralar için hesaplanmış ve görsele dökülmüştür. V3, V4, V5 ve V6’nın acil durum kaynağı gelene kadar (11:00-15:00) çöktüğü görülmektedir. Ancak MEG’nin bağlanmasıyla gerilimde toparlanma meydana gelmiş ve hasarın tamamen temizlenmesiyle de benzetim çalışmasının ilk periyoduna benzer zamanlara dönmüştür.



Şekil 3.40 Benzetim çalışması boyunca MEG aktif ve reaktif güç çıkışı

Zamana bağlı olarak bir günlük süre boyunca MEG aktif ve reaktif güç çıkışları Şekil 3.40'ta gösterilmiştir. MEG'nin olay sonrası sırasıyla i7 ve i3 baralarına bağlanmasıyla aktif ve reaktif güç çıkışı başlamıştır. İlgili bağlanma noktalarında ve sırasıyla gelen diğer baraların toplam yük talebine göre çıkış gücü değişiklik göstermektedir. Saat 11:30-14:30 arasında bu güç 10 kW mertebesinde gerçekleşirken saat 19:00'da bu değerin 36.2 kW olduğu görülmüştür.



Şekil 3.41 Benzetim çalışması boyunca onarılan/nominal aktif/reaktif güç değerleri

Son olarak, Şekil 3.41’de toplam aktif/reaktif güç talebinin şebeke veya acil durum kaynağı tarafından beslenen miktarı görselleştirilmiştir. İlgili şekle göre toplam talep olay öncesi fazda şebeke tarafından kesintisiz olarak beslenmiştir. Ve yine hasar meydana gelmiş alanların tamamen devreye alınmasından sonra da kesintisiz bir güç akışının meydana geldiği görülmüştür.

Ancak olay sonrası fazda, beslenen aktif/reaktif güç değerleri önemli miktarda düşmüştür. Özellikle saat 11:00’da acil durum kaynağının da bağlanmadığı zaman aralığında sadece 1. koldaki yükler beslenmiş 2. kol ve 3. koldaki tüm yükler devreden çıkartılmıştır. Grafikteki önemli düşüşlerin nedeni bu şekilde açıklanabilir.

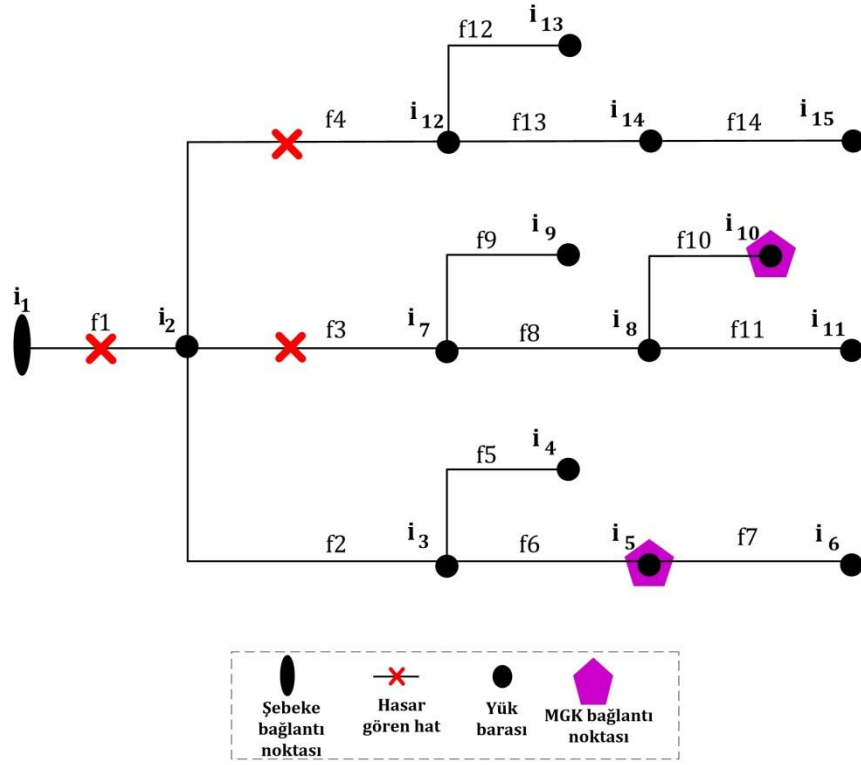
Durum 2: Sadece MESS’nin dayanıklılık kaynağı olarak değerlendirildiği durum

Bu alt başlıkta değerlendirilen durum analizinde saat 11:00’da büyük çaplı olay sonrası f1, f3 ve f4 hatlarının hasar gördüğü kabul edilmiştir. Bu hasarın saat 11:00’da başladığı ve sırasıyla onarım ekibinin ilgili bölgelere yönlendirilmesi neticesinde baraların enerjilendiği görülmüştür.

Şekil 3.42’de bahsi geçen durum analizinin radyal şebeke üzerinde gösterimi mevcuttur. Bir önceki durum analizinden farklı olarak MGK bağlantı noktalarının i5 ve i10’da olduğu varsayılmıştır. Yük öncelikleri açısından değerlendirildiğinde 3. koldaki yüklerin en yüksek önceliğe sahip olduğunu bunu sırasıyla 2. kol ve 1. koldaki yüklerin takip ettiği düşünülmüştür.

i1-i2 baraları arasında bulunan f1 hattındaki hasar i1 yükü hariç diğer tüm baralarda geniş çaplı enerji kesintisine neden olmuştur. Bu hasarın onarılması için onarım ekibi ilk olarak ilgili bölgeye yönlendirilmiştir. Saat 11:30’da f1 hattının onarımına başlanmış olup saat 13:00’a kadar restorasyon işlemi devam etmiştir. Akabinde 13:30’da f3 hattının onarımına başlanmış olup 19:30’a kadar bu işlem de sürmüştür.

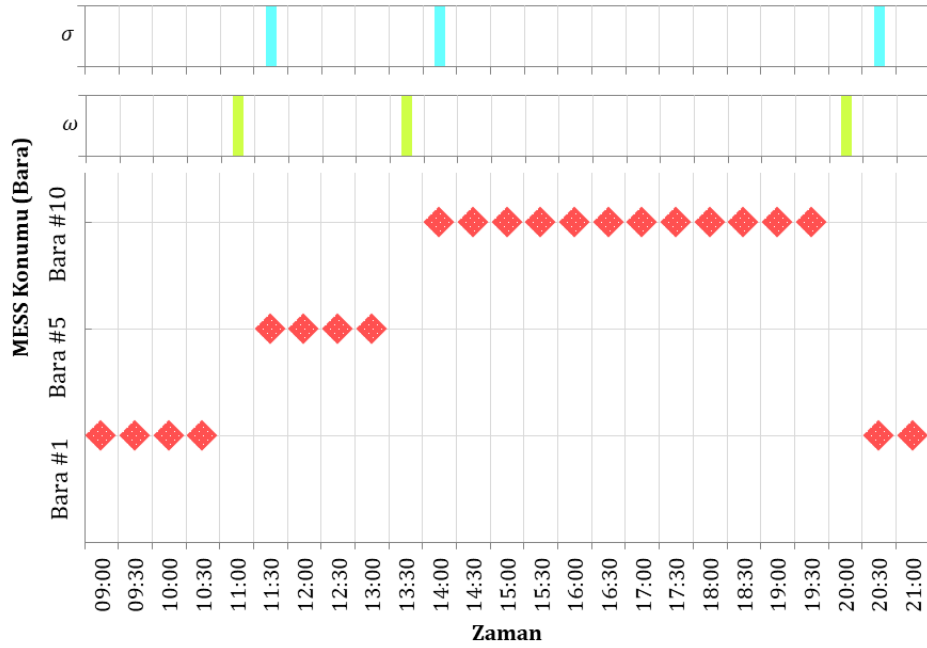
Son olarak f4 hattının yeniden devreye alınması için çalışmalar sürdürülmüş ve sistemdeki hasar tamamen ortadan kaldırılmıştır. Onarım ekibinin restorasyon planına Tablo 3.13’ten ulaşılabilir.



Şekil 3.42 Durum 2 için olay sonrası test sistemi

Tablo 3.13 Durum 2 için onarım ekibinin stratejisi

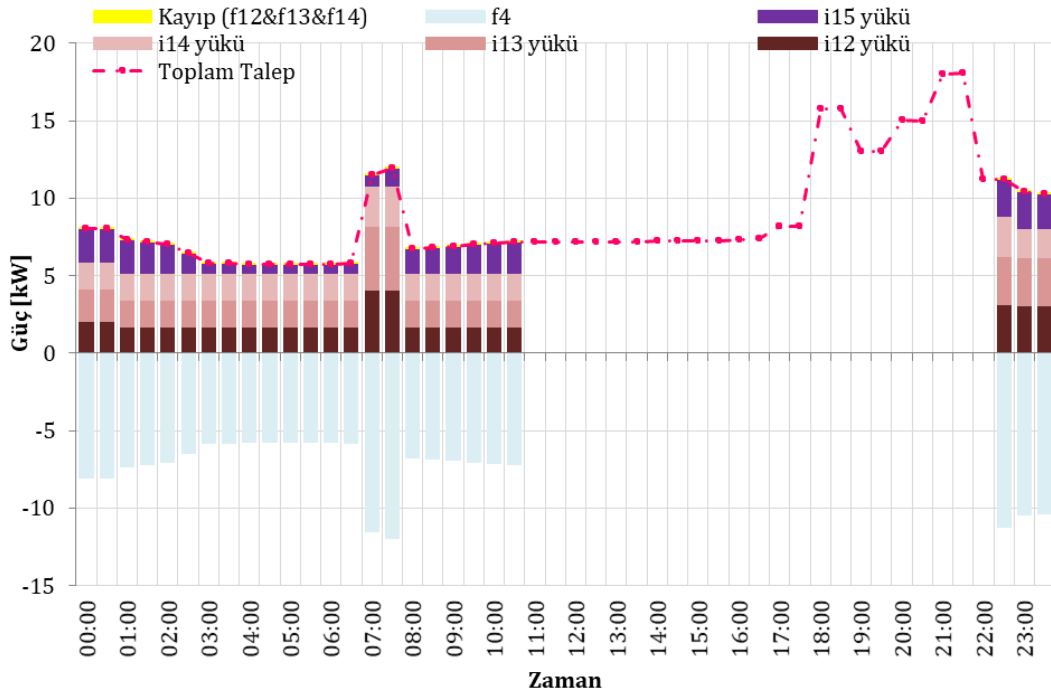
Zaman	11:30-13:00	13:30-19:30	20:00-22:00
Onarılan hat	f1 (i_1 - i_2)	f3 (i_2 - i_7)	f4 (i_2 - i_{12})



Şekil 3.43 Benzetim çalışması boyunca MESS konumu, bağlanma ve ayrılma ikili değişkenleri

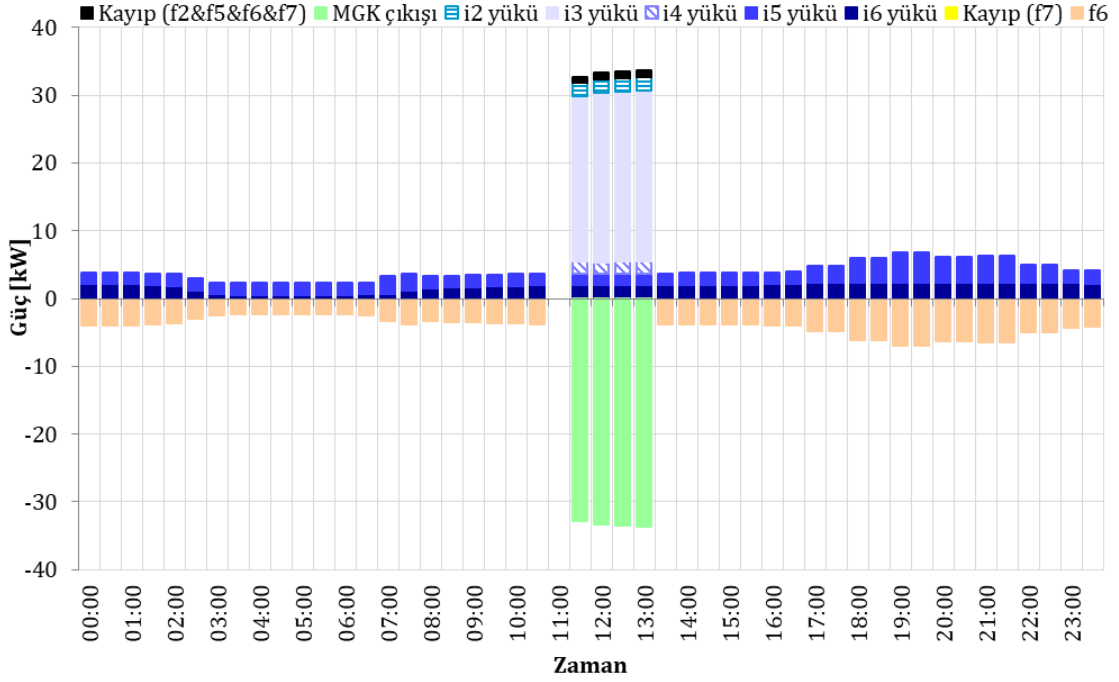
Hasar gören hatların onarılma süreci olay sonrasında hemen başlamakla birlikte bu süreç tamamlanana kadar birçok baranın enerjisiz kalma durumuyla karşılaşılır. Bu bağlamda, optimal MESS yönlendirme algoritması amaç foksiyonunu çoklayacak şekilde çıkış üretir. Buradaki durum analizinde 3. koldaki yüklerin önceliğinin yüksek olması ilk olarak o bölgedeki talebin karşılanması anlamına gelir.

Benzetim çalışmasının başında i1 barasında konumlanmış olan acil durum kaynağına 11:00'da ilgili baradan ayrılma sinyali verildiğine Şekil 3.43'ten ulaşılabilmektedir. Bir periyotluk süre sonunda kaynağın i5 barasına bağlandığı görülmüştür. Bağlanma sinyalini gösteren σ ikili değişkeni burada 1 değerini almıştır. f1 hattındaki hasarın 13:00'da tamamlanması sonrasında i2 barasının enerjilenmesi ve akabinde i3 barası ve sonrasında da şebekeyle bağlantısının sağlandığı görülmektedir. Doğal olarak, dayanıklılık kaynağı hemen diğer bağlanma noktası olan i10 barasına doğru harekete geçmiştir. 14:00'da i10 barasına bağlanan MESS, f3 hattındaki hasar giderilene kadar i7, i8, i9, i10 ve i11 baralarının yüklerini beslemeyi hedeflemiştir. 5.5 saat boyunca i10 barasının ve diğer yüklerin talebini karşılamıştır. f3 hattındaki sorunun ortadan kalkmasıyla birlikte MESS yine i1 barasına doğru yönlendirilmiştir.



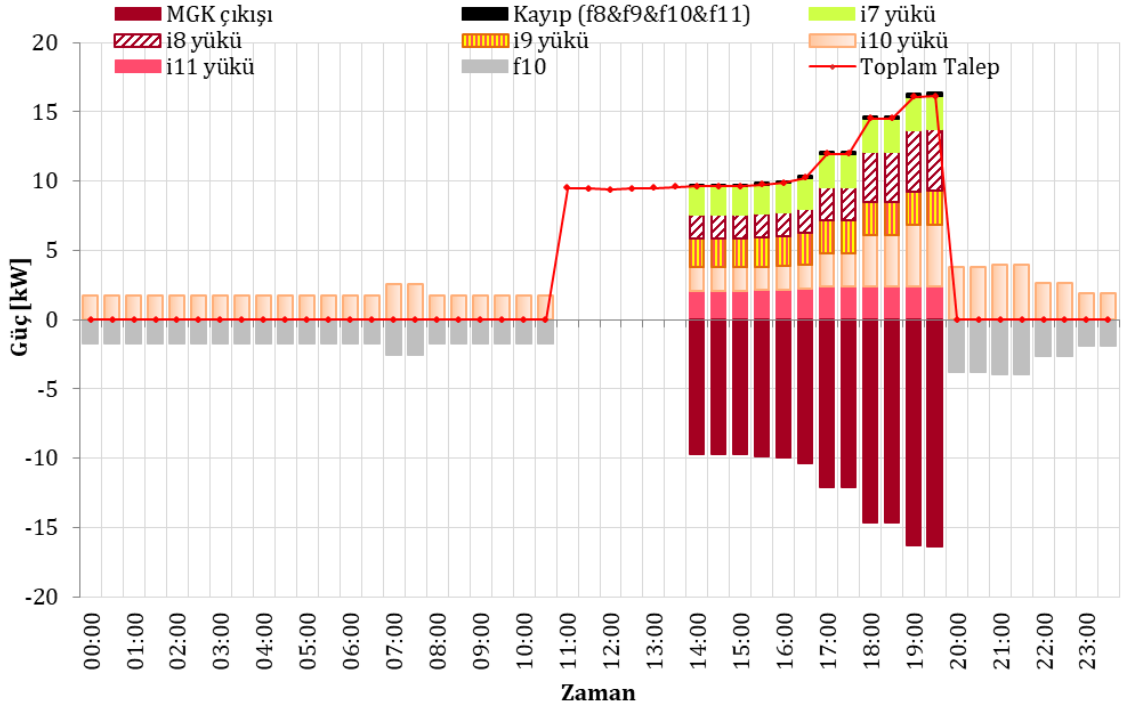
Şekil 3.44 Benzetim çalışması boyunca i12 barasının güç dengesi

Şekil 3.44'te i12 barasının güç dengesi gösterilmiştir. Olay anından önce ($t < 11:00$) i12, i13, i14 ve i15 baralarının yük talebi şebeke tarafından karşılanmaktadır. Fakat f4 hattındaki hasar saat 22:00'a kadar sürdüğü için ve 1. koldaki herhangi bir barada MGK bağlanma noktası olmadığı için ilgili talep, saat 11:00-22:00 arasında beslenememiştir. Bu da büyük çaplı bir kesintinin yaşanmasına neden olmuştur.



Şekil 3.45 Benzetim çalışması boyunca i5 barasının güç dengesi

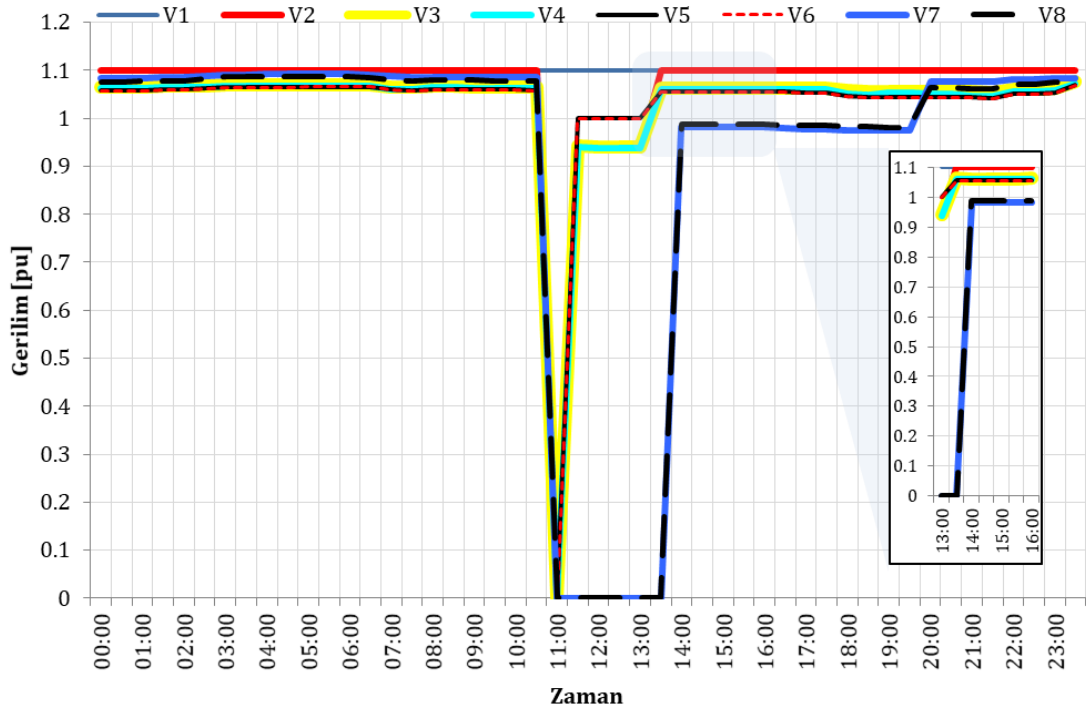
Bu durum çalışmasında, i5 barasında da MGK bağlanma noktalarının olduğu kabul edilmiştir. i5 barasının güç dengesi Şekil 3.45'te gösterilmiştir. Burada, olay öncesi faz ($t < 11:00$) ve f1 hattındaki hasarın giderilmesinden ($t > 13:00$) sonraki periyotlarda f6 hattından sağlanan gücün, i5, i6 baralarının talebini ve f7 hattındaki kaybı karşıladığı görülmüştür. Fakat f1 hattındaki hasar 11:00-13:00 aralığında devam ettiği için i5 barasına MGK'nin yönlendirilmesine karar verilmiştir. 11:30'da ilgili baraya bağlanan kaynak deşarj olmaya başlamıştır. Bunun neticesinde i2, i3, i4, i5, i6 baralarının elektriksel yük talebinin yanı sıra güç akışı neticesinde meydana gelen aktif/reaktif güç kayıpları da karşılanmıştır. Böylelikle yüksek kritik önceliğe sahip 3. koldaki yüklerin güç kesinti süresi minimize edilerek onarılan yük miktarı maksimize edilmiştir.



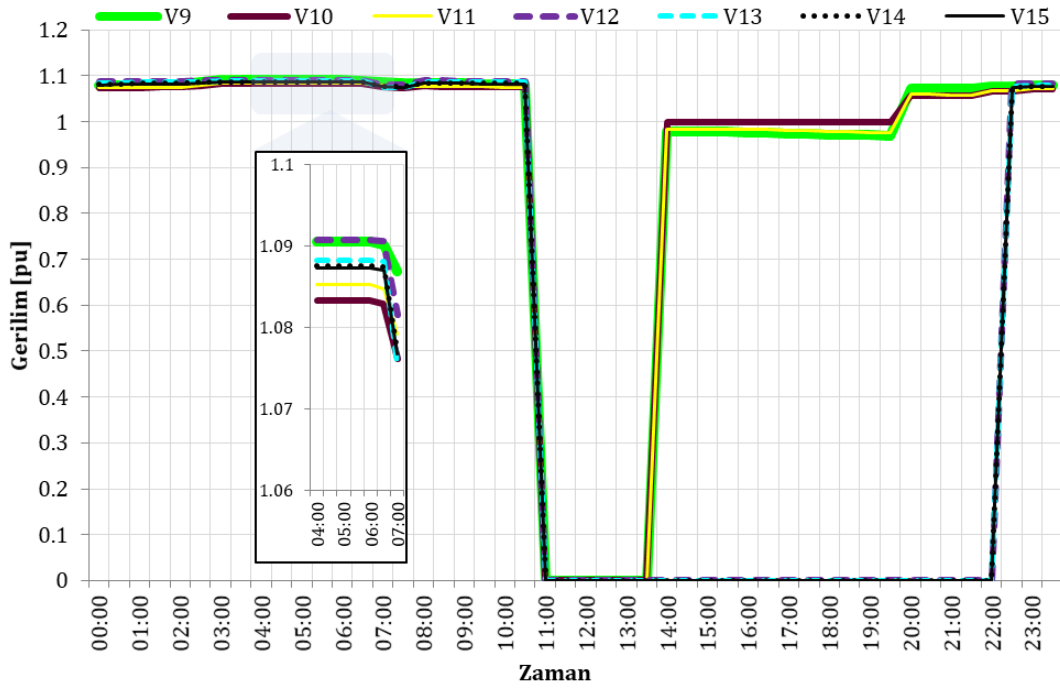
Şekil 3.46 Benzetim çalışması boyunca i10 barasının güç dengesi

i10 barasının güç dengesine Şekil 3.46'dan ulaşılabilmektedir. Yine olay öncesi faz ile hasarın giderildiği periyottan sonrası irdelendiğinde, f10 hattından akan gücün i10 barasının talebini karşıladığı görülmüştür. f3 hattında meydana gelen hasar saat 19:30'a kadar devam etmektedir. Bu aralıkta 2. koldaki yüklerin hiçbirisi normalde beslenecek durumda değildir. Çünkü şebeke ile olan bağlantı kopmuştur. 11:30-13:00 aralığında i5 barasına bağlı olan MESS, 13:30'da i10 barasına yönlendirilmiştir. 1 periyot sonunda (14:00) i10 barasına bağlanan kaynak, i7, i8, i9, i10 ve i11 baralarının yük talebini ve hatlardaki aktif güç kayıplarını karşılayacak şekilde çıkış vermektedir.

Bu denge yine ilgili şekilden elde edilebilmektedir. 19:30'da f3 hattının yeniden devreye alınması artık MESS'ye olan ihtiyacın ortadan kalkmasını sağlamıştır. Dayanıklılık kaynağı, ilgili periyotlarda talebi karşılayacak sistemin dayanıklılığının arttırılmasını ve en iyileştirilmiş şartlarda işletimi sağlamıştır.



Şekil 3.47 Benzetim çalışması boyunca i1-i8 baralarının gerilim değişimi

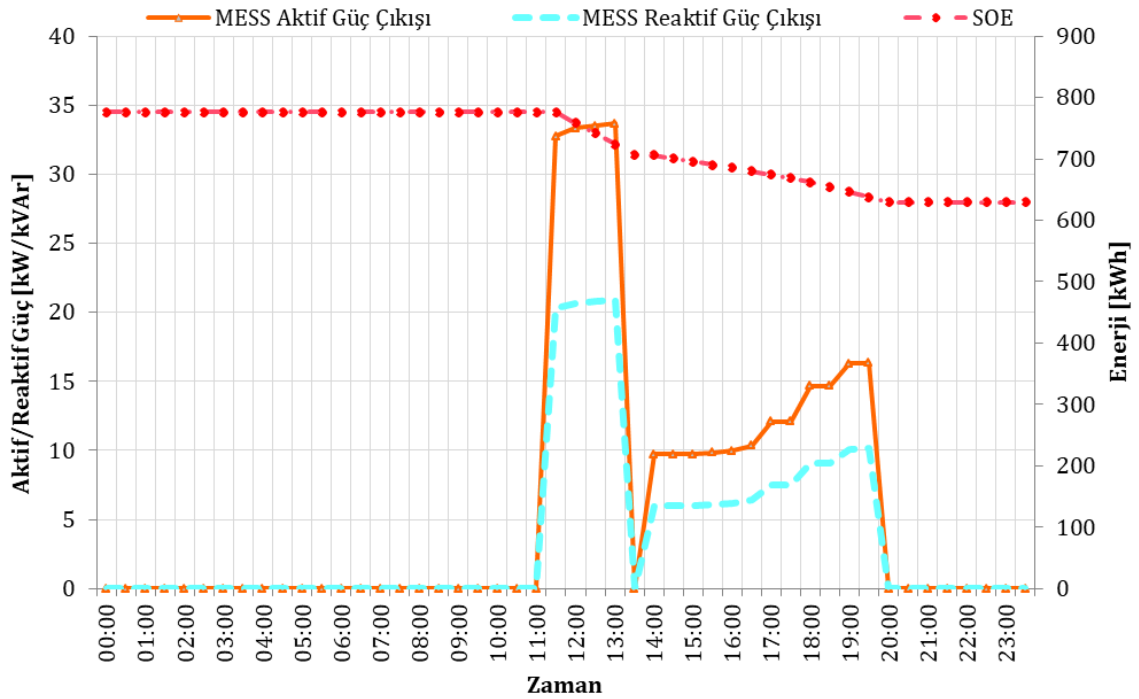


Şekil 3.48 Benzetim çalışması boyunca i9-i15 baralarının gerilim değişimi

Şekil 3.47 ve Şekil 3.48'de sırasıyla ilk 8 bara ve sonraki 7 baranın gerilim değişimi gösterilmiştir. Saat 11:00'da yani olay anında şebekeyle diğer baraların bağlantısını sağlayan hatta meydana gelen hasar, tüm baralarda gerilim çökmesine neden olmuştur. Bundan bir periyot sonra, i5 barasına MESS bağlanması, bu

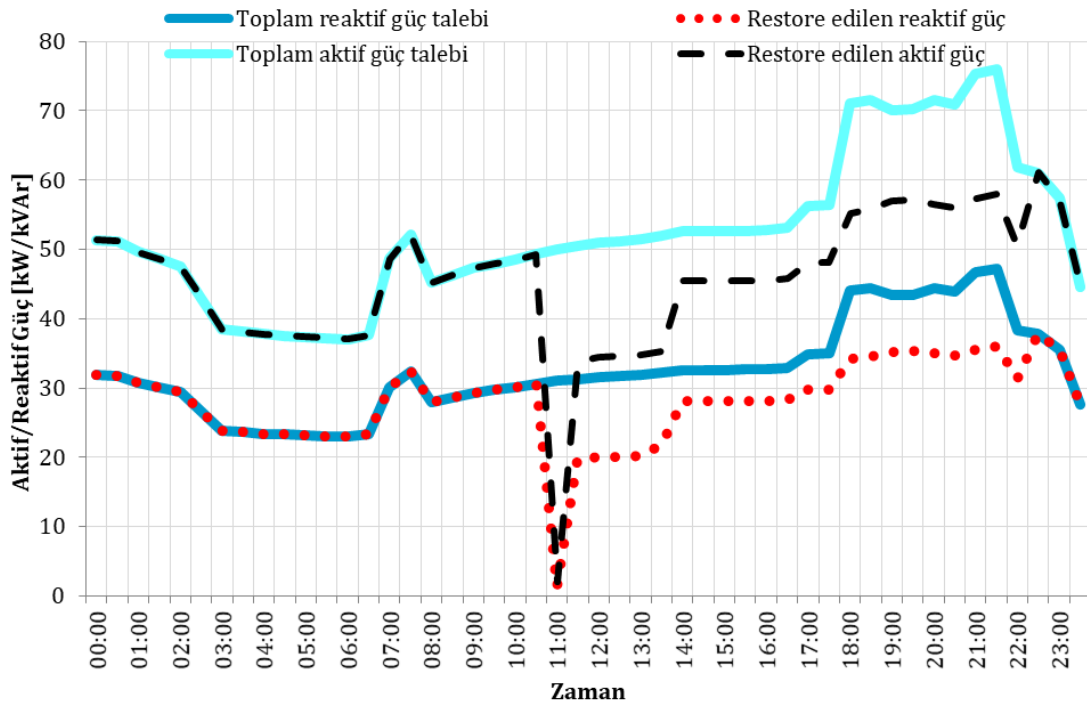
baranın gerilimini 1 p.u. değerine sabitlemiştir. Artık, kaynak bara olarak işlev gören bu baradan gücün dağıtılması hat sonuna doğru gerilimin düşmesine neden olmuştur.

i10 barasına MESS bağlanana kadar V7, V8, V9, V10 ve V11 gerilimlerinin 0 değerini aldığı söylenebilir. Saat 14:00'da i10 barasına bağlantı sağlayan MESS ile gerilim 1 p.u. değerini almıştır. Böylelikle 2. koldaki baraların gerilim değerleri de güncellenmiş olur. Fakat 1. koldaki bara gerilimleri saat 22:00'a kadar 0 değerinde seyretmiştir. f4 hattındaki hasarın uzun süre giderilememesi ve herhangi bir MGK bağlantı noktasının bulunmaması kesinti süresinin artmasına neden olmuştur. Bununla birlikte gerilim profili düzeltilememiştir.



Şekil 3.49 MESS kaynağının aktif/reaktif güç çıkışı ve SoE değeri

Başlangıç SoE değeri maksimum SoE değeri olarak belirlenen MESS'nin saat 11:30'dan başlayarak i5 ve akabinde i10 barasına bağlanmasıyla çıkış gücünün arttığı Şekil 3.49'dan görülmektedir. Bağlantı sağlanan bara ve diğer baraların talep ettiği aktif ve reaktif güç değerine göre çıkış gücü zamanla değişiklik gösterir. Amaç, yüksek önceliğe sahip yükleri ilk sırada beslemek ve dayanıklılığı arttırmaktır. Bu süre boyunca SoE değeri, sürekli deşarjın gerçekleşmesi neticesinde azaltmaktadır. MESS'nin beklenildiği üzere hiçbir periyotta şarj olmadığı görülmüştür.



Şekil 3.50 Benzetim çalışması boyunca onarılan/nominal aktif/reaktif güç değerleri

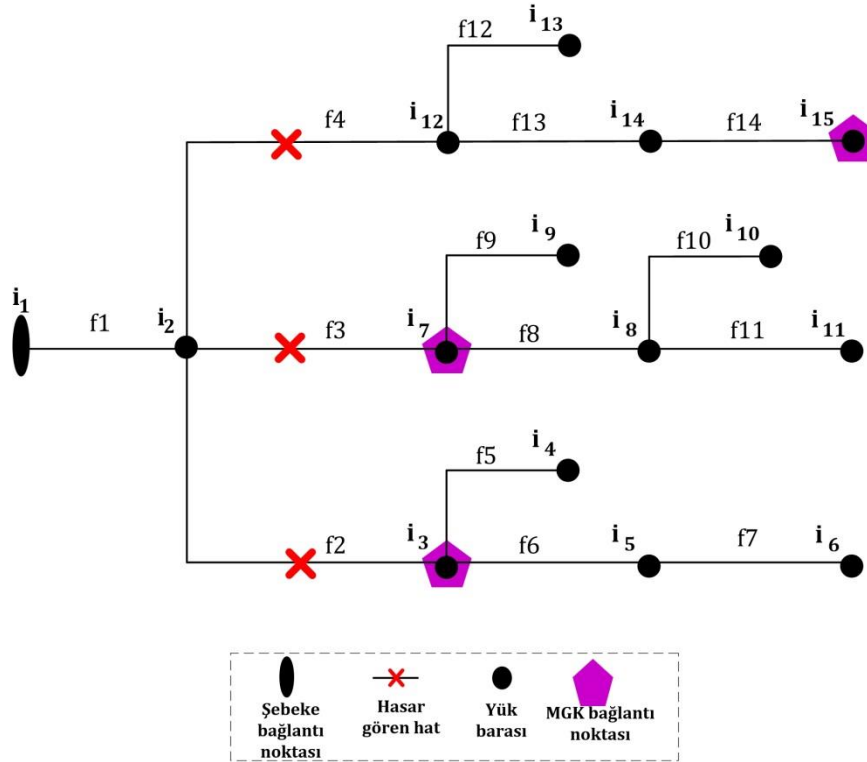
Şekil 3.50 ile sistemde mevcut olan yüklerin talep ettiği nominal aktif/reaktif güç ile beslenen güç değerleri gösterilmiştir. Olay öncesi fazda talebin tamamının şebeke tarafından karşılanabiliyor olması eşitliğin meydana gelmesiyle sonuçlanmıştır. Ancak saat 11:00'da şebeke bağlantı noktasında meydana gelen hasar, i1 barasının yük talebi hariç diğer tüm yüklerin devreden çıkmasına neden olmuştur. Bundan dolayı 11:00 anında restore edilen güç, neredeyse 0 değerine yaklaşmıştır. Ancak MGK bağlantı noktalarına geçiş yapan MESS'nin deşarj olmaya başlaması onarılan yük değerlerinin de yükselmesiyle sonuçlanmıştır. Kademe kademe bu değerlerin yükseldiğini ve nihayetinde saat 22:00'dan sonra tüm hasarın giderilmesiyle şebekenin eski haline döndüğü ifade edilebilir.

Durum 3: Hem MESS'nin hem de MEG'nin dayanıklılık kaynağı olarak değerlendirildiği durum

Bu alt başlıktaki durum analizinde acil durumlarda dağıtım sisteminin dayanıklılığını artırmak için mobil kaynaklardan hem MESS hem de MEG'nin optimum karar verme algoritmasında dikkate alınması hedeflenmektedir.

Birden fazla ve farklı kaynakların bu algoritmaya dahil edilmesi daha esnek bir sistem tasarımı sağlamaktadır. Bir önceki durumlarda anlatılanın aksine burada amaç fonksiyonuna MEG ve MESS'den kaynaklı maliyetler de dahil edilmiştir. Böylelikle onarılan yük maksimize edilirken yakıt maliyetinin yanı sıra deşarj maliyeti de minimize edilmektedir.

Bu durum analizinde, saat 11:00'da başlayan olay sonrası f2, f3 ve f4 hatlarında ağır hasarlar olduğu varsayılmıştır. Şebekeden sadece i1 yükü ve i2 yükünü besleyebilmek için güç çekilmektedir. 1., 2., ve 3. koldaki tüm yükler devre dışı kalmıştır. 2. koldaki yüklerin en yüksek önceliğe sahip olduğu, sonrasında sırasıyla 1. kol ve 3. koldaki baraların geldiği vurgulanmalıdır. Olay sonrası şebekenin durumu Şekil 3.51'de gösterilmiştir. Burada, i3, i7 ve i15 baralarında MGK bağlantı noktalarının olduğu varsayılmıştır.



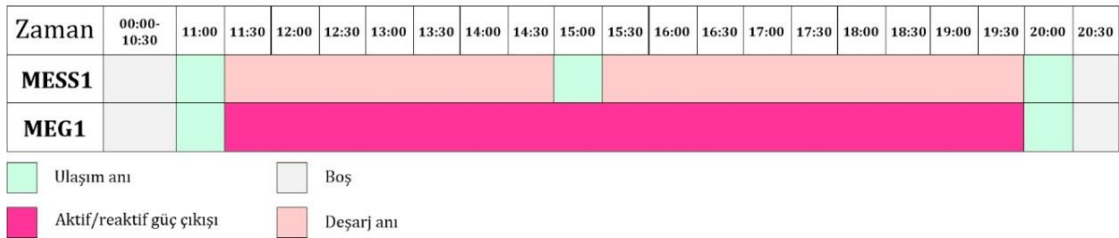
Şekil 3.51 Durum 3 için olay sonrası test sistemi

Onarım ekibinin planlaması Tablo 3.14 incelendiğinde, saat 11:30-14:30 arasında bir ekip f3 hattının onarımıyla ilgilenirken diğer ekip f4 hattına ulaşmıştır. f4 hattının onarımı saat 11:30-19:30 arasında devam etmiştir. f3 hattının onarımı tamamlanır tamamlanmaz onarım ekibi f2 hattına ulaşmış ve 15:00-19:30 arasında da görevini tamamlamıştır. Böylelikle 20:00'da tüm hasarlar giderilmiş ve şebeke eski haline dönmüştür.

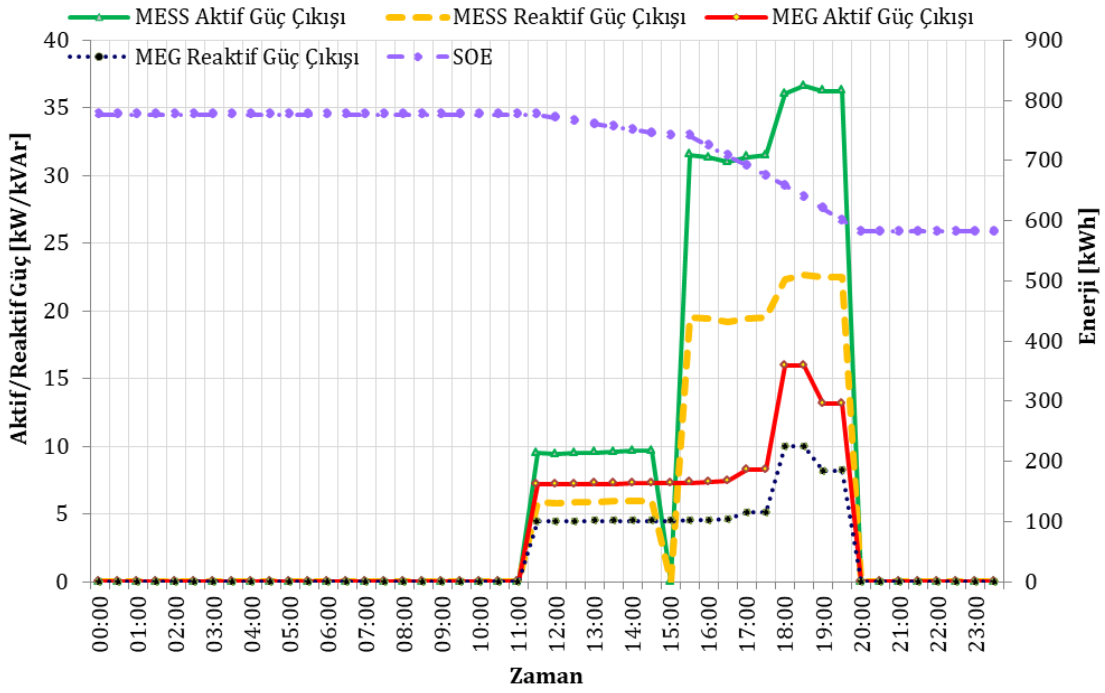
Tablo 3.14 Durum 3 için onarım ekibinin stratejisi

Zaman	11:30-14:30	11:30-19:30	15:00-19:30
Onarılan hat	f3 (i2-i7)	f4 (i2-i12)	f2 (i2-i3)

		Zaman						
		00:00-10:30	11:00-11:30	11:30-14:30	15:00-15:30	15:30-19:30	20:00-20:30	21:00-23:30
Mobil Kaynaklar	MESS1	i ₁	⇒	i ₇	⇒	i ₃	⇒	i ₁
	MEG1	i ₁	⇒	i ₁₅			⇒	i ₁

**Şekil 3.52** MGK'ların konumları ve güç profilleri

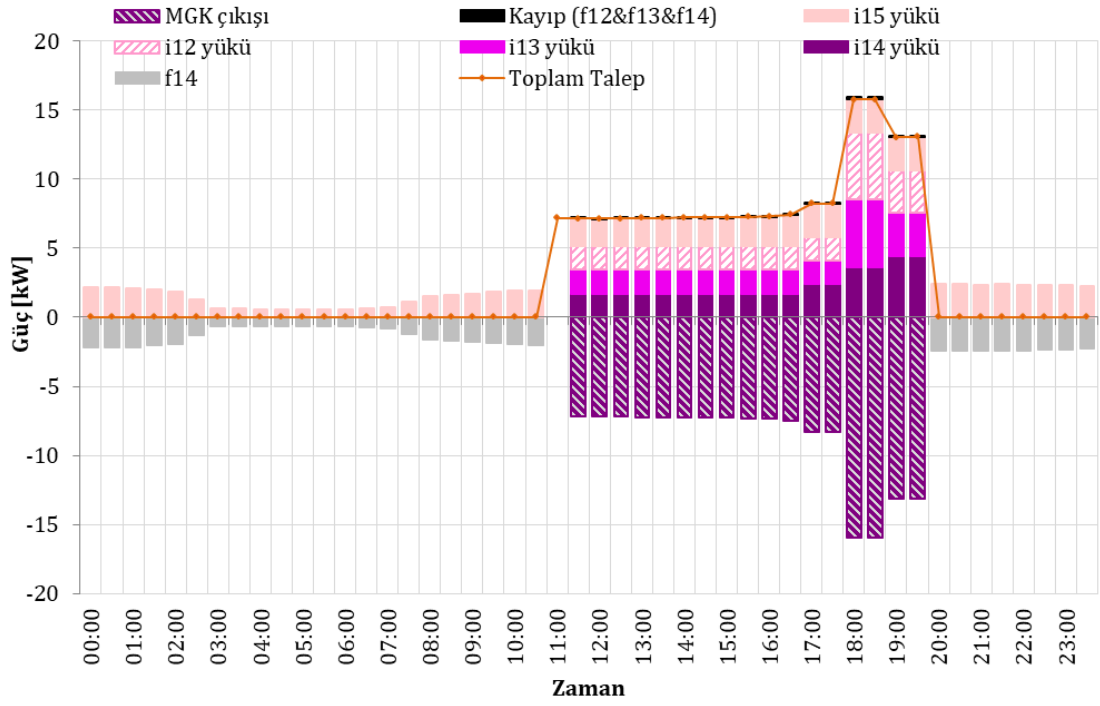
Optimal karar verme algoritması çıkış verileri irdelendiğinde, MESS'nin saat 11:00'da i1 barasından yola çıktığını ve 1 periyotluk ulaşım zamanından sonra 11:30'da i7'ye bağlandığı görülmüştür. Saat 14:30'a kadar burada konumlanan MESS, i7, i8, i9, i10, ve i11 baralarına bağlı yükleri besleyebilmek için deşarj olmuştur. En yüksek önceliğe sahip 2. koldaki yükler böylelikle olay anından hemen sonra beslenmeye devam etmiştir. Bu sırada, MEG'nin davranışına bakıldığında o da 11:00-11:30 arasında i15 barasına bağlanmak amacıyla i1 barasından yola çıkmıştır. Saat 11:30'da ilgili baraya bağlanan kaynak, 19:30'a kadar 1. koldaki tüm yüklerin talebini karşılamak için güç çıkışı vermektedir. 1. ve 2. koldaki yüklerin öncelikleri 3. koldaki yüklere nazaran daha yüksek olduğu için uygun olan kaynaklardan biri i7 barasına diğeri de i15 barasına yönlendirilmiştir. Bu seçimin ardındaki neden yakıt maliyetinin minimize edilmesinin de amaç fonksiyonuna dahil edilmesidir. Çünkü f3 hattındaki hasarın saat 14:30'da giderilmesiyle i7 barasındaki MESS i3 barasına yönlendirilmiştir. Yani MESS'nin beslediği yük miktarı MEG'nin beslediği yükten daha fazladır. MESS'nin maliyeti 0.1 \$/kWh iken MEG yakıt maliyeti 0.5 \$/kWh idi. Verilerden anlaşılacağı üzere, maliyet açısından MESS daha ekonomik bir kaynaktır. Dayanıklılık kaynağı olarak MESS'nin daha fazla tercih edilmesinin arkasında yatan sebep bu şekilde açıklanabilir. Benzetim çalışması boyunca MGK'nin konumu ve davranışına Şekil 3.52'den ulaşılabilir.



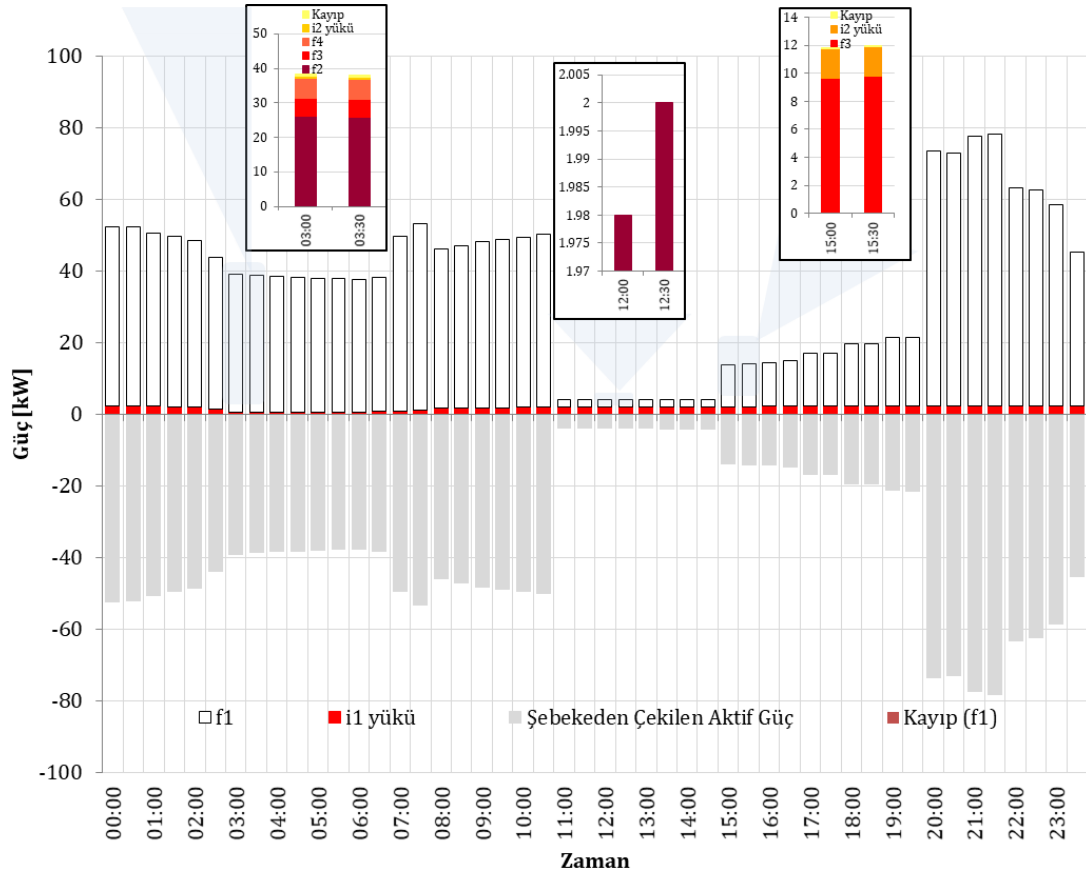
Şekil 3.53 MESS aktif/reaktif güç çıkışı ve SoE değeri ile MEG aktif/reaktif güç çıkışı

Şekil 3.53 ile benzetim çalışması boyunca farklı bağlantı noktalarına yönlendirilen MGK'lerin çıkış aktif/reaktif güç değerleri gösterilmiştir. Buna göre, MESS daha ekonomik bir kaynak olduğu için sistemde şebeke tarafından beslenemeyen yükleri karşılama noktasında daha fazla tercih edilmiştir. İlk olarak, i7 barası ve sonrasının yük talebini karşılarken karar verme algoritmasının çıkışına göre i3 barasını da ziyaret etmiştir. Saat 15:30 ile 19:30 arasında 30 kW ve üzeri güçle deşarj edildiği görülmektedir. Sistemdeki yüklerin reaktif güç talebine göre çıkıştaki reaktif güç miktarı da belirlenmiştir. Onun da ortalama 5 kVar ile 20 kVar arasında salındığı ifade edilebilir. Deşarj sonrası SoE değerinde azalmalar meydana gelmiştir. Başlangıç SoE değeri 776 kWh olarak belirlenmiş kaynak, MGK bağlantı noktasından ayrılınca 580 kWh'lik bir enerjiye sahiptir.

MEG, MESS'nin aksine birden fazla bağlantı noktasından ziyade başlangıç aşamasında i15 barasına yönlendirilmiş ve orada aktif/reaktif güç çıkışıyla ilgili yükleri beslemiştir. Saat 17:00'dan itibaren yüklerin talep ettiği gücün artması çıkışın da aynı oranda artmasına neden olmuştur.



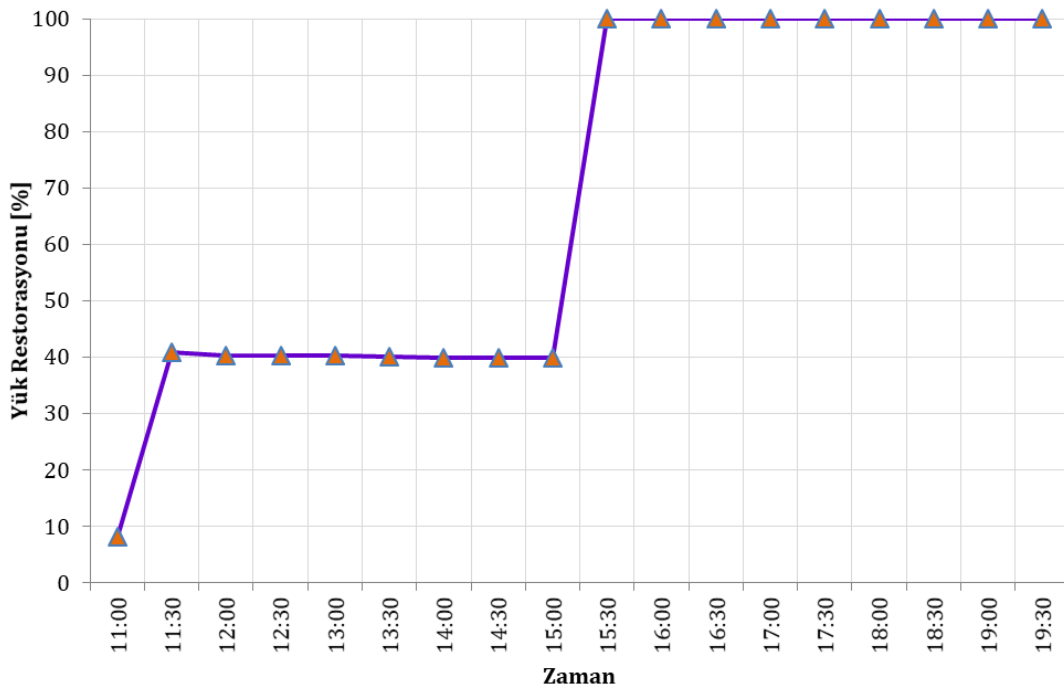
Şekil 3.54 Benzetim çalışması boyunca i15 barasının güç dengesi



Şekil 3.55 Benzetim çalışması boyunca i1 barasının güç dengesi

Şekil 3.54'te gösterildiği üzere i15 barasının elektriksel talebi, f14 hattından akan güç ile karşılanmaktadır. Acil durum anında f4 hattında hasarın meydana gelmesi şebeke tarafından gücün sağlanmasına engel olmuştur. Doğal olarak saat 11:30'da i15 barasına bağlanan MEG, i12, i13, i14 ve i15 baralarının yük talebini karşılamakla görevlidir. Aynı zamanda bahsi geçen baralar arasında güç akışından kaynaklı güç kayıpları da MEG tarafından karşılanmaktadır. f4 hattındaki hasarın temizlenmesi neticesinde saat 20:00'da sistem eski haline dönmüştür.

Şekil 3.55'te ise i1 barasının benzetim çalışması boyunca güç dengesi gösterilmiştir. Olay öncesi fazda sistemde bulunan tüm yüklerin talebi ve hatlarda meydana gelen aktif güç kayıpları şebeke tarafından karşılanmaktadır. Ancak olay anında şebekeden çekilen gücün olabildiğince düştüğü görülmüştür. Bunun nedeni ise üç hatta meydana gelen hasarlardır. Sadece i1 yükü ve i2 yükünün beslendiği zaman aralığı şebekeden çekilen gücün en düşük değerini aldığı andır. f3 hattındaki hasarın giderilmesiyle ($t > 14:30$) i7 ve sonraki 4 baranın talebi de yeniden şebekeden beslenmeye başlar. Bundan dolayı şebekeden enjekte edilen güç miktarı artmıştır. Diğer hatlardaki hasarların da giderilmesiyle saat 20:00'da tüm yükler devreye alınır ve şebeke olay öncesi fazdaki işletimine geri döner.



Şekil 3.56 Olayın neden olduğu hasarın başlangıcından bitişine kadar aktif güç restorasyonu

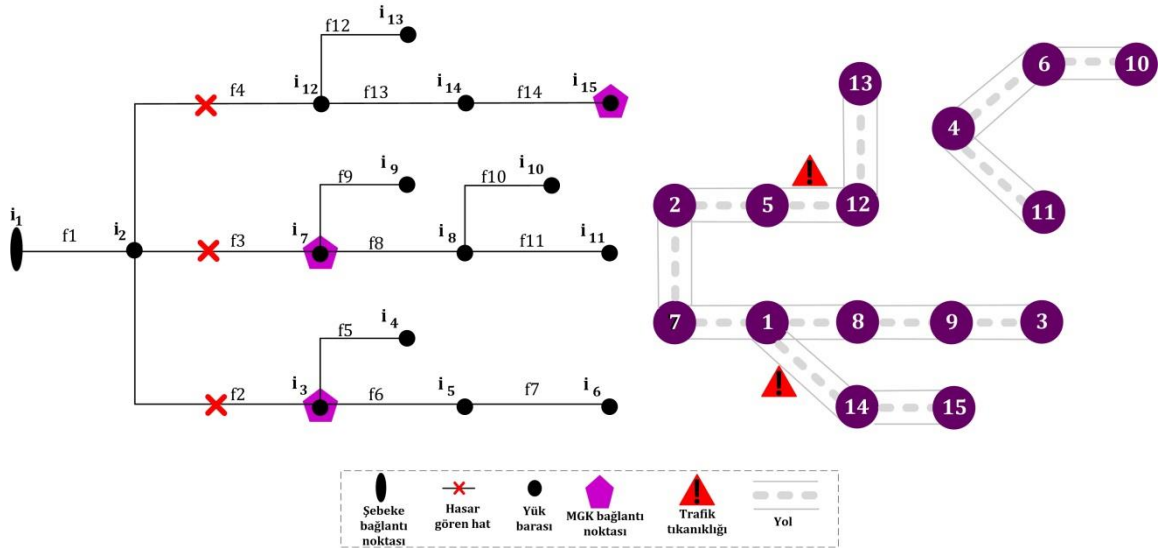
Şekil 3.56 ile olay başlangıç anında (t=11:00) meydana gelen hasarın temizlenene kadarki süreçte aktif güç restorasyonunun değişiminin yüzdesel iyileşmesi gösterilmiştir. Saat 11:00 anında talebin neredeyse yalnızca %8'lik kısmı karşılanmaktadır. Bir sonraki periyotta yani saat 11:30'da hem i15 barasına bağlanan MEG hem de i7 barasına bağlanan MESS sayesinde yükün %40'ının beslendiği görülmektedir. Hatlardaki hasarların onarılması neticesinde ve MESS'nin i3 barasına bağlanmasıyla saat 15:30'da %100 restorasyonun gerçekleştiği ifade edilebilir. Bu periyotta hala f2 hattı ve f4 hattındaki hasar onarılmamıştır. Fakat MGK bağlantı noktasındaki dayanıklılık kaynakları sayesinde yükün tamamı beslenebilmektedir.

Durum 4: Hem MESS'nin hem de MEG'nin dayanıklılık kaynağı olduğu ve ulaşım sistemi kısıtlarının dikkate alındığı durum

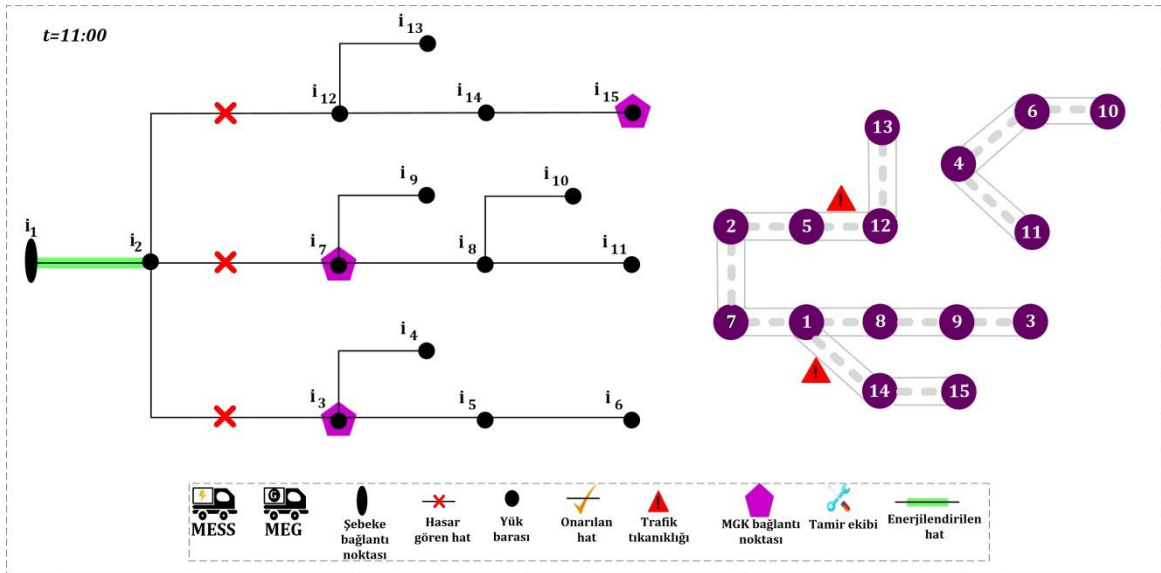
Bu alt başlıktaki durum analizinde amaç, ulaşım sistemine ait kısıtların dikkate alınmasının optimal karar verme algoritmasının çıkışı üzerindeki etkisini irdelemektedir.

Bundan dolayı Durum 3'te bahsedilen tüm şartlar burada da geçerlidir. Aynı şartlarda sonuçların incelenmesi karşılaştırma yapma açısından kolaylık sağlayacaktır.

Şekil 3.57'de gösterildiği gibi dağıtım sisteminin yine i3, i7 ve i15 baralarında MGK bağlantı noktaları mevcuttur. Dağıtım sistemindeki elektriksel bağlantı ile ulaşım sistemi birbirinden bağımsız olabilmektedir. Bu nedenle baralar arasındaki ulaşımın ilgili şekildeki haliyle gerçekleştiği varsayılmıştır. Burada yine her bir bara arasındaki ulaşım zamanı 1 periyot olarak belirlenmiştir. Saat 10:30 ile 13:30 arasında i5 barasıyla i12 barası arasında ve i1 barasıyla i14 barası arasındaki yolda yoğun bir trafiğin meydana geldiği ve dolayısıyla MGK yönlendirmesinin yapılamadığı kabul edilmiştir. Trafik yoğunluğu ve/veya deprem vb. afet sonrası yollara binaların, direklerin çökmesi de burada düşünülebilir. i15 barasıyla diğer bağlanma noktalarının bağı bahsi geçen periyotlarda kesilmiştir.

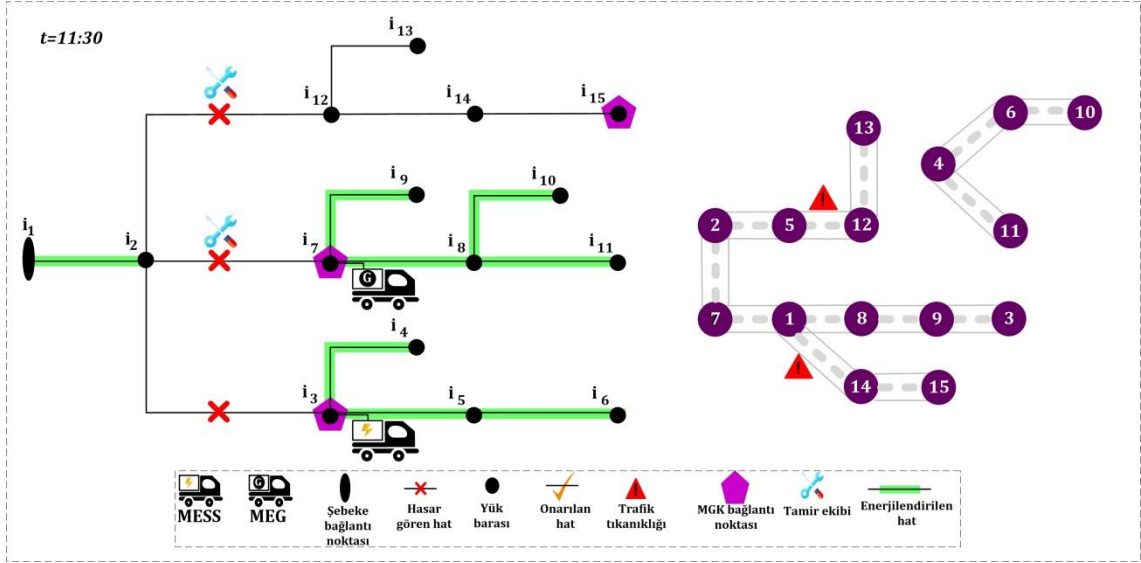


Şekil 3.57 Durum 4 için olay sonrası test sistemi ve entegre ulaşım sistemi

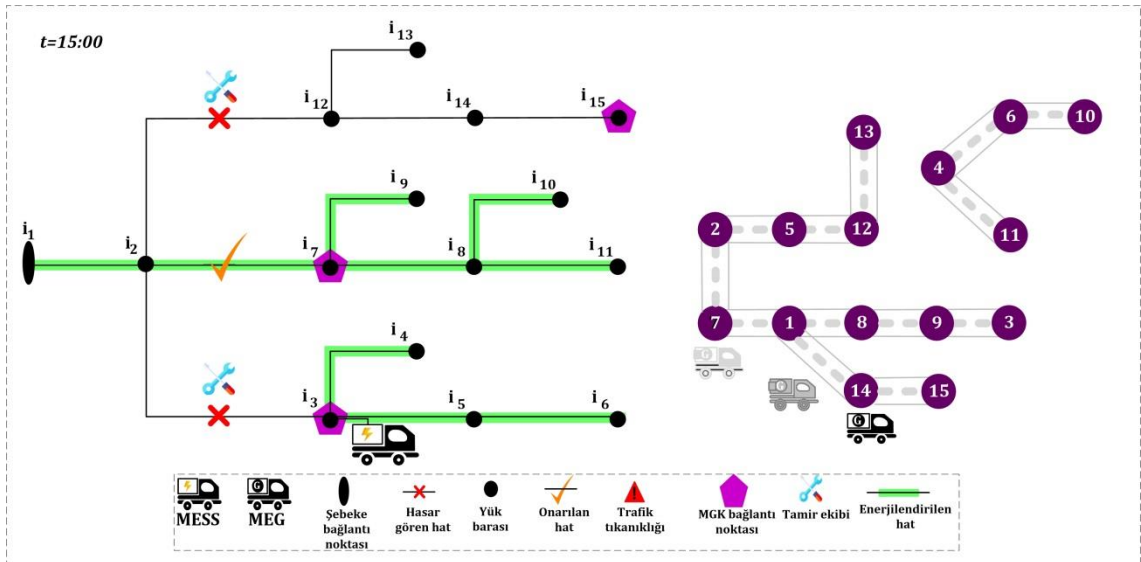


Şekil 3.58 Durum 4 için dağıtım sistemi restorasyon stratejisinin t=11:00 anındaki durumu

Olay sonrası optimal restorasyon algoritmasının t=11:00 anındaki durumu Şekil 3.58'de gösterilmiştir. i2 barası ile diğer bağlantı noktalarının bağının kopması/hasar görmesi ilgili periyotta sadece i1 ve i2 barasının yüklerinin enerjilendiğini göstermektedir. Diğer tüm yükler devre dışı kalmıştır. Yine bu anda i15 barasına ulaşım mümkün değildir.



Şekil 3.59 Durum 4 için dağıtım sistemi restorasyon stratejisinin $t=11:30$ anındaki durumu

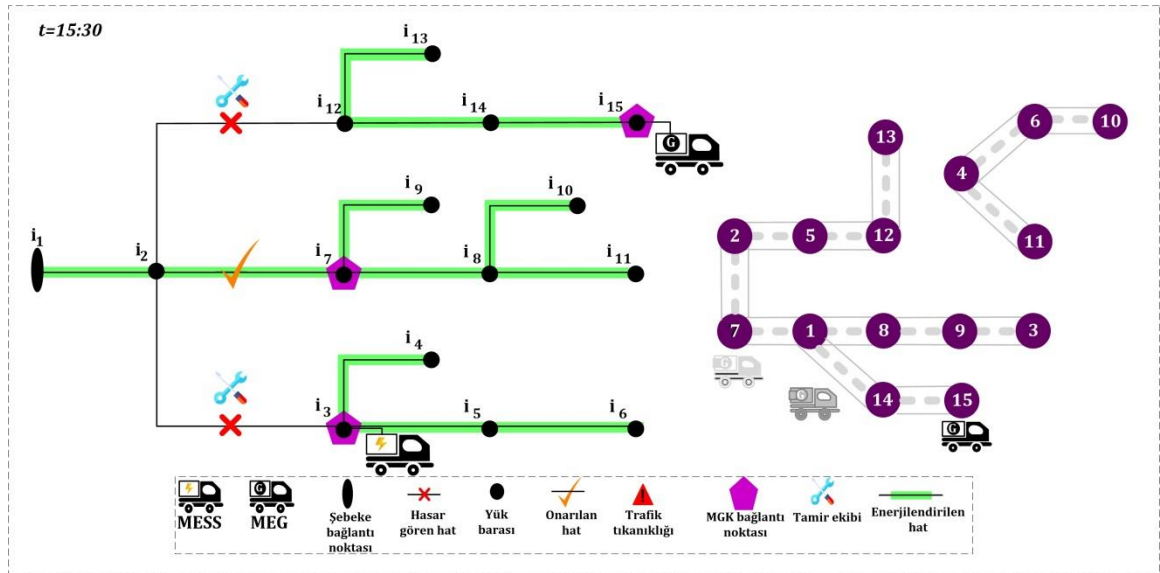


Şekil 3.60 Durum 4 için dağıtım sistemi restorasyon stratejisinin $t=15:00$ anındaki durumu

Bir sonraki periyotta ($t=11:30$) MGK yönlendirmesi irdelendiğinde Şekil 3.59’da da görüldüğü üzere MEG’nin i7 barasına, MESS’nin ise i3 barasına konumlandığı söylenebilir. 1. koldaki yüklerin önceliği 3. koldaki yüklerden daha yüksek olduğu için Durum 3’te MEG’in i15 barasına yönlendirildiği ifade edilmişti. Fakat ilgili periyotta i15 barasına ulaşımın kesilmesi algoritmanın böyle bir karar vermesine neden olmuştur. Önceliği düşük olan 3. koldaki yüklerin Durum 3’te ancak 15:30’dan sonra beslenebildiği bilinirken şu an 11:30’dan itibaren beslenmesi sağlanabilmektedir. Hali hazırda i15 barasına gidemeyen mobil kaynak ile restore

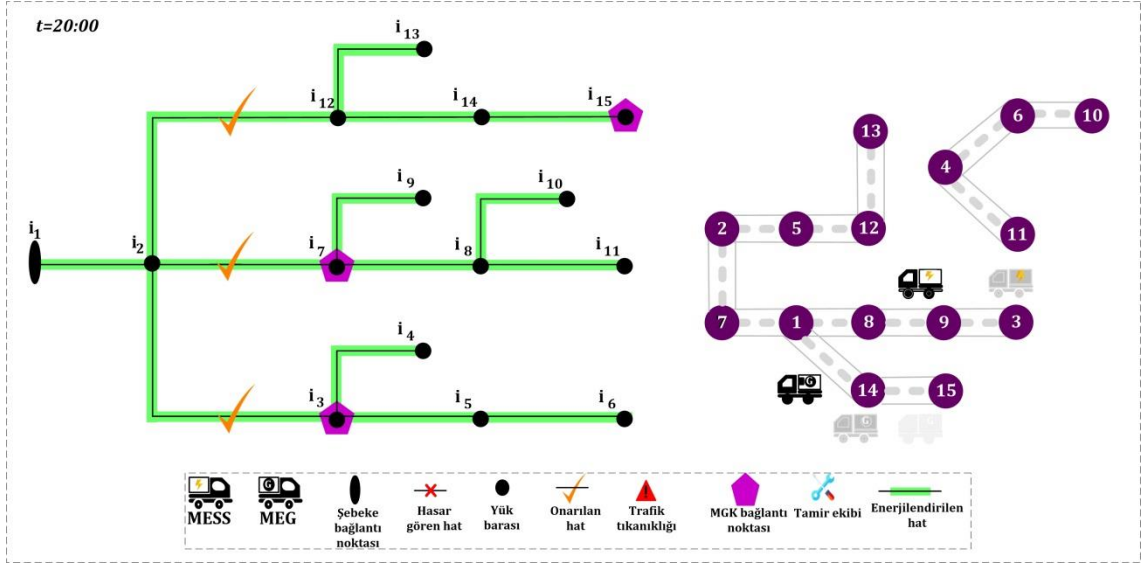
edilen yükün maksimize edilmesi hedeflenir. i7 ve i3 baralarına bağlanan acil durum kaynakları belirlenirken maliyetin minimize edilmesi de ayrıca amaçlanmıştır. 3. koldaki yüklerin toplam talebi, 2. koldaki yüklerden daha fazla olduğu için daha ekonomik bir kaynak olan MESS i3 barasında bağlanırken, görece pahalı olan kaynak MEG i7 barasına atanmıştır.

Şekil 3.60 ile ulaşım sistemi kısıtlarının ele alındığı optimal restorasyon planının $t=15:00$ 'daki anı gösterilmiştir. Burada f3 hattındaki hasarın giderildiği ve şebeke bağlantısının sağlandığı söylenebilir. Bundan dolayı i7 barasından ayrılma sinyali alan MEG ulaşım sistemindeki trafik yoğunluğunun da ortadan kalkmasıyla i15 barasına yönlendirilmiştir. MESS ise i3 barası ve akabindeki baralardaki talebi karşılamak amacıyla konumunu korumaktadır.



Şekil 3.61 Durum 4 için dağıtım sistemi restorasyon stratejisinin $t=15:30$ anındaki durumu

$t=15:30$ anında MEG'nin i15 barasına bağlandığını ve bağlantı noktasındaki hatların enerjilendiği Şekil 3.61'de gösterilmiştir. Hasarın giderilmesi için f4 ve f2 hatlarındaki onarım ekipleri çalışmaktadır. Ancak bu anda hali hazırda hasar devam eden hatlar olmasına rağmen talebi karşılanmayan hiçbir yükün sistemde kalmadığı ifade edilebilir. 3. koldaki yüklerin toplam talebinin 1. koldaki yüklerden daha fazla olması ekonomik nedenlerden dolayı MESS'nin i3 barasında, MEG'nin ise i15 barasında konumlanmasıyla sonuçlanmıştır.

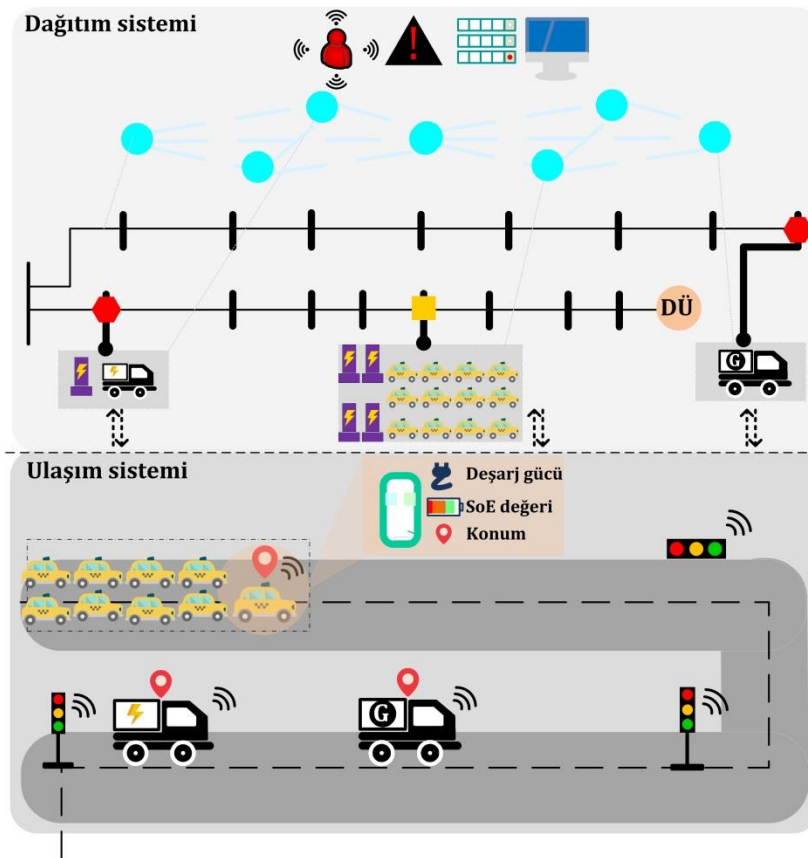


Şekil 3.62 Durum 4 için dağıtım sistemi restorasyon stratejisinin t=20:00 anındaki durumu

Şekil 3.62’de dağıtım sisteminde hasarların tamamen temizlendiği, mobil kaynakların i1 barasına yönlendirildiği ve şebekenin normal işletme koşullarına döndüğü anı göstermektedir. Mobil kaynaklar sayesinde olay sonrası meydana gelen hasar neticesinde büyük çaplı yük kesintilerinin meydana gelmesinin önüne geçilmiştir. Böylelikle hasar devam etse dahi sistemdeki tüm yükün beslenmesi bile sağlanabilmiştir. Bu da özellikle afet vb. durumlarda kritik altyapı hizmetlerinin işletimde kalabilmesi için ne kadar önemli bir strateji olduğunu ortaya koymaktadır. Yine afet durumlarında meydana gelmesi oldukça muhtemel olan trafik sıkışıklığı ve/veya fiziksel bağlantıdaki hasarların da dikakte alınması önemlidir. Böylelikle gerçek sisteme daha yakın bir modelin geliştirilmesi ve uygulanması sağlanabilir.

ÇOKLU MOBİL KAYNAKLARIN ENTEGRE DAĞITIM- ULAŞIM SİSTEMİNDE GERÇEK ZAMANLI OPTİMAL YÖNETİMİ İLE DAĞITIK ÜRETİM BİRİMİ VE TALEP CEVABI PROGRAMININ MODELLENMESİ

Bu çalışmada, güç sistemindeki kritik önceliğe sahip yüklerin olay sonrası hızlı onarımı için gerçek zamanlı optimizasyon tabanlı algoritma geliştirilmiştir. Dağıtık enerji kaynaklarından DÜ ünitesi ile TY programının acil durum servisi olarak değerlendirilmesi ve güç sistem dayanıklılığı artırma stratejisindeki performanslarının incelenmesi hedeflenmiştir. Bunun yanı sıra, çoklu mobil kaynakların yani MESS, MEG ile EA'ların da şebeke esneklik ve dayanıklılık kaynağı olarak modellenmesi gerçekleştirilmiştir. Böylelikle şebekenin küçük bir bölgesinde başlayıp tüm sistemin işletilmez hale gelmesinin önüne geçilmesi birincil önceliktir.



Şekil 4.1 Önerilen gerçek zamanlı karar verme modelinin genel şeması

Entegre ulaşım dağıtım sistemlerinde optimal yük restorasyonunu sağlamak amacıyla geliştirilen gerçek zamanlı modelin görselleştirilmiş hali Şekil 4.1'deki gibidir. Şebeke operatörünün yönetimi altında olduğu varsayılan MEG, MESS ve EA'ların talep edildiği anda hasarlı bölgelere yönelimi zorunludur. Ulaşım sisteminde mevcut bazı lokasyonlardan sensörler yardımıyla trafik ve yol bilgisinin alındığı ve bu verinin işlenerek karar verme algoritmasında giriş verisi olarak değerlendirildiği ifade edilmelidir. Aynı zamanda, dağıtım sisteminde mevcut olan ayarlanabilir yüklerin (dispatchable loads) TY uygulaması için operatörle çift yönlü haberleşme ağı vasıtasıyla iletişimde olduğunun altı çizilmelidir.

Geliştirilen yapıda, her bir zaman aralığının ve optimizasyon çevrimlerinin sırasıyla $t \in T$ and $h \in H$ indisleriyle gösterildiğinin belirtilmesi faydalı olacaktır. Bu çok zamanlı (multi-period) optimizasyon çalışmasında her bir t zaman aralığında h optimizasyon çevrimi kadar model çalıştırılır. Her çevrimde, trafik tıkanıklığı/yol durumu ilk olarak kontrol edilir ki ulaşım altyapısının uygunluğu belirlenebilsin. Eğer ki trafik talebi yolun kaldıracağı kapasitenin üzerindeyse ilgili baralara MGK yönlendirilmesi sağlanmaz. Her gerçekleştirilen çevrimde amaç fonksiyonunun optimallik koşulları değerlendirilir ve elde edilen karar değişkenleri çözüm kümesi olarak depolanır.

4.1 Gerçek Zamanlı Optimal Karar Verme Modelinin Matematiksel Altyapısı

Dağıtım sisteminin olay sonrası dayanıklılık performansını arttırabilmek için geliştirilen gerçek zamanlı optimizasyon modelinin matematiksel altyapısı bu alt başlıkta detaylıca anlatılacaktır.

İşletme ve yapısal kısıtların dikkate alınarak elde edildiği model, MIQCP tabanlıdır. İlgili modele ait adlar dizgisi Tablo 4.1'deki gibidir.

Tablo 4.1 Optimal gerçek zamanlı onarım stratejisi için adlar dizgisi

Kümeler	$d, e, g, h, i, j, m, s, t, \tau, B_m, H_e, K_m, \Omega_i^{\#}$
Parametreler	$\mathcal{C}_s^{Mess}, Kap_i^{mgk}, \mathcal{PR}_g, \mathcal{PR}_s, \mathcal{P}_d^{DÜ,maks}, \mathcal{P}_d^{DÜ,min}, \mathcal{P}_i^{f,maks}, \mathcal{P}_{i,t}^{talep}$ $R(i,j), R_e^{EA,srj}, Y_{ol_{i,t,h}}^{drn}, SOE_{başlangıç}^{Mess}, SoE_{e,t}, SOE_{maks}^{Mess}, SOE_{min}^{Mess},$ $S_{i,j}^{maks}, S_s^{Mess}, T^{maks}, \mathcal{T}_{i,j}^{ulaşım}, V_i^{maks}, V_i^{min}, V_{belirlenen}, X(i,j),$ $Q_d^{DÜ,maks}, Q_d^{DÜ,min}, Q_{i,t}^{talep}, Q_i^{f,maks}, Q_s^{Mess}, Q_g^{Meg,maks}, \xi_i, \phi(i, j, t),$ $\Delta T, \eta_e, \eta_{eff}, \kappa_i$
Değişkenler	$\mathcal{P}_{i,t}^{beslenen}, P_{i,e,t}^{deşarj,EA}, \mathcal{P}_{d,i,t}^{DÜ,ünite}, \mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess}, \mathcal{P}_{i,t}^f, \mathcal{P}_{g,i,t}^{gen}, \mathcal{P}_{i,j,t}^{kayıp},$ $\mathcal{P}_{i,t}^{mgk}, \mathcal{P}_{s,i,t}^{sarj,mess}, SOE_{i,e,t}, SOE_{s,t}, V_{i,t}^{bara}, u_{i,s,t}^{sarj}, u_{i,s,t}^{deşarj},$ $Q_{i,t}^{beslenen}, Q_{d,i,t}^{DÜ,ünite}, Q_{i,e,t}^{ev,ivd}, Q_{i,t}^f, Q_{i,j,t}^{kayıp}, Q_{s,i,t}^{Mess}, Q_{g,i,t}^{Meg}, Q_{i,t}^{mgk},$ $\mathcal{P}_{i,j,t}^{aktif,P}, \mathcal{P}_{i,j,t}^{reaktif,Q}, \omega_{i,m,t}, \sigma_{i,m,t}, \alpha_{i,e,t}, \chi_{m,i,t}$

$$\max: \sum_{i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T}} \xi_i \cdot \gamma_{(i,t)} \cdot (\mathcal{P}_{i,t}^{talep} + Q_{i,t}^{talep}) \cdot \Delta T \quad (4.1)$$

Denklem (4.1)'de ifade edilen amaç fonksiyonunda, kritik yük önceliğine sahip toplam devreye alınan yük miktarının maksimize edilmesi hedeflenmektedir. Bu ifadede, yüklerin öncelik katsayısı (ξ_i) ile i barasındaki ilgili yükün devreye alınıp alınmadığı ($\gamma_{(i,t)}$) göz önünde bulundurularak amaç fonksiyonunun çoklanması her bir optimizasyon çevriminde sağlanmaktadır.

$$\begin{aligned} \mathcal{P}_{i,t}^f + \mathcal{P}_{i,t}^{mgk} + \sum_e P_{i,e,t}^{deşarj,EA} + \sum_d \mathcal{P}_{d,i,t}^{DÜ,ünite} + \sum_{j \in \Omega_l^i} \mathcal{P}_{i,j,t}^{aktif,P} - \\ \sum_{j \in \Omega_l^i} \mathcal{P}_{i,j,t}^{aktif,P} = \gamma_{(i,t)} \cdot \mathcal{P}_{i,t}^{talep} + \sum_{j \in \Omega_l^j} \mathcal{P}_{i,j,t}^{kayıp}, \quad \forall t \geq h \end{aligned} \quad (4.2)$$

$$\begin{aligned} Q_{i,t}^f + Q_{i,t}^{mgk} + \sum_d Q_{d,i,t}^{DÜ,ünite} + \sum_e Q_{i,e,t}^{ev,ivd} + \sum_{j \in \Omega_l^j} \mathcal{P}_{i,j,t}^{reaktif,Q} - \\ \sum_{j \in \Omega_l^i} \mathcal{P}_{i,j,t}^{reaktif,Q} = \gamma_{(i,t)} \cdot Q_{i,t}^{talep} + \sum_{j \in \Omega_l^j} Q_{i,j,t}^{kayıp}, \quad \forall t \geq h \end{aligned} \quad (4.3)$$

$$\mathcal{P}_{i,t}^{mgk} = \sum_{s \in \mathcal{S}} \mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} - \sum_{s \in \mathcal{S}} \mathcal{P}_{s,i,t}^{sarj,mess} + \sum_g \mathcal{P}_{g,i,t}^{gen}, \forall i \in K_m, \forall t \geq \quad (4.4)$$

$$h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1$$

$$Q_{i,t}^{mgk} = \sum_{s \in S} Q_{s,i,t}^{Mess} + \sum_g Q_{g,i,t}^{Meg}, \forall i \in K_m, \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1 \quad (4.5)$$

$$\mathcal{P}_{i,j,t}^{kayıp} = R(i,j) \cdot \frac{(\mathcal{P}_{i,j,t}^{aktif,P})^2 + (\mathcal{P}_{i,j,t}^{reaktif,Q})^2}{V_0^2}, \forall t \geq h \quad (4.6)$$

$$Q_{i,j,t}^{kayıp} = X(i,j) \cdot \frac{(\mathcal{P}_{i,j,t}^{aktif,P})^2 + (\mathcal{P}_{i,j,t}^{reaktif,Q})^2}{V_0^2}, \forall t \geq h \quad (4.7)$$

$$0 \leq \mathcal{P}_{i,t}^f \leq \mathcal{P}_i^{f,maks} \quad i \in \Omega_i^f, \forall t \geq h \quad (4.8)$$

$$0 \leq Q_{i,t}^f \leq Q_i^{f,maks} \quad i \in \Omega_i^f, \forall t \geq h \quad (4.9)$$

Aktif ve reaktif genel güç denklemleri Denklem (4.2) ve Denklem (4.3)'te ifade edildiği gibidir. Burada, şebekeden enjekte edilen güç, çoklu mobil kaynakların çıkış güçleri ve statik DÜ ünitesinin çıkışı üretim tarafında yer alırken ilgili baranın mevcut yük ihtiyacı ile hat kayıpları denklemlerin sol tarafında yazılmıştır. (4.4) ve (4.5)'te sırasıyla MGK aktif ve reaktif güç bağıntısı tanımlanmıştır. Her bir optimizasyon çevriminde elde edilen sonuçların depolanması neticesinde değişen durum şartlarına cevap verebilen algoritmanın performansı incelenmektedir. Eğer ki i barasına erişim sağlayan yollarda ulaşım problemi yaşıyorsa MGK aktif ve reaktif güç çıkışının 0 olacağı vurgulanmalıdır. Algoritmada kullanılan aktif/reaktif güç kayıplarının karesel ifadesine ise Denklem (4.6)-(4.7)'de yer verilmiştir. Son olarak, şebekeden çekilen gücün maksimum kapasite kısıtını aşmayacak şekilde planlamaya dahil edilmesi (4.8)-(4.9) ile sağlanmıştır.

$$V_{j,t}^{bara} - V_{i,t}^{bara} + \frac{R(i,j) \cdot \mathcal{P}_{i,j,t}^{aktif,P} + X(i,j) \cdot \mathcal{P}_{i,j,t}^{reaktif,Q}}{V_0} \geq (\phi(i,j,t) - 1) \cdot \mathcal{N}, \forall t \geq h \quad (4.10)$$

$$V_{j,t}^{bara} - V_{i,t}^{bara} + \frac{R(i,j) \cdot \mathcal{P}_{i,j,t}^{aktif,P} + X(i,j) \cdot \mathcal{P}_{i,j,t}^{reaktif,Q}}{V_0} \leq (1 - \phi(i,j,t)) \cdot \mathcal{N}, \forall t \geq h \quad (4.11)$$

$$V_i^{min} \leq V_{i,t}^{bara} \leq V_i^{maks} \quad \forall i, \forall t \geq h \quad (4.12)$$

$$V^{belirlenen} - \mathcal{N}(1 - (\chi_{m,i,t} + \alpha_{i,e,t})) \leq V_{i,t}^{bara} \leq V^{belirlenen} + \mathcal{N}(1 - (\chi_{m,i,t} + \alpha_{i,e,t})), \forall i \in B_m, \forall t \geq h \quad (4.13)$$

$$-S_{i,j}^{maks} \cdot \phi(i, j, t) \leq \phi_{i,j,t}^{aktif,P} \leq S_{i,j}^{maks} \cdot \phi(i, j, t), \forall t \geq h \quad (4.14)$$

$$-S_{i,j}^{maks} \cdot \phi(i, j, t) \leq \phi_{i,j,t}^{reaktif,Q} \leq S_{i,j}^{maks} \cdot \phi(i, j, t), \forall t \geq h \quad (4.15)$$

$$-\sqrt{2} S_{i,j}^{maks} \cdot \phi(i, j, t) \leq \phi_{i,j,t}^{aktif,P} + \phi_{i,j,t}^{reaktif,Q} \leq \sqrt{2} S_{i,j}^{maks} \cdot \phi(i, j, t), \forall t \geq h \quad (4.16)$$

$$-\sqrt{2} S_{i,j}^{maks} \cdot \phi(i, j, t) \leq \phi_{i,j,t}^{aktif,P} - \phi_{i,j,t}^{reaktif,Q} \leq \sqrt{2} S_{i,j}^{maks} \cdot \phi(i, j, t), \forall t \geq h \quad (4.17)$$

Baralar arasındaki akım akışından kaynaklı gerilim düşümü Eşitsizlik (4.10) ve Eşitsizlik (4.11) ile hesaplanabilmektedir. Baralar arasındaki hatta bir hasar meydana gelmesi durumunda ($\phi(i, j, t) = 0$) birbirinden bağımsız değer alabildiği gibi hasar olmaması ($\phi(i, j, t) = 1$) durumunda ilgili hattın reaktans, direnç ve nominal gerilim değerine bağlı olarak sonuç elde edilmektedir [232]-[233]. Bara geriliminin salınım sınırı 0.1 olarak belirlenmiş olup 1.1 p.u. ile 0.9 p.u. arasında değerler alabilmesi Eşitsizlik (4.12) ile sağlanmıştır. Çoklu mobil kaynaklar ve statik DÜ siyah başlangıç kaynağı olduğundan dolayı bağlandıkları/bağlı bulundukları bara gerilimini Eşitsizlik (4.13) ile regüle edebilmekte ve belirlenen gerilim değerinde sabit tutabilmektedir [16]. Hattın maksimum görünür güç limitine bağlı olarak güç akışlarının belirlenmesi amacıyla normalde doğrusal olmayan (non-lineer) eşitsizlikler dairesel kısıtlı lineerleştirme yönteminden yararlanılarak doğrusal forma dönüştürülmüştür [231]. İki karesel kısıt kullanılarak mühendislik uygulamaları için görece doğru sonuç veren eşitsizlikler elde edilmiş ve modele eklenmiştir [12]. Hasarlı hatlardan güç akışı olmasını engellemek amacıyla hat durumunu gösteren ikili parametre ($\phi(i, j, t)$) ile çarpıldığı Eşitsizlik (4.14)-(4.17)'de görülmektedir. Her bir t periyodu için h optimizasyon çevriminde sonuçlar alınmaktadır.

$$\chi_{m,i,t} \geq 1, \quad i \in \Omega_i^f, \forall t \leq t_{olay}, \forall t \geq h \quad (4.18)$$

$$\sum_{i \in K_m} \chi_{m,i,t} \leq 1, \forall i \in K_m, \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1 \quad (4.19)$$

$$\sum_{m \in \mathcal{M}} \chi_{m,i,t} \leq Kap_i^{mgk}, \forall i \in K_m, \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1 \quad (4.20)$$

$$\sum_{t=\mathcal{T}_{i,j}^{ulasim}+1}^t \omega_{i,m,t} \leq 1 - \sigma_{j,m,t}, \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1 \quad (4.21)$$

$$\sigma_{i,m,t} - \omega_{i,m,t} = \chi_{m,i,t} - \chi_{m,i,t-1}, \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1 \quad (4.22)$$

$$\sigma_{i,m,t} + \omega_{i,m,t} \leq 1, \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1 \quad (4.23)$$

Operatör yönetimi altındaki MGK'lerin olay öncesi fazda referans barasında konumladığı varsayımı Eşitsizlik (4.18) ile gerçekleştirilmiştir. Olay sonrası faz için uygun baralara yönlendirilecek kaynaklar için iki kısıt önümüze çıkmaktadır: 1) ulaşım sistemindeki yollarda bir trafik yoğunluğunun olup olması ($Yol_{i,t,h}^{drm}$), 2) ilgili bağlantı noktasındaki uygun soket sayısı (Kap_i^{mgk}). Eşitsizlik (4.19)-(4.20) ile bahsi geçen kısıtlara göre bir yük restorasyon planının belirlenmesi sağlanmıştır. Öte taraftan, EA bağlantı noktası kısıtları da benzeri bir bakış açısıyla kapasite sınırını aşmayacak şekilde planlamaya dahil edilir ($\sum_{e \in E} \alpha_{i,e,t} \leq \kappa_i$). Generatör artırma/azaltma sınır değerleri prensibine dayalı modelden esinlenilerek MGK baralar arası yönlendirme denklemleri elde edilmiştir [228]. i barasından harekete geçen kaynağın j barasına bağlanabilmesi için yeter ve gerek şartlar: 1) minimum ulaşım zamanına ($\mathcal{T}_{i,j}^{ulasim}$) ulaşılması, 2) j barasına ulaşım sağlayan yollarda trafik yoğunluğunun ($Yol_{i,t,h}^{drm} = 1$) olmaması. İlgili durum Eşitsizlik (4.21)-(4.23)'te verilmiştir.

$$\mathcal{P}_{s,i,t}^{sarj,mess} \leq \mathcal{U}_{i,s,t}^{sarj} \cdot \mathcal{PR}_s, \forall i \in K_m, \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1 \quad (4.24)$$

$$\mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} \leq \mathcal{U}_{i,s,t}^{deşarj} \cdot \mathcal{PR}_s, \forall i \in K_m, \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1 \quad (4.25)$$

$$\mathcal{U}_{i,s,t}^{sarj} + \mathcal{U}_{i,s,t}^{deşarj} \leq \chi_{m,i,t}, \forall i \in K_m, \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1 \quad (4.26)$$

$$P_{i,e,t}^{deşarj,EA} \leq \alpha_{i,e,t} \cdot DR_e, \forall i \in H_e, \quad \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1 \quad (4.27)$$

$$SOE_{s,t} = SOE_{başlangıç}^{Mess}, \quad \forall t \geq 1, \forall t \geq h \quad (4.28)$$

$$\begin{aligned} SOE_{s,t} = SOE_{s,t-1} &+ \sum_{\forall i \in K_m} \mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess} \cdot \eta_{eff} \cdot \Delta T \\ &- \sum_{\forall i \in K_m} \frac{\mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess}}{\eta_{eff}} \cdot \Delta T, \end{aligned} \quad (4.29)$$

$$\forall t \geq 1, \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1$$

$$SOE_{min}^{Mess} \leq SOE_{s,t} \leq SOE_{maks}^{Mess}, \quad \forall i \in K_m, \forall t \geq h \quad (4.30)$$

Ulaşım sistemi kısıtları göz önünde bulundurulduğu takdirde i barasına ulaşmış MESS'nin şarj vedeşarj güç değerleri belirlenirken her bir optimizasyon çevriminde batarya özellikleri ($\mathcal{PR}_s$) dikkate alınarak depolanacak geçici değışken değeri elde edilir. Şarj vedeşarj işleminin aynı anda gerçekleşmesini engellemek maksadıyla Eşitsizlik (4.26) eklenmiştir. EA için belirlenen güvenli işletim sınırlarının aşılmasının önüne Eşitsizlik (4.27) ile geçilmiştir. SoE dinamikleri ise hem MESS hem de EA için genel geçer kabul edilen ifadelerle elde edilebilmektedir. Eşitsizlik (4.28)-(4.30) burada başlangıç kabulünü, dinamik enerji durumu değışimini ve ilgili kısıtları içermektedir.

$$Q_{s,i,t}^{Mess} \leq \chi_{m,i,t} \cdot Q_s^{Mess}, \forall i \in K_m, \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1 \quad (4.31)$$

$$\begin{aligned} \tan(\theta) \cdot \mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess} &\leq Q_{s,i,t}^{Mess} \leq \tan(\theta) \cdot \mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess}, \forall s, \forall i \in K_m, \forall t \geq \\ &h, \mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess} > 0 \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1 \end{aligned} \quad (4.32)$$

$$\begin{aligned} -\tan(\theta) \cdot \mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} &\leq Q_{s,i,t}^{Mess} \leq \tan(\theta) \cdot \mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess}, \forall s, \forall i \in \\ K_m, \forall t \geq h, \mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} &> 0 \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1 \end{aligned} \quad (4.33)$$

$$\begin{aligned} (\mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} - \mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess})^2 + (Q_{s,i,t}^{Mess})^2 &\leq (\mathcal{S}_s^{Mess})^2, \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} \\ &= 1 \end{aligned} \quad (4.34)$$

$$-\mathcal{S}_s^{Mess} \cdot u_{i,s,t}^{deşarj} - \tan(\theta) \cdot \mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess} \leq Q_{s,i,t}^{Mess} \leq \mathcal{S}_s^{Mess} \cdot u_{i,s,t}^{deşarj} + \quad (4.35)$$

$$\begin{aligned}
& \tan(\theta) \cdot \mathcal{P}_{s,i,t}^{şarj,mess}, \forall i \in K_m, \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1 \\
& -\mathcal{S}_s^{Mess} \cdot u_{i,s,t}^{şarj} - \tan(\theta) \cdot \mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess} \leq Q_{s,i,t}^{Mess} \leq \mathcal{S}_s^{Mess} \cdot u_{i,s,t}^{şarj} + \\
& \tan(\theta) \cdot \mathcal{P}_{s,i,t}^{deşarj,mess}, \forall i \in K_m, \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1
\end{aligned} \tag{4.36}$$

Benzer şekilde, MESS reaktif güç çıkışının belirlenebilmesi için uygun sokete sahip baranın bağlantı yollarının ulaşma açık olması zorunludur. Bu bağlamda, yol durumunun uygun olması neticesinde maksimum reaktif güç çıkış değeri kısıtına bağlı olarak değişkenin değeri Eşitsizlik (4.31) ile belirlenir. Şarj gücünün vedeşarj gücünün pozitif olması durumları için reaktif güç limiti inverter açısına da bağlı olarak Eşitsizlik (4.32)-(4.33)'teki gibi yazılabilir. Akabinde, şarj altyapısının görünür güç değerine göre aktif ve reaktif güç bileşenlerinin değerleri her bir t zaman aralığında gerçekleştirilen çevrimde belirlenir. Doğrusal yapıda olmayan Eşitsizlik (4.32)-(4.33) hesap yükünün azaltılması amacıyla lineerleştirilmiş ve (4.35)-(4.36)'da ifade edilen versiyonlarına dönüştürülmüştür [229]. İstenildiği takdirde, Eşitsizlik (4.34) de SOS2 tabanlı yaklaşım ile lineerleştirilebilir [230].

$$\begin{aligned}
Q_{i,e,t}^{ev,ivd} & \leq \sqrt{(R_e^{EA,şrj})^2 - (P_{i,e,t}^{deşarj,EA})^2}, \forall i \in H_e, t_{varış} \leq t < t_{ayrılış}, \forall t \geq \\
& h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1
\end{aligned} \tag{4.37}$$

$$\begin{aligned}
Q_{i,e,t}^{ev,ivd} & \geq -\sqrt{(R_e^{EA,şrj})^2 - (P_{i,e,t}^{deşarj,EA})^2}, \forall i \in H_e, t_{varış} \leq t < t_{ayrılış}, \forall t \geq \\
& h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1
\end{aligned} \tag{4.38}$$

Öte yandan, EA'nın reaktif güç çıkış değerinin P-Q quadrant bölgesinde şarj vedeşarj değerlerinin ayarlanmasıyla elde edilebileceği ifade edilmelidir [236]. Bu değerlerin sınırları, Eşitsizlik (4.37) ve (4.38)'de belirtildiği üzere şarj istasyonunun görünür gücü ile ilgili aracın aktif güç çıkışının karesel farklılığı ile hesaplanmaktadır. Değişkenlerin değer alabilmesi için ilgili bağlantı noktasının ulaşma açık ve araçların bağlanmış olması gerekmektedir.

$$\mathcal{P}_{g,i,t}^{gen} \leq \chi_{m,i,t} \cdot \mathcal{P}\mathcal{R}_g, \quad \forall i \in K_m, \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1 \tag{4.39}$$

$$Q_{g,i,t}^{Meg} \leq \chi_{m,i,t} \cdot Q_g^{Meg,maks}, \quad \forall i \in K_m, \forall t \geq h \text{ eğer } Yol_{i,t,h}^{drm} = 1 \tag{4.40}$$

$$\mathcal{P}_d^{DÜ,min} \leq \mathcal{P}_{d,i,t}^{DÜ,ünite} \leq \mathcal{P}_d^{DÜ,maks}, \quad \forall d, \forall t \geq h \tag{4.41}$$

$$Q_d^{DÜ,min} \leq Q_{d,i,t}^{DÜ,ünite} \leq Q_d^{DÜ,maks}, \quad \forall d, \forall t \geq h \quad (4.42)$$

Mobil ve statik generatör gruplarının aktif ve reaktif güç çıkışları Eşitsizlik (4.39)-(4.42) ile ifade edilmiştir. Burada, MEG çıkışının bağlantı değişkeni ($\chi_{m,i,t}$) ile sistemsel limitlere bağlı olarak değer alabildiğini, öte yandan statik DÜ'nün teknik özellikleri doğrultusunda güvenle işletilebileceği görülmektedir. Şebeke destekleyici kaynakların güç sağlama potansiyeli her periyot güncellenen veriler doğrultusunda yeniden hesaplanmakta ve bir önceki periyotlarda elde edilen değerler ise saklanmaktadır. Böylece, yakın gerçek zamanlı (near-real time) ve gerçek zamanlı (real-time) sonuçların karşılaştırılması sayesinde modelin doğruluğu kanıtlanabilmektedir. Aynı zamanda, gerçek zamanlı planlamanın sistem işletimlerindeki önemi ortaya konulabilmektedir.

Bu çalışmanın temel amacı, özellikle büyük çaplı bir olay sonrasında devre dışı kalan kritik önceliğe sahip yüklerin beslenme oranlarını maksimize etmektir. Ancak, kesikli (discrete) yük profiline sahip yüklerin özel kullanımı siyah başlangıç kaynaklarında var olan kapasitenin verimsiz kullanılmasına neden olabilmektedir. Eğer ayırık/kesikli yük profiline sahip olan talebin devreye alınması isteniyorsa toplamının beslenmesinin zorunluğu olduğu bilinmektedir. Bu da zaten hayati önem taşıyan mevcut kaynak kapasitesinin boşa kullanımı ve/veya yetersiz kullanımıyla sonuçlanabilmektedir. Bu yüzden, sistem operatörünün ayarlanabilir yüklerin güç profillerini TY programı uygulayarak değiştirmesi/şekillendirmesi hem esnekliği hem de dayanıklılığı arttırıcı bir strateji olarak önümüze çıkmaktadır. Gereken durumlarda kısmi bazen de tam yük atma (partial or full load curtailment) operasyonel esnekliği sayesinde kritik yüklerin restore edilebilme potansiyeli güçlenmektedir. Bu kapsamda, amaç fonksiyonu Denklem (4.1) $\sum_{i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T}} \xi_i \cdot \gamma_{(i,t)} \cdot (\mathcal{P}_{i,t}^{planlanan} + Q_{i,t}^{planlanan}) \cdot \Delta T$ olarak güncellenmiş ve ayarlanabilir yük kısıtları da Eşitsizlik (4.43)'te belirtilmiştir. İlgili ifadede yer alan sh_i , i barasına bağlı olan yükün ayarlanabilir (dispatchable/schedable) olup olmadığını gösteren ikili parametredir. Öte yandan, $oran_i$ parametresi de bu yükün beslenmeme toleransını belirler. Böylece planlanan aktif güç ($\mathcal{P}_{i,t}^{planlanan}$) değerinin TY kontratında belirlendiği üzere sınırları $\mathcal{P}_{i,t}^{planlanan} \leq \mathcal{P}_{i,t}^{talep}$ ifadesindeki gibi belirlenmiş olur [21].

$$sh_i \cdot \mathcal{P}_{i,t}^{talep} \cdot oran_i + (1 - sh_i) \cdot \mathcal{P}_{i,t}^{talep} \leq \mathcal{P}_{i,t}^{planlanan} \leq \mathcal{P}_{i,t}^{talep}, \forall t \geq h \quad (4.43)$$

Planlanan yük değeri ile ikili değişkenin çarpılması amaç fonksiyonunu doğrusal olamayan karakteristiktan kurtaramamıştır. Doğrusal bir amaç fonksiyonu eldesi için ek ifadeler modele eklenmiştir. Eşitsizlik (4.44)'te gösterildiği üzere planlanan, beslenen ve nominal güç miktarlarının her t periyodu için gerçekleştirilen her bir optimizasyon çevriminde yeniden elde edilmesi sağlanmıştır.

$$\begin{aligned} \mathcal{P}_{i,t}^{beslenen} &\leq \gamma_{(i,t)} \cdot \mathcal{P}_{i,t}^{talep}, \forall t \geq h \\ 0 &\leq \mathcal{P}_{i,t}^{beslenen} \leq \mathcal{P}_{i,t}^{planlanan}, \forall t \geq h \end{aligned} \quad (4.44)$$

$$\mathcal{P}_{i,t}^{beslenen} \geq \mathcal{P}_{i,t}^{planlanan} - (1 - \gamma_{(i,t)}) \cdot \mathcal{P}_{i,t}^{talep}, \forall t \geq h$$

Aktif beslenen güç talebi bulunan yük için reaktif güç miktarının hesaplanması ise Denklem (4.45) ile sağlanmaktadır. Güç faktörüne göre reaktif güç değeri elde edilmekte ancak nominal aktif güç talebinin 0 olmaması zorunlu olarak önümüze çıkmaktadır.

$$Q_{i,t}^{beslenen} = (Q_{i,t}^{talep} / \mathcal{P}_{i,t}^{talep}) \cdot \mathcal{P}_{i,t}^{beslenen}, \forall i, \forall t \geq h : \mathcal{P}_{i,t}^{talep} \neq 0 \quad (4.45)$$

Sonuç olarak, bütün baralar için geçerli olan genel güç dengesi Denklemleri (4.2)-(4.3) aşağıda belirtildiği gibi yeniden düzenlenmiş ve modele eklenmiştir:

$$\begin{aligned} \mathcal{P}_{i,t}^f + \mathcal{P}_{i,t}^{mgk} + \sum_e P_{i,e,t}^{deşarj,EA} + \sum_d \mathcal{P}_{d,i,t}^{DÜ,ünite} + \sum_{j \in \Omega_l^j} \mathcal{P}_{i,j,t}^{aktif,P} - \\ \sum_{j \in \Omega_l^i} \mathcal{P}_{i,j,t}^{aktif,P} = \mathcal{P}_{i,t}^{beslenen} + \sum_{j \in \Omega_l^j} \mathcal{P}_{i,j,t}^{kayıp}, \quad \forall t \geq h \end{aligned} \quad (4.46)$$

$$\begin{aligned} Q_{i,t}^f + Q_{i,t}^{mgk} + \sum_d Q_{d,i,t}^{DÜ,ünite} + \sum_e Q_{i,e,t}^{ev,ivd} + \sum_{j \in \Omega_l^j} \mathcal{P}_{i,j,t}^{reaktif,Q} - \\ \sum_{j \in \Omega_l^i} \mathcal{P}_{i,j,t}^{reaktif,Q} = Q_{i,t}^{beslenen} + \sum_{j \in \Omega_l^j} Q_{i,j,t}^{kayıp}, \quad \forall t \geq h \end{aligned} \quad (4.47)$$

Amaç fonksiyonu ise (4.48)'deki haliyle dikkate alınmıştır. Modelin matematiksel altyapısını (4.4)-(4.42) ve (4.43)-(4.48) ifadeleri oluşturmaktadır.

$$\max: \sum_{i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T}} \xi_i \cdot (\mathcal{P}_{i,t}^{beslenen} + Q_{i,t}^{beslenen}) \cdot \Delta T \quad (4.48)$$

Bunun yanı sıra, Ref. [237]'den esinlenilerek entegre ulaşım-dağıtım sisteminin coğrafik bağlantılarının Şekil 4.3'teki gibi olduğu kabul edilmiştir. Bara gerilimleri, hat direnç ve reaktans parametreleri 12.66 kV baz gerilim ve 100 MVA baz güç değerleri altında yeniden düzenlenebilir. Sistemin karakteristik değerlerine Tablo 4.2'den ulaşılabilir [234]. Bara gerilim değerinin 1.1 p.u. ile 0.9 p.u. arasında salındığı ifade edilebilir. Yük baralarında kullanılan gerçek yüklenme değerlerine ise Türkiye'de hizmet veren bir DSO'dan ulaşılmıştır. Yüklerin öncelikleri ise rastgele 1 ila 15 arasında değerler alabilecek şekilde planlanmıştır.

Tablo 4.2 IEEE-33 baralı test sisteminin karakteristik değerleri [234]

Bara Numarası	Baradan ayrılan	Baraya varan	R (Ω)	X (Ω)	Baz Gerilim (kV)	Minimum Gerilim (kV)	Maksimum Gerilim (kV)
1	1	2	0.0922	0.047	12.66	11.394	13.926
2	2	3	0.493	0.2511	12.66	11.394	13.926
3	3	4	0.366	0.1864	12.66	11.394	13.926
4	4	5	0.3811	0.1941	12.66	11.394	13.926
5	5	6	0.819	0.707	12.66	11.394	13.926
6	6	7	0.1872	0.6188	12.66	11.394	13.926
7	7	8	0.7114	0.2351	12.66	11.394	13.926
8	8	9	1.03	0.74	12.66	11.394	13.926
9	9	10	1.044	0.74	12.66	11.394	13.926
10	10	11	0.1966	0.065	12.66	11.394	13.926
11	11	12	0.3744	0.1238	12.66	11.394	13.926
12	12	13	1.468	1.155	12.66	11.394	13.926
13	13	14	0.5416	0.7129	12.66	11.394	13.926
14	14	15	0.591	0.526	12.66	11.394	13.926
15	15	16	0.7463	0.545	12.66	11.394	13.926
16	16	17	1.289	1.721	12.66	11.394	13.926
17	17	18	0.732	0.574	12.66	11.394	13.926
18	2	19	0.164	0.1565	12.66	11.394	13.926
19	19	20	1.5042	1.3554	12.66	11.394	13.926
20	20	21	0.4095	0.4784	12.66	11.394	13.926
21	21	22	0.7089	0.9373	12.66	11.394	13.926
22	3	3	0.4512	0.3083	12.66	11.394	13.926
23	23	24	0.898	0.7091	12.66	11.394	13.926
24	24	25	0.896	0.7011	12.66	11.394	13.926
25	6	26	0.203	0.1034	12.66	11.394	13.926
26	26	27	0.2842	0.1447	12.66	11.394	13.926
27	27	28	1.059	0.9337	12.66	11.394	13.926
28	28	29	0.8042	0.7006	12.66	11.394	13.926
29	29	30	0.5075	0.2585	12.66	11.394	13.926
30	30	31	0.9744	0.963	12.66	11.394	13.926
31	31	32	0.3105	0.3619	12.66	11.394	13.926
32	32	33	0.341	0.5302	12.66	11.394	13.926

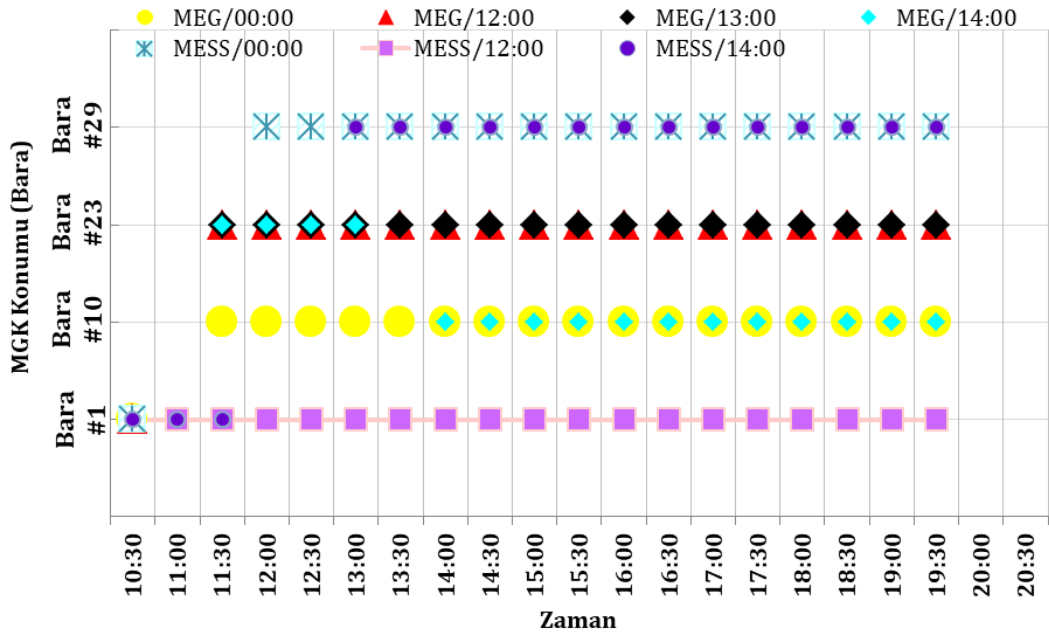
Test sistemi irdelendiğinde, i10, i23 ve i29 baralarında MGK; i6 ve i21 baralarında EA bağlantı noktalarının olduğu aynı zamanda i10, i11, i12 ile i20 ve i21 baralarındaki yüklerin ayarlanabilir yük kategorisinde olduğu kabul edilmiştir. Restorasyon planına dahil olabilecek iki adet MGK'den MESS'nin 5 MWA/15 MWh kapasitede, MEG'nin ise 800 kW/600 kVAr özelliklerine sahip olduğu söylenebilir [235], [238]. Baralar arasındaki ulaşım zamanının 0.5 saat ve 1 saat arasında değiştiği kabul edilmiştir. Filo şeklinde hizmet veren EA'ların tek tip olduğu ve Audi Q4 e-tron'un karakteristik özelliklerini taşıdığı (11 kW/82 kWh) ifade edilebilir [239]. Olay öncesi fazda MGK'lerin i1 barasında, EA'ların ise i6 barasında konumlandığı varsayılmıştır. Son olarak, statik DÜ'nün 202.99 kW/197.48 kVAr [226] limit değerlerinde güç üretimi gerçekleştirerek normal ve acil durum anlarında şebekeye olan bağlılığın azaltılması için i18 barasında mevcut olduğu görülmektedir.

4.2.2 Benzetim Çalışması Sonuçları

Bu alt başlıkta, geliştirilen/sunulan modelin doğruluğunu ve kabiliyetini ortaya koyabilmek için 2 tane durum analizi gerçekleştirilmiştir. DOYE olayının saat 11:00'da ulaşım ve dağıtım sisteminde hasarlara neden olduğu ve böylece şebeke bağlantı noktasıyla diğer yük baraları arasında kesintilerin meydana geldiği varsayılmıştır. Saat 19:30'da tüm hatlardaki hasarın giderildiği ve sistemin olay öncesi (pre-event) işletme koşullarına geri döndüğü kabulü ışığında sonuçlar elde edilmiştir.

Ulaşım sistemindeki gerçek zamanlı değişen koşullar, kritik yüklerin öncelikleri ve güç sistem kısıtlarının modelin çalışmasını nasıl etkilediği hususu detaylı ve kapsamlı olarak tartışılmıştır. Durum analizleri ile ilgili açıklamalar şu şekildedir:

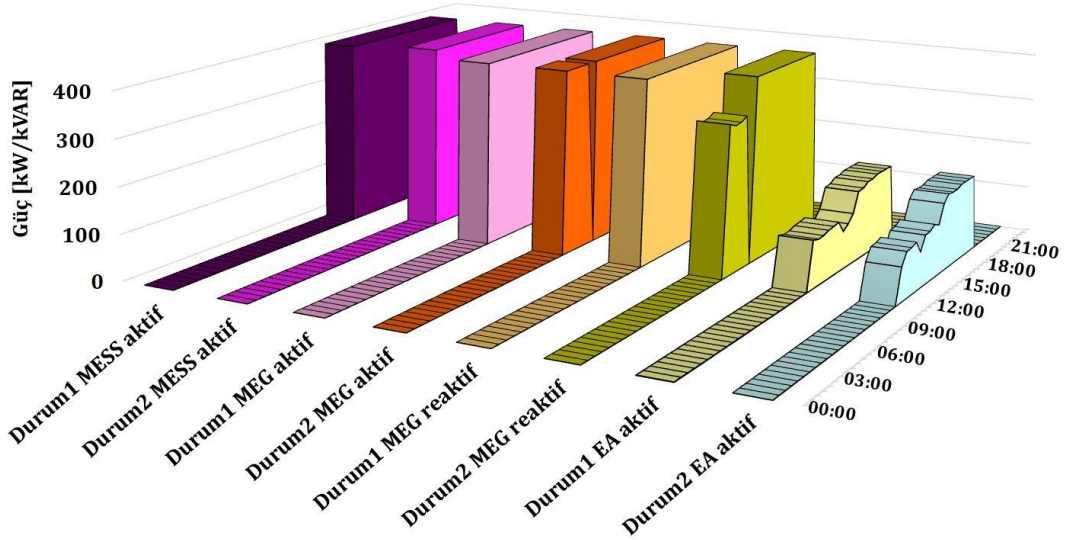
- **Durum Analizi 1:** i2-i19, i3-i23, i6-i26, i6-i7 ve i14-i15 baraları arasındaki hatlarda hasar meydana gelmiştir.
- **Durum Analizi 2:** Durum Analizi 1'in yanı sıra i10 ve i29 baralarına giden yollar sırasıyla saat 11:30-13:00 ve 11:30-12:30 arasında ulaşım kapatılmıştır.



Şekil 4.4 Durum Analizi 2 için farklı çevrimlerde gerçekleştirilen MGK konumlandırma sonuçları

Gerçek zamanlı olarak güncellenen giriş verilerinin optimal sonucu nasıl değiştirdiğini göstermek amacıyla saat 00:00, 12:00, 13:00 ve 14:00 optimizasyon çevrimlerinde elde edilen sonuçlar Şekil 4.4 ile görselleştirilmiştir. Olayın saat 11:00'da gerçekleştiği ve 11:00'dan önce (pre-event) MGK araçlarının i1 barasında konumlandığı görülmektedir. 11:00'da i1 barasından ayrılan kaynakların trafik durumunun gerçek zamanlı değişimi neticesinde farklı baralara yönelim sağladıkları görülmektedir. MEG'nin rotası irdelendiğinde, saat 00:00'da gerçekleştirilen optimizasyonda i10 barasına saat 11:30'da bağlanmak üzere harekete geçtiğini göstermektedir. Ancak saat 11:00-13:00 aralığında i10 barasına erişimin kısıtlandığı görülmektedir. Doğal olarak yaklaşık gerçek zaman sonuçlarının güncellendiği ifade edilebilir. Saat 12:00'daki sonuçlarda MEG'nin bu sefer i23 barasında konumlandırıldığı ve hasar temizlenene kadar (yani saat 19:30'a kadar) ilgili baradaki beslenemeyen yüklerin restorasyonundan sorumlu olduğu anlaşılmaktadır. Gerçek zamanda meydana gelen trafik yoğunluğu görece kritik yük önceliği i23 ve komşu baralarından daha yüksek olan i10 barasına MGK bağlantısının sağlanmasının önüne geçmiştir. Saat 13:00'da ise 12:00'da elde edilen planlamanın aynısının gerçekleştiği görülmektedir. Çünkü trafik yoğunluğunun belli bir süre daha devam edileceği öngörülmektedir. Böylece amaç fonksiyonu maksimize edilirken gerçek zamanlı ulaşım sisteminin durumu da dikkate alınmıştır.

10:30'daki çevrime odaklanıldığında, i23 barasındaki yükün olay sonrası restore edilmesi yani bir dayanıklılık kaynağı tarafından beslenmesi planlanmamaktadır. Yani, Ada 2 bölgesinde tam yük kesintisi (full load curtailment) olması söz konusudur. Bunun tam aksine, saat 11:30'daki çevrimde tam yük restorasyonunun hem i23 hem de komşu baraları için gerçekleştirildiğini ortaya koymaktadır. Çünkü gerçek zamana erişildiğinde i10 barasına ulaşımın aksadığı ve bunun neticesinde ilgili kaynağın uygun kapasitesinin görece daha düşük öncelikli olmasına rağmen i23 barasında değerlendirilmesi planlanmıştır. İlgili şekilde MEG çıkış gücünün i23 barasının yük talebinden yüksek olmasının nedeni sadece i23'ün yükünün değil aynı zamanda komşu bara yüklerinin (i24-i25) ve hat kayıplarının karşılanmasından dolayıdır. Yine geçmiş verilere dayanarak yapılan tahminler sonucunda elde edilen gün öncesi planlama strajesi ile gerçek zamanlı işletim arasındaki farkları ortaya koyması açısından ilgili şekil önemlidir.

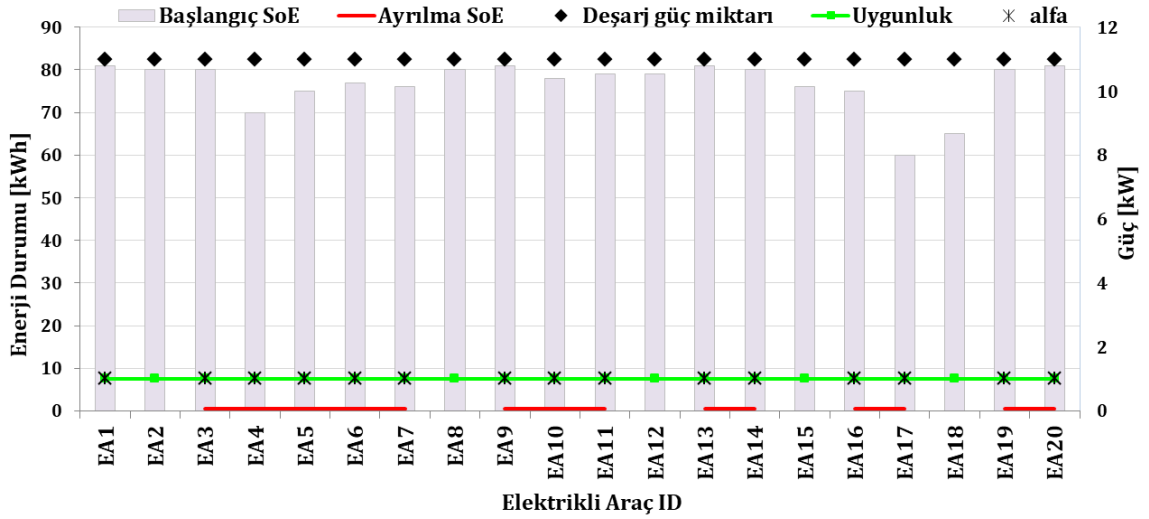


Şekil 4.6 Çoklu mobil kaynakların çıkış gücü değerlerinin Durum Analizi 1 ve 2 için gösterimi

Şekil 4.6 çoklu mobil dayanıklılık kaynaklarının kritik yük kesinti süresini minimize etmek amacıyla sisteme aktardıkları aktif ve reaktif güç değerlerinin değişimini göstermek amacıyla çizdirilmiştir. Durum Analizi 1'de MESS i29 barasına, MEG ise i10 barasına bağlanmıştır. i26-i33 baralarının toplam güç talebi i7-i14 baralarının talebinden daha yüksek olduğu için görece daha büyük kapasiteli MESS üst kola yönelim sağlarken MEG orta kolda işletimini devam ettirmiştir. İki durum analizi arasındaki temel fark, ulaşım sistemindeki anlık değişen koşullar sonucunda MGK konumlandırma stratejisinin de

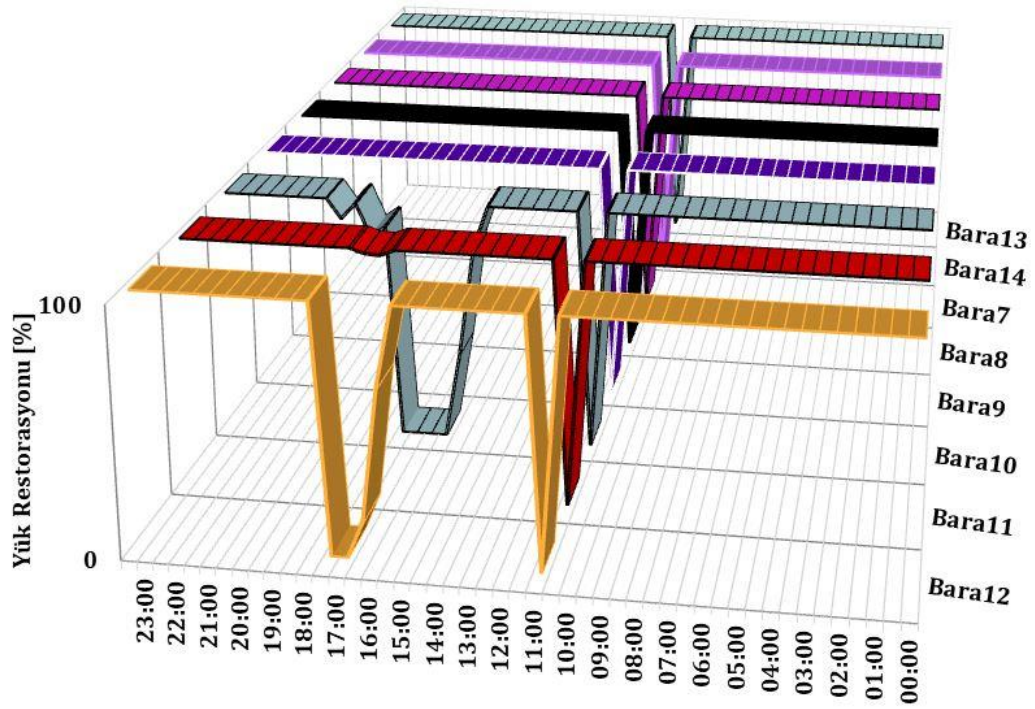
güncellenmesidir. Böylece Durum Analizi 2'ye yine MESS'nin i29 barasına gönderildiği fakat ulaşım şartlarından ötürü daha geç bağlantı sağlandığı ifade edilebilir. Durum Analizi 2'de MEG çıkış gücünde meydana gelen inişli çıkışlı durumun nedeni Durum Analizi 1'in aksine iki farklı baraya ulaşarak yük restorasyonuna katılımıdır.

EA'ların bağlantı noktası trafik yoğunluğundan etkilenmediğinden dolayı iki durum analizi için de aynı çıkış gücü profilinin elde edilmesi söz konusudur. i26 barasının yakın bölgesinde seyrinde olan 20 adet araç, şebeke operatöründen gelen talep doğrultusunda yarım saat (yani 1 periyot) sonra i21 barasına bağlanmış ve yüklerin restorasyonuna katılım sağlamıştır.



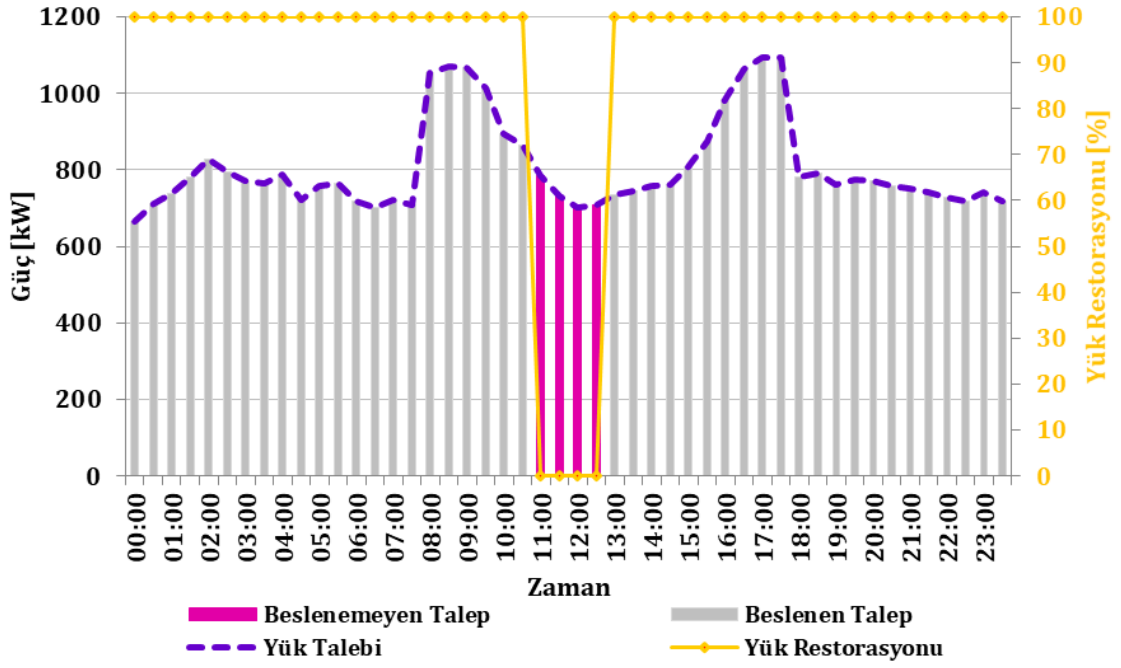
Şekil 4.7 Durum Analizi 1 için filoda bulunan EA'ların uygunluk durumları ve teknik özellikleri

Şekil 4.7'de saat 11:00'da i6 barasına yakın konumda bulunan 20 EA'nın özellikleri gösterilmiştir. Burada, uygun soket sayısının restorasyon planı üzerindeki etkisini inceleyebilmek amacıyla uygun olan araç sayısından daha az soketin i21 barasında bulunduğu varsayılmıştır. Bu bağlamda, operatör tarafından 20 araçlık filo içerisinde 15 aracın seçildiği ve aday düğüm noktasına yönlendirildiği görülmüştür. Burada araçların başlangıç SoE değeri seçimde belirleyici kriter olmuştur. Çünkü yönlendirilen bara ve komşu baralardaki kritik yüklerin yeniden devreye alınması ve bu yük miktarının maksimize edilmesi hedeflendiği için destekleyici kaynağın sağlayabileceği enerji miktarının yüksek olması avantaj sağlamaktadır. Benzer şekilde, deşarj neticesinde SoE değerinin minimum seviyesine inmemesi güvenli işletim koşulları açısından da önemlidir.



Şekil 4.8 Durum Analizi 1 için Ada 3 Bölgesindeki baralarda yük restorasyonu

TY programı ile ayarlanabilir yüklerin güç profillerinin değişimi sistem operatörünün optimal dayanıklılık stratejisini belirlemesinde esneklik sağlamaktadır. Hem TY uygulamasının hem de yük öncelik katsayısının sonuçlar üzerindeki etkisini irdeleyebilmek amacıyla Durum Analizi 1 için Ada 3 bölgesindeki baraların yük restorasyon oranları Şekil 4.8’de gösterilmiştir. Saat 11:00’da ilgili adada bulunan tüm yüklerin şebeke bağlantısının kopmasıyla devreden çıktığı ve beslenemediği görülmüştür. 1 periyot sonra MEG’nin bu adanın neredeyse orta düğümüne yani i10 barasına bağlanmasıyla restorasyon hız kazanmıştır. Normalde, bu kök düğüme yakın olan baraların taleplerinin gerilim kısıtları, güç kayıpları ve kaynak gücü gibi etmenlere bağlı olarak ilk etapta beslenmesi beklenebilir. Fakat şekilden de görüldüğü üzere i10, i11 ve i12 baralarındaki yüklerin gerektiğinde tamamen devreden çıkartıldığı bazen de %70-%80 kapasitede çalıştırıldığı görülmektedir. Çünkü ilgili yükler ayarlanabilir yük kategorisindedir ve diğer komşu baralara nazaran yük öncelikleri düşüktür. Sırasıyla 3-4-4 önceliğine sahip bu yükler, 7-8-9-13 ve 14 önceliğindeki diğer yüklerin yüzde yüz restorasyonu amacıyla belli oranda beslenebilmiştir. Böylece hem kaynak kapasitesi efektif olarak değerlendirilmiş hem de önceliği yüksek olan yüklerin kesinti süresi minimize edilmiştir.

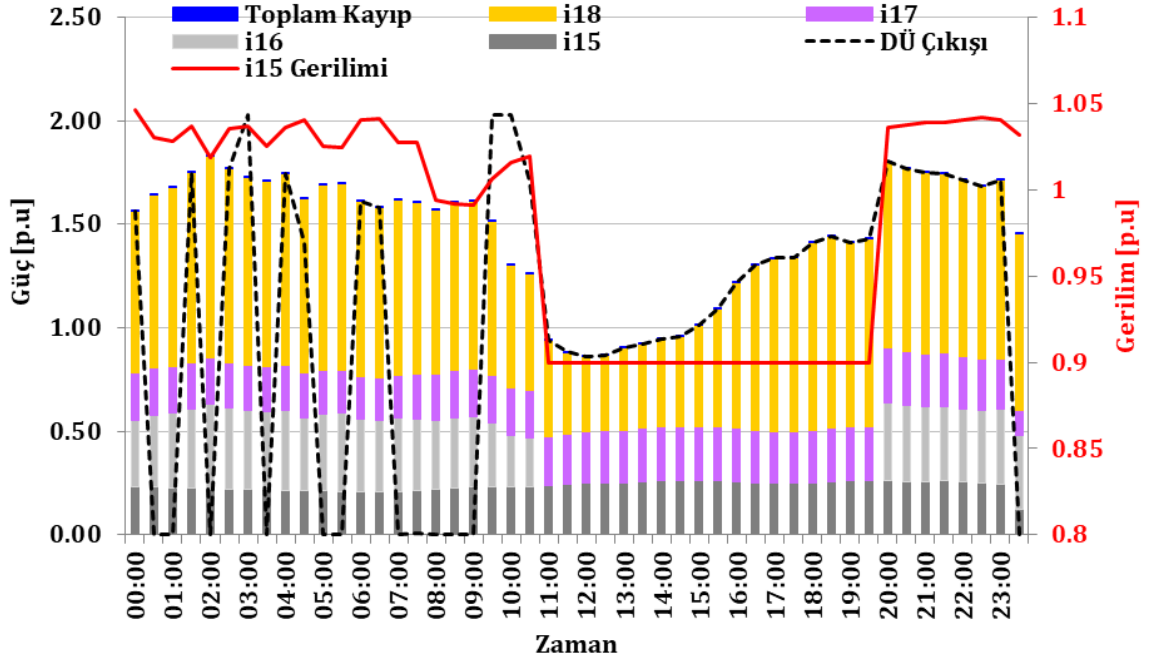


Şekil 4.9 Durum Analizi 2 için Ada 4 Bölgesindeki baraların toplam beslenen/beslenemeyen/nominal güç değerleri ve toplam yük restorasyonu

Ulaşım sisteminde gerçek zamanlı değişen yol durumunun optimal sonuç üzerindeki etkisini incelemek amacıyla Ada 4 bölgesindeki baraların toplam beslenen/beslenemeyen güç değeri, ilgili baraların nominal güç talebi ile toplam yük restorasyonu Şekil 4.9’da görselleştirilmiştir.

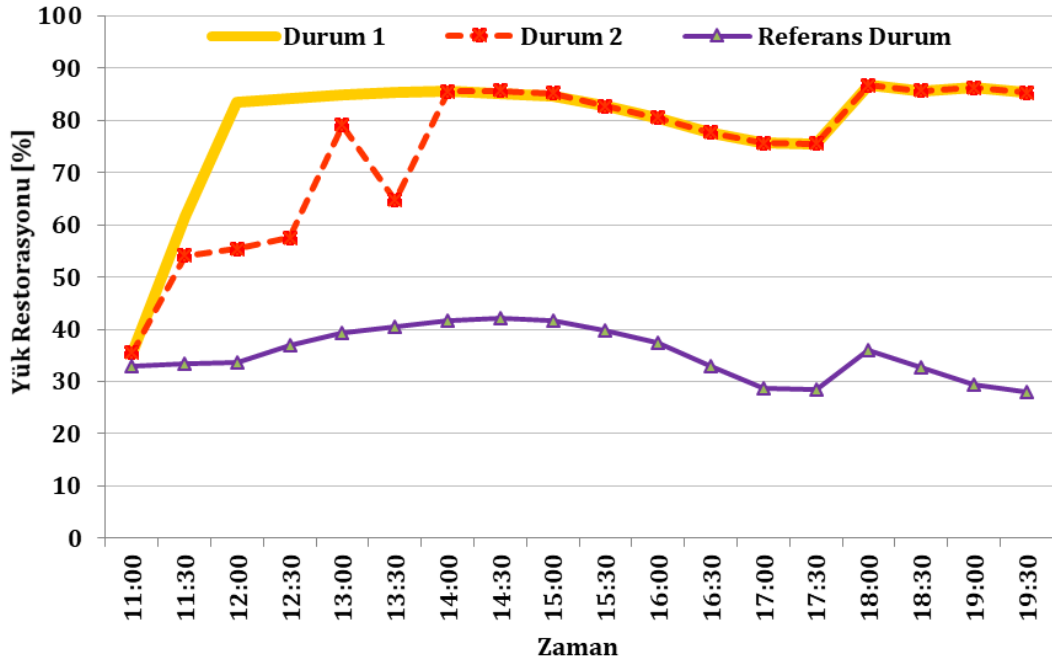
Normal çalışma periyodu boyunca talep edilen miktar ile beslenen arasında herhangi bir farkın olmadığı görülmüştür. Çünkü bahsedilen periyotlarda şebeke talebin tamamını karşılayabilmektedir. Olay sonrası fazda, MESS aday düğüme iki saatlik (11:00-13:00) ulaşım sistemi kısıtından dolayı bağlanamamış ve adadaki yüklerin tamamının kesintiye uğradığı tespit edilmiştir. MESS bağlantısı neticesinde ise tüm yükler devreye alınabilmiş ve hatlarda hasar devam etmesine rağmen %100 restorasyonla çalışabilmiştir.

Çoklu mobil kaynakların dayanıklılık kaynağı olarak değerlendirilmesinin yanı sıra statik DÜ’nün de bu konsept bağlamında performansı ölçülmek istenmiştir. Bu kapsamda, Ada 5 bölgesindeki baraların güç dengesi ile optimal sonuç üzerinde etkisi olan i15 barasının gerilim profili Şekil 4.10’da gösterilmiştir. İlgili şeklin, adada beslenen yük miktarını, hat kayıplarını, DÜ çıkış gücünü ve i15 bara gerilimini içerdiği görülmektedir.



Şekil 4.10 Durum Analizi 2 için Ada 5 Bölgesinin güç dengesi ve i15 barasının gerilim profili

Normal işletme şartlarında DÜ, güç sistemindeki kayıpları azaltma ve bara gerilimlerini düzgünleştirmede (smoothing) aktif rol oynamaktadır. Diğer taraftan, acil durum esnasında i15, i17 ve i18 baralarının kritik yük restorasyonuna etkin bir katkı sunarak amaç fonksiyonu doğrultusunda çalışma sağlamıştır. Burada beklenenin aksine i18 barasına yani DÜ konumuna daha yakın olan i16 barası yerine i15 barasının talebinin karşılanmasıdır. Bu durum i16 barasındaki yükün tamamen kesilmesiyle sonuçlanmıştır. Durumun nedenleri iki yönden açıklanabilir: 1) i15 barasındaki yük i16 barasına nazaran daha yüksek önceliğe sahiptir; 2) ilgili adanın terminal noktası olan i15 barasına erişildiğinde güç akışlarından kaynaklı gerilim düşümü değeri minimum sınırına erişmiştir. Aslında DÜ kapasitesinin bahsi geçen bölgedeki tüm yükleri karşılama noktasında yeterli olmasına rağmen güç sistem kısıtlarından gerilim düşümü sonucu değiştirmiştir. Aktarılmaya çalışılan durum, modelin doğruluğunu hem kısıtlar hem de amaç fonksiyonuna uygun bir işletim sağlayabildiği gerçeğini sunmaktadır.



Şekil 4.11 Üç farklı Durum Analizi için benzetim çalışması boyunca toplam restorasyonu

Şekil 4.11'deki veriler değerlendirildiğinde Durum Analizi 1'de saat 11:30'da EA'ların Ada 1, MEG'nin ise Ada 3'teki yük restorasyon planına katılması neticesinde sistemin %61,47 oranında onarıldığını ortaya koymuştur. Bu değer, saat 12:00'da MESS entegrasyonu ile birlikte %83,47'ye yükselmiştir. Dağıtım sistemindeki birçok hatta meydana gelmiş hasarın hala daha devam etmesine rağmen elde edilen görece yüksek değerler optimal dayanıklılık stratejilerinin önemini bir kez daha vurgulamaktadır. Diğer yandan, ulaşım sistemindeki olay sonrası olumsuzluklar MGK yönlendirmesinin önüne bir engel olarak çıkmıştır. İki durum analizinin verileri arasında saat 11:30-14:00 arasındaki farkın nedeni ulaşım sistemi ile ilgilidir. Problem ortadan kalktıktan sonra gecikmeyle de olsa restorasyona devam edilmiş ve %100'e erişim yine hatlardaki hasarın devam etmesine rağmen gerçekleşmiştir. Referans durum analizinde ise ne çoklu mobil kaynaklar ne de statik DÜ, TY uygulamaları mevcuttur. Dayanıklılık stratejisi uygulanmadığı zaman hasarlı bölgelerde hiçbir esnekliğin sağlanmadığı ve birçok kritik yük mertebesindeki talebin kesintiye uğradığı görülmüştür. Şebeke sadece i1-i6 baraları arasındaki yükleri karşılayabilmiş diğer tüm yükler kritik olanları da dahil olmak üzere kesintiye uğramıştır.

Güç sistem dayanıklılığı, son zamanlarda hem frekansı hem de şiddeti artış gösteren DOYE olaylarından dolayı birçok araştırmacı, kamusal ve kamusal olmayan organizasyonlar tarafından en kötü şartlarda dahi son kullanıcılara enerjinin sürekli olarak sağlanabilmesi için irdelenmektedir. Son zamanlarda güç sistem operatörlerinin de ilgisini çeken bu konu, aktif bir araştırma alanı olarak karşımıza çıkmaktadır. Hem akademide hem de endüstriyel paydaşlarda konuyla ilgili farklı yaklaşımlar ve uygulamalar geliştirilmesi yönünde bir eğilim mevcuttur. Hiç şüphesiz, kötü niyetli olan veya olmayan tehditler sistemdeki güvenlik açıklarını avantaja dönüştürerek önemli miktarda kayıplara neden olabilmektedir. Bunlar, küçük bir alanda başlasa dahi dağıtım sisteminden iletme, ulaşımdan haberleşmeye kadar büyük alanlara yayılabilmek kapasitesine sahiptir. İlgili tehditlerin göz ardı edilemeyeceği gerçeği dikkate alınarak konseptin derinlemesine irdelenmesi ve sistematik adımların belirlenmesi gerekmektedir. Herhangi bir dış ve/veya iç tehdite karşı dirençli ve adaptasyon yeteneği gelişmiş güç sistemi tasarım ve işletimine ancak bu şekilde erişilebilir.

Bu tez çalışması kapsamında, ilk olarak, dayanıklılık konseptinin güvenilirlik konseptinden temel ayrıştığı noktalar detaylarıyla açıklanmış ve literatürdeki tanımlamaları verilmiştir. Güç sisteminin dayanıklılık performans değerlendirmesi için, literatürde tanımlanan nicel metrikler matematiksel ifadeleriyle açıklanmıştır. Ardından tehditlerin ve risklerin detaylı olarak kategorize edilmesi ve güç sistem ekipmanları üzerindeki etkilerinin irdelenmesi ayrı bölüm de kapsamlı olarak değerlendirilmiştir. Bu tehditlerden, deprem, sel, kasırga ve diğer iklimsel olaylardan sıcak hava dalgaları, kuraklık ve yangınların yanı sıra siber saldırıların etkileri incelenmiştir. Bu olayları dikkate alan ve farklı yaklaşım geliştiren literatür çalışmaları derlenmiştir. Son olarak akıllı ve inovatif çözümlerden TY, EA, MŞ yapısı ve DÜ kaynaklarını kullanarak güç sisteminde dayanıklılığını artırmak amacıyla gerçekleştirilen çalışmalar incelenmiştir. Var olan metodolojiler ve karma konseptsel platformlar detaylarıyla tartışılmış ve güç sisteminin onarım faz süresinin kısaltılarak normal işletme şartlarına dönüşün hızlandırılması

noktasında sistem operatörlerinin durumsal farkındalığının arttırılması hedeflenmiştir.

İkinci adımda, EA'lardan afet durumunda dayanıklılık destekleyici esneklik kaynağı olarak yararlanılması ve uygun bir planlamayla kritik yük restorasyonuna katılımının modellenmesi hedeflenmiştir. Filo operatörü çatısı altında yönetilen araçların olabildiğince hızlı bir süre içerisinde hasarın olduğu noktalara ulaşarak V2G modunda çalışmaya başlaması sağlanmıştır. Böylece hem bağlantı noktasındaki hem de komşu baralardaki öncelikli kritik yüklerin güç kesinti süreleri minimize edilmiş ve devrede kalma süreleri ençoklanmıştır. Deprem odaklı hasar tespit ön analiz çalışmasında, IEEE-33 baralı test sisteminin bara düzeninin farklı sismik zonlara ayrıldığı varsayılmıştır. Üç farklı zona ayrılan test sistemindeki havai hatlara etkiyen sismik şiddetin tespiti için PYİ değeri hesaplanmıştır. PYİ değerinin hesaplanması için MCS metodu ile 100.000 farklı hiposantr ve moment şiddeti verileri üretilmiş ve çalışılan bölge için ortalama PYİ değeri alınmıştır. Elde edilen PYİ değerine göre, havai hatlar için kullanılan kırılma eğrisinden hatların hasarlanma olasılıkları bulunmuştur. En yüksek hasarlanma oranına sahip hatların belirlenmesi neticesinde senaryo tabanlı stokastik model için gerçekçi giriş verileri elde edilmiştir. Öte yandan, EA mobilitesinden dolayı meydana gelen belirsizliklerin de dikkate alınması için öğrenme tabanlı tahmin algoritmalarından yararlanılmıştır. En iyi performansı sağlayan algoritmanın tespiti için literatürde yaygın olarak kullanılan indisler (MAE, MSE, RMSE vb.) otoregresif hareketli ortalama, doğrusal regresyon ve Prophet modelleri için hesaplanmıştır. Prophet modelinde RMSE ve MAE indisleri sırasıyla 14,72, 10,96 olarak kaydedilmiştir. Aslında bu indisler üç model için de yüksek değerlerde seyretmiştir. Çünkü çalışılan bölgedeki sarı taksi sayısı yani veri kümesi oldukça yüksek rakamları içermektedir. Doğal olarak veri setinde büyük sayılar ile işlem yapıyorsa, RMSE ve MAE değerlerinin de büyük çıkması normaldir. Diğer bir yandan, modelin doğruluğunun veri setindeki sayıların büyüklüğü/küçüklüğünden etkilenme oranını ortadan kaldırabilmek için MAPE değerleri irdelenmiştir. Burada da 0,199 olarak elde edilen değer ile 0'a daha yakın olduğu için Prophetin performansı iyi olarak değerlendirilmiştir. Sonuçta, doğrusal regresyon ve otoregresif hareketli ortalama modellerine nazaran, Prophet algoritmasında yıllık, aylık, günlük sezonsallık ve aynı zamanda tatillerin etkileri

de dikkate alındığı için daha iyi sonuçlar elde edilmiştir. Optimizasyon tabanlı kritik yük restorasyonunun giriş verilerinin gerçekçi yaklaşımlar ile elde edilmesi sunulan bilimsel çıktılarının hem kapsamlı hem de doğruluğu yüksek olmasını sağlamıştır. Filo operatörünün sağladığı veriler ışığında DSO'da kendi içinde bir planlama gerçekleştirmiş ve optimizasyon modelinin amaç fonksiyonuna uygun şekilde araçları hasarlı alanlara konseptsel olarak geliştirilen arayüzler üzerinden çağırıştır. MILP tabanlı modelleme Python 2.7 versiyonu PuLP 1.6.8 açık kaynak kodlu kütüphanede uygulanmış ve CPLEX çözücü ile çözdürülmüştür. Geliştirilen yaklaşımın etkinliğini test edebilmek amacıyla IEEE-33 baralı radyal dağıtım sisteminde testler gerçekleştirilmiş ve sonuçlar detaylandırılmıştır. Sonuçlara göre, hasarlı güç sistem varlıklarının yeniden devreye alınmasına kadar geçen sürede EA'ların kritik yükleri beslemesi yük restorasyonunu önemli oranda iyileştirmiştir. %100 yük kaybının meydana gelmesi muhtemel alanlara EA'ların yönlendirilmesi neticesinde %71,84 ve üzeri yük beslemesinin gerçekleştiği görülmüştür. En düşük oran Senaryo 8'de %71,84 iken en yüksek %95,32 oranında onarımın Senaryo 15'te meydana geldiği gösterilmiştir. Araçların bağlanabileceği uygun soket sayısı, hasar noktalarına yakın baralar ve bağlantı noktaları, araç sayısı gibi kısıtlar onarım miktarı üzerinde doğrudan etkilidir. Bu bağlamda, dayanıklılık konseptinin öneminin daha da arttığı bu zamanlarda inovatif çözümlerin entegre edilerek sistem performansının iyileştirilmesine katkısı yadsınamaz seviyededir. Bu çözümlerin uygulanma sahasını genişletebilmek için uygun planlamalar ve ekonomik hesaplamaların detaylandırılması gerekmektedir.

Diğer taraftan, MIQCP tabanlı gerçek zamanlı yeni bir optimal karar verme modeli geliştirilmiş ve bu yapıda ağırlıklı kritik yük restorasyonunun maksimize edilmesi hedeflenmiştir. Sistem operatörünün çoklu mobil kaynaklardan EA, MEG ve MESS'i hasarlı bölgelere yönlendirmesi neticesinde birden fazla MŞ oluşturulmuştur. Mobilite sayesinde acil durum kaynakları farklı MŞ'ler arasında enerji transferi gerçekleştirebilmiş ve böylece yük kesinti süresi minimize edilmiştir. İlgili kaynaklar, entegre ulaşım dağıtım sisteminde hareket etmekte ve dolayısıyla ulaşım sisteminde meydana gelmesi potansiyel hasarlardan da etkilenmektedir. Özellikle anayolların ve köprülerin olay sonrası ulaşımına kapalı olması restorasyon stratejisinin önündeki en büyük engel olarak karşımıza çıkmaktadır. Gerçek

zamanlı yol durumu güncellemesi ile verilerin her periyotta değişimi ve doğal olarak optimal MGK yönlendirmesi üzerindeki etkisi araştırılmıştır. IEEE-33 baralı test sistemi ile entegre ulaşım sistemindeki aksaklıklar doğrudan sistem operatörü tarafından tespit edilmiş ve ilgili programın giriş verisini oluşturmuştur. Farklı zamanlarda örneğin, gün öncesi, yaklaşık gerçek zaman (near-real time) ve gerçek zamanda elde edilen sonuçlar detaylı olarak karşılaştırılmıştır. Gün öncesi ve yaklaşık gerçek zamandaki planlama ile gerçek zamandaki işletim arasında hatırı sayılır değişiklikler olduğu; optimal yönlendirme stratejisinin ise tamamen değiştiği görülmüştür. Bu durum, dayanıklılık konsepti dahilindeki çalışmalarda sadece elektrik güç sisteminin değil diğer entegre kritik altyapıların da durumlarının gözden geçirilmesinin gerekliliğini ortaya koymuştur. Aynı zamanda, gerçek hayata uygulanabilir modeller geliştirilirken gerçek zamanlı işletimin de dikkate alınmasının faydalarına dikkat çekmiştir.

Mobil kaynakların yanı sıra, DÜ gibi son zamanlarda güç sistemine entegrasyonu yadsınamaz derecede artış gösteren statik kaynakların da modele eklenmesi ve sonuçlar üzerindeki artışı/eksisi tartışılmıştır. DÜ'nün normal işletme koşullarında güç sisteminde gerilim profilini düzenleme ve hat kayıplarını azaltma avantajları mevcuttur. Acil durumlarda ise kendi bölgesindeki yerel kritik yük besleme noktasında önemli bir faydasının olduğu ortaya koyulmuştur. Hasarlı bölgelere ulaşamayan enerji, DÜ sayesinde sağlanmış ve yük restorasyon oranının artmasına katkıda bulunmuştur.

Öte taraftan, ayarlanabilir yük kategorisindeki talebin gerektiğinde sistem operatörü tarafından belli bir kısmının veya tamamının devreden çıkartılması için TY programı uygulanmıştır. Bu konsept sayesinde öncelikli kritik yüklerin devreye alınması sağlanmış ve görece daha düşük öncelikli yüklerin güç profili yeniden şekillendirilmiştir.

Sonuç olarak, geliştirilen modelin etkin ve doğru çalıştığı sayısal verilerle desteklenmiştir. Güç sistemi ve ulaşım sistemi kısıtlarının yanı sıra MGK, EA, TY ve DÜ kapasite limitlerinin de aşılmadan optimal karar verme algoritması çalışmıştır. Bahsi geçen modelin uygulanmadığı durumlarda yük kesintisi %60-70 mertebesinde seyrederken uygulanması neticesinde restorasyonun %80'den daha fazla olduğu gösterilmiştir. Modern güç sistemi kurulumunda akıllı şebeke

uygulamaları yaygınlařırken gerçekleřme ihtimali dűřűk fakat yıkıcı etkileri bűyűk olan olayların detaylı irdelemesi ve olumsuzlukları absorbe edebilecek stratejilerin geliřtirilmesi hususu daha fazla çalıřılmalıdır. Bűylece hem aktif bir arařtırma alanı olan bu konseptin yaygınlařması saęlanabilir hem de sosyal ve ekonomik açıdan iyileřtirilmiř bir gű sistemi elde edilebilir.

űngűrűler:

- Gű sistem operatűrlerinin, gelecek çalıřmalarda DOYE olaylarını daha fazla dikkate alacaęı ve iřletimsel-altyapısal fazlardaki problemler için farklı metodolojik yaklařımların geliřtirilmesi űzerine çalıřmalarını yoęunlařtıracakları beklenmektedir. Bűylece hem normal iřletme řartlarında hem de acil durumlarda meydana gelmesi muhtemel kesintilerin űnűne olabildięince geçilmesi hedeflenecektir.
- Gelecek çalıřmalarda, gűvenilirlik kriterleri gibi uluslararası alanda kabul gűrműř dayanıklılık kriterlerinin belirlenerek gű sisteminin kurulacaęı bűlgenin coęrafik řartlarına, olası tehdit ve risklere gűre tasarlanacaęı beklenmektedir.
- řebeke karar vericilerin, dayanıklılıęın artırılması amacıyla gerçekleřtirilecek yatırımların geri dűnűřlerini, fayda maliyet analizleriyle daha fazla irdeleyerek ne dayanıklılık tedbirlerinin altında ne de fazla űstűnde bir yatırımın űnlenmesi yolunda adımlar atacakları űngűrűlmektedir.
- İlgili konseptin sadece gű sistemi műhendisleri tarafından deęil, meteoroloji, yazılım, istatistik, optimizasyon ve kontrol alanlarından da profesyonellerin gűrűřlerinin alınarak irdelenmesi gerekmektedir. Bu baęlamda, hazırlanacak yol planlarında ilgili disiplinlerden de uzmanlarla ortak çalıřmalar yapılacaęı beklenmektedir.
- Elektrik gű sisteminin trafik, haberleřme, su daęıtımı ve doęal gaz gibi kritik altyapı hizmetleriyle doęrudan bir iliřkisinin olması analizlerin sadece gű sistemi űzelinde kalmasının űnűndeki engellerden biridir. Bundan dolayı, sistemlerin birbiri arasındaki baęlantıların dikkate alınarak dayanıklılık analizlerinin ve gerekirse ilgili metriklerin geliřtirilmesi gerekmektedir.

- Son olarak, akıllı ve inovatif çözümlerin normal işletme koşullarında şebekedeki diğer hizmetlere fayda sağlaması, acil durumlarda ise dayanıklılığın arttırılması yönünde geliştirilecek stratejelerin birlikte değerlendirilmesi ve ortaya çıkabilecek zorlukların belirlenmesi fayda sağlayacaktır. Örneğin, dağıtık üretim birimlerinin acil durumlarda yükleri beslerken uzaktan kontrölü, bağlantı noktasındaki kararlılık problemleri gibi sorunların çözülmesi için farklı yaklaşımların geliştirilmesi gerekecektir.

- [1] B. Singh, P. Roy, T. Spiess, and B. Venkatesh, "Achieving electricity grid resiliency, *Report*," <https://www.ryerson.ca/content/dam/cue/pdfs/GridResileincyFinalReport.pdf>, 29.09.2021.
- [2] W. Sun, N. Kadel, I. Alvarez-Fernandez, R. R. Nejad, and A. Golshani, "Optimal distribution system restoration using PHEVs," *IET Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 42–49, 2019, doi: 10.1049/iet-stg.2018.0054.
- [3] R. J. Hamidi, R. H. Kiany, and T. Ashuri, "A distributed control system for enhancing smart-grid resiliency using electric vehicles," *2019 IEEE Power Energy Conf. Illinois, PECL 2019*, pp. 1–6, 2019, doi: 10.1109/PECL.2019.8698910.
- [4] Y. Ma, T. Houghton, A. Cruden, and D. Infield, "Modeling the benefits of vehicle-to-grid technology to a power system," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 1012–1020, 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2178043.
- [5] K. Rahimi and M. Davoudi, "Electric vehicles for improving resilience of distribution systems," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 36, pp. 246–256, 2018, doi: 10.1016/j.scs.2017.10.006.
- [6] H. Mehrjerdi and R. Hemmati, "Coordination of vehicle-to-home and renewable capacity resources for energy management in resilience and self-healing building," *Renew. Energy*, vol. 146, pp. 568–579, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.07.004.
- [7] H. Shin and R. Baldick, "Plug-in electric vehicle to home (V2H) operation under a grid outage," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 4, pp. 2032–2041, 2017, doi: 10.1109/TSG.2016.2603502.
- [8] Z. Yang, P. Dehghanian, and M. Nazemi, "Seismic-resilient electric power distribution systems: Harnessing the mobility of power sources," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 56, no. 3, pp. 2304–2313, 2020, doi: 10.1109/TIA.2020.2972854.
- [9] B. Taheri, A. Safdarian, M. Moeini-Aghtaie, and M. Lehtonen, "Distribution system resilience enhancement via mobile emergency generators," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 36, no. 4, pp. 2308–2319, 2021, doi: 10.1109/TPWRD.2020.3007762.
- [10] S. Lei, J. Wang, C. Chen, and Y. Hou, "Mobile emergency generator pre-positioning and real-time allocation for resilient response to natural disasters," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 3, pp. 2030–2041, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2605692.
- [11] J. Kim and Y. Dvorkin, "Enhancing distribution resilience with mobile energy storage: A progressive hedging approach," *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2018, pp. 1–5, doi: 10.1109/PESGM.2018.8585791.

- [12] S. Yao, P. Wang, and T. Zhao, "Transportable energy storage for more resilient distribution systems with multiple microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 3331–3341, 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2824820.
- [13] G. Zhang, F. Zhang, X. Zhang, Z. Wang, K. Meng, and Z. Y. Dong, "Mobile emergency generator planning in resilient distribution systems: A three-stage stochastic model with nonanticipativity constraints," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 6, pp. 4847–4859, 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.3003595.
- [14] P. M. De Quevedo, J. Contreras, A. Mazza, G. Chicco, and R. Porumb, "Reliability assessment of microgrids with local and mobile generation, time-dependent profiles, and intraday reconfiguration," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 54, no. 1, pp. 61–72, 2018, doi: 10.1109/TIA.2017.2752685.
- [15] S. Lei, C. Chen, H. Zhou, and Y. Hou, "Routing and scheduling of mobile power sources for distribution system resilience enhancement," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5650–5662, 2018, doi: 10.1109/TSG.2018.2889347.
- [16] Z. Ye, C. Chen, B. Chen, and K. Wu, "Resilient service restoration for unbalanced distribution systems with distributed energy resources by leveraging mobile generators," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 17, no. 2, pp. 1386–1396, 2021, doi: 10.1109/TII.2020.2976831.
- [17] H. Gao, Y. Chen, S. Mei, S. Huang, and Y. Xu, "Resilience-oriented pre-hurricane resource allocation in distribution systems considering electric buses," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1214–1233, 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2666548.
- [18] T. Ding, Z. Wang, W. Jia, B. Chen, C. Chen, and M. Shahidehpour, "Multi-period distribution system restoration with routing repair crews, mobile electric vehicles, and soft-open-point networked microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 6, pp. 4795–4808, 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.3001952.
- [19] Y. Xu, Y. Wang, J. He, M. Su, and P. Ni, "Resilience-oriented distribution system restoration considering mobile emergency resource dispatch in transportation system," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 73899–73912, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2921017.
- [20] S. Lei, C. Chen, Y. Li, and Y. Hou, "Resilient disaster recovery logistics of distribution systems: co-optimize service restoration with repair crew and mobile power source dispatch," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 6, pp. 6187–6202, 2019, doi: 10.1109/TSG.2019.2899353.
- [21] K. S. A. Sedzro, A. J. Lamadrid, and L. F. Zuluaga, "Allocation of resources using a microgrid formation approach for resilient electric grids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 2633–2643, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2746622.
- [22] A. Gholami, T. Shekari, F. Aminifar, and M. Shahidehpour, "Microgrid scheduling with uncertainty: The quest for resilience," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2849–2858, 2016, doi: 10.1109/TSG.2016.2598802.
- [23] K. Balasubramaniam, P. Saraf, R. Hadidi, and E. B. Makram, "Energy management system for enhanced resiliency of microgrids during islanded operation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 137, pp. 133–141, 2016, doi:

10.1016/j.epsr.2016.04.006.

- [24] S. Yao, P. Wang, X. Liu, H. Zhang, and T. Zhao, "Rolling optimization of mobile energy storage fleets for resilient service restoration," *arXiv*, vol. 11, no. 2, pp. 1030–1043, 2019.
- [25] M. Ouyang and L. Dueñas-Osorio, "Multi-dimensional hurricane resilience assessment of electric power systems," *Struct. Saf.*, vol. 48, pp. 15–24, 2014, doi: 10.1016/j.strusafe.2014.01.001.
- [26] E. B. Watson and A. H. Etemadi, "Modeling electrical grid resilience under hurricane wind conditions with increased solar and wind power generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 2, pp. 929–937, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2942279.
- [27] W. Yuan, J. Wang, F. Qiu, C. Chen, C. Kang, and B. Zeng, "Robust optimization-based resilient distribution network planning against natural disasters," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2817–2826, 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2513048.
- [28] B. LWR., Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods., 1st editio. New York: Springer, 1994.
- [29] "A framework for establishing critical infrastructure resilience goals. Final report and recommendations by the council." <https://www.dhs.gov/xlibrary/assets/nia/nia-a-framework-for-establishing-critical-infrastructure-resilience-goals-2010-10-19.pdf>, 01.05.2020.
- [30] M. Ouyang and L. Dueñas-osorio, "Multi-dimensional hurricane resilience assessment of electric power systems," *Struct. Saf.*, vol. 48, pp. 15–24, 2014, doi: 10.1016/j.strusafe.2014.01.001.
- [31] A. R. Abul'Wafa, A. El'Garably, and S. Nasser, "Power system security assessment under N-1 and N-1-1 contingency conditions," *Int. J. Eng. Res. Technol.*, vol. 12, no. 11, pp. 1854–1863, 2019.
- [32] J. Camilo, M. Lavorato, and M. J. Rider, "Optimal reconfiguration of electrical distribution systems considering reliability indices improvement," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 78, pp. 837–845, 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.12.023.
- [33] A. Gholami, F. Aminifar, and M. Shahidehpour, "Front lines against the darkness: Enhancing the resilience of the electricity grid through microgrid facilities," *IEEE Elect. Mag.*, pp. 18–24, 2016.
- [34] M. Kezunovic and T. J. Overbye, "Off the beaten path: Resiliency and associated risk," *IEEE Pow. Energy Mag.*, vol. 16, no. 2, pp. 26–35, 2018, doi: 10.1109/MPE.2017.2780961.
- [35] K. H. Lacomme and J. H. Eto, "Understanding the cost of power interruptions to u.s. electricity consumers environmental energy technologies division," no. September, 10.2172/834270, 2004.
- [36] M. S. Lineweber D, "The cost of power disturbances to industrial and digital economy companies," 2001.

- [37] K. J. Rouse G, "Electricity reliability: Problems, progress and policy solutions," Chicago, 2011.
- [38] O. Norio, T. Ye, Y. Kajitani, P. Shi, and H. Tatano, "The 2011 Eastern Japan Great Earthquake Disaster : Overview and comments," *Int. J. Disaster Risk Sci.*, vol. 2, no. 1, pp. 34–42, 2011, doi: 10.1007/s13753-011-0004-9.
- [39] OCCTO, "Final report on the major blackout caused by the 2018 Hokkaido Eastern Iburi Earthquake," 2018.
- [40] "2018 Hokkaido Eastern Iburi Earthquake." https://en.wikipedia.org/wiki/2018_Hokkaido_Eastern_Iburi_earthquake, 10.06.2020.
- [41] K. R. Takahashi H, "The 2018 Hokkaido Eastern Iburi Earthquake and its aftermath," *J. Disaster Res*, vol. 14, pp. 1–3, 2019, doi: <http://doi:10.20965/jdr.2019.sc20190112>, 10.10.2021.
- [42] "South Australia storms leave state without power." <https://www.bbc.com/news/world-australia-37495535>, 10.03.2020.
- [43] L. Che, M. Khodayar, and M. Shahidehpour, "Only connect: Microgrids for distribution system restoration," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 12, no. 1, pp. 70–81, 2014, doi: 10.1109/MPE.2013.2286317.
- [44] "U.S. Department of Energy. Economic benefits of increasing electric grid resilience to weather outages." https://www.energy.gov/sites/default/files/2013/08/f2/Grid_Resiliency_Report_FINAL.pdf, 15.06.2020.
- [45] "List of major power outages." https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_major_power_outages, 22.06.2020.
- [46] "Improving grid reliability and resilience: Lessons learned from Superstorm Sandy and other extreme events. Workshop summary and key recommendations." https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/03/f20/GridWise_Improving_Electric_Grid_Reliability_and_Resilience_Report_June_2013.pdf, 23.04.2020.
- [47] "The Core Writing Team, Pachauri RK, Meyer LA (Eds.). Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC, Geneva." https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf, 25.05.2020.
- [48] P. Hines, J. Apt, S. Member, and S. Talukdar, "Trends in the history of large blackouts in the United States," vol. 15213, pp. 1–8, 2008.
- [49] "Electric power system resiliency: challenges and opportunities." <https://www.naseo.org/Data/Sites/1/resiliency-white-paper.pdf>, 18.05.2020.
- [50] A. More and W. P. Wang, "A more resilient grid: The U.S. Department of Energy joins with stakeholders in an R&D plan", in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 13, no. 3, pp. 26–34, 2015, doi: 10.1109/MPE.2015.2397337.

- [51] "Keeping the country running: natural hazards and infrastructure." https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/61342/natural-hazards-infrastructure.pdf, 18.05.2020.
- [52] R. Arghandeh and L. Mili, "On the definition of cyber-physical resilience in power systems," no. January, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.193.
- [53] M. Panteli and P. Mancarella, "Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 127, pp. 259–270, 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.06.012.
- [54] I. B. Sperstad, G. H. Kjølle, and O. Gjerde, "A comprehensive framework for vulnerability analysis of extraordinary events in power systems," *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 196, 2020, doi: 10.1016/j.ress.2019.106788.
- [55] F. H. Jufri, V. Widiputra, and J. Jung, "State-of-the-art review on power grid resilience to extreme weather events: Definitions, frameworks, quantitative assessment methodologies, and enhancement strategies," *Appl. Energy*, vol. 239, pp. 1049–1065, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.02.017.
- [56] R. Francis and B. Bekera, "A metric and frameworks for resilience analysis of engineered and infrastructure systems," *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 121, pp. 90–103, 2014, doi: 10.1016/j.ress.2013.07.004.
- [57] S. Mukherjee, R. Nateghi, and M. Hastak, "A multi-hazard approach to assess severe weather-induced major power outage risks in the U.S.," *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 175, pp. 283–305, 2018, doi: 10.1016/j.ress.2018.03.015.
- [58] J. Wang, W. Zuo, L. Rhode-Barbarigos, X. Lu, J. Wang, and Y. Lin, "Literature review on modeling and simulation of energy infrastructures from a resilience perspective," *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 183, pp. 360–373, 2019, doi: 10.1016/j.ress.2018.11.029.
- [59] A. Castillo, "Risk analysis and management in power outage and restoration: A literature survey," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 107, pp. 9–15, 2014, doi: 10.1016/j.epsr.2013.09.002.
- [60] E. Anderson, "Incorporating uncertainty into reliability constraints," *Electr. J.*, vol. 28, no. 5, pp. 39–47, 2015, doi: 10.1016/j.tej.2015.05.007.
- [61] B. A. Wender, M. G. Morgan, and K. J. Holmes, "Enhancing the resilience of electricity systems," *Engineering*, vol. 3, no. 5, pp. 580–582, 2017, doi: 10.1016/J.ENG.2017.05.022.
- [62] H. Guo, C. Zheng, H. H. C. Iu, and T. Fernando, "A critical review of cascading failure analysis and modeling of power system," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 80, pp. 9–22, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.206.
- [63] S. Ahmadi, Y. Saboohi, and A. Vakili, "Frameworks, quantitative indicators, characters, and modeling approaches to analysis of energy system resilience: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 144, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.110988.
- [64] A. Umunnakwe, H. Huang, K. Oikonomou, and K. R. Davis, "Quantitative analysis of power systems resilience: Standardization, categorizations, and

- challenges," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111252.
- [65] S. Hosseini, K. Barker, and J. E. Ramirez-Marquez, "A review of definitions and measures of system resilience," *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 145, pp. 47–61, 2016, doi: 10.1016/j.ress.2015.08.006.
 - [66] M. Panteli and P. Mancarella, "Modeling and evaluating the resilience of critical electrical power infrastructure to extreme weather events," *IEEE Syst. J.*, vol. 11, no. 3, pp. 1733–1742, 2017, doi: 10.1109/JSYST.2015.2389272.
 - [67] Y. Wang, S. Member, C. Chen, J. Wang, S. Member, and R. Baldick, "Research on resilience of power systems under natural disasters — A review," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 31, pp. 1–10, 2015, 0.1109/TPWRS.2015.2429656.
 - [68] C. D. Zamuda *et al.*, "Resilience management practices for electric utilities and extreme weather," *Electr. J.*, vol. 32, no. 9, 2019, doi: 10.1016/j.tej.2019.106642.
 - [69] C. D. Zamuda, P. H. Larsen, M. T. Collins, S. Bieler, J. Schellenberg, and S. Hees, "Monetization methods for evaluating investments in electricity system resilience to extreme weather and climate change," *Electr. J.*, vol. 32, no. 9, 2019, doi: 10.1016/j.tej.2019.106641.
 - [70] W. P. Zarakas, S. Sergici, H. Bishop, J. Zahniser-Word, and P. Fox-Penner, "Utility investments in resiliency: Balancing benefits with cost in an uncertain environment," *Electr. J.*, vol. 27, no. 5, pp. 31–41, 2014, doi: 10.1016/j.tej.2014.05.005.
 - [71] A. Abedi, L. Gaudard, and F. Romerio, "Review of major approaches to analyze vulnerability in power system," *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 183, pp. 153–172, 2019, doi: 10.1016/j.ress.2018.11.019.
 - [72] "The International Electrotechnical Commission. IEC number 617-01-01. International Electrotechnical Vocabulary," 2009. <https://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=617-01-01>, 15.05.2020.
 - [73] "Slides for webinar: Experiences with international projects on power grid resilience." <https://resourcecenter.smartgrid.ieee.org/education/slides-webinars/SGSLW0116.html>, 10.06.2020.
 - [74] "Achieving electricity grid resiliency." <https://www.ryerson.ca/content/dam/cue/pdfs/GridResileincyFinalReport.pdf>, 12.06.2020.
 - [75] T. Report, "The definition and quantification of resilience, prepared by IEEE PES Industry Technical Support Task Force." <https://grouper.ieee.org/groups/transformers/subcommittees/distr/C57.167/F18-Definition&QuantificationOfResilience.pdf>, 20.08.2021.
 - [76] NERC, "Severe impact resilience: Considerations and recommendations," pp. 1–140, 2012.
 - [77] M. Chaudry *et al.*, "Building a Resilient UK Energy System: Working paper," : London., no. UKERC Energy 2050 Working Paper

(UKERC/WP/ES/2009/023), 2009.

- [78] M. Ouyang, L. Dueñas-Osorio, and X. Min, "A three-stage resilience analysis framework for urban infrastructure systems," *Structural Safety*, vol. 36–37, pp. 23–31, 2012, doi: 10.1016/j.strusafe.2011.12.004.
- [79] Y. A. Shayeghi H, "Resilience metrics development for power systems," in *Power systems resilience modeling, analysis and practice*, B. N. Tabatabaei N, Ravadanegh SN, Ed. Springer, pp. 101–16.
- [80] M. Panteli, D. N. Trakas, P. Mancarella, and N. D. Hatziargyriou, "Power systems resilience assessment: Hardening and smart operational enhancement strategies," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1202–1213, 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2691357.
- [81] M. Panteli, C. Pickering, S. Wilkinson, R. Dawson, and P. Mancarella, "Power system resilience to extreme weather: Fragility modeling, probabilistic impact assessment, and adaptation measures," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 5, pp. 3747–3757, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2641463.
- [82] M. Panteli, P. Mancarella, D. N. Trakas, E. Kyriakides, and N. D. Hatziargyriou, "Metrics and quantification of operational and infrastructure resilience in power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 6, pp. 4732–4742, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2664141.
- [83] Y. Yang, W. Tang, S. Member, and Y. Liu, "Quantitative resilience assessment for power transmission systems under typhoon weather," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 40747–40756, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2858860.
- [84] Z. Li, M. Shahidehpour, F. Aminifar, A. Alabdulwahab, and Y. Al-Turki, "Networked microgrids for enhancing the power system resilience," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1289–1310, 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2685558.
- [85] M. H. Amirioun, F. Aminifar, H. Lesani, and M. Shahidehpour, "Metrics and quantitative framework for assessing microgrid resilience against windstorms," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 104, pp. 716–723, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.07.025.
- [86] S. Chanda and A. K. Srivastava, "Defining and enabling resiliency of electric distribution systems with multiple microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2859–2868, 2016, doi: 10.1109/TSG.2016.2561303.
- [87] X. Liu *et al.*, "A resilience assessment approach for power system from perspectives of system and component levels," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 118, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.105837.
- [88] M. Warnier, S. Dulman, Y. Koç, and E. Pauwels, "Distributed monitoring for the prevention of cascading failures in operational power grids," *Int. J. Crit. Infrastruct. Prot.*, vol. 17, pp. 15–27, 2017, doi: 10.1016/j.ijcip.2017.03.003.
- [89] F. Dong *et al.*, "Constructing core backbone network based on survivability of power grid," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 67, pp. 161–167, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.10.056.
- [90] P. Bajpai, S. Chanda, and A. K. Srivastava, "A novel metric to quantify and enable resilient distribution system using graph theory and choquet

- integral," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 2918–2929, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2623818.
- [91] L. Marti and J. Augutis, "Methodology for energy security assessment considering energy system resilience to disruptions," *Energy Strategy Rev.*, vol. 22, pp. 106–118, 2018, doi: 10.1016/j.esr.2018.08.007.
 - [92] A. Vasenev and L. Montoya, "Analysing non-malicious threats to urban smart grids by interrelating threats and threat taxonomies," *2016 IEEE International Smart Cities Conference (ISC2)*, 2016, pp. 1-4, doi: 10.1109/ISC2.2016.7580878.
 - [93] T. Rete, I. Spa, and V. S. Botticelli, "Analysis and visualization of natural threats against the security of electricity transmission system," *Valahia University of Targoviste*, 2016, doi: 10.1515/SBEEF-2016-0019.
 - [94] "Earthquake. Geology." <https://www.britannica.com/science/earthquake-geology>, 25.05.2020.
 - [95] G. M. Karagiannis, S. Chondrogiannis, E. Krausmann, Z. İ. Turksezer, "Power grid recovery after natural hazard impact.", European Commission, 2017.
 - [96] K. L., Ed., *Substation Structure Design Guide*. American Society of Civil Engineers, 2007.
 - [97] S. Giovinazzi *et al.*, "Lifelines performance and management following the 22 February 2011 Christchurch Earthquake, New Zealand: Highlights of resilience," *Bulletin of the New Zealand Society for Earthquake Engineering*, vol. 44, pp. 402–417, 2011. doi:10.5459/bnzsee.44.4.402-417.
 - [98] A. Cardoni, G. P. Cimellaro, M. Domaneschi, S. Sordo, and A. Mazza, "Modeling the interdependency between buildings and the electrical distribution system for seismic resilience assessment," *Int. J. Disaster Risk Reduct.*, vol. 42, 2020, doi: 10.1016/j.ijdr.2019.101315.
 - [99] L. Chang and Z. Wu, "Performance and reliability of electrical power grids under cascading failures," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, no. 8, pp. 1410–1419, 2011, doi: 10.1016/j.ijepes.2011.06.021.
 - [100] T. Lagos *et al.*, "Identifying optimal portfolios of resilient network investments against natural hazards, with applications to earthquakes," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 2, pp. 1411–1421, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2945316.
 - [101] M. Vona, M. Mastroberti, L. Mitidieri, and S. Tataranna, "New resilience model of communities based on numerical evaluation and observed post seismic reconstruction process," *Int. J. Disaster Risk Reduct.*, vol. 28, pp. 602–609, 2018, doi: 10.1016/j.ijdr.2018.01.010.
 - [102] M. Atrachali, M. Ghafory-Ashtiany, K. Amini-Hosseini, and S. Arian-Moghaddam, "Toward quantification of seismic resilience in Iran: Developing an integrated indicator system," *Int. J. Disaster Risk Reduct.*, vol. 39, 2019, doi: 10.1016/j.ijdr.2019.101231.
 - [103] J. Rodgers *et al.*, "Creating an earthquake scenario in China: A case study in Weinan City, Shaanxi province," *Int. J. Disaster Risk Reduct.*, vol. 42, 2020, doi: 10.1016/j.ijdr.2019.101305.

- [104] G. Bernardini, M. Lucesoli, and E. Quagliarini, "Sustainable planning of seismic emergency in historic centres through semeiotic tools: Comparison of different existing methods through real case studies," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 52, p. 101834, 2020, doi: 10.1016/j.scs.2019.101834.
- [105] D. M. Blake, J. Stevenson, L. Wotherspoon, V. Ivory, and M. Trotter, "The role of data and information exchanges in transport system disaster recovery: A New Zealand case study," *Int. J. Disaster Risk Reduct.*, vol. 39, 2019, doi: 10.1016/j.ijdr.2019.101124.
- [106] "Weather-hurricanes (tropical cyclones)." https://www.ducksters.com/science/earth_science/hurricanes.php, 25.05.2020.
- [107] H. Liu, R. A. Davidson, and T. V. Apanasovich, "Statistical forecasting of electric power restoration times in hurricanes and ice storms," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 2270–2279, 2007.
- [108] M. M. Wong CJ, Ed., *Guidelines for electrical transmission line structural loading*, 3rd ed. American Society of Civil Engineers, 2010.
- [109] L. Shen, B. Cassottana, and L. C. Tang, "Statistical trend tests for resilience of power systems," *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 177, pp. 138–147, 2018, doi: 10.1016/j.ress.2018.05.006.
- [110] M. Sadeghi Khomami and M. S. Sepasian, "Pre-hurricane optimal placement model of repair teams to improve distribution network resilience," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 165, pp. 1–8, 2018, doi: 10.1016/j.epr.2018.08.016.
- [111] A. Arab, A. Khodaei, Z. Han, and S. K. Khator, "Proactive recovery of electric power assets for resiliency enhancement," *IEEE Access*, vol. 3, pp. 99–109, 2015, doi: 10.1109/ACCESS.2015.2404215.
- [112] P. Javanbakht and S. Mohagheghi, "A risk-averse security-constrained optimal power flow for a power grid subject to hurricanes," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 116, pp. 408–418, 2014, doi: 10.1016/j.epr.2014.07.018.
- [113] A. Arab, A. Khodaei, S. K. Khator, K. Ding, V. A. Emesih, and Z. Han, "Stochastic pre-hurricane restoration planning for electric power systems infrastructure," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 2, pp. 1046–1054, 2015, doi: 10.1109/TSG.2015.2388736.
- [114] J. Winkler, L. Dueñas-Osorio, R. Stein, and D. Subramanian, "Performance assessment of topologically diverse power systems subjected to hurricane events," *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 95, no. 4, pp. 323–336, 2010, doi: 10.1016/j.ress.2009.11.002.
- [115] M. Panteli, D. N. Trakas, P. Mancarella, and N. D. Hatziargyriou, "Boosting the power grid resilience to extreme weather events using defensive islanding," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2913–2922, 2016, doi: 10.1109/TSG.2016.2535228.
- [116] M. Matko, M. Golobič, and B. Kontić, "Reducing risks to electric power infrastructure due to extreme weather events by means of spatial planning: Case studies from Slovenia," *Util. Policy*, vol. 44, pp. 12–24, 2017, doi: 10.1016/j.jup.2016.10.007.

- [117] J. Najafi, A. Peiravi, and J. M. Guerrero, "Power distribution system improvement planning under hurricanes based on a new resilience index," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 39, pp. 592–604, 2018, doi: 10.1016/j.scs.2018.03.022.
- [118] M. Ilbeigi, "Statistical process control for analyzing resilience of transportation networks," *Int. J. Disaster Risk Reduct.*, vol. 33, pp. 155–161, 2019, doi: 10.1016/j.ijdr.2018.10.002.
- [119] Q. Zou and S. Chen, "Enhancing resilience of interdependent traffic-electric power system," *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 191, 2019, doi: 10.1016/j.ress.2019.106557.
- [120] "FEMA: Reducing flood effects in critical facilities," <https://core-es.com/wp-content/uploads/FEMA-RA2-Reducing-Flood-Effects-in-Critical-Facilities.pdf>, 20.05.2021.
- [121] "Floods: electrical system-elevating," https://www.flash.org/peril_inside.php?id=54, 15.05.2020.
- [122] R. Pant, S. Thacker, J. W. Hall, D. Alderson, and S. Barr, "Critical infrastructure impact assessment due to flood exposure," *J. Flood Risk Manag.*, vol. 11, no. 1, pp. 22–33, 2018, doi: 10.1111/jfr.12288.
- [123] J. Najafi, A. Peiravi, A. Anvari-Moghaddam, and J. M. Guerrero, "An efficient interactive framework for improving resilience of power-water distribution systems with multiple privately-owned microgrids," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 116, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105550.
- [124] D. Sánchez-Muñoz, J. L. Domínguez-García, E. Martínez-Gomariz, B. Russo, J. Stevens, and M. Pardo, "Electrical grid risk assessment against flooding in Barcelona and Bristol cities," *Sustain.*, vol. 12, no. 4, 2020, doi: 10.3390/su12041527.
- [125] S. Espinoza, M. Panteli, P. Mancarella, and H. Rudnick, "Multi-phase assessment and adaptation of power systems resilience to natural hazards," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 136, pp. 352–361, 2016, doi: 10.1016/j.epsr.2016.03.019.
- [126] W. K. Chong, H. Naganathan, H. Liu, S. Ariaratnam, and J. Kim, "Understanding infrastructure resiliency in Chennai, India using twitter's geotags and texts: A preliminary study," *Engineering*, vol. 4, no. 2, pp. 218–223, 2018, doi: 10.1016/j.eng.2018.03.010.
- [127] "Lights out. The risks of climate and natural disaster related disruption to the electric grid." <https://www.swissre.com/dam/jcr:7b49faa1-ddf5-4e11-93a2-5ae17c0105cd/lights-out-the-risks-of-climate-and-natural-disaster.pdf>, 15.07.2021.
- [128] "Word Energy Council, Climate change: Implications for the energy sector." <https://www.worldenergy.org/assets/images/imported/2014/06/Climate-Change-Implications-for-the-Energy-Sector-Summary-from-IPCC-AR5-2014-Full-report.pdf>, 09.10.2021.
- [129] I. F. Abdin, Y. P. Fang, and E. Zio, "A modeling and optimization framework for power systems design with operational flexibility and resilience against

- extreme heat waves and drought events,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 112, pp. 706–719, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.06.006.
- [130] D. Burillo, M. Chester, and B. Ruddell, “Electric grid vulnerabilities to rising air temperatures in Arizona,” *Procedia Eng.*, vol. 145, pp. 1346–1353, 2016, doi: 10.1016/j.proeng.2016.04.173.
- [131] D. N. Trakas and N. D. Hatziaargyriou, “Optimal distribution system operation for enhancing resilience against wildfires,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 2, pp. 2260–2271, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2733224.
- [132] S. Mohagheghi and S. Rebennack, “Optimal resilient power grid operation during the course of a progressing wildfire,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 73, pp. 843–852, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.05.035.
- [133] M. I. Verdelho, R. Prata, S. Pereira, A. Couto, M. Vieira, and V. Tomás, “Innovative solution of safety corridor design for overhead lines: Increasing resilience to extreme weather events while providing environmental benefits - results,” *CIREN - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 2387–2389, 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0305.
- [134] “World Bank document. Lifelines: The resilient infrastructure opportunity. improving power sector resilience to natural hazards.” <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/31910/Stonger-Power-Improving-Power-Sector-Resilience-to-Natural-Hazards.pdf?sequence=1&isAllowed=y>, 10.07.2020.
- [135] M. Ouyang, L. Dueñas-osorio, and X. Min, “A three-stage resilience analysis framework for urban infrastructure systems,” *Struct. Saf.*, vol. 36–37, pp. 23–31, 2012, doi: 10.1016/j.strusafe.2011.12.004.
- [136] D. A., “Assessing the impact of cybersecurity attacks on power systems,” *Energies*, vol. 12, p. 725, 2019, doi: doi:10.3390/en12040725.
- [137] Z. El Mrabet, N. Kaabouch, H. El Ghazi, and H. El Ghazi, “Cyber-security in smart grid: Survey and challenges,” *Comp. and Elect. Eng.*, vol. 67, pp. 469–482, 2018, doi: 10.1016/j.compeleceng.2018.01.015.
- [138] N. Komninos, E. Philippou, and A. Pitsillides, “Survey in smart grid and smart home security: Issues, challenges and countermeasures,” *IEEE Commun. Surv. Tutorials*, vol. 16, no. 4, pp. 1933–1954, 2014, doi: 10.1109/COMST.2014.2320093.
- [139] B. Khelifa and S. Abla, “Security concerns in smart grids: Threats, vulnerabilities and countermeasures,” *Proc. 2015 IEEE Int. Renew. Sustain. Energy Conf. IRSEC 2015*, 2016, doi: 10.1109/IRSEC.2015.7454963.
- [140] R. K. Knake, “A Cyberattack on the U.S. Power Grid,” *Council on Foreign Relations*, 2017. <http://www.jstor.org/stable/resrep05652.01>, 05.2021
- [141] R. Kaur, A. L. Sangal, and K. Kumar, “Modeling and simulation of DDoS attack using omnet++,” *2014 Int. Conf. Signal Process. Integr. Networks, SPIN 2014*, pp. 220–225, 2014.
- [142] R. E. Pérez-Guzmán, Y. Salgueiro-Sicilia, and M. Rivera, “Communication systems and security issues in smart microgrids,” *Proc. - 2017 IEEE South. Power Electron. Conf. SPEC 2017*, pp. 1–6, 2018, doi:

10.1109/SPEC.2017.8333659.

- [143] G. Desarnaud, "Cyber attacks and energy infrastructures: Anticipating risks," *Center of Energy*, January, 2017.
- [144] H. Habibzadeh, B. H. Nussbaum, F. Anjomshoa, B. Kantarci, and T. Soyata, "A survey on cybersecurity, data privacy, and policy issues in cyber-physical system deployments in smart cities," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 50, p. 101660, 2019, doi: 10.1016/j.scs.2019.101660.
- [145] A. Ashok, M. Govindarasu, and J. Wang, "Cyber-physical attack-resilient wide-area monitoring, protection, and control for the power grid," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1389–1407, 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2686394.
- [146] K. Lai, M. Illindala, and K. Subramaniam, "A tri-level optimization model to mitigate coordinated attacks on electric power systems in a cyber-physical environment," *Appl. Energy*, vol. 235, pp. 204–218, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.10.077.
- [147] S. Hasan, A. Dubey, G. Karsai, and X. Koutsoukos, "A game-theoretic approach for power systems defense against dynamic cyber-attacks," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 115, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105432.
- [148] Y. Lin and Z. Bie, "Tri-level optimal hardening plan for a resilient distribution system considering reconfiguration and DG islanding," *Appl. Energy*, vol. 210, pp. 1266–1279, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.06.059.
- [149] A. Enshaee and P. Enshaee, "A viable controlled splitting strategy to improve transmission systems resilience against blackouts," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 175, 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2019.105913.
- [150] Y. Xiang, L. Wang, and N. Liu, "A robustness-oriented power grid operation strategy considering attacks," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 4248–4261, 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2653219.
- [151] Z. Li, M. Shahidehpour, and F. Aminifar, "Cybersecurity in distributed power systems," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1367–1388, 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2687865.
- [152] V. Venkataramanan, A. Hahn, and A. Srivastava, "Cyphyr: A cyber-physical analysis tool for measuring and enabling resiliency in microgrids," *IET Cyber-Physical Syst. Theory Appl.*, vol. 4, no. 4, pp. 313–321, 2019, doi: 10.1049/iet-cps.2018.5069.
- [153] V. Venkataramanan, A. K. Srivastava, A. Hahn, and S. Zonouz, "Measuring and enhancing microgrid resiliency against cyber threats," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 55, no. 6, pp. 6303–6312, 2019, doi: 10.1109/TIA.2019.2928495.
- [154] V. Venkataramanan, A. Hahn, and A. Srivastava, "CP-SAM: Cyber-physical security assessment metric for monitoring microgrid resiliency," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 2, pp. 1055–1065, 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2930241.
- [155] "Quarterly report, on European electricity markets." https://www.euneighbours.eu/sites/default/files/publications/2020-07/qr_electricity_q1_2020.pdf, 15.07.2021.

- [156] S. Russo, J. Sillmann, and E. M. Fischer, "Top ten European heatwaves since 1950 and their occurrence in the coming decades," *Environ. Res. Lett.*, vol. 10, no. 12, 2015, doi: 10.1088/1748-9326/10/12/124003.
- [157] A. Orlov, J. Sillmann, and I. Vigo, "Better seasonal forecasts for the renewable energy industry," *Nat. Energy*, vol. 5, no. 2, pp. 108–110, 2020, doi: 10.1038/s41560-020-0561-5.
- [158] S. F. Wiel K, Stoop LP, Zuijlen BRH, Blackport R, Broek MA, "Meteorological conditions leading to extreme low variable renewable energy production and extreme high energy shortfall," *Renew Sustain Energy Rev*, vol. 111, pp. 261–275, 2019, doi: doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.065.
- [159] L. Lledó, O. Bellprat, F. J. Doblas-Reyes, and A. Soret, "Investigating the effects of Pacific Sea surface temperatures on the wind drought of 2015 over the United States," *J. Geophys. Res. Atmos.*, vol. 123, no. 10, pp. 4837–4849, 2018, doi: 10.1029/2017JD028019.
- [160] S. S. Ottenburger *et al.*, "A novel optimization method for urban resilient and fair power distribution preventing critical network states," *Int J Crit Infrastruct Prot*, vol. 29, p. 100354, 2020, doi: doi:10.1016/j.ijcip.
- [161] "The 4 main pillars of enhancing utility grid resilience." <https://www.greentechmedia.com/articles/read/enhance-utility-grid-resilience-icf-international>, 22.05.2020.
- [162] "Microgrids for disaster preparedness and recovery. With electricity continuity plans and systems." https://www.preventionweb.net/files/42769_microgridsfordisasterpreparednessan.pdf, 15.07.2021.
- [163] Y. Xu *et al.*, "DGs for service restoration to critical loads in a secondary network," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 1, pp. 435–447, 2019, doi: 10.1109/TSG.2017.2743158.
- [164] H. Khazraj *et al.*, "Optimal operational scheduling and reconfiguration coordination in smart grids for extreme weather condition," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no. 15, pp. 3455–3463, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0507.
- [165] S. Kosai and J. Cravioto, "Resilience of standalone hybrid renewable energy systems: The role of storage capacity," *Energy*, vol. 196, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117133.
- [166] S. Tsianikas, J. Zhou, D. P. Birnie, and D. W. Coit, "Economic trends and comparisons for optimizing grid-outage resilient photovoltaic and battery systems," *Appl. Energy*, vol. 256, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113892.
- [167] M. Panwar *et al.*, "Integration of flow battery for resilience enhancement of advanced distribution grids," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 109, pp. 314–324, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.01.024.
- [168] K. S. A. Sedzro, X. Shi, A. J. Lamadrid, and L. F. Zuluaga, "A heuristic approach to the post-disturbance and stochastic pre-disturbance microgrid formation problem," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5574–5586, 2018, doi:

10.1109/TSG.2018.2887088.

- [169] J. Chen and Q. Zhu, "A game-theoretic framework for resilient and distributed generation control of renewable energies in microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 285–295, 2017, doi: 10.1109/TSG.2016.2598771.
- [170] L. K. Gan, A. Hussain, D. A. Howey, and H.-M. Kim, "Limitations in energy management systems: A case study for resilient interconnected microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5675–5685, 2018, doi: 10.1109/tsg.2018.2890108.
- [171] M. Tavakoli, F. Shokridehaki, M. Funsho Akorede, M. Marzband, I. Vechiu, and E. Pouresmaeil, "CVaR-based energy management scheme for optimal resilience and operational cost in commercial building microgrids," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 100, pp. 1–9, 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.02.022.
- [172] J. Dong *et al.*, "Battery and backup generator sizing for a resilient microgrid under stochastic extreme events," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 20, pp. 4443–4450, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5883.
- [173] A. Khodaei, "Resiliency-oriented microgrid optimal scheduling," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1584–1591, 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2311465.
- [174] A. Gholami, T. Shekari, and S. Grijalva, "Proactive management of microgrids for resiliency enhancement: an adaptive robust approach," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 10, no. 1, pp. 470–480, 2019, doi: 10.1109/TSSE.2017.2740433.
- [175] D. Wu, X. Ma, S. Huang, T. Fu, and P. Balducci, "Stochastic optimal sizing of distributed energy resources for a cost-effective and resilient microgrid," *Energy*, vol. 198, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117284.
- [176] M. Mehri Arsoon and S. M. Moghaddas-Tafreshi, "Peer-to-peer energy bartering for the resilience response enhancement of networked microgrids," *Appl. Energy*, vol. 261, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114413.
- [177] B. Yu, J. Guo, C. Zhou, Z. Gan, J. Yu, and F. Lu, "A review on microgrid technology with distributed energy," *Proc. - 2017 Int. Conf. Smart Grid Electr. Autom. ICSGEA 2017*, pp. 143–146, 2017, doi: 10.1109/ICSGEA.2017.152.
- [178] S. F. Rafique and Z. Jianhua, "Energy management system, generation and demand predictors: A review," *IET Gener. Transm. Distrib.*, pp. 519–530, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0354.
- [179] K. Hirose, J. Reilly, and H. Irie, "The Sendai Microgrid operational experience in the aftermath of the tohoku earthquake: a case study," *NEDO Microgrid Case Study*, pp. 1–6, 2013, https://www.smart-japan.org/english/vcms_cf/files/The_Operational_Experience_of_Sendai_Microgrid_in_the_Aftermath_of_the_Devastating_Earthquake_A_Case_Study.pdf, 15.09.2021.
- [180] A. K. Erenoğlu, I. Şengör, O. Erdinç, A. Taşcikaraoğlu and J. P. S. Catalão,

- "Economic operation of a micro-grid considering demand side flexibility and common ESS availability," *IEEE PES Conf. Innov. Smart Grid Technol. Conf. Europe (ISGT-Europe)*, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2018.8571861.
- [181] A. Hussain, V. H. Bui, and H. M. Kim, "Microgrids as a resilience resource and strategies used by microgrids for enhancing resilience," *Appl. Energy*, vol. 240, pp. 56–72, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.02.055.
- [182] S. Mishra, K. Anderson, B. Miller, K. Boyer, and A. Warren, "Microgrid resilience: A holistic approach for assessing threats, identifying vulnerabilities, and designing corresponding mitigation strategies," *Appl. Energy*, vol. 264, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114726.
- [183] L. Wu, T. Ortmeyer, and J. Li, "The community microgrid distribution system of the future," *Electr. J.*, vol. 29, no. 10, pp. 16–21, 2016, doi: 10.1016/j.tej.2016.11.008.
- [184] K. P. Schneider, F. K. Tuffner, M. A. Elizondo, C. C. Liu, Y. Xu, and D. Ton, "Evaluating the feasibility to use microgrids as a resiliency resource," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 2, pp. 687–696, 2017, doi: 10.1109/TSG.2015.2494867.
- [185] S. Mousavizadeh, T. G. Bolandi, M. R. Haghifam, M. Moghimi, and J. Lu, "Resiliency analysis of electric distribution networks: A new approach based on modularity concept," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 117, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105669.
- [186] J. Zhu, Y. Yuan, and W. Wang, "An exact microgrid formation model for load restoration in resilient distribution system," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 116, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105568.
- [187] M. Zadsar, M. R. Haghifam, and S. M. M. Larimi, "Approach for self-healing resilient operation of active distribution network with microgrid," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 18, pp. 4633–4643, 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.1783.
- [188] A. Hussain, S. D. A. Shah, and S. M. Arif, "Heuristic optimisation-based sizing and siting of DGs for enhancing resiliency of autonomous microgrid networks," *IET Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 269–282, 2019, doi: 10.1049/iet-stg.2018.0209.
- [189] E. Rosales-Asensio, M. de Simón-Martín, D. Borge-Diez, J. J. Blanes-Peiró, and A. Colmenar-Santos, "Microgrids with energy storage systems as a means to increase power resilience: An application to office buildings," *Energy*, vol. 172, pp. 1005–1015, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.02.043.
- [190] J. Wang, N. Xie, W. Wu, D. Han, C. Wang, and B. Zhu, "Resilience enhancement strategy using microgrids in distribution network," *Glob. Energy Interconnect.*, vol. 1, no. 5, pp. 537–543, 2018, doi: 10.14171/j.2096-5117.gei.2018.05.002.
- [191] M. Khederzadeh and S. Zandi, "Enhancement of distribution system restoration capability in single/multiple faults by using microgrids as a resiliency resource," *IEEE Syst. J.*, vol. 13, no. 2, pp. 1796–1803, 2019, doi: 10.1109/JSYST.2019.2890898.

- [192] Y. Xu, C. C. Liu, K. P. Schneider, F. K. Tuffner, and D. T. Ton, "Microgrids for service restoration to critical load in a resilient distribution system," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 1, pp. 426–437, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2591531.
- [193] A. Lagrange, M. de Simón-Martín, A. González-Martínez, S. Bracco, and E. Rosales-Asensio, "Sustainable microgrids with energy storage as a means to increase power resilience in critical facilities: An application to a hospital," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 119, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.105865.
- [194] A. Barnes, H. Nagarajan, E. Yamangil, R. Bent, and S. Backhaus, "Resilient design of large-scale distribution feeders with networked microgrids," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 171, pp. 150–157, 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2019.02.012.
- [195] J. Najafi, A. Peiravi, A. Anvari-Moghaddam, and J. M. Guerrero, "Resilience improvement planning of power-water distribution systems with multiple microgrids against hurricanes using clean strategies," *J. Clean. Prod.*, vol. 223, pp. 109–126, 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.03.141.
- [196] M. Khederzadeh, "Multi-agent system design for automation of a cluster of microgrids," *CIREN - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 1304–1307, 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0074.
- [197] J. Xia, F. Xu, G. Huang, "Research on power grid resilience and power supply restoration during disasters: A review.," in *In Flood Impact Mitigation and Resilience Enhancement*, 2020. doi: 10.5772/intechopen.94514.
- [198] M. A. Brown and A. Soni, "Expert perceptions of enhancing grid resilience with electric vehicles in the United States," *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 57, 2019, doi: 10.1016/j.erss.2019.101241.
- [199] "The New York Times. Flash floods in Turkey kill 59, and dozens are still missing." <https://www.nytimes.com/2021/08/15/world/europe/turkey-floods.html>, 15.07.2021.
- [200] Y. Li, K. Xie, L. Wang, and Y. Xiang, "Exploiting network topology optimization and demand side management to improve bulk power system resilience under windstorms," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 171, pp. 127–140, 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2019.02.014.
- [201] H. Mehrjerdi and R. Hemmati, "Coordination of vehicle-to-home and renewable capacity resources for energy management in resilience and self-healing building," *Renew. Energy*, vol. 146, pp. 568–579, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.07.004.
- [202] F. Hafiz, B. Chen, C. C. Chen, A. R. De Queiroz, and I. Husain, "Utilising demand response for distribution service restoration to achieve grid resiliency against natural disasters," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no. 14, pp. 2942–2950, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.6866.
- [203] S. Mousavizadeh, M. R. Haghifam, and M. H. Shariatkhah, "A linear two-stage method for resiliency analysis in distribution systems considering renewable energy and demand response resources," *Appl. Energy*, vol. 211, no. August 2017, pp. 443–460, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.11.067.

- [204] Y. Wang *et al.*, "Coordinating multiple sources for service restoration to enhance resilience of distribution systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5781–5793, 2019, doi: 10.1109/tsg.2019.2891515.
- [205] H. Aki, "Demand-side resiliency and electricity continuity: Experiences and lessons learned in Japan," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1443–1455, 2017, doi: 10.1109/JPROC.2016.2633780.
- [206] N. D. Laws, K. Anderson, N. A. Diorio, X. Li, and J. McLaren, "Impacts of valuing resilience on cost-optimal PV and storage systems for commercial buildings," *Renew. Energy*, vol. 127, pp. 896–909, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.05.011.
- [207] A. Hussain, V.-H. Bui, and H.-M. Kim, "Optimal operation of hybrid microgrids for enhancing resiliency considering feasible islanding and survivability," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 11, no. 6, pp. 846–857, 2017, doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0820.
- [208] A. Hussain, V.-H. Bui, and H.-M. Kim, "A resilient and privacy-preserving energy management strategy for networked microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 3, pp. 2127–2139, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2607422.
- [209] A. Shiuly, "Global attenuation relationship for estimating peak ground acceleration," *J. Geol. Soc. India*, vol. 92, no. 1, pp. 54–58, 2018, doi: 10.1007/s12594-018-0952-4.
- [210] G. G. Amiri, A. Mahdavian, and F. M. Dana, "Attenuation relationships for Iran," *J. Earthq. Eng.*, vol. 11, no. 4, pp. 469–492, 2007, doi: 10.1080/13632460601034049.
- [211] M. Nazemi and P. Dehghanian, "Seismic-resilient bulk power grids: Hazard characterization, modeling, and mitigation," *IEEE Trans. Eng. Manag.*, vol. 67, no. 3, pp. 614–630, 2020, doi: 10.1109/TEM.2019.2950669.
- [212] B. Li, R. Roche, and A. Miraoui, "A temporal-spatial natural disaster model for power system resilience improvement using DG and lines hardening," *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017*, pp. 1–6. doi: 10.1109/PTC.2017.7980851.
- [213] M. Ghasemi, A. Kazemi, R. Dashti, M. A. Rajabi, and M. A. Gilani, "Resilience evaluation and prediction in electrical distribution systems: A case study in Golestan Province," *24th Electr. Power Distrib. Conf. EPDC 2019*, pp. 6–9, 2019, doi: 10.1109/EPDC.2019.8903863.
- [214] H. Saboori, R. Hemmati, S. M. S. Ghiasi, and S. Dehghan, "Energy storage planning in electric power distribution networks—A state-of-the-art review," *Renew. Sust. Energ. Rev.* vol. 79. pp. 1108–1121, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.171.
- [215] "Multi-hazard loss estimation methodology: Hazus –MH 2.1. Technical Manual." https://www.fema.gov/sites/default/files/2020-09/fema_hazus_earthquake-model_technical-manual_2.1.pdf, 20.09.2021.
- [216] "TLC Trip Record Data, NYC." <https://www1.nyc.gov/site/tlc/about/tlc-trip-record-data.page>, 20.05.2020.
- [217] W. Fang, P. Lan, W. Lin, H. Chang, H. Chang and Y. Wang, "Combine Facebook

- Prophet and LSTM with BPNN Forecasting financial markets: The Morgan Taiwan Index,” *Proc. - 2019 Int. Symp. Intell. Signal Process. Commun. Syst. ISPACS 2019*, pp. 1–2, 2019, doi: 10.1109/ISPACS48206.2019.8986377.
- [218] G. Borowik, Z. M. Wawrzyniak, and P. Cichosz, “Time series analysis for crime forecasting,” *26th Int. Conf. Syst. Eng. ICSEng 2018 - Proc.*, 2019, doi: 10.1109/ICSENG.2018.8638179.
- [219] I. Şengör, A. K. Erenoğlu, O. Erdinç, A. Taşcikaraoğlu, and J. P. S. Catalão, “Day-ahead charging operation of electric vehicles with on-site renewable energy resources in a mixed integer linear programming framework,” *IET Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 367–375, 2020, doi: 10.1049/iet-stg.2019.0282.
- [220] D. Niyato, X. Lu and P. Wang, “Adaptive power management for wireless base stations in a smart grid environment,” *IEEE Wirel. Commun.*, vol. 19, no. 6, pp. 44–51, 2012, doi: 10.1109/MWC.2012.6393517.
- [221] A. Ayang, P.-S. Ngohe-Ekam, B. Videme, and J. Temga, “Power consumption: Base stations of telecommunication in sahel zone of cameroon: Typology based on the power consumption—model and energy savings,” *J. Energy*, pp. 1–15, 2016, doi: 10.1155/2016/3161060.
- [222] “Hastane & otel & alışveriş merkezi ve üniversite kampüslerinde kojenerasyon uygulamaları/kapasite seçiminde optimizasyon, UCTEA Chamber of Mechanical Engineers.” https://www.mmo.org.tr/sites/default/files/gonderi_dosya_ekleri/72e4ff749ee6abb_ek_3.pdf, 20.05.2020.
- [223] “Electric vehicles database.” <https://ev-database.org/#sort:path~type~order=.rank~number~desc%7Crange-slider-range:prev~next=0~1200%7Crange-slider-acceleration:prev~next=2~23%7Crange-slider-topspeed:prev~next=110~450%7Crange-slider-battery:prev~next=10~200%7Crange-slider-eff:prev~next>, 20.05.2020.
- [224] A. Omishore and L. Puklický, “Fuzzy Probabilistic models, uncertainty and structural reliability,” *10th Int. Conf. Modern Build. Mat., Str. and Tech.* March, 2009.
- [225] M.E. Baran, W.F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 4, pp. 1401–07, 1989.
- [226] C. Chen, J. Wang, F. Qiu, and D. Zhao, “Resilient distribution system by microgrids formation after natural disasters,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 958–966, 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2429653.
- [227] T. Ding, Y. Lin, G. Li, and Z. Bie, “A new model for resilient distribution systems by microgrids formation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 5, pp. 4145–4147, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2650779.
- [228] N. G. Paterakis, O. Erdinc, A. G. Bakirtzis, and J. P. S. Catalao, “Load-following reserves procurement considering flexible demand-side resources under high wind power penetration,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 3, pp. 1337–1350, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2347242.

- [229] G. Liu, M. Starke, X. Zhang, and K. Tomsovic, "A MILP-based distribution optimal power flow model for microgrid operation," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1-5, 2016, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741704.
- [230] M. R. Sarker, M. A. Ortega-Vazquez, and D. S. Kirschen, "Optimal coordination and scheduling of demand response via monetary incentives," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1341–1352, 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2375067.
- [231] X. Chen, W. Wu, and B. Zhang, "Robust restoration method for active distribution networks," *IEEE Trans Power Syst*, vol. 31, pp. 4005–15, 2016, doi: 10.1109/jaiee.1926.6537589.
- [232] T. Ding, Y. Lin, Z. Bie, and C. Chen, "A resilient microgrid formation strategy for load restoration considering master-slave distributed generators and topology reconfiguration," *Appl. Energy*, vol. 199, pp. 205–216, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.05.012.
- [233] M. R. Dorostkar-Ghamsari, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Lehtonen, and A. Safdarian, "Value of distribution network reconfiguration in presence of renewable energy resources," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 3, pp. 1879–1888, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2457954.
- [234] Y. Latreche and H. R. E. H. Boucekara, K. Naidu, H. Mokhlis, W.M. Dalahan, "Comprehensive review of radial distribution test systems," *TechRxiv*, vol. Preprint, no. 1, pp. 1–65, 2020.
- [235] Z. Yang "Flexible energy resources for enhancing power distribution system resilience," The George Washington University, Washington, USA., 2019.
- [236] J. Wang, "Active and reactive power control of flexible loads for distribution-level grid services," "Digital Commons @ Michigan Tech, 2018.
- [237] J. Tan, G. Liu, R. Dai, Z. Wang "Bi-level charging station planning for integrated power distribution and transportation system," *IEEE Conf. on Energy Int. and Energy Sys. Int. (EI2)* 2017, pp. 1-5. doi: 10.1109/EI2.2017.8245744.
- [238] H. Abdeltawab and Y. A. R. I. Mohamed, "Mobile energy storage sizing and allocation for multi-services in power distribution systems," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 176613–176623, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2957243.
- [239] "Electric Vehicle Database." <https://ev-database.org/car/1490/Audi-Q4-e-tron-40>, 20.05.2021.

Bu bölümde yer alan alt bölümlerde sırasıyla Bölüm 3.1, Bölüm 3.2 ve Bölüm 4'te sunulan matematiksel modellemelere ait GAMS ve Python kodları yer almaktadır.

A.1 Bölüm 3.1'de Yer Alan Matematiksel Modele Ait PYTHON Kodları

```
from pulp import *
from openpyxl import *
from pandas import *
import xlswriter
import cplex
import random
import numpy as np

"""optimization problem"""
power = LpProblem("power", LpMaximize)

"""sets"""
bar=read_excel(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-callevrevise\minorrevision\tables\i.xlsx')
nob = len(bar)
h= read_excel(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-callevrevise\minorrevision\tables\h.xlsx')
noy = len(h.columns)
ev = read_excel(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-call ev revise\minor revision\tables\e.xlsx')
noe = len(ev.columns)
time = len(ev)
line = read_excel(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-call ev revise\minor revision\tables\l.xlsx')
nol = len(line)
point = read_excel(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-call ev revise\minor revision\tables\p.xlsx')
nop = len(point)

"""parameters"""
#g = read_excel(r'C:\Users\Sancar\Desktop\sem\o-h-m\resiliency\tables\6_deneme_1\g.xlsx')
g = [0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]
d = read_excel(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-call ev revise\minor revision\tables\d_613253031_10.xlsx')
P_y_t = read_excel(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-call ev revise\minor revision\tables\powercurves.xlsx')
soket_i = read_excel(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-call ev revise\minor revision\tables\soket.xlsx')
b_i_e = read_excel(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-call ev revise\minor revision\tables\b_10.xlsx')
evdat_e = read_excel(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-call ev revise\minor revision\tables\evdat.xlsx')
SOE_i_e_t = read_excel(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-call ev revise\minor revision\tables\soe.xlsx')
event = read_excel(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-call ev revise\minor revision\tables\event_613253031_10.xlsx')
loads = read_excel(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-call ev revise\minor revision\tables\powercurves.xlsx')

event_t = 40
period=16
tdep = event_t + period

Xp=np.zeros((nop,1))
Yp= np.zeros ((nop,1))
for p in range(nop):
    Xp[p] = point.iloc[p,1]
    Yp[p] = point.iloc[p,2]

distance = read_excel(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-call ev revise\minor revision\tables\distance_i11i26_10.xlsx')
```

```

speed_km_h = np.zeros((16,noe))
speed_m_s = np.zeros((16,noe))
Fa = np.zeros((16,noe))
Fr = np.zeros((16,noe))
AccF = np.zeros((16,noe))
Ft = np.zeros((16,noe))
Pv_w = np.zeros((16,noe))
P_kw = np.zeros((16,noe))
soe_lost = np.zeros((noe,1))
ev_type = np.zeros((noe,1))
P_tot = np.zeros((noe,1))
Cx = 0.19
Cr = 0.0048
e = 0.85
ro = 9.81
p = 1.25

```

```

for e in range(noe):
    for t in range(16):
        if t == 0:
            speed_m_s[t,e]=0
            speed_km_h[t,e]=0
            Fa[t,e] = 0
            Fr[t,e] = 0
            AccF[t,e] = 0
            Ft[t,e] = 0
            Pv_w[t,e] = 0
            P_kw[t,e] = 0

        else:
            speed_km_h[t,e] = distance.iloc[e,2]
            speed_m_s[t,e] = speed_km_h[t,e]*1000/3600
            Fa[t,e] = 0
            ev_type[e,0] = distance.iloc[e,0]

            if ev_type[e,0] == 1:
                M = 1657
                A = 2.889
            if ev_type[e,0] == 2:
                M = 1685
                A = 2.817
            if ev_type[e,0] == 3:
                M = 1731
                A = 2.762
            if ev_type[e,0] == 4:
                M = 1591
                A = 2.55

            Fr[t,e] = M*Cr*ro
            AccF[t,e] = ((speed_m_s[t,e]-speed_m_s[t-1,e])/60)*M
            Ft[t,e] = Fa[t,e] + Fr[t,e] + AccF[t,e]
            Pv_w[t,e] = Ft[t,e]*speed_m_s[t,e]
            P_kw[t,e] = (Pv_w[t,e])/(850)
            P_tot[t,e] = P_tot[t,e,0] + P_kw[t,e]

            soe_lost[e,0] = P_tot[t,e,0]/60

```

```

D = [0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1]

```

```

diesel_guc = 2.0299

```

```

e_t = read_excel(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-call ev revise\minor revision\tables\event_t_10.xlsx')

```

```

"""variables"""

```

```

Pfleet_i_t = {(i,t): LpVariable(cat=LpContinuous, name="P_fleet_i_t_{_}".format(i,t)) for i in range(nob) for t in range(time)}
Pdis_i_e_t = {(i,e,t): LpVariable(cat=LpContinuous, name="Pdis_i_e_t_{_}_{_}".format(i,e,t)) for i in range(nob) for e in range(noe) for t in range(time)}
P_load_i_t = {(i,t): LpVariable(cat=LpContinuous, name="P_load_i_t_{_}".format(i,t)) for i in range(nob) for t in range(time)}
alfa_i_e_t = {(i,e,t): LpVariable(cat=LpBinary, name="alfa_i_e_t_{_}_{_}".format(i,e,t)) for i in range(nob) for e in range(noe) for t in range(time)}
a = {(i,e): LpVariable(cat=LpBinary, name="a_{_}_{_}".format(i,e)) for i in range(nob) for e in range(noe)}

```

```

beta_i_e_t = {(i,e,t): LpVariable(cat=LpBinary, name="beta_i_e_t_{i}_{e}_{t}".format(i,e,t)) for i in range(nob) for e in
range(noe) for t in range(time))
x_i_e_t = {(i,e,t): LpVariable(cat=LpBinary, name="x_i_e_t_{i}_{e}_{t}".format(i,e,t)) for i in range(nob) for e in range(noe) for t
in range(time))
y_i_e_t = {(i,e,t): LpVariable(cat=LpBinary, name="y_i_e_t_{i}_{e}_{t}".format(i,e,t)) for i in range(nob) for e in range(noe) for t
in range(time))
SOE_e_t = {(i,e,t): LpVariable(cat=LpContinuous, name="SOE_e_t_{i}_{e}_{t}".format(i,e,t)) for i in range(nob) for e in
range(noe) for t in range(time))
P_f_i_t = {(i,t): LpVariable(cat=LpContinuous, name="P_f_i_t_{i}_{t}".format(i,t)) for i in range(nob) for t in range(time))
P_f_load_i_t = {(i,t): LpVariable(cat=LpContinuous, name="P_f_load_i_t_{i}_{t}".format(i,t)) for i in range(nob) for t in
range(time))
f_h_t = {(l,t): LpVariable(cat=LpContinuous, name="f_h_t_{l}_{t}".format(l,t)) for l in range(nol) for t in range(time))
F_h_t = {(l,t): LpVariable(cat=LpContinuous, name="F_h_t_{l}_{t}".format(l,t)) for l in range(nol) for t in range(time))
P_loss_l_t = {(l,t): LpVariable(cat=LpContinuous, name="P_loss_l_t_{l}_{t}".format(l,t)) for l in range(nol) for t in range(time))
z_h_t_p = {(l,t,p): LpVariable(cat=LpContinuous, lowBound=0, upBound=1, name="z_h_t_p_{l}_{t}_{p}".format(l,t,p)) for l in
range(nol) for t in range(time) for p in range(nop))
THL_t = {(t): LpVariable(cat=LpContinuous, name="THL_t_{t}".format(t)) for t in range(time))
u1_i_t = {(i,t): LpVariable(cat=LpBinary, name="u1_i_t_{i}_{t}".format(i,t)) for i in range(nob) for t in range(time))
u2_i_t = {(i,t): LpVariable(cat=LpBinary, name="u2_i_t_{i}_{t}".format(i,t)) for i in range(nob) for t in range(time))
u3_i_t = {(i,t): LpVariable(cat=LpBinary, name="u3_i_t_{i}_{t}".format(i,t)) for i in range(nob) for t in range(time))
u4_i_t = {(i,t): LpVariable(cat=LpBinary, name="u4_i_t_{i}_{t}".format(i,t)) for i in range(nob) for t in range(time))
D_i_t = {(i,t): LpVariable(cat=LpContinuous, name="D_i_t_{i}_{t}".format(i,t)) for i in range(nob) for t in range(time))
cf_plus = {(l,t): LpVariable(cat=LpContinuous, lowBound=0, name="cf_plus_{l}_{t}".format(l,t)) for l in range(nol) for t in
range(time))
cf_minus = {(l,t): LpVariable(cat=LpContinuous, lowBound=0, name="cf_minus_{l}_{t}".format(l,t)) for l in range(nol) for t in
range(time))
absf = {(l,t): LpVariable(cat=LpContinuous, lowBound=0, name="absf_{l}_{t}".format(l,t)) for l in range(nol) for t in
range(time))

"""constraints"""

#powerflow
for t in range(time):
    for l in range(nol):
        power += f_h_t[l,t] >= -line.iloc[l,3]
        power += f_h_t[l,t] <= line.iloc[l,3]
        power += lpSum([z_h_t_p[l,t,p] for p in range(nop)]) == 1
        power += f_h_t[l,t] == lpSum([Xp[p]*z_h_t_p[l,t,p] for p in range(nop)])
        power += F_h_t[l,t] == lpSum([Yp[p]*z_h_t_p[l,t,p] for p in range(nop)])
        power += P_loss_l_t[l,t] == 0.001*absf[l,t] + 0.0003*F_h_t[l,t]

    for t in range(time):
        power += THL_t[t] == lpSum([0.001*absf[l,t] + 0.0003*F_h_t[l,t] for l in range(nol)])

    for t in range(time):
        for i in range(nob):
            if bar.iloc[i,1] == 1:
                power += 0 <= P_f_i_t[i,t]
                power += P_f_i_t[i,t] <= bar.iloc[i,2]
                #power += P_f_i_t[i,t] == P_f_load_i_t[i,t] + lpSum([0.001*f_h_t[l,t] + 0.0003*F_h_t[l,t] for l in range(nol)])

            elif bar.iloc[i,1] == 0:

                power += P_f_load_i_t[i,t] == 0
                power += P_f_i_t[i,t] == 0
            """
TL=0
power += TL == lpSum([THL_t[t] for t in range(time)])
"""

for t in range(time):
    for i in range(nob):

        if g[i] == 1:

            if t < event_t:
                for e in range(noe):
                    power += alfa_i_e_t[i,e,t] == 0

            elif t == event_t:
                power += lpSum([alfa_i_e_t[i,e,t] for e in range(noe)]) <= socket.iloc[i]

            for e in range(noe):
                power += a[i,e] == alfa_i_e_t[i,e,t]

```

```

        power += alfa_i_e_t[i,e,t] <= b_i_e.iloc[i,e]
        power += beta_i_e_t[i,e,t] == 1 - alfa_i_e_t[i,e,t]

    elif t > event_t and t <= tdep:
        for e in range(noe):
            power += alfa_i_e_t[i,e,t] == a[i,e]

    elif t > tdep:
        for e in range(noe):
            power += alfa_i_e_t[i,e,t] == 0

    else:
        for e in range(noe):
            power += alfa_i_e_t[i,e,t] == 0
            power += beta_i_e_t[i,e,t] == 1 - alfa_i_e_t[i,e,t]
            power += a[i,e] == alfa_i_e_t[i,e,t]

#pdis
for t in range(time):
    for i in range(nob):
        for e in range(noe):
            power += Pdis_i_e_t[i,e,t] >= 0
            power += Pdis_i_e_t[i,e,t] <= alfa_i_e_t[i,e,t]*evdat_e.iloc[e,2]*g[i]*event.iloc[t,i]

"""
#soe
for t in range(time):
    for e in range(noe):
        if t < event_t:
            power += SOE_e_t[e,t] == 0

        elif t == event_t:
            power += SOE_e_t[e,t] == SOE_i_e_t.iloc[t,e]

        elif t == event_t+1:
            power += SOE_e_t[e,t] == SOE_i_e_t.iloc[t-1,e] - soe_lost[e,0]

        elif t > event_t+1 and t <= tdep+1:
            power += SOE_e_t[e,t] >= evdat_e.iloc[e,0]
            for i in range(nob):
                power += SOE_e_t[e,t] == SOE_e_t[e,t-1] - ((Pdis_i_e_t[i,e,t]/evdat_e.iloc[e,3])*0.25)

        elif t > tdep+1:
            power += SOE_e_t[e,t] == 0

"""

#power balance
for t in range(time):
    for i in range(nob):
        power += P_f_i_t[i,t] + g[i]*Pfleet_i_t[i,t] + lpSum([f_h_t[l,t] for l in range(nol) if line.iloc[l,2] == i+1]) - lpSum([f_h_t[l,t]
for l in range(nol) if line.iloc[l,1] == i+1]) + D_i_t[i,t] == P_load_i_t[i,t] + lpSum([0.001*absf[l,t] + 0.0003*F_h_t[l,t] for l in
range(nol) if line.iloc[l,1] == i+1])

        power += Pfleet_i_t[i,t] == lpSum([Pdis_i_e_t[i,e,t] for e in range(noe)])
        power += Pfleet_i_t[i,t] >= 0
        power += P_load_i_t[i,t] == u1_i_t[i,t]*loads.iloc[t,0]*h.iloc[i,0] + u2_i_t[i,t]*loads.iloc[t,1]*h.iloc[i,1] +
u3_i_t[i,t]*loads.iloc[t,2]*h.iloc[i,2] + u4_i_t[i,t]*loads.iloc[t,3]*h.iloc[i,3]
        power += u1_i_t[i,t] <= h.iloc[i,0]
        power += u2_i_t[i,t] <= h.iloc[i,1]
        power += u3_i_t[i,t] <= h.iloc[i,2]
        power += u4_i_t[i,t] <= h.iloc[i,3]

        power += D_i_t[i,t] <= diesel_guc*D[i]*e_t.iloc[t,0]
        power += 0 <= D_i_t[i,t]

for l in range(nol):
    for t in range(time):
        power += f_h_t[l,t] <= line.iloc[l,3]*d.iloc[t,l]
        power += f_h_t[l,t] >= -line.iloc[l,3]*d.iloc[t,l]
        power += f_h_t[l,t] == cf_plus[l,t] - cf_minus[l,t]
        power += absf[l,t] == cf_plus[l,t] + cf_minus[l,t]

```

```

"""
for i in range(nob):
    for t in range(time):
        power += u1_i_t[i,t] >= u2_i_t[i,t]
        power += u2_i_t[i,t] >= u3_i_t[i,t]
        power += u3_i_t[i,t] >= u4_i_t[i,t]
"""

#obj func
power += lpSum([ 100*u1_i_t[i,t] + 75*u2_i_t[i,t] + 50*u3_i_t[i,t] + 25*u4_i_t[i,t] for i in range(nob) for t in range(time)]) -
lpSum([0.05*THL_t[t] for t in range(time)]) + lpSum([beta_i_e_t[i,e,t] for i in range(nob) for e in range(noe) for t in
range(time)])

#power += lpSum([ P_f_load_i_t[i,t] + Pfleet_i_t[i,t] + 100*u1_i_t[i,t] + 50*u2_i_t[i,t] + 25*u3_i_t[i,t] + 0.01*u4_i_t[i,t] for i in
range(nob) for t in range(time)])
#power += lpSum([ P_f_load_i_t[i,t] + Pfleet_i_t[i,t] for i in range(nob) for t in range(time)])
#power += lpSum([ P_f_load_i_t[i,t] for i in range(nob) for t in range(time)]) + lpSum([Pdis_i_e_t[i,e,t] for i in range(nob) for
e in range(noe) for t in range(time)])
#power += lpSum([ P_f_load_i_t[i,t] + 100*u1_i_t[i,t] + 50*u2_i_t[i,t] + 25*u3_i_t[i,t] + 0.01*u4_i_t[i,t] for i in range(nob) for t
in range(time)])
#power += lpSum([ Pfleet_i_t[i,t] + 100*u1_i_t[i,t] + 50*u2_i_t[i,t] + 25*u3_i_t[i,t] + 0.01*u4_i_t[i,t] for i in range(nob) for t in
range(time)])

# solver = pulp.CPLEX_PY(gapAbs= 0.1)
# power.solve(solver )

power.solve(CPLEX_PY() )

print("Status:", LpStatus[power.status])

"""print"""

SOE = []
SOE_n = []
Pdis = []
Pdis_n = []
u = []
u_n = []
alfa = []
alfa_n = []
Pfleet = []
Pfleet_n = []
Pload = []
Pload_n = []
dd = []
dd_n = []

for i in range(nob):
    for t in range(time):
        u.append(u1_i_t[i,t].varValue)
        u_n.append(u1_i_t[i,t].name)

for i in range(nob):
    for t in range(time):
        u.append(u2_i_t[i,t].varValue)
        u_n.append(u2_i_t[i,t].name)

for i in range(nob):
    for t in range(time):
        u.append(u3_i_t[i,t].varValue)
        u_n.append(u3_i_t[i,t].name)

for i in range(nob):
    for t in range(time):
        u.append(u4_i_t[i,t].varValue)
        u_n.append(u4_i_t[i,t].name)

for i in range(nob):
    for t in range(time):
        Pload.append(P_load_i_t[i,t].varValue)
        Pload_n.append(P_load_i_t[i,t].name)

for i in range(nob):

```

```

for t in range(time):

    Pfleet.append(Pfleet_i_t[i,t].varValue)
    Pfleet_n.append(Pfleet_i_t[i,t].name)
for i in range(nob):
    for t in range(time):

        dd.append(D_i_t[i,t].varValue)
        dd_n.append(D_i_t[i,t].name)

        """"
        SOE.append(SOE_e_t[e,t].varValue)
        SOE_n.append(SOE_e_t[e,t].name)
        """"

for i in range(nob):
    for e in range(noe):
        for t in range(time):
            SOE.append(SOE_e_t[i,e,t].varValue)
            SOE_n.append(SOE_e_t[i,e,t].name)

            Pdis.append(Pdis_i_e_t[i,e,t].varValue)
            Pdis_n.append(Pdis_i_e_t[i,e,t].name)

for i in range(nob):
    for t in range(time):
        for e in range(noe):

            alfa.append(alfa_i_e_t[i,e,t].varValue)
            alfa_n.append(alfa_i_e_t[i,e,t].name)

```

```

workbook = xlswriter.Workbook(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-call
revision\tables\result_f6f13f25f30f31_10.xlsx')
ev revise\minor

```

```

worksheet = workbook.add_worksheet()
worksheet2 = workbook.add_worksheet()
worksheet3 = workbook.add_worksheet()
worksheet4 = workbook.add_worksheet()
worksheet5 = workbook.add_worksheet()
worksheet6 = workbook.add_worksheet()
worksheet7 = workbook.add_worksheet()
worksheet8 = workbook.add_worksheet()
worksheet9 = workbook.add_worksheet()

row = 0
column = 0
x= len(SOE)
for v in range(x):
    worksheet.write(row,column,SOE_n[v])
    column += 1
    worksheet.write(row,column,SOE[v])
    row += 1
    column = 0
row = 0
column = 0
x = len(alfa)
for v in range(x):
    worksheet2.write(row,column,alfa_n[v])
    column += 1
    worksheet2.write(row,column,alfa[v])
    row += 1
    column = 0
row = 0
column = 0
x= len(Pdis)
for v in range(x):
    worksheet3.write(row,column,Pdis_n[v])
    column += 1
    worksheet3.write(row,column,Pdis[v])
    row += 1
    column = 0

```

```

row = 0
column = 0
x= len(u)
for v in range(x):
    worksheet4.write(row,column,u_n[v])
    column += 1
    worksheet4.write(row,column,u[v])
    row += 1
    column = 0
row = 0
column = 0
x= len(Pfleet)
for v in range(x):
    worksheet5.write(row,column,Pfleet_n[v])
    column += 1
    worksheet5.write(row,column,Pfleet[v])
    row += 1
    column = 0
row = 0
column = 0
x= len(Pload)
for v in range(x):
    worksheet6.write(row,column,Pload_n[v])
    column += 1
    worksheet6.write(row,column,Pload[v])
    row += 1
    column = 0
row = 0
column = 0
x= len(dd)
for v in range(x):
    worksheet7.write(row,column,dd_n[v])
    column += 1
    worksheet7.write(row,column,dd[v])
    row += 1
    column = 0
workbook.close()
#powerflow
f = []
f_n = []
cf_pluss = []
cf_minuss = []
for l in range(nol):
    for t in range(time):
        #print(f_h_t[l,t].name,f_h_t[l,t].varValue)
        f.append(f_h_t[l,t].varValue)
        f_n.append(f_h_t[l,t].name)
        cf_pluss.append(cf_plus[l,t].varValue)
        cf_minuss.append(cf_minus[l,t].varValue)
z = []
z_n = []
for l in range (nol):
    for t in range(time):
        for p in range(nop):
            #print(z_h_t_p[l,t,p].name,z_h_t_p[l,t,p].varValue)
            z.append(z_h_t_p[l,t,p].varValue)
            z_n.append(z_h_t_p[l,t,p].name)
P_f_load = []
P_f_load_n = []
for i in range(nob):
    for t in range(time):
        #print(f_h_t[l,t].name,f_h_t[l,t].varValue)
        P_f_load.append(P_f_load_i_t[i,t].varValue)
        P_f_load_n.append(P_f_load_i_t[i,t].name)
"""
P_f_lost = []
P_f_lost_n = []
for l in range(nol):
    for t in range(time):
        #print(f_h_t[l,t].name,f_h_t[l,t].varValue)
        P_f_lost.append(P_lost_h_t[l,t].varValue)
        P_f_lost_n.append(P_lost_h_t[l,t].name)
"""
Ploss = []

```

```

Ploss_n = []
for l in range(nol):
    for t in range(time):
        Ploss.append(P_loss_l_t[l,t].varValue)
        Ploss_n.append(P_loss_l_t[l,t].name)
P_f = []
P_f_n = []
for i in range(nob):
    for t in range(time):
        #print(f_h_t[l,t].name,f_h_t[l,t].varValue)
        P_f.append(P_f_i_t[i,t].varValue)
        P_f_n.append(P_f_i_t[i,t].name)
F = []
F_n = []
for l in range(nol):
    for t in range(time):
        #print(f_h_t[l,t].name,f_h_t[l,t].varValue)
        F.append(F_h_t[l,t].varValue)
        F_n.append(F_h_t[l,t].name)
workbook3 = xlswriter.Workbook(r'C:\Users\Erenoglu2\Desktop\on-call
revision\tables\powerflow_result_f6f13f25f30f31_10.xlsx')
worksheet = workbook3.add_worksheet()
worksheet2 = workbook3.add_worksheet()
worksheet3 = workbook3.add_worksheet()
worksheet4 = workbook3.add_worksheet()
worksheet5 = workbook3.add_worksheet()
worksheet6 = workbook3.add_worksheet()
row = 0
column = 0
x= len(z)
for v in range(x):
    worksheet.write(row,column,z_n[v])
    column += 1
    worksheet.write(row,column,z[v])
    row += 1
    column = 0
row = 0
column = 0
x= len(f)
for v in range(x):
    worksheet2.write(row,column,f_n[v])
    column += 1
    worksheet2.write(row,column,f[v])
    row += 1
    column = 0
row = 0
column = 0
x= len(P_f_load)
for v in range(x):
    worksheet3.write(row,column,P_f_load_n[v])
    column += 1
    worksheet3.write(row,column,P_f_load[v])
    row += 1
    column = 0
row = 0
column = 0
x= len(P_f_lost)
for v in range(x):
    worksheet4.write(row,column,P_f_lost_n[v])
    column += 1
    worksheet4.write(row,column,P_f_lost[v])
    row += 1
    column = 0
row = 0
column = 0
x= len(Ploss)
for v in range(x):
    worksheet4.write(row,column,Ploss_n[v])
    column += 1
    worksheet4.write(row,column,Ploss[v])
    row += 1
    column = 0
row = 0
column = 0

```

```

x= len(P_f)
for v in range(x):
    worksheet5.write(row,column,P_f_n[v])
    column += 1
    worksheet5.write(row,column,P_f[v])
    row += 1
    column = 0
row = 0
column = 0
x= len(F)
for v in range(x):
    worksheet6.write(row,column,F_n[v])
    column += 1
    worksheet6.write(row,column,F[v])
    row += 1
    column = 0
workbook3.close()

```

B.1 Bölüm 3.2’de Yer Alan Matematiksel Modele Ait GAMS Kodları

\$CALL GDXXRW MEG_MESS_15bus_tr.xlsx Index=ParamsAndSets!A1

\$GDXXIN MEG_MESS_15bus_tr.gdx

Scalar DT /0.5/;

Scalar Tmax /48/;

Scalar V1 /1.1/;

Scalar Sbaz /100/;

Scalar epsilon /0.1/;

Scalar V_specified /1/;

Scalar yuk_fak /0.85/;

Scalar fi_inv /0.85/;

Scalar V_nominal /1/;

SETS

t(*) Zaman Kümesi

i(*) Düğüm Kümesi (1-15)

j(*) Düğüm Kümesi (1-15)

Nodedat(*) Düğüm Kümesi Parametreleri

MESSdat(*) MESS Parametreleri

MEGdat(*) MEG Parametreleri

s /s1/

g /g1/

ii(i)

jj(j)

;

\$LOAD t i j Nodedat MESSdat MEGdat ii jj

display t, i, j, Nodedat, MESSdat, MEGdat, ii, jj;

PARAMETERS

P_rated(i,t)

Q_rated(i,t)

Nodedata(i,Nodedat)

R(i,j)

X(i,j)

S_max(i,j)

c2(i,j)

c3(j,i)

damage(i,j,t)

Travel(i,j)

MESSdata(s,MESSdat)

MEGdata(g,MEGdat)

road_damage(ii,jj,t)

;

\$LOAD P_rated Q_rated Nodedata R X S_max c2 c3 damage Travel MESSdata MEGdata road_damage

display P_rated, Q_rated, Nodedata, R, X, S_max, c2, c3, damage, Travel, MESSdata, MEGdata, road_damage;

**Parameter declaration*

PARAMETERS

HAS_FEEDER(i), LOAD(i), GEN(i), GEN_LIM(i), node_num(i), PF(i), ESS(i), pri(i), w_i(i), N_mps(i), con_point(i), MPS(i),

c_tr(s), c_p(s), MSS_eff(s), MSS_PR(s), MSS_SOCmin(s), MSS_SOCmax(s), Smax_mes(s), Qmax_mes(s),

qmax(g), qmin(g), pmax(g), pmin(g), ctr_meg(g), delta(g);

HAS_FEEDER(i) = Nodedata(i,'HAS_FEEDER');

LOAD(i) = Nodedata(i,'LOAD');

GEN(i) = Nodedata(i,'GEN');

GEN_LIM(i) = Nodedata(i,'GEN_LIM');

node_num(i) = Nodedata(i,'node_num');

PF(i) = Nodedata(i,'PF');

ESS(i) = Nodedata(i,'ESS');

pri(i) = Nodedata(i,'pri');

w_i(i) = Nodedata(i,'w_i');

```

N_mps(i) = Nodedata(i,'N_mps');
con_point(i) = Nodedata(i,'con_point');
MPS(i) = Nodedata(i,'MPS');
c_tr(s) = MESSdata(s, 'c_tr');
c_p(s) = MESSdata(s, 'c_p');
MSS_eff(s) = MESSdata(s, 'MSS_eff');
MSS_PR(s) = MESSdata(s, 'MSS_PR');
MSS_SOCmin(s) = MESSdata(s, 'MSS_SOCmin');
MSS_SOCmax(s) = MESSdata(s, 'MSS_SOCmax');
Smax_mes(s) = MESSdata(s, 'Smax_mes');
Qmax_mes(s) = MESSdata(s, 'Qmax_mes');
qmax(g) = MEGdata (g, 'qmax');
qmin(g)= MEGdata (g, 'qmin');
pmax(g)= MEGdata (g, 'pmax');
pmin(g)= MEGdata (g, 'pmin');
ctr_meg(g)= MEGdata (g, 'ctr_meg');
delta(g) = MEGdata (g, 'delta');

```

```

display HAS_FEEDER, LOAD, GEN, GEN_LIM, node_num, PF, ESS, pri, w_i, N_mps, con_point, MPS;
display c_tr, c_p, MSS_eff, MSS_PR, MSS_SOCmin, MSS_SOCmax, Smax_mes, Qmax_mes;
display qmax, qmin, pmax, pmin, ctr_meg, delta;

```

VARIABLES

```

ff_p
cf_plus_p(i,j,t)
cf_minus_p(i,j,t)
absf_p(i,j,t)
gen_p(i,t)
THL_p(i,j,t)
TL_p
ff_Q
cf_plus_Q(i,j,t)
cf_minus_Q(i,j,t)
absf_Q(i,j,t)
gen_Q(i,t)
THL_Q(i,j,t)
TL_Q
voltage
restored_load
P_restored(i,t)
Q_restored(i,t)
mu_mess
fi_mess(s,t)
xx_mess
y_mess
P_ch_MESS(i,s,t)
P_dch_MESS(i,s,t)
SOC_MESS(s,t)
Q_MESS(i,s,t)
P_net(i,t)
mu_meg
fi_meg(g,t)
xx_meg
y_meg
P_meg(i,g,t)
Q_meg(i,g,t)
P_mps(i,t)
Q_mps(i,t)
u_abs1
u_abs2
yuzdesel_beslenme_P(i,t)
yuzdesel_beslenme_Q(i,t)
;

```

Positive Variables cf_plus_p, cf_minus_p, absf_p, gen_p, THL_p, P_restored,

```

TL_p, cf_plus_Q, cf_minus_Q, absf_Q, gen_Q, THL_Q, Q_restored, TL_Q, P_ch_MESS,
P_dch_MESS, SOC_MESS, P_mps, Q_mps, voltage, P_net, P_meg, Q_meg,
yuzdesel_beslenme_Q, yuzdesel_beslenme_P
;

```

Binary Variables mu_mess, fi_mess, u_ch, u_dch, u_abs1, u_abs2, xx_mess, y_mess, mu_meg, fi_meg, xx_meg, y_meg;

```

gen_p.fx(i,t) $ (HAS_FEEDER(i)=0)=0;
gen_Q.fx(i,t) $ (HAS_FEEDER(i)=0)=0;
voltage.fx(i,t) $ (node_num(i)=1)=V1;
P_mps.fx (i,t) $ (MPS(i)=0)=0;
Q_mps.fx (i,t) $ (MPS(i)=0)=0;
mu_mess.fx(i,s,t) $ (ord(t)<=22 and node_num (i)=1)=1;
mu_mess.fx(i,s,t) $ (con_point(i)=0)=0;
mu_mess.fx(i,s,t) $ (ord(t)>=42)=0;
xx_mess.fx(i,s,t) $ (ord(t)>=1 and ord(t)<=22)=0;
xx_mess.fx(i,s,t) $ (con_point(i)=0)=0;
xx_mess.fx(i,s,t) $ (ord(t)>=42)=0;
y_mess.fx(i,s,t) $ (ord(t)>=1 and ord(t)<=22)=0;
y_mess.fx(i,s,t) $ (con_point(i)=0)=0;
y_mess.fx(i,s,t) $ (ord(t)>=42)=0;
P_dch_MESS.fx(i,s,t) $ (MPS(i)=0)=0;
P_ch_MESS.fx (i,s,t) $ (MPS(i)=0)=0;
Q_MESS.fx (i,s,t) $ (MPS(i)=0)=0;
mu_meg.fx(i,g,t) $ (ord(t)<=22 and node_num (i)=1)=1 ;
mu_meg.fx(i,g,t) $ (con_point(i)=0)=0;
mu_meg.fx(i,g,t) $ (ord(t)>=42)=0;
xx_meg.fx(i,g,t) $ (ord(t)>=1 and ord(t)<=22)=0;
xx_meg.fx(i,g,t) $ (con_point(i)=0)=0;
xx_meg.fx(i,g,t) $ (ord(t)>=42)=0;
y_meg.fx(i,g,t) $ (ord(t)>=1 and ord(t)<=22)=0;
y_meg.fx(i,g,t) $ (con_point(i)=0)=0;
y_meg.fx(i,g,t) $ (ord(t)>=42)=0;
P_meg.fx (i,g,t) $ (MPS(i)=0)=0;
Q_meg.fx (i,g,t) $ (MPS(i)=0)=0;
y_mess.fx (i,s,t) $ (node_num(i)=15 and ord(t)>=23 and ord(t)<=28)=0;
y_meg.fx (i,g,t) $ (node_num(i)=15 and ord(t)>=23 and ord(t)<=28)=0;

```

```

loop ((i,j,t),
if (damage(i,j,t)=0, THL_p.fx (i,j,t)=0;);
);
loop ((i,j,t),
if (damage(i,j,t)=0, THL_Q.fx (i,j,t)=0;);
);

```

```

alias(t,it);
parameter r2;
r2= tan(arccos(fi_inv));

```

EQUATIONS

```

Objective
Equation1
Equation2
Equation3
Equation4
Equation5
Equation6
Equation7
Equation8
Equation9
Equation10
Equation11
Equation12
Equation13
Equation14
Equation15

```

Equation16
Equation17
Equation18
Equation19
Equation20
Equation21
Equation22
Equation23
Equation24
Equation25
Equation26
Equation27
Equation28
Equation29
Equation30
Equation31
Equation32
Equation33
Equation34
Equation35
Equation36
Equation37
Equation38
Equation39
Equation40
Equation41
Equation42
Equation43
Equation44
Equation45
Equation46
Equation47
Equation48
Equation49
Equation50
Equation51
Equation52
Equation53
Equation54
Equation55
Equation56
Equation57
Equation58
Equation59
Equation60
Equation61
Equation62
Equation63
Equation64

;

Objective ..

restored_load = $\sum(i, \sum(t, \text{pri}(i) * \text{LOAD}(i) * (\text{P_restored}(i,t) + \text{Q_restored}(i,t)))) * \text{DT} - \sum(i, \sum(g, \sum(t, \text{delta}(g) * \text{P_meg}(i,g,t)))) * \text{DT} - \sum(i, \sum(s, \sum(t, \text{c_p}(s) * (\text{P_ch_MESS}(i,s,t) + \text{P_dch_MESS}(i,s,t)))) * \text{DT}$;

Equation1 (i,t) ..

$\text{gen_p}(i,t) + \text{MPS}(i) * \text{P_mps}(i,t) + \sum(j, \text{ff_p}(j,i,t) * \text{c3}(j,i)) = \text{LOAD}(i) * \text{P_restored}(i,t) + \sum(j, \text{ff_p}(i,j,t) * \text{c2}(i,j)) + \sum(j, \text{THL_p}(i,j,t) * \text{c2}(i,j))$;

Equation2(i,t) \$(MPS(i)=1) ..

$\text{P_mps}(i,t) = E = \sum(s, \text{P_dch_MESS}(i,s,t)) - \sum(s, \text{P_ch_MESS}(i,s,t)) + \sum(g, \text{P_meg}(i,g,t))$;

Equation3 (i,j,t) ..

$\text{ff_p}(i,j,t) * \text{c2}(i,j) = L = S_{\text{max}}(i,j) * \text{damage}(i,j,t)$;

Equation4 (i,j,t) ..

$$ff_p(i,j,t)*c2(i,j)=G=-S_max(i,j)* damage(i,j,t);$$

Equation5 (i,j,t) ..

$$ff_p(i,j,t)*c2(i,j)=e= c2(i,j)* cf_plus_p(i,j,t) - c2(i,j)*cf_minus_p(i,j,t);$$

Equation6 (i,j,t) ..

$$absf_p(i,j,t)*c2(i,j)=e= c2(i,j)* cf_plus_p(i,j,t) + c2(i,j)*cf_minus_p(i,j,t);$$

Equation7 (i,j,t) ..

$$cf_plus_p(i,j,t) =l= S_max(i,j)*u_abs1 (i,j,t);$$

Equation8 (i,j,t) ..

$$cf_minus_p(i,j,t) =l= S_max(i,j) * (1-u_abs1(i,j,t));$$

Equation9 (i,j,t) ..

$$THL_p(i,j,t) =e= R(i,j)* (sqr(ff_p(i,j,t)) + sqr(ff_Q(i,j,t)));$$

Equation10 ..

$$TL_p =e= sum(i, sum(j, sum (t, THL_p(i,j,t))));$$

Equation11 (i,t) ..

$$gen_Q(i,t)+ MPS(i)*Q_mps (i,t)+ sum(j, ff_Q(j,i,t)*c3(j,i)) =e= LOAD(i)*Q_restored(i,t)+ sum(j, ff_Q(i,j,t)*c2(i,j))+ sum(j, THL_Q(i,j,t)*c2(i,j));$$

Equation12 (i,t) \$ (MPS(i)=1) ..

$$Q_mps(i,t) =E= sum (s, Q_MESS(i,s,t))+ sum (g, Q_meg(i,g,t));$$

Equation13 (i,j,t) ..

$$ff_Q(i,j,t)*c2(i,j)=L= S_max(i,j)* damage(i,j,t);$$

Equation14 (i,j,t) ..

$$ff_Q(i,j,t)*c2(i,j)=G=-S_max(i,j)* damage(i,j,t);$$

Equation15 (i,j,t) ..

$$ff_Q(i,j,t)*c2(i,j)=e= c2(i,j)* cf_plus_Q(i,j,t)- c2(i,j)* cf_minus_Q(i,j,t);$$

Equation16 (i,j,t) ..

$$absf_Q(i,j,t)*c2(i,j)=e= c2(i,j)* cf_plus_Q(i,j,t)+ c2(i,j)* cf_minus_Q(i,j,t);$$

Equation17 (i,j,t) ..

$$cf_plus_Q(i,j,t) =l= S_max(i,j)* u_abs2 (i,j,t);$$

Equation18 (i,j,t) ..

$$cf_minus_Q(i,j,t) =l= S_max(i,j)* (1-u_abs2 (i,j,t));$$

Equation19 (i,j,t) ..

$$THL_Q(i,j,t) =e= X(i,j)* (sqr(ff_p(i,j,t)) + sqr(ff_Q(i,j,t)));$$

Equation20 ..

$$TL_Q =e= sum(i, sum(j, sum (t, THL_Q(i,j,t))));$$

Equation21 (i,j,t) ..

$$voltage (j,t)*c2(i,j) - voltage(i,t)*c2(i,j) + ((R(i,j) *ff_p(i,j,t)*c2(i,j) +X(i,j)*ff_Q(i,j,t)*c2(i,j))/V_nominal) =G= (damage(i,j,t)-1)*1000000 ;$$

Equation22 (i,j,t) ..

$$Voltage (j,t)*c2(i,j) - voltage(i,t)*c2(i,j) + ((R(i,j)*ff_p(i,j,t)*c2(i,j) + X(i,j)*ff_Q(i,j,t)*c2(i,j))/V_nominal) =L= (1-damage(i,j,t))*1000000 ;$$

Equation23 (i,t) ..

$$voltage(i,t) =G= (1- epsilon);$$

Equation24 (i,t) ..

$$voltage(i,t) =L= (1+ epsilon);$$

Equation25 (i,g,s,t) \$ (MPS(i)=1) ..
voltage(i,t) =G= V_specified- 100000*(1- (mu_meg(i,g,t)+ mu_mess(i,s,t)));

Equation26 (i,g,s,t) \$ (MPS(i)=1) ..
voltage(i,t) =L= V_specified+ 100000*(1- (mu_meg(i,g,t)+ mu_mess(i,s,t)));

Equation27 (i,j,t) ..
ff_p(i,j,t) +ff_Q(i,j,t) =L= **sqrt**(2)*S_max(i,j)* damage(i,j,t);

Equation28 (i,j,t) ..
ff_p(i,j,t)+ ff_Q(i,j,t) =G= -**sqrt**(2)*S_max(i,j)* damage(i,j,t);

Equation29 (i,j,t) ..
ff_p(i,j,t) -ff_Q(i,j,t) =L= **sqrt**(2)*S_max(i,j)* damage(i,j,t);

Equation30 (i,j,t) ..
ff_p(i,j,t)- ff_Q(i,j,t) =G= -**sqrt**(2)*S_max(i,j)* damage(i,j,t);

Equation31 (i,s,t) \$ (HAS_FEEDER(i)=1 **and ord(t)** <= 22) ..
mu_mess(i,s,t) =G=1;

Equation32 (s,t) ..
sum(i \$ (con_point(i)=1), mu_mess(i,s,t)) =L=1;

Equation33 (s,t) \$ (**ord(t)**<=41) ..
fi_mess(s,t) =E= 1- **sum**(i \$ (con_point(i)=1), mu_mess(i,s,t));

Equation34 (i,s,t) \$ (MPS(i) =1) ..
P_ch_MESS(i,s,t) =L= MSS_PR(s)*mu_mess(i,s,t);

Equation35(i,s,t) \$ (MPS(i) =1)..
P_dch_MESS(i,s,t) =L= MSS_PR(s)*mu_mess(i,s,t);

Equation36(i,s,t) \$ (MPS(i) =1)..
P_ch_MESS(i,s,t) =L= MSS_PR(s)* u_ch(i,s,t);

Equation37 (i,s,t) \$ (MPS(i) =1) ..
P_dch_MESS(i,s,t) =L= MSS_PR(s)* u_dch(i,s,t);

Equation38 (i,s,t) \$ (MPS(i) =1)..
u_ch(i,s,t)+ u_dch(i,s,t) =L= mu_mess(i,s,t);

Equation39 (s,t) \$ (**ord(t)**<=23) ..
SOC_MESS(s,t) =E= MSS_SOCmax(s);

Equation40 (s,t) \$ (**ord(t)**>= 24) ..
SOC_MESS(s,t) =E= SOC_MESS(s, t-1) + **sum**(i\$ (MPS(i)=1), MSS_eff(s) *P_ch_MESS(i,s,t-1)*DT) - **sum**(i \$ (MPS(i)=1), (P_dch_MESS(i,s,t-1)/MSS_eff(s))*DT);

Equation41(s,t) ..
SOC_MESS(s,t) =G= MSS_SOCmin(s);

Equation42 (s,t) ..
SOC_MESS(s,t) =L= MSS_SOCmax(s);

Equation43 (i,s,t) \$ (MPS(i) =1)..
Q_MESS(i,s,t) =L= mu_mess(i,s,t)* Qmax_mes(s);

Equation44 (i,s,t) \$ (MPS(i) =1) ..
Q_MESS(i,s,t)=g= -Smax_mes(s)* u_dch(i,s,t) -r2*P_ch_MESS(i,s,t);

Equation45 (i,s,t) \$ (MPS(i) =1) ..
Q_MESS(i,s,t)=l= Smax_mes(s)* u_dch(i,s,t) + r2*P_ch_MESS(i,s,t);

Equation46 (i,s,t) \$ (MPS(i) =1) ..
 $Q_MESS(i,s,t) = g - Smax_mes(s) * u_ch(i,s,t) - r2 * P_dch_MESS(i,s,t);$

Equation47 (i,s,t) \$ (MPS(i) =1) ..
 $Q_MESS(i,s,t) = l = Smax_mes(s) * u_ch(i,s,t) + r2 * P_dch_MESS(i,s,t);$

Equation48 (i,s,t) \$ (MPS(i) =1) ..
 $sqr(P_dch_MESS(i,s,t) - P_ch_MESS(i,s,t)) + sqr(Q_MESS(i,s,t)) = l = sqr(Smax_mes(s));$

Equation49 (i,j,s,t) \$ (ord(t) >= 23 and ord(t) <= 41) ..
 $Sum (it$((ord(it) >= ord(t) - Travel(i,j) + 1) and (ord(it) <= ord(t))), xx_mess(i,s,it)) = l = 1 - y_mess(j,s,t);$

Equation50 (i,s,t) \$ (ord(t) >= 23 and ord(t) <= 41) ..
 $y_mess(i,s,t) - xx_mess(i,s,t) = e = mu_mess(i,s,t) - mu_mess(i,s,t-1);$

Equation51 (i,s,t) \$ (ord(t) >= 23 and ord(t) <= 41) ..
 $y_mess(i,s,t) + xx_mess(i,s,t) = l = 1;$

Equation52 (i,g,t) \$ (HAS_FEEDER(i)=1 and ord(t) <= 22) ..
 $mu_meg(i,g,t) = G = 1;$

Equation53 (g,t) ..
 $sum(i$ (con_point(i)=1), mu_meg(i,g,t)) = L = 1;$

Equation54 (g,t) \$ (ord(t) <= 41) ..
 $fi_meg(g,t) = E = 1 - sum(i$ (con_point(i)=1), mu_meg(i,g,t));$

Equation55 (i,g,t) \$ (MPS(i) =1) ..
 $P_meg(i,g,t) = L = pmax(g) * mu_meg(i,g,t);$

Equation56 (i,g,t) \$ (MPS(i) =1) ..
 $Q_meg(i,g,t) = L = qmax(g) * mu_meg(i,g,t);$

Equation57 (i,j,g,t) \$ (ord(t) >= 23 and ord(t) <= 41) ..
 $Sum (it$((ord(it) >= ord(t) - Travel(i,j) + 1) and (ord(it) <= ord(t))), xx_meg(i,g,it)) = l = 1 - y_meg(j,g,t);$

Equation58 (i,g,t) \$ (ord(t) >= 23 and ord(t) <= 41) ..
 $y_meg(i,g,t) - xx_meg(i,g,t) = e = mu_meg(i,g,t) - mu_meg(i,g,t-1);$

Equation59 (i,g,t) \$ (ord(t) >= 23 and ord(t) <= 41) ..
 $y_meg(i,g,t) + xx_meg(i,g,t) = l = 1;$

Equation60 (i,t) \$ (con_point(i) =1) ..
 $sum(g, mu_meg(i,g,t)) + sum(s, mu_mess(i,s,t)) = L = N_mps(i);$

Equation61 (i,t) ..
 $LOAD(i) * P_restored(i,t) = L = LOAD(i) * P_rated(i,t);$

Equation62 (i,t) ..
 $LOAD(i) * Q_restored(i,t) = L = LOAD(i) * ((Q_rated(i,t) / P_rated(i,t)) * P_restored(i,t));$

Equation63 (i,t) ..
 $yuzdesel_beslenme_P(i,t) = E = (100 * P_restored(i,t)) / (P_rated(i,t));$

Equation64 (i,t) ..
 $yuzdesel_beslenme_Q(i,t) = E = (100 * Q_restored(i,t)) / (Q_rated(i,t));$

model MEG_MESS_15bus_tr /ALL/;
option MIQCP = lindo;
option measure, limROW = 200;
option optcr=0;
option threads=0;
SOLVE MEG_MESS_15bus_tr maximizing restored_load using MIQCP;

```

display cf_plus_p.l;
display cf_minus_p.l;
display gen_p.l;
display THL_p.l;
display TL_p.l;
display ff_p.l;
display absf_p.l;
display cf_plus_Q.l;
display cf_minus_Q.l;
display gen_Q.l;
display THL_Q.l;
display TL_Q.l;
display ff_Q.l;
display absf_Q.l;
display voltage.l;
display mu_mess.l;
display fi_mess.l;
display P_ch_MESS.l;
display P_dch_MESS.l;
display SOC_MESS.l;
display u_ch.l;
display u_dch.l;
display P_mps.l;
display Q_mps.l;
display P_restored.l;
display Q_restored.l;
display Q_MESS.l;
display mu_meg.l;
display fi_meg.l;
display P_meg.l;
display Q_meg.l;
display xx_meg.l;
display y_meg.l;
display xx_mess.l;
display y_mess.l;
display restored_load.l;
display yuzdesel_beslenme_P.l;
display yuzdesel_beslenme_Q.l;

```

Execute "xlstalk -S output.xlsx"

```

Execute_Unload "output.gdx" cf_plus_p.l, cf_minus_p.l, gen_p.l, THL_p.l, TL_p.l, ff_p.l, absf_p.l, cf_plus_Q.l,
cf_minus_Q.l, gen_Q.l, THL_Q.l, TL_Q.l, ff_Q.l, absf_Q.l, voltage.l, mu_mess.l, fi_mess.l, P_ch_MESS.l,
P_dch_MESS.l, SOC_MESS.l, u_ch.l, u_dch.l, P_mps.l, Q_mps.l, P_restored.l, Q_restored.l, Q_MESS.l,
mu_meg.l, fi_meg.l, P_meg.l, Q_meg.l, xx_meg.l, y_meg.l, xx_mess.l, y_mess.l, restored_load.l,
yuzdesel_beslenme_P.l, yuzdesel_beslenme_Q.l
;

```

```

Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=cf_plus_p.l Rng=pCF_PLUS_p!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=cf_minus_p.l Rng=pCF_MINUS_p!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=gen_p.l Rng=pGEN_p!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=THL_p.l Rng=pTHL_p!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=TL_p.l Rng=pTL_p!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=ff_p.l Rng=pDAL_POWER_p!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=absf_p.l Rng=pABSOLUTE_p!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=cf_plus_Q.l Rng=pCF_PLUS_Q!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=cf_minus_Q.l Rng=pCF_MINUS_Q!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=gen_Q.l Rng=pGEN_Q!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=THL_Q.l Rng=pTHL_Q!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=TL_Q.l Rng=pTL_Q!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=ff_Q.l Rng=pDAL_POWER_Q!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=absf_Q.l Rng=pABSOLUTE_Q!B2'

```

```

Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=voltage.l Rng=pvoltage!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=mu_mess.l Rng=pMU_mess!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=fi_mess.l Rng=pFI_MESS!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=P_ch_MESS.l Rng=pP_ch_MESS!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=P_dch_MESS.l Rng=pP_dch_MESS!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=SOC_MESS.l Rng=pSOC_MESS!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=u_ch.l Rng=ppu_ch!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=u_dch.l Rng=ppu_dch!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=P_mps.l Rng=pP_mps!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=Q_mps.l Rng=pQ_mps!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=P_restored.l Rng=pP_restored!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=Q_restored.l Rng=pQ_restored!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=Q_MESS.l Rng=pQ_MESS!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=mu_meg.l Rng=pMU_MEG!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=fi_meg.l Rng=pFI_MEG!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=P_meg.l Rng=pP_meg!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=Q_meg.l Rng=pQ_meg!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=xx_mess.l Rng=pXX_MESS!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=y_mess.l Rng=pY_MESS!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=xx_meg.l Rng=pXX_MEG!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=y_meg.l Rng=pY_MEG!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=restored_load.l Rng=pRESTORED_LOAD!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=yuzdesel_beslenme_P.l Rng=pP_YUZDESEL_RESTORASYON!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx 0=output.xlsx SQ=N Var=yuzdesel_beslenme_Q.l Rng=pQ_YUZDESEL_RESTORASYON!B2'

```

C.1 Bölüm 4'de Yer Alan Matematiksel Modele Ait GAMS Kodları

```

$solcom //
$CALL GDXXRW Input4.xlsx Index=ParamsAndSets!A1
$GDXXIN Input4.gdx
Scalar DT /0.5/;
Scalar Tmax /48/;
Scalar V1 /1.1/;
Scalar Sbaz /100/;
Scalar epsilon /0.2/;
Scalar V_specified /1/;
Scalar V_nominal /1/;
Scalar t_event /23/;
Scalar yuk_fak /0.85/;
Scalar fi_inv /0.85/;

SETS
t(*)          Zaman Kümesi
i(*)          Düğüm Kümesi (1-33)
j(*)          Düğüm Kümesi (1-33)
Nodedat(*)   Düğüm Parametre Verileri
EVdat(*)     Elektrikli Araç Parametreleri
e            Elektrikli Araç Kümesi
MEGdat(*)    MEG Parametreleri
g /g1/       MEG Kümesi
MESSdat(*)   MESS Parametreleri
s /s1/       MESS Kümesi
DGdat(*)     DG Parametreleri
d /d1/       DG Kümesi
jj(i)
h            Çevrim Kümesi
ii(i)
;
$LOAD t i j Nodedat EVdat e MEGdat MESSdat DGdat jj h ii
display t, i, j, Nodedat, EVdat, e, MEGdat, MESSdat, DGdat, jj, h, ii ;
;

PARAMETERS
P_rated(i,t)
Q_rated(i,t)
Nodedata(i,Nodedat)
R(i,j)

```

```

X(i,j)
S_max(i,j)
c2(i,j)
c3(j,i)
damage(i,j,t)
EVdata(e, EVdat)
b(i,e)
SOE_ini_ev(e,t)
Travel_MPS(i,j)
MEGdata(g, MEGdat)
MESSdata(s, MESSdat)
DGdata(d,DGdat)
Road_data(ii,t,h)      Input of road data forecasts
Road_data_current(ii,t) Current loop road data information
LOOP_current           Index of current iteration
;

```

LOOP_current=1;

```

$LOAD P_rated Q_rated Nodedata R X S_max c2 c3 damage EVdata b SOE_ini_ev Travel_MPS MEGdata MESSdata DGdata
Road_data
display P_rated, Q_rated, Nodedata, R, X, S_max, c2, c3, damage, EVdata, b, SOE_ini_ev, Travel_MPS, MEGdata, MESSdata,
DGdata , Road_data
;

```

PARAMETERS

```

HAS_FEEDER(i), LOAD(i), GEN(i), GEN_LIM(i), node_num(i), PF(i), ESS(i), pri(i), w_i(i), N_mps (i), con_point(i), MPS(i),
EV_con_po(i), EV_con(i), Scket_EV(i), Voltage_regu(i), shed_load(i), percentage(i),
E_ev_min(e), E_ev_max(e), R_ch_ev(e), Eff_ch_ev(e), cost_ev(e), Rev_charger(e), Q_max_ev(e),
qmax(g), qmin(g), pmax(g), pmin(g), ctr_meg(g), delta(g),
c_tr(s), c_p(s), MSS_eff(s), MSS_PR(s), MSS_SOCmin(s), MSS_SOCmax(s), Smax_mes(s), Qmax_mes(s),
qmax_dg(d), qmin_dg(d), pmax_dg(d), pmin_dg(d), cost_dg(d)
;

```

```

HAS_FEEDER(i) = Nodedata(i,'HAS_FEEDER');
LOAD(i) = Nodedata(i,'LOAD');
GEN(i) = Nodedata(i,'GEN');
GEN_LIM(i) = Nodedata(i,'GEN_LIM');
node_num(i) = Nodedata(i,'node_num');
PF(i) = Nodedata(i,'PF');
ESS(i) = Nodedata(i,'ESS');
pri(i) = Nodedata(i,'pri');
w_i(i) = Nodedata(i,'w_i');
N_mps(i) = Nodedata(i,'N_mps');
con_point(i) = Nodedata(i,'con_point');
MPS(i) = Nodedata(i,'MPS');
EV_con_po(i) = Nodedata(i,'EV_con_po');
EV_con(i) = Nodedata(i,'EV_con');
Scket_EV(i) = Nodedata(i,'Scket_EV');
Voltage_regu(i) = Nodedata(i,'Voltage_regu');
shed_load(i) = Nodedata(i,'shed_load');
percentage(i) = Nodedata(i,'percentage');
E_ev_min(e) = EVdata(e, 'E_ev_min');
E_ev_max(e) = EVdata(e, 'E_ev_max');
R_ch_ev(e) = EVdata(e, 'R_ch_ev');
Eff_ch_ev(e) = EVdata(e, 'Eff_ch_ev');
cost_ev(e) = EVdata(e, 'cost_ev');
Rev_charger(e) = EVdata(e, 'Rev_charger');
Q_max_ev(e) = EVdata(e, 'Q_max_ev');
qmax(g) = MEGdata (g, 'qmax');
qmin(g)= MEGdata (g, 'qmin');
pmax(g)= MEGdata (g, 'pmax');
pmin(g)= MEGdata (g, 'pmin');
ctr_meg(g)= MEGdata (g, 'ctr_meg');
delta(g) = MEGdata (g, 'delta');
c_tr(s) = MESSdata(s, 'c_tr');
c_p(s) = MESSdata(s, 'c_p');
MSS_eff(s) = MESSdata(s, 'MSS_eff');
MSS_PR(s) = MESSdata(s, 'MSS_PR');
MSS_SOCmin(s) = MESSdata(s, 'MSS_SOCmin');
MSS_SOCmax(s) = MESSdata(s, 'MSS_SOCmax');
Smax_mes(s) = MESSdata(s, 'Smax_mes');
Qmax_mes(s) = MESSdata(s, 'Qmax_mes');
qmax_dg(d) = DGdata(d, 'qmax_dg');

```

```

qmin_dg(d) = DGdata(d, 'qmin_dg');
pmax_dg(d) = DGdata(d, 'pmax_dg');
pmin_dg(d) = DGdata(d, 'pmin_dg');
cost_dg(d) = DGdata(d, 'cost_dg');

```

```

display HAS_FEEDER, LOAD, GEN, GEN_LIM, node_num, PF, ESS, pri, w_i, N_mps, con_point, MPS, EV_con_po,
EV_con, Scket_EV, Voltage_regu, shed_load, percentage;
display E_ev_min, E_ev_max, R_ch_ev, Eff_ch_ev, cost_ev, Rev_charger, Q_max_ev;
display qmax, qmin, pmax, pmin, ctr_meg, delta;
display c_tr, c_p, MSS_eff, MSS_PR, MSS_SOCmin, MSS_SOCmax, Smax_mes, Qmax_mes;
display qmax_dg, qmin_dg, pmax_dg, pmin_dg, cost_dg;

```

VARIABLES

```

ff_p
cf_plus_p(i,j,t)
cf_minus_p(i,j,t)
absf_p(i,j,t)
gen_p(i,t)
THL_p(i,j,t)
ff_Q
cf_plus_Q(i,j,t)
cf_minus_Q(i,j,t)
absf_Q(i,j,t)
gen_Q(i,t)
THL_Q(i,j,t)
voltage
P_dis_ev(i,e,t)
P_fleet(i,t)
SOE_ev(e,t)
alfa(i,e,t)
beta(i,e,t)
a(i,e)
u_abs1
u_abs2
mu_meg
fi_meg(g,t)
xx_meg
y_meg
P_meg(i,g,t)
Q_meg(i,g,t)
P_mps(i,t)
Q_mps(i,t)
mu_mess
fi_mess(s,t)
xx_mess
y_mess
P_ch_MESS(i,s,t)
P_dch_MESS(i,s,t)
SOC_MESS(s,t)
Q_MESS(i,s,t)
P_DG(i,t)
Q_DG(i,t)
P_dispatched(i,t)
P_served(i,t)
Q_served(i,t)
served_load
picked(i,t)
yuzdesel_beslenme_P(i,t)
yuzdesel_beslenme_Q(i,t)
Q_EV_out(i,e,t)
Q_EV_tot(i,t)
;

```

```

Positive Variables cf_plus_p, cf_minus_p, absf_p, gen_p, cf_plus_Q, cf_minus_Q, absf_Q, gen_Q,
THL_p, THL_Q, P_fleet, P_dis_ev, SOE_ev, voltage, P_mps, Q_mps, P_meg, Q_meg,
P_ch_MESS, P_dch_MESS, SOC_MESS, P_DG, P_dispatched, P_served, Q_served,
yuzdesel_beslenme_Q, yuzdesel_beslenme_P
;

```

```

Binary Variables alfa, beta, u_abs1, u_abs2, u_dis_ev, a, mu_meg, fi_meg, xx_meg, y_meg, mu_mess, fi_mess, u_ch, u_dch,
xx_mess, y_mess, picked;

```

```

Alias (t,it);

```

```

parameter r2;

```

```

r2= tan (arccos (fi_inv));

```

EQUATIONS

Objective

Equation1

Equation2

Equation3

Equation4

Equation5

Equation6

Equation7

Equation8

Equation9

Equation10

Equation11

Equation12

Equation13

Equation14

Equation15

Equation16

Equation17

Equation18

Equation19

Equation20

Equation21

Equation22

Equation23

Equation24

Equation25

Equation26

Equation27

Equation28

Equation29

Equation30

Equation31

Equation32

Equation33

Equation34

Equation35

Equation36

Equation37

Equation38

Equation39

Equation40

Equation41

Equation42

Equation43

Equation44

Equation45

Equation46

Equation47

Equation48

Equation49

Equation50

Equation51

Equation52

Equation53

Equation54

Equation55

Equation56

Equation57

Equation58

Equation59

Equation60

Equation61

Equation62

Equation63

Equation64

Equation65

Equation66

Equation67

Equation68

Equation69

Equation70

Equation71

Equation72

Equation73
Equation74
Equation75
Equation76
Equation77
Equation78
Equation79
Equation80
Equation81
Equation82
Equation83
Equation84
Equation85
Equation86
Equation87
Equation88
Equation89
;

Objective ..

served_load =e= **sum** (i, **sum** (t, pri(i)*LOAD(i)*(P_served(i,t)+ Q_served(i,t))))*DT;

Equation1 (i,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
gen_p(i,t) + EV_con(i) * P_fleet (i,t) + MPS(i)*P_mps (i,t)+ GEN(i)* P_DG(i,t)+ **sum**(j, ff_p(j,i,t)*c3(j,i)) =e=
LOAD(i)*P_served(i,t)+ **sum**(j, ff_p(i,j,t)*c2(i,j))+ **sum**(j, THL_p(i,j,t)*c2(i,j));

Equation2 (i,t) \$ (EV_con(i)=1 and ord(t) >= LOOP_current) ..
P_fleet(i,t) =E= **sum** (e, P_dis_ev(i,e,t));

Equation3 (i,t) \$ (MPS(i)=1 and ord(t) >= LOOP_current) ..
P_mps(i,t) =E= **sum** (s, P_dch_MESS(i,s,t))- **sum**(s, P_ch_MESS(i,s,t)) + **sum** (g, P_meg(i,g,t));

Equation4 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
ff_p(i,j,t)*c2(i,j)=L= S_max(i,j)* damage(i,j,t);

Equation5 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
ff_p(i,j,t)*c2(i,j)=G= -S_max(i,j)* damage(i,j,t);

Equation6 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
ff_p(i,j,t)*c2(i,j)=e= c2(i,j)* cf_plus_p(i,j,t)- c2(i,j)*cf_minus_p(i,j,t);

Equation7 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
absf_p(i,j,t)*c2(i,j)=e= c2(i,j)* cf_plus_p(i,j,t)+ c2(i,j)*cf_minus_p(i,j,t);

Equation8 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
cf_plus_p(i,j,t) =l= S_max(i,j)* u_abs1 (i,j,t);

Equation9 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
cf_minus_p(i,j,t) =l= S_max(i,j)* (1-u_abs1(i,j,t));

Equation10 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
THL_p(i,j,t) =e= R(i,j)* ((**sqr**(ff_p(i,j,t)) + **sqr**(ff_Q(i,j,t))) / (**sqr**(V_nominal)));

Equation11 (i,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
gen_Q(i,t)+ MPS(i)*Q_mps (i,t)+ EV_con(i)*Q_EV_tot(i,t)+ GEN(i)* Q_DG(i,t)+ **sum**(j, ff_Q(j,i,t)*c3(j,i)) =e=
LOAD(i)*Q_served(i,t)+ **sum**(j, ff_Q(i,j,t)*c2(i,j))+ **sum**(j, THL_Q(i,j,t)*c2(i,j));

Equation12 (i,t) \$ (MPS(i)=1 and ord(t) >= LOOP_current) ..
Q_mps(i,t) =E= **sum** (s, Q_MESS(i,s,t))+ **sum** (g, Q_meg(i,g,t));

Equation13 (i,t) \$ (EV_con(i)=1 and ord(t) >= LOOP_current) ..
Q_EV_tot(i,t) =E= **sum** (e, Q_EV_out(i,e,t));

Equation14 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
ff_Q(i,j,t)*c2(i,j)=L= S_max(i,j)* damage(i,j,t);

Equation15 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
ff_Q(i,j,t)*c2(i,j)=G= -S_max(i,j)* damage(i,j,t);

Equation16 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
ff_Q(i,j,t)*c2(i,j)=e= c2(i,j)* cf_plus_Q(i,j,t)- c2(i,j)* cf_minus_Q(i,j,t);

Equation17 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
absf_Q(i,j,t)*c2(i,j)=e= c2(i,j)* cf_plus_Q(i,j,t)+ c2(i,j)* cf_minus_Q(i,j,t);

Equation18 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $cf_plus_Q(i,j,t) = I = S_max(i,j) * u_abs2(i,j,t);$

Equation19 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $cf_minus_Q(i,j,t) = I = S_max(i,j) * (1 - u_abs2(i,j,t));$

Equation20 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $THL_Q(i,j,t) = e = X(i,j) * ((\mathbf{sqr}(ff_p(i,j,t)) + \mathbf{sqr}(ff_Q(i,j,t))) / (\mathbf{sqr}(V_nominal))));$

Equation21 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $voltage(j,t) * c2(i,j) - voltage(i,t) * c2(i,j) + ((R(i,j) * ff_p(i,j,t) * c2(i,j) + X(i,j) * ff_Q(i,j,t) * c2(i,j)) / V_nominal) = G = (damage(i,j,t) - 1) * 1000000;$

Equation22 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $voltage(j,t) * c2(i,j) - voltage(i,t) * c2(i,j) + ((R(i,j) * ff_p(i,j,t) * c2(i,j) + X(i,j) * ff_Q(i,j,t) * c2(i,j)) / V_nominal) = L = (1 - damage(i,j,t)) * 1000000;$

Equation23 (i,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $voltage(i,t) = G = (V1 - \epsilon);$

Equation24 (i,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $voltage(i,t) = L = V1;$

Equation25 (i,e,g,s,t) \$ (Voltage_regu(i)=1 **and ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $voltage(i,t) = G = V_specified - 100000 * (1 - (\mu_mess(i,s,t) + \mu_meg(i,g,t) + \alpha(i,e,t)));$

Equation26 (i,e,g,s,t) \$ (Voltage_regu(i)=1 **and ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $voltage(i,t) = L = V_specified + 100000 * (1 - (\mu_mess(i,s,t) + \mu_meg(i,g,t) + \alpha(i,e,t)));$

Equation27 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $ff_p(i,j,t) + ff_Q(i,j,t) = L = \sqrt{2} * S_max(i,j) * damage(i,j,t);$

Equation28 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $ff_p(i,j,t) + ff_Q(i,j,t) = G = -\sqrt{2} * S_max(i,j) * damage(i,j,t);$

Equation29 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $ff_p(i,j,t) - ff_Q(i,j,t) = L = \sqrt{2} * S_max(i,j) * damage(i,j,t);$

Equation30 (i,j,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $ff_p(i,j,t) - ff_Q(i,j,t) = G = -\sqrt{2} * S_max(i,j) * damage(i,j,t);$

Equation31 (e,t) \$ (**ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $\mathbf{sum}(i\$ (EV_con_po(i)=1), \alpha(i,e,t)) = L = 1;$

Equation32 (i,e,t) \$ (**ord(t)** <= 40 **and** EV_con_po(i)=1 **and ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $\beta(i,e,t) = E = 1 - \alpha(i,e,t);$

Equation33 (i,t) \$ (EV_con_po(i)=1 **and ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $\mathbf{sum}(e, \alpha(i,e,t)) = L = S_{oket_EV}(i);$

Equation34 (i,j,e,t) \$ (EV_con(i)=1 **and ord(t)** = t_event+1 **and ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $a(i,e) = e = \alpha(i,e,t);$

Equation35 (i,e,t) \$ (EV_con(i)=1 **and ord(t)** > t_event **and ord(t)** <= 40 **and ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $\alpha(i,e,t) = e = a(i,e);$

Equation36 (i,e,t) \$ (EV_con_po(i)=0 **and ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $a(i,e) = e = \alpha(i,e,t);$

Equation37 (i,e,t) \$ (EV_con(i)=1 **and ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $P_dis_ev(i,e,t) = L = R_ch_ev(e) * \alpha(i,e,t);$

Equation38 (i,e,t) \$ (EV_con(i)=1 **and ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $P_dis_ev(i,e,t) = L = R_ch_ev(e) * u_dis_ev(i,e,t);$

Equation39 (i,e,t) \$ (EV_con(i)=1 **and ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $u_dis_ev(i,e,t) = L = \alpha(i,e,t);$

Equation40 (e,t) \$ (**ord(t)** = t_event **and ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $SOE_ev(e,t) = E = SOE_ini_ev(e,t);$

Equation41 (i,e,t) \$ (EV_con(i)=1 **and ord(t)** >= LOOP_current) ..
 $\mathbf{sqr}(P_dis_ev(i,e,t)) + \mathbf{sqr}(Q_EV_out(i,e,t)) = I = \mathbf{sqr}(Rev_charger(e));$

Equation42 (i,e,t) \$ (EV_con(i)=1 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $Q_{EV_out}(i,e,t) = L = Q_{max_ev}(e) * \alpha(i,e,t);$

Equation43 (i,e,t) \$ (EV_con(i)=1 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $Q_{EV_out}(i,e,t) = L = Q_{max_ev}(e) * u_{dis_ev}(i,e,t);$

Equation44 (e,t) \$ (ord(t) >= t_event+1 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $SOE_{ev}(e,t) = E = SOE_{ev}(e,t-1) - \sum(i\$ (EV_con(i)=1), (P_{dis_ev}(i,e,t-1) / Eff_{ch_ev}(e)) * DT);$

Equation45 (e,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $SOE_{ev}(e,t) = G = E_{ev_min}(e) * \sum(i\$ (EV_con(i)=1), \alpha(i,e,t));$

Equation46 (i,s,t) \$ (HAS_FEEDER(i)=1 **and** ord(t) <= 22 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $\mu_{mess}(i,s,t) = G = 1;$

Equation47 (s,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $\sum(i\$ (con_point(i)=1), \mu_{mess}(i,s,t)) = L = 1;$

Equation48 (s,t) \$ (ord(t) <= 41 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $f_{i_mess}(s,t) = E = 1 - \sum(i\$ (con_point(i)=1), \mu_{mess}(i,s,t));$

Equation49 (i,s,t) \$ (MPS(i) = 1 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $P_{ch_MESS}(i,s,t) = L = MSS_PR(s) * \mu_{mess}(i,s,t);$

Equation50 (i,s,t) \$ (MPS(i) = 1 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $P_{dch_MESS}(i,s,t) = L = MSS_PR(s) * \mu_{mess}(i,s,t);$

Equation51 (i,s,t) \$ (MPS(i) = 1 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $P_{ch_MESS}(i,s,t) = L = MSS_PR(s) * u_{ch}(i,s,t);$

Equation52 (i,s,t) \$ (MPS(i) = 1 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $P_{dch_MESS}(i,s,t) = L = MSS_PR(s) * u_{dch}(i,s,t);$

Equation53 (i,s,t) \$ (MPS(i) = 1 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $u_{ch}(i,s,t) + u_{dch}(i,s,t) = L = \mu_{mess}(i,s,t);$

Equation54 (s,t) \$ (ord(t) <= 23 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $SOC_MESS(s,t) = E = MSS_SOC_{max}(s);$

Equation55 (s,t) \$ (ord(t) >= 24 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $SOC_MESS(s,t) = E = SOC_MESS(s, t-1) + \sum(i\$ (MPS(i)=1), MSS_{eff}(s) * P_{ch_MESS}(i,s,t-1) * DT) - \sum(i\$ (MPS(i)=1), (P_{dch_MESS}(i,s,t-1) / MSS_{eff}(s)) * DT);$

Equation56 (s,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $SOC_MESS(s,t) = G = MSS_SOC_{min}(s);$

Equation57 (s,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $SOC_MESS(s,t) = L = MSS_SOC_{max}(s);$

Equation58 (i,s,t) \$ (MPS(i) = 1 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $Q_MESS(i,s,t) = L = \mu_{mess}(i,s,t) * Q_{max_mes}(s);$

Equation59 (i,s,t) \$ (MPS(i) = 1 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $Q_MESS(i,s,t) = g = -S_{max_mes}(s) * u_{dch}(i,s,t) - r^2 * P_{ch_MESS}(i,s,t);$

Equation60 (i,s,t) \$ (MPS(i) = 1 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $Q_MESS(i,s,t) = l = S_{max_mes}(s) * u_{dch}(i,s,t) + r^2 * P_{ch_MESS}(i,s,t);$

Equation61 (i,s,t) \$ (MPS(i) = 1 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $Q_MESS(i,s,t) = g = -S_{max_mes}(s) * u_{ch}(i,s,t) - r^2 * P_{dch_MESS}(i,s,t);$

Equation62 (i,s,t) \$ (MPS(i) = 1 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $Q_MESS(i,s,t) = l = S_{max_mes}(s) * u_{ch}(i,s,t) + r^2 * P_{dch_MESS}(i,s,t);$

Equation63 (i,s,t) \$ (MPS(i) = 1 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $\text{sqr}(P_{dch_MESS}(i,s,t) - P_{ch_MESS}(i,s,t)) + \text{sqr}(Q_MESS(i,s,t)) = l = \text{sqr}(S_{max_mes}(s));$

Equation64 (i,j,s,t) \$ (ord(t) >= 23 **and** ord(t) <= 41 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $\text{Sum}(it\$ ((ord(it) >= ord(t) - Travel_MPS(i,j)) + 1) \text{ and } (ord(it) <= ord(t))), xx_mess(i,s,it)) = l = 1 - y_mess(j,s,t);$

Equation65 (i,s,t) \$ (ord(t) >= 23 **and** ord(t) <= 41 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..
 $y_mess(i,s,t) - xx_mess(i,s,t) = e = \mu_{mess}(i,s,t) - \mu_{mess}(i,s,t-1);$

Equation66 (i,s,t) \$ (ord(t) >= 23 **and** ord(t) <= 41 **and** ord(t) >= LOOP_current) ..

$y_mess(i,s,t) + xx_mess(i,s,t) = 1;$

Equation67 (i,g,t) \$ (HAS_FEEDER(i)=1 and ord(t) <= 22 and ord(t) >= LOOP_current) ..
 $\mu_meg(i,g,t) = G=1;$

Equation68 (g,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $\text{sum}(i\$ (con_point(i)=1), \mu_meg(i,g,t)) = L=1;$

Equation69 (g,t) \$ (ord(t) <= 41 and ord(t) >= LOOP_current) ..
 $f_meg(g,t) = E= 1 - \text{sum}(i\$ (con_point(i)=1), \mu_meg(i,g,t));$

Equation70 (i,g,t) \$ (MPS(i) = 1 and ord(t) >= LOOP_current) ..
 $P_meg(i,g,t) = L= pmax(g)*\mu_meg(i,g,t);$

Equation71 (i,g,t) \$ (MPS(i) = 1 and ord(t) >= LOOP_current) ..
 $Q_meg(i,g,t) = L= qmax(g)*\mu_meg(i,g,t);$

Equation72 (i,j,g,t) \$ (ord(t) >= 23 and ord(t) <= 41 and ord(t) >= LOOP_current) ..
 $\text{Sum}(it\$ ((ord(it) >= ord(t) - Travel_MPS(i,j) + 1) and (ord(it) <= ord(t))), xx_meg(i,g,it)) = 1 - y_meg(j,g,t);$

Equation73 (i,g,t) \$ (ord(t) >= 23 and ord(t) <= 41 and ord(t) >= LOOP_current) ..
 $y_meg(i,g,t) - xx_meg(i,g,t) = e= \mu_meg(i,g,t) - \mu_meg(i,g,t-1);$

Equation74 (i,g,t) \$ (ord(t) >= 23 and ord(t) <= 41 and ord(t) >= LOOP_current) ..
 $y_meg(i,g,t) + xx_meg(i,g,t) = 1;$

Equation75 (i,t) \$ (con_point(i) = 1 and ord(t) >= LOOP_current) ..
 $\text{sum}(g, \mu_meg(i,g,t)) = L= N_mps(i);$

Equation76 (i,d,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $GEN(i)*Q_DG(i,t) = L= GEN(i)*qmax_dg(d);$

Equation77 (i,d,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $GEN(i)*Q_DG(i,t) = G= GEN(i)*qmin_dg(d);$

Equation78 (i,d,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $GEN(i)*P_DG(i,t) = L= GEN(i)*pmax_dg(d);$

Equation79 (i,d,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $GEN(i)*P_DG(i,t) = G= GEN(i)*pmin_dg(d);$

Equation80 (i,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $LOAD(i)*P_served(i,t) = L= LOAD(i)*picked(i,t)*P_rated(i,t);$

Equation81 (i,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $LOAD(i)*P_served(i,t) = L= LOAD(i)*P_dispatched(i,t);$

Equation82 (i,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $LOAD(i)*P_served(i,t) = G= LOAD(i)*P_dispatched(i,t) - (1 - picked(i,t))*P_rated(i,t)*LOAD(i);$

Equation83 (i,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $LOAD(i)*Q_served(i,t) = L= LOAD(i)*((Q_rated(i,t)/P_rated(i,t)) * P_served(i,t));$

Equation84 (i,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $LOAD(i)*P_dispatched(i,t) = G= LOAD(i)*P_rated(i,t)*percentage(i)*shed_load(i) + (1 - shed_load(i))*P_rated(i,t)*LOAD(i);$

Equation85 (i,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $LOAD(i)*P_dispatched(i,t) = L= LOAD(i)*P_rated(i,t);$

Equation86 (i,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $yuzdesel_beslenme_P(i,t) = E= (100*P_served(i,t)) / (P_rated(i,t));$

Equation87 (i,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $yuzdesel_beslenme_Q(i,t) = E= (100*Q_served(i,t)) / (Q_rated(i,t));$

Equation88 (ii,g,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $\mu_meg(ii,g,t) = L= Road_data_current(ii,t);$

Equation89 (ii,s,t) \$ (ord(t) >= LOOP_current) ..
 $\mu_mess(ii,s,t) = L= Road_data_current(ii,t);$

```

model EV_MEG_MESS_DG_DR_roll4 /ALL/;
option MIQCP = lindo;
option threads=0;
option measure, limROW = 200;

```

```

*****

```

Parameter

```

DIAGNOSTIC_TEMP(h) //checks if problems are feasible -- only to display.

```

```

SERVED_LOAD_TEMP(h)
ACT_POWER_FLOW_TEMP(i,j,t,h)
CF_PLUS_P_TEMP(i,j,t,h)
CF_MINUS_P_TEMP(i,j,t,h)
ABSF_P_TEMP(i,j,t,h)
GEN_P_TEMP(i,t,h)
LOSS_P_TEMP(i,j,t,h)
REACT_POWER_FLOW_TEMP(i,j,t,h)
CF_PLUS_Q_TEMP(i,j,t,h)
CF_MINUS_Q_TEMP(i,j,t,h)
ABSF_Q_TEMP(i,j,t,h)
GEN_Q_TEMP(i,t,h)
LOSS_Q_TEMP(i,j,t,h)
VOLTAGE_TEMP(i,t,h)
EV_DCH_TEMP(i,e,t,h)
FLEET_DCH_TEMP(i,t,h)
EV_STATEOFCHARGE_TEMP(e,t,h)
ALFA_EV_TEMP(i,e,t,h)
BETA_EV_TEMP(i,e,t,h)
A_BINARY_EV_TEMP(i,e,h)
U_ABS1_TEMP(i,j,t,h)
U_ABS2_TEMP(i,j,t,h)
MU_MEG_TEMP(i,g,t,h)
FI_MEG_TEMP(g,t,h)
XX_MEG_AYRILMA_TEMP(i,g,t,h)
Y_MEG_BAGLANMA_TEMP(i,g,t,h)
P_MEG_TEMP(i,g,t,h)
Q_MEG_TEMP(i,g,t,h)
MU_MESS_TEMP(i,s,t,h)
FI_MESS_TEMP(s,t,h)
XX_MESS_AYRILMA_TEMP(i,s,t,h)
Y_MESS_BAGLANMA_TEMP(i,s,t,h)
MESS_CH_TEMP(i,s,t,h)
MESS_DCH_TEMP(i,s,t,h)
STATEOFCHARGE_MESS_TEMP(s,t,h)
Q_REACT_MESS_TEMP(i,s,t,h)
U_CH_MESS_TEMP(i,s,t,h)
U_DCH_MESS_TEMP(i,s,t,h)
P_MPS_TEMP(i,t,h)
Q_MPS_TEMP(i,t,h)
P_STATIONARY_DG_TEMP(i,t,h)
Q_STATIONARY_DG_TEMP(i,t,h)
P_DISPATCHED_TEMP(i,t,h)
P_SERVED_TEMP(i,t,h)
Q_SERVED_TEMP(i,t,h)
PICKED_BINARY_TEMP(i,t,h)
YUZDESEL_RESTORASYON_P_TEMP(i,t,h)
YUZDESEL_RESTORASYON_Q_TEMP(i,t,h)
REACTIVE_EV_INDIVIDUAL_TEMP(i,e,t,h)
REACTIVE_EV_TEMP(i,t,t)

```

```

;

```

```

*****

```

```

//FIXED VALUES//

```

```

gen_p.fx(i,t) $ (HAS_FEEDER(i)=0)=0;
gen_Q.fx(i,t) $ (HAS_FEEDER(i)=0)=0;
voltage.fx(i,t) $ (node_num(i)=1)=V1;
alfa.fx(i,e,t) $ (EV_con_po(i)=0)=0;
alfa.fx(i,e,t) $ (ord(t)<t_event)=0;
alfa.fx(i,e,t) $ (ord(t)=t_event)=b(i,e);
alfa.fx(i,e,t) $ (ord(t)>=42)=0;
beta.fx(i,e,t) $ (ord(t)=t_event)=1-b(i,e);
P_fleet.fx(i,t) $ (EV_con(i)=0)=0;
P_dis_ev.fx(i,e,t) $ (EV_con(i)=0)=0;
Q_EV_out.fx(i,e,t) $ (EV_con(i)=0)=0;

```

```

Q_EV_tot.fx(i,t) $ (EV_con(i)=0)=0;
SOE_ev.fx(e,t) $ (ord(t)<t_event)=0;
P_dis_ev.fx(i,e,t) $ (ord(t)<=t_event)=0;
P_dis_ev.fx(i,e,t) $ (ord(t)>42)=0;
Q_EV_out.fx(i,e,t) $ (ord(t)<=t_event)=0;
Q_EV_out.fx(i,e,t) $ (ord(t)>42)=0;
P_mps.fx(i,t) $ (MPS(i)=0)=0;
Q_mps.fx(i,t) $ (MPS(i)=0)=0;
P_meg.fx(i,g,t) $ (MPS(i)=0)=0;
Q_meg.fx(i,g,t) $ (MPS(i)=0)=0;
mu_meg.fx(i,g,t) $ (ord(t)<=22 and node_num(i)=1)=1;
mu_meg.fx(i,g,t) $ (con_point(i)=0)=0;
mu_meg.fx(i,g,t) $ (ord(t)>=42)=0;
xx_meg.fx(i,g,t) $ (ord(t)>=1 and ord(t)<=22)=0;
xx_meg.fx(i,g,t) $ (con_point(i)=0)=0;
xx_meg.fx(i,g,t) $ (ord(t)>=42)=0;
y_meg.fx(i,g,t) $ (ord(t)>=1 and ord(t)<=22)=0;
y_meg.fx(i,g,t) $ (con_point(i)=0)=0;
y_meg.fx(i,g,t) $ (ord(t)>=42)=0;
mu_mess.fx(i,s,t) $ (ord(t)<=22 and node_num(i)=1)=1;
mu_mess.fx(i,s,t) $ (con_point(i)=0)=0;
mu_mess.fx(i,s,t) $ (ord(t)>=42)=0;
xx_mess.fx(i,s,t) $ (ord(t)>=1 and ord(t)<=22)=0;
xx_mess.fx(i,s,t) $ (con_point(i)=0)=0;
xx_mess.fx(i,s,t) $ (ord(t)>=42)=0;
y_mess.fx(i,s,t) $ (ord(t)>=1 and ord(t)<=22)=0;
y_mess.fx(i,s,t) $ (con_point(i)=0)=0;
y_mess.fx(i,s,t) $ (ord(t)>=42)=0;
P_dch_MESS.fx(i,s,t) $ (MPS(i)=0)=0;
P_ch_MESS.fx(i,s,t) $ (MPS(i)=0)=0;
Q_MESS.fx(i,s,t) $ (MPS(i)=0)=0;
voltage.fx(i,t) $ (GEN(i)=1)=1;
P_DG.fx(i,t) $ (GEN(i)=0)=0;
Q_DG.fx(i,t) $ (GEN(i)=0)=0;

loop(h$(ord(h)<=card(h)), //main loop starts here

    LOOP_current=ord(h);

loop(t, Road_data_current(ii,t)=Road_data(ii,t,h));

    Solve EV_MEG_MESS_DG_DR_roll4 maximizing served_load using MIQCP;

loop(t $ (ord(t)<= ord(t)), //Fix the previous intervals

    ff_p.fx(i,j,t)                =ff_p.l(i,j,t);
    cf_plus_p.fx(i,j,t)            =cf_plus_p.l(i,j,t);
    cf_minus_p.fx(i,j,t)           =cf_minus_p.l(i,j,t);
    absf_p.fx(i,j,t)               =absf_p.l(i,j,t);
    gen_p.fx(i,t)                  =gen_p.l(i,t);
    THL_p.fx(i,j,t)                =THL_p.l(i,j,t);
    ff_Q.fx(i,j,t)                 =ff_Q.l(i,j,t);
    cf_plus_Q.fx(i,j,t)             =cf_plus_Q.l(i,j,t);
    cf_minus_Q.fx(i,j,t)            =cf_minus_Q.l(i,j,t);
    absf_Q.fx(i,j,t)               =absf_Q.l(i,j,t);
    gen_Q.fx(i,t)                  =gen_Q.l(i,t);
    THL_Q.fx(i,j,t)                =THL_Q.l(i,j,t);
    voltage.fx(i,t)                =voltage.l(i,t);
    P_dis_ev.fx(i,e,t)              =P_dis_ev.l(i,e,t);
    P_fleet.fx(i,t)                =P_fleet.l(i,t);
    SOE_ev.fx(e,t)                 =SOE_ev.l(e,t);
    alfa.fx(i,e,t)                 =alfa.l(i,e,t);
    beta.fx(i,e,t)                 =beta.l(i,e,t);
    a.fx(i,e)                      =a.l(i,e);
    u_abs1.fx(i,j,t)               =u_abs1.l(i,j,t);
    u_abs2.fx(i,j,t)               =u_abs2.l(i,j,t);
    mu_meg.fx(i,g,t)               =mu_meg.l(i,g,t);
    fi_meg.fx(g,t)                 =fi_meg.l(g,t);
    xx_meg.fx(i,g,t)               =xx_meg.l(i,g,t);
    y_meg.fx(i,g,t)                =y_meg.l(i,g,t);
    P_meg.fx(i,g,t)                =P_meg.l(i,g,t);
    Q_meg.fx(i,g,t)                =Q_meg.l(i,g,t);
    mu_mess.fx(i,s,t)              =mu_mess.l(i,s,t);

```

fi_mess.fx(s,t)	=fi_mess.l(s,t);
xx_mess.fx(i,s,t)	=xx_mess.l(i,s,t);
y_mess.fx(i,s,t)	=y_mess.l(i,s,t);
P_ch_MESS.fx(i,s,t)	=P_ch_MESS.l(i,s,t);
P_dch_MESS.fx(i,s,t)	=P_dch_MESS.l(i,s,t);
SOC_MESS.fx(s,t)	=SOC_MESS.l(s,t);
Q_MESS.fx(i,s,t)	=Q_MESS.l(i,s,t);
u_ch.fx(i,s,t)	=u_ch.l(i,s,t);
u_dch.fx(i,s,t)	=u_dch.l(i,s,t);
P_mps.fx(i,t)	=P_mps.l(i,t);
Q_mps.fx(i,t)	=Q_mps.l(i,t);
P_DG.fx(i,t)	=P_DG.l(i,t);
Q_DG.fx(i,t)	=Q_DG.l(i,t);
P_dispatched.fx(i,t)	=P_dispatched.l(i,t);
P_served.fx(i,t)	=P_served.l(i,t);
Q_served.fx(i,t)	=Q_served.l(i,t);
picked.fx(i,t)	=picked.l(i,t);
yuzdesel_beslenme_P.fx(i,t)	=yuzdesel_beslenme_P.l(i,t);
yuzdesel_beslenme_Q.fx(i,t)	=yuzdesel_beslenme_Q.l(i,t);
Q_EV_out.fx(i,e,t)	=Q_EV_out.l(i,e,t);
Q_EV_tot.fx(i,t)	=Q_EV_tot.l(i,t);

****STORE VARIABLES FOR PRINTING****

SERVED_LOAD_TEMP(h)	=served_load.l;
ACT_POWER_FLOW_TEMP(i,j,t,h)	=ff_p.l(i,j,t);
CF_PLUS_P_TEMP(i,j,t,h)	=cf_plus_p.l(i,j,t);
CF_MINUS_P_TEMP(i,j,t,h)	=cf_minus_p.l(i,j,t);
ABSF_P_TEMP(i,j,t,h)	=absf_p.l(i,j,t);
GEN_P_TEMP(i,t,h)	=gen_p.l(i,t);
LOSS_P_TEMP(i,j,t,h)	=THL_p.l(i,j,t);
REACT_POWER_FLOW_TEMP(i,j,t,h)	=ff_Q.l(i,j,t);
CF_PLUS_Q_TEMP(i,j,t,h)	=cf_plus_Q.l(i,j,t);
CF_MINUS_Q_TEMP(i,j,t,h)	=cf_minus_Q.l(i,j,t);
ABSF_Q_TEMP(i,j,t,h)	=absf_Q.l(i,j,t);
GEN_Q_TEMP(i,t,h)	=gen_Q.l(i,t);
LOSS_Q_TEMP(i,j,t,h)	=THL_Q.l(i,j,t);
VOLTAGE_TEMP(i,t,h)	=voltage.l(i,t);
EV_DCH_TEMP(i,e,t,h)	=P_dis_ev.l(i,e,t);
FLEET_DCH_TEMP(i,t,h)	=P_fleet.l(i,t);
EV_STATEOFCHARGE_TEMP(e,t,h)	=SOE_ev.l(e,t);
ALFA_EV_TEMP(i,e,t,h)	=alfa.l(i,e,t);
BETA_EV_TEMP(i,e,t,h)	=beta.l(i,e,t);
A_BINARY_EV_TEMP(i,e,h)	=a.l(i,e);
U_ABS1_TEMP(i,j,t,h)	=u_abs1.l(i,j,t);
U_ABS2_TEMP(i,j,t,h)	=u_abs2.l(i,j,t);
MU_MEG_TEMP(i,g,t,h)	=mu_meg.l(i,g,t);
FI_MEG_TEMP(g,t,h)	=fi_meg.l(g,t);
XX_MEG_AYRILMA_TEMP(i,g,t,h)	=xx_meg.l(i,g,t);
Y_MEG_BAGLANMA_TEMP(i,g,t,h)	=y_meg.l(i,g,t);
P_MEG_TEMP(i,g,t,h)	=P_meg.l(i,g,t);
Q_MEG_TEMP(i,g,t,h)	=Q_meg.l(i,g,t);
MU_MESS_TEMP(i,s,t,h)	=mu_mess.l(i,s,t);
FI_MESS_TEMP(s,t,h)	=fi_mess.l(s,t);
XX_MESS_AYRILMA_TEMP(i,s,t,h)	=xx_mess.l(i,s,t);
Y_MESS_BAGLANMA_TEMP(i,s,t,h)	=y_mess.l(i,s,t);
MESS_CH_TEMP(i,s,t,h)	=P_ch_MESS.l(i,s,t);
MESS_DCH_TEMP(i,s,t,h)	=P_dch_MESS.l(i,s,t);
STATEOFCHARGE_MESS_TEMP(s,t,h)	=SOC_MESS.l(s,t);
Q_REACT_MESS_TEMP(i,s,t,h)	=Q_MESS.l(i,s,t);
U_CH_MESS_TEMP(i,s,t,h)	=u_ch.l(i,s,t);
U_DCH_MESS_TEMP(i,s,t,h)	=u_dch.l(i,s,t);
P_MPS_TEMP(i,t,h)	=P_mps.l(i,t);
Q_MPS_TEMP(i,t,h)	=Q_mps.l(i,t);
P_STATIONARY_DG_TEMP(i,t,h)	=P_DG.l(i,t);
Q_STATIONARY_DG_TEMP(i,t,h)	=Q_DG.l(i,t);
P_DISPATCHED_TEMP(i,t,h)	=P_dispatched.l(i,t);
P_SERVED_TEMP(i,t,h)	=P_served.l(i,t);
Q_SERVED_TEMP(i,t,h)	=Q_served.l(i,t);
PICKED_BINARY_TEMP(i,t,h)	=picked.l(i,t);
YUZDESEL_RESTORASYON_P_TEMP(i,t,h)	=yuzdesel_beslenme_P.l(i,t);
YUZDESEL_RESTORASYON_Q_TEMP(i,t,h)	=yuzdesel_beslenme_Q.l(i,t);
REACTIVE_EV_INDIVIDUAL_TEMP(i,e,t,h)	=Q_EV_out.l(i,e,t);

```

REACTIVE_EV_TEMP(i,t)                                     =Q_EV_tot.l(i,t);

DIAGNOSTIC_TEMP(h) = EV_MEG_MESS_DG_DR_roll4.Modelstat;

);    //main loop ends here

display DIAGNOSTIC_TEMP;
execute "xlstalk -S output.xlsx"

Execute_Unload "output.gdx" cf_plus_p.l, cf_minus_p.l, gen_p.l, THL_p.l,
cf_plus_Q.l, cf_minus_Q.l, gen_Q.l, THL_Q.l, voltage.l, P_dis_ev.l, SOE_ev.l, alfa.l, P_fleet.l,
P_mps.l, Q_mps.l, mu_meg.l, xx_meg.l, y_meg.l, mu_mess.l, P_dch_MESS.l, SOC_MESS.l,
xx_mess.l, y_mess.l, P_DG.l, Q_DG.l, P_served.l, Q_served.l, served_load.l,
P_dispatched.l, picked.l, yuzdesel_beslenme_P.l, yuzdesel_beslenme_Q.l,
Q_EV_tot.l, Q_EV_out.l
;

*****
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=cf_plus_p.l Rng=pCF_PLUS_p!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=cf_minus_p.l Rng=pCF_MINUS_p!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=gen_p.l Rng=pGEN_p!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=THL_p.l Rng=pLOSSES_p!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=cf_plus_Q.l Rng=pCF_PLUS_Q!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=cf_minus_Q.l Rng=pCF_MINUS_Q!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=gen_Q.l Rng=pGEN_Q!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=THL_Q.l Rng=pLOSSES_Q!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=voltage.l Rng=pvoltage!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=P_dis_ev.l Rng=pDIS_EV!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=SOE_ev.l Rng=pSOE_EV!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=alfa.l Rng=pALFA!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=P_fleet.l Rng=pP_FLEET!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=P_mps.l Rng=pP_mps!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=Q_mps.l Rng=pQ_mps!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=mu_meg.l Rng=pMU_MEG!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=xx_meg.l Rng=pXX_MEG!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=y_meg.l Rng=pY_MEG!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=mu_mess.l Rng=pMU_mess!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=P_dch_MESS.l Rng=pP_dch_MESS!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=SOC_MESS.l Rng=pSOC_MESS!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=xx_mess.l Rng=pXX_MESS!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=y_mess.l Rng=pY_MESS!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=P_DG.l Rng=pP_DG!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=Q_DG.l Rng=pQ_DG!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=P_served.l Rng=pP_SERVED!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=Q_served.l Rng=pQ_SERVED!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=served_load.l Rng=pSERVED_LOAD!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=P_dispatched.l Rng=pP_DISPATCHED!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=picked.l Rng=pPICKED_UP_BIN!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=yuzdesel_beslenme_P.l Rng=pP_YUZDESEL_RESTORASYON!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=yuzdesel_beslenme_Q.l Rng=pQ_YUZDESEL_RESTORASYON!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=Q_EV_out.l Rng=pEV_INDV_REACTIVE!B2'
Execute 'GDXXRW.EXE output.gdx O=output.xlsx SQ=N Var=Q_EV_tot.l Rng=pTOT_EV_REACTIVE!B2'

*Include a file that prints the results to txt files
$include File_output.gms

*$offtext

Parameters
low_h, up_h, low_t, up_t;

***

low_h=1;
up_h=48;
low_t=1;
up_t=48;

*****

file SERVED_LOAD_TEMP_FILE / Results_Folder\SERVED_LOAD.txt/;
SERVED_LOAD_TEMP_FILE.pw=32767;
put SERVED_LOAD_TEMP_FILE;

```

```
loop (h$(ord(h)>=low_h and ord(h)<=up_h), put h.tl put SERVED_LOAD_TEMP(h):8:8; put / ; ); putclose
SERVED_LOAD_TEMP_FILE;
```

```
*****
```

```
file P_MPS29_TEMP_FILE / Results_Folder\MPS29_OUTPUT.txt;/
P_MPS29_TEMP_FILE.pw=32767;
put P_MPS29_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h)>=low_h and ord(h)<=up_h), put h.tl loop(t$(ord(t)>=low_t and ord(t)<=up_t),
put P_MPS_TEMP('29',t,h) ;) put / ; );
putclose P_MPS29_TEMP_FILE;
```

```
*****
```

```
file P_MPS10_TEMP_FILE / Results_Folder\MPS10_OUTPUT.txt;/
P_MPS10_TEMP_FILE.pw=32767;
put P_MPS10_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h)>=low_h and ord(h)<=up_h), put h.tl loop(t$(ord(t)>=low_t and ord(t)<=up_t),
put P_MPS_TEMP('10',t,h) ;) put / ; );
putclose P_MPS10_TEMP_FILE;
```

```
*****
```

```
file P_MPS23_TEMP_FILE / Results_Folder\MPS23_OUTPUT.txt;/
P_MPS23_TEMP_FILE.pw=32767;
put P_MPS23_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h)>=low_h and ord(h)<=up_h), put h.tl loop(t$(ord(t)>=low_t and ord(t)<=up_t),
put P_MPS_TEMP('23',t,h) ;) put / ; );
putclose P_MPS23_TEMP_FILE;
*****
```

```
file Q_MPS29_TEMP_FILE / Results_Folder\Q_MPS29_OUTPUT.txt;/
Q_MPS29_TEMP_FILE.pw=32767;
put Q_MPS29_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h)>=low_h and ord(h)<=up_h), put h.tl loop(t$(ord(t)>=low_t and ord(t)<=up_t),
put Q_MPS_TEMP('29',t,h) ;) put / ; );
putclose Q_MPS29_TEMP_FILE;
```

```
*****
```

```
file Q_MPS10_TEMP_FILE / Results_Folder\Q_MPS10_OUTPUT.txt;/
Q_MPS10_TEMP_FILE.pw=32767;
put Q_MPS10_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h)>=low_h and ord(h)<=up_h), put h.tl loop(t$(ord(t)>=low_t and ord(t)<=up_t),
put Q_MPS_TEMP('10',t,h) ;) put / ; );
putclose Q_MPS10_TEMP_FILE;
```

```
*****
```

```
file Q_MPS23_TEMP_FILE / Results_Folder\Q_MPS23_OUTPUT.txt;/
Q_MPS23_TEMP_FILE.pw=32767;
put Q_MPS23_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h)>=low_h and ord(h)<=up_h), put h.tl loop(t$(ord(t)>=low_t and ord(t)<=up_t),
put Q_MPS_TEMP('23',t,h) ;) put / ; );
putclose Q_MPS23_TEMP_FILE;
```

```
*****
```

```
file GEN1_P_TEMP_FILE / Results_Folder\GEN1P_OUTPUT.txt;/
GEN1_P_TEMP_FILE.pw=32767;
put GEN1_P_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h)>=low_h and ord(h)<=up_h), put h.tl loop(t$(ord(t)>=low_t and ord(t)<=up_t),
put GEN_P_TEMP('1',t,h) ;) put / ; );
putclose GEN1_P_TEMP_FILE;
```

```
*****
```

```
file GEN1_Q_TEMP_FILE / Results_Folder\GEN1Q_OUTPUT.txt;/
GEN1_Q_TEMP_FILE.pw=32767;
put GEN1_Q_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h)>=low_h and ord(h)<=up_h), put h.tl loop(t$(ord(t)>=low_t and ord(t)<=up_t),
put GEN_Q_TEMP('1',t,h) ;) put / ; );
putclose GEN1_Q_TEMP_FILE;
```

```
file GEN1_Q_TEMP_FILE / Results_Folder\GEN1Q_OUTPUT.txt/;
GEN1_Q_TEMP_FILE.pw=32767;
put GEN1_Q_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h)>=low_h and ord(h)<=up_h), put h.tl loop(t$(ord(t)>=low_t and ord(t)<=up_t),
put GEN_Q_TEMP('1',t,h) ;) put / ; );
putclose GEN1_Q_TEMP_FILE;
```

```
file FLEET21_DCH_TEMP_FILE / Results_Folder\FLEET21_DIS_OUTPUT.txt/;
FLEET21_DCH_TEMP_FILE.pw=32767;
put FLEET21_DCH_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h)>=low_h and ord(h)<=up_h), put h.tl loop(t$(ord(t)>=low_t and ord(t)<=up_t),
put FLEET_DCH_TEMP('21',t,h) ;) put / ; );
putclose FLEET21_DCH_TEMP_FILE;
```

```
file MU10_MEG_TEMP_FILE / Results_Folder\MUMEG10_OUTPUT.txt/;
MU10_MEG_TEMP_FILE.pw=32767;
put MU10_MEG_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h)>=low_h and ord(h)<=up_h), put h.tl loop(t$(ord(t)>=low_t and ord(t)<=up_t),
put MU_MEG_TEMP('10','g1',t,h) ;) put / ; );
putclose MU10_MEG_TEMP_FILE;
```

```
file MU23_MEG_TEMP_FILE / Results_Folder\MUMEG23_OUTPUT.txt/;
MU23_MEG_TEMP_FILE.pw=32767;
put MU23_MEG_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h)>=low_h and ord(h)<=up_h), put h.tl loop(t$(ord(t)>=low_t and ord(t)<=up_t),
put MU_MEG_TEMP('23','g1',t,h) ;) put / ; );
putclose MU23_MEG_TEMP_FILE;
```

```
file MU29_MESS_TEMP_FILE / Results_Folder\MUMESS29_OUTPUT.txt/;
MU29_MESS_TEMP_FILE.pw=32767;
put MU29_MESS_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h)>=low_h and ord(h)<=up_h), put h.tl loop(t$(ord(t)>=low_t and ord(t)<=up_t),
put MU_MESS_TEMP('29','s1',t,h) ;) put / ; );
putclose MU29_MESS_TEMP_FILE;
```

```
file SOE_MESS_TEMP_FILE / Results_Folder\SOE_MESS_OUTPUT.txt/;
SOE_MESS_TEMP_FILE.pw=32767;
put SOE_MESS_TEMP_FILE;
loop(h$(ord(h)>=low_h and ord(h)<=up_h), put h.tl loop(t$(ord(t)>=low_t and ord(t)<=up_t),
put STATEOFCHARGE_MESS_TEMP('s1',t,h) ;) put / ; );
putclose SOE_MESS_TEMP_FILE;
```

```
file P_YUZ_RESTORAS_FILE / Results_Folder\YUZDESEL_REST_P_OUTPUT.txt/;
P_YUZ_RESTORAS_FILE.pw=32767;
put P_YUZ_RESTORAS_FILE;
loop(h$(ord(h)>=low_h and ord(h)<=up_h), put h.tl loop(t$(ord(t)>=low_t and ord(t)<=up_t),
put YUZDESEL_RESTORASYON_P_TEMP('10',t,h) ;) put / ; );
putclose P_YUZ_RESTORAS_FILE;
```

Konferans Bildirileri

1. A. K. Erenoğlu, S. Sancar, O. Erdiñ, J. P. S. Catalão, "Post-event resiliency-driven strategy dispatching mobile power sources considering transportation system constraints," *2021 8th Int. Conf. on Elect. and Electr. Eng. (ICEEE 2021)*, Antalya, Türkiye, 9 - 11 Nisan 2021.

Makaleler

1. A. K. Erenoğlu, O. Erdiñ, "Post-event restoration strategy for coupled distribution-transportation system utilizing spatiotemporal flexibility of mobile emergency generator and mobile energy storage system," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 29, pp. 1308-1353, 2021.

2. A. K. Erenoğlu, S. Sancar, İ. S. Terzi, O. Erdiñ, J. P. S. Catalão, M. Shafiekhah, "Resiliency-driven two-step critical load restoration strategy integrating on-call electric vehicle fleet management services," *IEEE Trans. on Smart Grid* (Revizyon aşamasında).

3. A. K. Erenoğlu, O. Erdiñ, "Real-time allocation of multi-mobile resources in integrated distribution and transportation systems for resilient electrical grid," *IEEE Trans. on Transp. Electrification* (Revizyon aşamasında).

4. A. K. Erenoğlu, İ. Şengör, O. Erdiñ, "Power system resiliency: A comprehensive overview from implementation aspects and innovative concepts," *Reliab. Eng. Syst. Saf.* (Revizyon aşamasında).