T.C.

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİNDE ESNEKLİK KAYNAKLARININ SİSTEM İŞLETİMİNE DAHİL EDİLMESİ İÇİN YENİ BİR YAKLAŞIM GELİŞTİRİLMESİ

Fatma Gülşen ERDİNÇ

DOKTORA TEZİ

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Tesisleri Programı

Danışman

Doç. Dr. Recep YUMURTACI

Mayıs, 2022

T.C.

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİNDE ESNEKLİK KAYNAKLARININ SİSTEM İŞLETİMİNE DAHİL EDİLMESİ İÇİN YENİ BİR YAKLAŞIM GELİŞTİRİLMESİ

Fatma Gülşen ERDİNÇ tarafından hazırlanan tez çalışması 20.05.2022 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, Elektrik Tesisleri Programı **DOKTORA TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Doç. Dr. Recep YUMURTACI
Yıldız Teknik Üniversitesi
Danışman

Jüri Üyeleri

Doç. Dr. Recep YUMURTACI, Danışman
Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Prof. Dr. Nurettin UMURKAN, Üye
Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Dr. Öğr. Üyesi Altuğ BOZKURT, Üye
Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Prof. Dr. İsmail KIYAK, Üye
Marmara Üniversitesi _____

Prof. Dr. Hüseyin ÇAKIR, Üye
İstanbul Gelişim Üniversitesi _____

Danışmanım Doç. Dr. Recep YUMURTACI sorumluluğunda tarafımca hazırlanan Elektrik Güç Sistemlerinde Esneklik Kaynaklarının Sistem İşletimine Dahil Edilmesi için Yeni Bir Yaklaşım 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.

Fatma Gülşen ERDİNÇ

İmza

Bu çalışma, 119N117 numaralı ve “Etkileşimli Enerji Merkezi Şebekelerinde Yenilenebilir Enerji Sistemlerinin Azami Yaygınlaşma Kapasitesinin Değerlendirilmesi” isimli proje kapsamında Türkiye Bilimsel ve Teknik Araştırma Kurumu (TÜBİTAK) tarafından desteklenmiştir.

Sevdiklerime

TEŞEKKÜR

Yenilenebilir enerji kaynaklarının önde gelen türlerinin doğrudan meteorolojik koşullara bağlı olarak değişken üretimleri nedeniyle, elektrik güç sisteminin işletimi açısından ilave zorluklar oluşmaktadır. Bu zorlukların bertaraf edilmesi için güç sistemi işletiminde yeni esneklik kaynaklarının işletime katılması, üzerinde yaygın bir şekilde çalışılan bir konudur. Bu açıdan bakıldığında, bu tez çalışmasında dinamik hat kapasitesi başta olmak üzere farklı tür enerji depolama sistemleri ve çeşitli tüketim birimlerinden sağlanan talep tarafı esnekliği gibi esneklik kaynaklarının beraberce kullanıldığı bir yapı için optimizasyon tabanlı bir işletim yaklaşımı geliştirilmiştir.

Akademik danışmanlığımı yürüten, çalışmalarım boyunca değerli görüşleriyle beni yönlendiren sayın danışman hocam Doç. Dr. Recep YUMURTACI'ya, kıymetli görüşleri ile bana yol gösteren tezimin izleme komitesi üyeleri Prof. Dr. İsmail KIYAK ve Dr. Öğr. Üyesi Altuğ BOZKURT'a teşekkürü bir borç bilirim. Tez savunması jüri üyeleri olarak kıymetli görüşleri için Prof. Dr. Nurettin UMURKAN ve Prof. Dr. Hüseyin ÇAKIR'a da teşekkürlerimi belirtmek isterim. Yine doktora tez çalışmam kapsamında aynı TÜBİTAK projesinde Bursiyer olarak görev aldığım ve ortak çalışmalar gerçekleştirdiğim Dr. Öğr. Üyesi Alper ÇİÇEK'e teşekkür ederim.

Tez çalışması kapsamında her zaman motivasyonumun yüksek olmasını sağlayan, hayatıma anlam katan meslektaşım ve kıymetli eşim Prof. Dr. Ozan ERDİNÇ'e, oğlum, ilk göz ağrım Mahmut Pamir ERDİNÇ ve bir tanecik güzel kızım Pera ERDİNÇ'e her zaman yanımda oldukları için en içten sevgilerimle teşekkür ederim. Ayrıca her zaman yanımda olan, beni bugünlere getiren canım annem Şener ÖZER ile canım babam Mahmut ÖZER'e ve birlikte büyüdüğüm canım kardeşim Ayşen ÖZER'e; ne zaman desteğe ihtiyacım olsa yanımda olan Bahriye annem, Mahmut babam, Fahriye teyzem ile yavrularımın biricik amcası Oğuzhan ERDİNÇ'e çok teşekkür ederim.

Son olarak, doktora öğrenimim boyunca 119N117 numaralı ve "Etkileşimli Enerji Merkezi Şebekelerinde Yenilenebilir Enerji Sistemlerinin Azami Yaygınlaşma Kapasitesinin Değerlendirilmesi" isimli proje kapsamında destek sağlayan Türkiye Bilimsel ve Teknik Araştırma Kurumu'na (TÜBİTAK) teşekkür ederim.

Fatma Gülşen ERDİNÇ

İÇİNDEKİLER

ŞEKİL LİSTESİ xiv

TABLO LİSTESİ xvi

ÖZET xvii

ABSTRACT xix

1 GİRİŞ 1

1.1 Literatür Özeti ... 3

1.2 Tezin Amacı ... 8

1.3 Orijinal Katkılar ... 8

2 DİNAMİK HAT KAPASİTESİ VE DİĞER ESNEKLİK KAYNAKLARININ BİRLİKTE KULLANILMASININ İŞLETİMSEL BAKIŞ AÇISIYLA ETRAFLICA DEĞERLENDİRİLMESİ 10

2.1 Giriş ve Temel Değerlendirme ... 10

2.2 DHK Entegre Edilmiş İşletimsel Perspektiflerin Kapsamlı bir Genel Değerlendirmesi ... 17

2.2.1 Safi DHK tabanlı işletimsel esneklik ... 17

2.2.2 DHK'nın Diğer Esneklik Opsiyonları ile Kombinasyonu ... 23

3 DİNAMİK HAT KAPASİTESİ, ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMİ VE TALEP CEVABI TABANLI ÇOKLU ESNEKLİK KAYNAKLARINI İÇEREN BİR GÜÇ SİSTEMİ İÇİN BELİRSİZLİKTEN HABERDAR BİR KARAR VERME MEKANİZMASININ GELİŞTİRİLMESİ 29

3.1 Önerilen Yapının Matematiksel Modeli ... 30

3.2 Test ve Sonuçlar ... 32

3.2.1 Giriş Verileri ... 33

3.2.2 Simülasyon ve Sonuçlar ... 35

4 ESNEKLİK SEÇENEKLERİ OLARAK TALEP CEVABI, ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİ, ELEKTRİKLİ ARAÇ TOPLAYICISI VE DİNAMİK HAT KAPASİTESİNİ İÇEREN YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARINA SAHİP BİR GÜÇ SİSTEMİ İÇİN KARAR VERME MEKANİZMASI 39

4.1 Önerilen Yapının Matematiksel Modeli ... 40

4.2 Test ve Sonuçlar ... 45

4.2.1 IEEE 6-Baralı Test Sistemi Kullanarak Yapılan Analizler ... 45

4.2.2 IEEE 24-Baralı Test Sistemi Kullanarak Yapılan Analizler ... 55

5 SONUÇ VE ÖNERİLER 61

KAYNAKÇA 64

A İLGİLİ MATLAB VE GAMS KODLARI **76**

A.1 IEEE Std 738™ -2012 Standardının Modellenmesi İçin Oluşturulan MATLAB Kodları 76

A.2 Bölüm 3'te Yer Alan Matematiksel Modele Ait GAMS Kodları 78

A.3 Bölüm 4'te Yer Alan Matematiksel Modele Ait GAMS Kodları 89

TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR **111**

SİMGE LİSTESİ

$a(A)$	EAT'ler kümesi.
$A_{n,a}^{EAT}$	Dağıtık EA'ları yöneten EAT'lerin etki (incidence) matrisi.
$A_{n,j}^{EHŞ}$	EHŞ'lerin etki (incidence) matrisi.
$A_{n,r}^{EO}$	Esnek olmayan yüklerin etki (incidence) matrisi.
$A_{n,d}^{esnek}$	Esnek yüklerin etki (incidence) matrisi.
$A_{n,i}^{G}$	Generatörlerin etki (incidence) matrisi.
$A_{n,c}^{OEDS}$	OEDS'lerin etki (incidence) matrisi.
$A_{n,p}^{PSTEDS}$	PSTEDS'lerin etki (incidence) matrisi.
$A_{n,v}^{RGS}$	RGS'lerin etki (incidence) matrisi.
$B_{l,n}$	l hattının süseptansı [pu].
$b_{i,f,s,h,t}$	s ve h senaryolarında t periyodunda i üretim biriminin f bloğundaki güç çıkışı [MW].
$b_{i,f,s,t}$	s senaryosunda t periyodunda i üretim biriminin f bloğundaki güç çıkışı [MW].
$B_{i,f}$	i üretim biriminin f adımının boyutu [MW].
$c(C)$	OEDS'ler kümesi.
$C_{i,f}$	i üretim biriminin f adımının marjinal maliyeti [Avro/MWh].
$C_p(\vartheta)$	RGS güç katsayısı.
$C_j^{GOYK,EHŞ}$	j EHŞ'nin gönüllü olmayan yük kesintisinin maliyeti [Avro/MWh].
$C_r^{GOYK,EO}$	r esnek olmayan talebinin gönüllü olmayan yük kesintisinin maliyeti [Avro/MWh].
$C_d^{GOYK,esnek}$	Esnek yük talebi d'den gerçekleştirilen yük kesintisinin maliyeti [Avro/MWh].
C_v^{RGS}	v RGS'nin rüzgâr enerji kesintisinin maliyeti [Avro/MWh].
$C_t^{TC,EHŞ}$	EHŞ'den TC aracılığı ile azaltılan yük için maliyet [Avro/MWh].
$C_t^{TC,esnek}$	Esnek yüklerden TC aracılığı ile azaltılan yük için maliyet [Avro/MWh].
$d(D)$	Esnek yükler kümesi.
DAM_i	i üretim biriminin devreye alma maliyeti [Avro/MWh].
$DÇM_i$	i üretim biriminin devreden çıkarma maliyeti [Avro/MWh].
DDK_i	i üretim biriminin asgari devre dışı kalma süresi [saat].
DK_i	i üretim biriminin asgari devrede kalma süresi [saat].
$e(E)$	EA'lar kümesi.
$E_{a,e,k,ti}^{EA,deşarj}$	ti periyodunda EA sürüş senaryosu k için EAT a tarafından yönetilen EA e'nin deşarj enerjisi [MWh].
$E_{a,e,k,ti}^{EA,şarj}$	ti periyodunda EA sürüş senaryosu k için EAT a tarafından yönetilen EA e'nin şarj enerjisi [MWh].
$E_{a,k,ti}^{Top,tüket}$	ti periyodunda EA sürüş senaryosu k'da EAT a tarafından yönetilen EA e'nin şarjı için tüketilen enerji [MWh].
$E_{a,k,t}^{Top,tüket,saat}$	t periyodunda EA sürüş senaryosu k'da EAT a tarafından yönetilen EA e'nin şarj için tükettiği enerji [MWh].
$E_{a,k,ti}^{Top,üret}$	ti periyodunda EA sürüş senaryosu k için EAT a tarafından yönetilen EA'ların bataryalarının deşarj edilmesi ile elde edilen

	enerji [MWh].
$E_{a,k,t}^{Top,üret,saat}$	t periyodunda EA sürüş senaryosu k için EAT a tarafından yönetilen EA'ların bataryalarının deşarj edilmesi ile elde edilen enerji [MWh].
$ED_{a,e,k,ti}^{EA}$	ti periyodunda EA sürüş senaryosu k için EAT a tarafından yönetilen EA e'nin enerji durumu [MWh].
$ED_{a,e}^{EA,asgari}$	EAT a tarafından yönetilen EA e için izin verilen asgari enerji durumu [MWh].
$ED_{a,e}^{EA,azami}$	EAT a tarafından yönetilen EA e için izin verilen azami enerji durumu [MWh].
$ED_{a,e,k}^{EA,başlangıç}$	EAT a tarafından yönetilen EA e'nin k senaryosunda şarj ünitesine vardığındaki enerji durumu [MWh].
$ED_{a,e,k}^{EA,istenen}$	EAT a tarafından yönetilen EA e'nin şarj ünitesinden ayrıldığında arzu edilen enerji durumu [MWh].
$ED_{c,s,t}^{OEDS}$	t periyodunda senaryo s için OEDS c'nin enerji durumu [MWh].
$ED_{c}^{OEDS,asgari}$	OEDS c için izin verilen asgari enerji durumu [MWh].
$ED_{c}^{OEDS,azami}$	OEDS c için izin verilen azami enerji durumu [MWh].
$ED_{c}^{OEDS,başlangıç}$	OEDS c'nin başlangıçtaki enerji durumu [MWh].
$ED_{c,}^{OEDS,son}$	Gün sonunda OEDS c'nin arzu edilen enerji seviyesi [MWh].
$Es_{d,t}$	Esnek yük talebi d'nin t periyodundaki yük talebi [MW].
$EHŞ_{j,t}$	t periyodunda j EHŞ'nin güç talebi [MW].
$EO_{r,t}$	t periyodunda r esnek olmayan güç talebinin değeri [MW].
$f(F_i)$	i üretim biriminin marjinal maliyet fonksiyonunun adımları kümesi.
$f_{l,s,h,t}$	s ve h senaryolarında t periyodunda l hattındaki güç akışı [MW].
$f_{l,s,t}$	s senaryosunda t periyodunda l hattındaki güç akışı [MW].
$f_{l,h}^{azami,DHK}$	h senaryosunda DHK altında l hattından izin verilen azami güç akışı [MW].
$f_{l,s}^{azami,DHK}$	s senaryosunda DHK altında l hattından izin verilen azami güç akışı [MW].
G_p^{azami}	Azami su akışı [Hm^3/h].
$g_{p,s,h,t}^{pompalanan}$	s ve h senaryolarında t periyodunda p PSTEDS'de alt rezervden üst rezerve pompalanan suyun akış miktarı [Hm^3/h].
$g_{p,s,t}^{pompalanan}$	s senaryosunda t periyodunda p PSTEDS'de alt rezervden üst rezerve pompalanan suyun akış miktarı [Hm^3/h].
$g_{p,s,h,t}^{salınan}$	s ve h senaryolarında t periyodunda p PSTEDS'de üst rezervden alt rezerve serbest bırakılan suyun akış miktarı [Hm^3/h].
$g_{p,s,t}^{salınan}$	s senaryosunda t periyodunda p PSTEDS'de üst rezervden alt rezerve serbest bırakılan suyun akış miktarı [Hm^3/h].
$h(H)$	DHK senaryoları kümesi.
$i(I)$	Generatörler kümesi.
$j(J)$	EHŞ kümesi.
$k(K)$	EA sürüş senaryoları kümesi.
$l(L)$	İletim hatları kümesi.
M	Yeterince büyük bir sayı.
$n(N)$	Baralar kümesi.
$n_{p,s,h,t}^{PSTEDS}$	s ve h senaryolarında t periyodunda p PSTEDS için ikili sayı sistemi değişkeni: Eğer PSTEDS güç üretiyorsa 1, aksi halde 0 ve

	yukarı rezerve su pompalanabilir.
$n_{p,s,t}^{PSTEDS}$	s senaryosunda t periyodunda p PSTEDS için ikili sayı sistemi değişkeni: Eğer PSTEDS güç üretiyorsa 1, aksi halde 0 ve yukarı rezerve su pompalanabilir.
O_i^{AYR}	i üretim biriminin yukarı yönde rampalanma oranı [MW/dk].
$O_{a,e}^{EA,deşarj}$	EAT a tarafından yönetilen EA e'nin azami deşarj gücü [MW].
$O_{a,e}^{EA,şarj}$	EAT a tarafından yönetilen EA e'nin azami şarj gücü [MW].
$O_c^{OEDS,deşarj}$	OEDS c'nin azami deşarj gücü [MW].
$O_c^{OEDS,şarj}$	OEDS c'nin azami şarj gücü [MW].
$O_{s,t}^{TC,EHŞ}$	s senaryosunda t periyodunda TC aracılığı ile EHŞ'den azaltılan yükün oranı.
$O_{s,t}^{TC,esnek}$	s senaryosunda t periyodunda TC aracılığı ile esnek yüklerden azaltılan yükün oranı.
O_i^{YYR}	i üretim biriminin aşağı yönde rampalanma oranı [MW/dk].
$p(P)$	PSTEDS kümesi.
P_i^{asgari}	i üretim biriminin izin verilen asgari çıkış gücü [MW].
P_i^{azami}	i üretim biriminin izin verilen azami çıkış gücü [MW].
$P_{a,e,k,ti}^{EA,deşarj}$	EA sürüş senaryosu k için ti periyodunda EAT a tarafından yönetilen EA e'nin deşarj gücü [MW].
$P_{a,e,k,ti}^{EA,şarj}$	EA sürüş senaryosu k için ti periyodunda EAT a tarafından yönetilen EA e'nin şarj gücü [MW].
$P_{i,s,h,t}^{G}$	s ve h senaryolarında t periyodunda i üretim biriminden üretilen güç [MW].
$P_{i,s,t}^{G}$	s senaryosunda t periyodunda i üretim biriminden üretilen güç [MW].
$P_{c,s,t}^{OEDS,deşarj}$	s senaryosunda t periyodunda OEDS c'nin şarj gücü [MW].
$P_{c,s,t}^{OEDS,şarj}$	s senaryosunda t periyodunda OEDS c'nin deşarj gücü [MW].
$P_{p,s,h,t}^{pompalanan}$	s ve h senaryolarında t periyodunda p PSTEDS'nin alt rezervinden üst rezervine su pompalanması için tüketilen güç [MW].
$P_{p,s,t}^{pompalanan}$	s senaryosunda t periyodunda p PSTEDS'nin alt rezervinden üst rezervine su pompalanması için tüketilen güç [MW].
$P_{v,s,t}^{RGS}$	s senaryosunda t periyodunda v RGS'nin güç üretimi [MW].
$P_{p,s,h,t}^{salınan}$	s ve h senaryolarında t periyodunda p PSTEDS'nin üst rezervinden salınan su ile üretilen güç [MW].
$P_{p,s,t}^{salınan}$	s senaryosunda t periyodunda p PSTEDS'nin üst rezervinden salınan su ile üretilen güç [MW].
$r(R)$	Esnek olmayan yükler kümesi.
$s(S_v)$	Rüzgâr tabanlı güç üretim senaryoları (Bölüm 3)/rüzgâr hızı senaryoları (Bölüm 4) kümesi.
$S_{v,s,h,t}$	s ve h senaryolarında t periyodunda v RGS'de gerçekleşen rüzgâr gücü kesintisi [MW].
$S_{v,s,t}$	s senaryosunda t periyodunda v RGS'de gerçekleşen rüzgâr gücü kesintisi [MW].
$t(T)$	Zaman periyotları kümesi.
$T_{a,e,k}^{ayrılış}$	EA sürüş senaryosu k'da EAT a tarafından yönetilen EA e'nin şarj ünitesinden ayrılma zamanı [saat].

$T_{a,e,k}^{varış}$	EA sürüş senaryosu k'da EAT a tarafından yönetilen EA e'nin şarj ünitesine varış zamanı [saat].
T_{son}	Zaman kümesinin son elemanı.
$ti(Ti)$	Alt zaman aralıkları kümesi.
$u_{i,s,h,t}$	s ve h senaryolarında t periyodunda i üretim birimi için ikili sayı sistemi değişkeni: Eğer i üretim birimi devrede ise 1, aksi halde 0.
$u_{i,s,t}$	s senaryosunda t periyodunda i üretim birimi için ikili sayı sistemi değişkeni: Eğer i üretim birimi devrede ise 1, aksi halde 0.
$u_{a,e,k,ti}^{EA}$	ti periyodunda EA sürüş senaryosu k için EAT a tarafından yönetilen EA e için ikili karar değişkeni. Eğer 1 ise EAT a tarafından yönetilen EA e şarj edilebilmektedir [0-1].
$u_{c,s,t}^{OEDS}$	s senaryosunda t periyodunda OEDS c için ikili karar değişkeni. Eğer 1 ise OEDS şarj edilebilmektedir [0-1].
$v(V)$	RGS kümesi.
ϑ	Rüzgâr hızı [m/sn].
$V_{p,s,h,t}^{alt}$	s ve h senaryolarında t periyodunda p PSTEDS'in alt rezervindeki su miktarı [Hm^3].
$V_{p,s,t}^{alt}$	s senaryosunda t periyodunda p PSTEDS'in alt rezervindeki su miktarı [Hm^3].
$V_p^{alt,asgari}$	Alt rezervde izin verilen asgari su miktarı [Hm^3/h].
$V_p^{alt,azami}$	Alt rezervde izin verilen azami su miktarı [Hm^3/h].
$V_p^{alt,başlangıç}$	Alt rezervdeki başlangıç su miktarı [Hm^3/h].
$V_{p,s,h,t}^{üst}$	s ve h senaryolarında t periyodunda p PSTEDS'in üst rezervindeki su miktarı [Hm^3].
$V_{p,s,t}^{üst}$	s senaryosunda t periyodunda p PSTEDS'in üst rezervindeki su miktarı [Hm^3].
$V_p^{üst,asgari}$	Üst rezervde izin verilen asgari su miktarı [Hm^3/h].
$V_p^{üst,azami}$	Üst rezervde izin verilen azami su miktarı [Hm^3/h].
$V_p^{üst,başlangıç}$	Üst rezervdeki başlangıç su miktarı [Hm^3/h].
$y_{i,s,h,t}$	s ve h senaryolarında t periyodunda i üretim birimi için ikili sayı sistemi değişkeni: Eğer i üretim birimi ilgili periyotta devreye alındıysa 1, aksi halde 0.
$y_{i,s,t}$	s senaryosunda t periyodunda i üretim birimi için ikili sayı sistemi değişkeni: Eğer i üretim birimi ilgili periyotta devreye alındıysa 1, aksi halde 0.
$YK_{j,s,h,t}^{EHŞ}$	s ve h senaryolarında t periyodunda j EHŞ'de gerçekleşen yük kesintisi [MW].
$YK_{j,s,t}^{EHŞ}$	s senaryosunda t periyodunda j EHŞ'de gerçekleşen yük kesintisi [MW].
$YK_{r,s,h,t}^{EO}$	s ve h senaryolarında t periyodunda r esnek olmayan talepte gerçekleşen yük kesintisi [MW].
$YK_{r,s,t}^{EO}$	s senaryosunda t periyodunda r esnek olmayan talepte gerçekleşen yük kesintisi [MW].
$YK_{d,s,t}^{esnek}$	s senaryosunda t periyodunda esnek yük d'den kesilen güç [MW].
$YK_{j,s,t}^{TC,EHŞ}$	s senaryosunda t periyodunda TC aracılığıyla EHŞ j'den azaltılan güç [MW].
$YK_{d,s,t}^{TC,esnek}$	s senaryosunda t periyodunda TC aracılığıyla esnek yük d'den

	azaltılan güç [MW].
$z_{i,s,h,t}$	s ve h senaryolarında t periyodunda i üretim birimi için ikili sayı sistemi değişkeni: Eğer i üretim birimi ilgili periyotta kapatıldıysa 1, aksi halde 0.
$z_{i,s,t}$	s senaryosunda t periyodunda i üretim birimi için ikili sayı sistemi değişkeni: Eğer i üretim birimi ilgili periyotta kapatıldıysa 1, aksi halde 0.
Δ_{ti}^{EA}	EA'ların şarj ve deşarj işletimine ait periyot uzunluğu [dk].
ΔT	Bir periyodun uzunluğu [dk].
$\lambda_{j,t}^{EHŞ}$	t periyodunda j EHŞ'in hizmet bedeli [Avro/MWh].
$\sigma^{pompalanan}$	Elektriksel güçten su miktarı dönüşüm katsayısı [MW/(Hm^3/h)].
$\sigma^{salınan}$	Su miktarından elektriksel güce dönüşüm katsayısı [MW/(Hm^3/h)].
π	İzin verilen gerilim açısı [rad].
π_h	h DHK senaryosunun olasılık değeri.
π_k	k EA sürüş senaryosunun olasılık değeri.
π_s	s rüzgâr gücü senaryosunun olasılık değeri.
$\delta_{n,s,h,t}$	s ve h senaryolarında t periyodunda n barasının gerilim açısı [rad].
$\delta_{n,s,t}$	s senaryosunda t periyodunda n barasının gerilim açısı [rad].
∂	İzin verilen gerilim açısı değeri [rad].
$\eta_{a,e}^{EA,deşarj}$	EAT a tarafından yönetilen EA e'nin deşarj verimliliği.
$\eta_{a,e}^{EA,şarj}$	EAT a tarafından yönetilen EA e'nin şarj verimliliği.
$\eta_c^{OEDS,deşarj}$	OEDS c'nin deşarj verimliliği.
$\eta_c^{OEDS,şarj}$	OEDS c'nin şarj verimliliği.
ρ	Hava yoğunluğu [kg/m^3].

KISALTMA LİSTESİ

AC	Alternating Current (Alternatif Akım)
ACSR	Aluminium Conductor Steel Reinforced (Alüminyum İletken Çelik Takviyeli)
AEP	American Electric Power
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques (Uluslararası Büyük Elektrik Sistemleri Konseyi)
DC	Direct Current (Doğru Akım)
DHK	Dinamik Hat Kapasitesi
DITER	Implementation of Dynamic Thermal Rating in Real Time in the Overhead Transmission Lines (Dinamik Isıl Kapasitenin Gerçek Zamanlı Olarak Havai İletim Hatlarında Uygulanması)
EA	Elektrikli Araç
EAT	Elektrikli Araç Toplayıcısı
EHŞ	Elektrik Hizmet Şirketi
EPRI	Electric Power Research Institute (Elektrik Güç Araştırma Enstitüsü)
FACTS	Flexible AC Transmission System (Esnek AC İletim Sistemi)
FV	Fotovoltaik
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü)
KCPL	Kansas City Power and Light
KEPCO	Korea Electric Power Corporation
MILP	Mixed-Integer Linear Programming (Karışık Tamsayılı Lineer Programlama)
NYPA	New York Power Authority
OEDS	Ortak Enerji Depolama Sistemi
PECo	Philadelphia Electric Company
PJM	Pennsylvania-Jersey-Maryland
PSTEDS	Pompalanmış Su Tabanlı Enerji Depolama Sistemi
REE	Red Electrica de España
RGS	Rüzgâr Güç Santrali
SHK	Statik Hat Kapasitesi
TC	Talep Cevabı

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 2.1 Mekanik durum tabanlı yaklaşımların gösterimi....12

Şekil 2.2 DHK odaklı literatür çalışmaları ile ilintili yönelim evriminin gösterimi: (a) "Safi" ve "kombine" esneklik perspektiflerinden toplam çalışma sayılarının değişimi, (b) "Safi" ve "kombine" esneklik perspektiflerinin İlgili periyotlardaki yüzdesi. 27

Şekil 3.1 RGS'ler ve generatörleri içeren güç sisteminin ekonomik ve teknik işletimi için DHK, PSTEDS ve TC'yi esneklik kaynağı olarak dikkate alan önerilen yapı 29

Şekil 3.2 Rüzgâr güç üretim senaryoları 33

Şekil 3.3 DHK senaryolarında DHK/SHK oranı....33

Şekil 3.4 Şebeke modeli 34

Şekil 3.5 Esnek olmayan EHŞ yük talepleri....34

Şekil 3.6 Bütün rüzgâr gücü senaryoları için durum analizlerindeki rüzgâr kesintisi miktarları 36

Şekil 3.7 PSTEDS'nin üst ve alt rezervlerindeki su miktarı değişimi....36

Şekil 3.8 Durum analizlerinde yük kesintisi miktarları....37

Şekil 4.1 Önerilen modele ait genel bir yapı 39

Şekil 4.2 Senaryolar için rüzgâr hızı verisi....46

Şekil 4.3 RGS'ye ait enerji üretim senaryoları....46

Şekil 4.4 DHK senaryoları için hava sıcaklığı verisi....46

Şekil 4.5 DHK/SHK oranları....47

Şekil 4.6 IEEE 6-baralı test sistemine ait şebeke modeli 47

Şekil 4.7 Saatlik esnek, esnek olmayan ve EHŞ yük verisi....48

Şekil 4.8 Durum-3, Durum-4 ve Durum-8'de rüzgâr enerjisi kesinti miktarları....51

Şekil 4.9 Durum-3, Durum-4 ve Durum-8'de esnek ve esnek olmayan yüklerde meydana gelen yük kesintileri....52

Şekil 4.10 Durum-1, Durum-3 ve Durum-5'te TC uygulaması aracılığı ile EHŞ ve esnek yüklerde azaltılan yük miktarları....52

Şekil 4.11 Durum-1, Durum-5, Durum-6 ve Durum-7'de PSEDS'nin üst ve alt rezervuarlarındaki su miktarının değişimi....53

Şekil 4.12 6-baralı test sistemi için Durum-1, Durum-3 ve Durum-5'te OEDS'ye ait enerji durum değişimleri 54

Şekil 4.13 6-baralı test sistemi için Durum-1 ve Durum-5'te hatlardan iletilen güç miktarları 54

Şekil 4.14 6-baralı test sistemi için Durum-1, Durum-4 ve Durum-7'de EAT tarafından yönetilen tüm EA'ların tükettiği ve ürettiği güç 55
Şekil 4.15 IEEE 24-baralı test sistemi diyagramı 55
Şekil 4.16 24-baralı test sistemi için RGS güç üretim senaryoları 56
Şekil 4.17 24-baralı test sistemi için saatlik esnek olmayan yük talebi verisi 56
Şekil 4.18 24-baralı test sistemi için saatlik esnek yük talebi verisi 56
Şekil 4.19 Senaryo 1 için esnek olmayan ve esnek yüklerden yük kesintisi miktarları 58
Şekil 4.20 Senaryo 4 için EHŞ ve esnek yüklerden TC vasıtasıyla azaltım miktarları 58
Şekil 4.21 PSTEDS'nin üst ve alt rezervlerindeki su miktarı 59
Şekil 4.22 OEDS'lerin enerji durumu seviyeleri 60
Şekil 4.23 EAT'ler tarafından yönetilen bütün EA'ların tüketilen ve üretilen güçleri 60

TABLO LİSTESİ

Tablo 2.1 Dünyanın farklı bölgelerindeki pratikteki bazı DHK uygulamalarının derlemesi 16
Tablo 2.2 Safi DHK tabanlı işletimsel esneklik çalışmalarının tasnifi 22
Tablo 3.1 Generatör birimlerinin teknik verileri....34
Tablo 3.2 PSTEDS'nin teknik karakteristiği 35
Tablo 3.3 Durum çalışmalarının detayları 35
Tablo 3.4 Durum çalışmalarında elde edilen sonuçlar....35
Tablo 3.5 Generatörler tarafından üretilen enerji [MWh]....37
Tablo 4.1 EA'ların olasılık dağılımı 47
Tablo 4.2 EA'ların teknik özellikleri 47
Tablo 4.3 Generatör ünitelerine ait teknik veriler....49
Tablo 4.4 PSTEDS'ye ait teknik özellikler....49
Tablo 4.5 OEDS'ye ait teknik özellikler....49
Tablo 4.6 Durum çalışmaları....50
Tablo 4.7 Durum çalışmalarından elde edilen sonuçlar....50
Tablo 4.8 Generatörlerden üretilen enerji 51
Tablo 4.9 24-baralı test sistemi için OEDS teknik özellikleri 57
Tablo 4.10 24-baralı test sistemi için güç sistem elemanlarının bara bilgisi 57
Tablo 4.11 24-baralı test sistemi için durum çalışmalarından elde edilen sonuçlar 57
Tablo 4.12 Senaryo 1'de generatörlerden üretilen enerji....58

ÖZET

Elektrik Güç Sistemlerinde Esneklik Kaynaklarının Sistem İşletimine Dahil Edilmesi için Yeni Bir Yaklaşım Geliştirilmesi

Fatma Gülşen ERDİNÇ

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Doktora Tezi

Danışman: Doç. Dr. Recep YUMURTACI

Enerji kaynakları açısından, özellikle son yüz yıllık dönemde konvansiyonel enerji tabanlı üretim birimlerinin büyük bir hâkimiyeti söz konusudur. Fakat özellikle son zamanlarda yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik önemli bir eğilim söz konusudur. Bu durumun çevresel, ekonomik ve politik açıdan beraberinde getirdiği birçok olumlu çıktı mevcuttur. Öte yandan, rüzgâr ve güneş tabanlı başlıca yenilenebilir enerji kaynaklarının güç üretimi doğrudan meteorolojik koşullara bağlıdır ve bu açıdan belirtilen kaynakların oldukça değişken bir güç üretimi söz konusudur. Yenilenebilir enerji sistemlerinin elektrik güç sistemine entegrasyonu arttıkça, bu değişkenlik elektrik güç sistemi işletiminde daha fazla zorluklar oluşturmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının değişken güç üretimi de dahil olmak üzere çok sayıda belirsizliğin var olduğu bu karmaşık yapıyı yönetebilmek için, güç sistemi işletiminde farklı esneklik seçeneklerinden faydalanmak elzemdir. Bahsi geçen esneklik kaynakları arasında dinamik hat kapasitesi, talep tarafının katılımı ve farklı skalalardaki enerji depolama sistemi seçenekleri genellikle önde gelen yaklaşımlar konumundadır. Böyle bir yapıda; güç sistemi işletiminin hem teknik hem de ekonomik bütün gereksinimlerini karşılayabilmek açısından, böyle esneklik imkanlarından optimum bir şekilde

faydalanabilmek için etkin bir karar verme yaklaşımının geliştirilmesi ayrıca önemlidir. Bu bağlamda, bu tez çalışmasında dinamik hat kapasitesi başta olmak üzere talep cevabı, enerji depolama sistemi gibi farklı esneklik imkânlarının mevcudiyetini dikkate alan belirsizlikten haberdar bir karar verme yaklaşımı önerilmektedir.

Bahsi geçen bütün bu esneklik imkânlarının eş zamanlı olarak bu tür bir karar verme mekanizması kapsamında belirsizlikleri de içerecek şekilde dikkate alınması, bu tez çalışmanın mevcut literatüre göre katkısını oluşturmaktadır. Öncelikle dinamik hat kapasitesini ön plana alarak gerçek uygulamalar ve farklı esneklik kaynaklarının bir arada kullanıldığı çalışmalar üzerine etraflı bir derleme çalışması sunulmaktadır. Akabinde, ilgili esneklik kaynaklarının varlığına göre farklı durum analizleri ile de önerilen karar verme yaklaşımının etkinliği irdelenmektedir.

Anahtar Kelimeler: Dinamik hat kapasitesi, elektrik güç sistemi esnekliği, enerji depolama sistemi, optimum karar verme mekanizması, talep cevabı.

ABSTRACT

Development of a New Approach for the Integration of Flexibility Resources in the Operation of Electric Power Systems

Fatma Gülşen ERDİNÇ

Department of Electrical Engineering

Doctor of Philosophy Thesis

Advisor: Assoc. Prof. Dr. Recep YUMURTACI

The conventional energy based production units have a vital dominance regarding the energy resources especially in the last century. However, there is a strong trend towards renewable energy resources recently. This condition leads several environmental, economic and political positive outcomes. On the other hand, the power production of wind and solar based leading renewable energy resources directly depend on the meteorological conditions, and accordingly the mentioned resources have a highly volatile power production. The increase of the integration of renewable energy systems into electric power system leads to more challenges in electric power system operation.

In order to manage such a complicated structure with many uncertainties including the varying power production of renewable energy resources, it is necessary to utilize different flexibility options in power system operation. Among the mentioned flexibility resources, dynamic line rating, demand side participation and different scales of energy storage system options are generally the leading approaches. In such a structure, development of an effective decision making approach in order to utilize such flexibility options in an optimum way regarding the supply of all technical and economic necessities of power system operation is also very important. In this manner, an uncertainty-aware decision making approach is proposed taking into account the

existence of different flexibility options including priorly the dynamic line rating and also demand response, energy storage system, etc.

The consideration of all of the mentioned flexibility opportunities simultaneously within the concept of such a decision making mechanism taking also the uncertainties into account provides the contribution of this thesis study. Firstly, a detailed review on the real applications and studies including the simultaneous usage of different flexibility resources especially putting more emphasis on dynamic line rating is presented. Afterwards, the effectiveness of the proposed decision making mechanism is evaluated via different case analyses based on the relevant flexibility resources.

Keywords: Demand response, dynamic line rating, electric power system flexibility, energy storage system, optimum decision making mechanism.

1
GİRİŞ

Her geçen gün artan çevresel kaygılar, enerji bağımsızlığı kavramının ülkeler için artan önemi, konvansiyonel yakıtların tükenme tehlikesi gibi birçok husus nedeniyle özellikle son 50 yıllık dönemde yenilenebilir enerji kaynakları üzerine yapılan yatırımlar büyük artış göstermiştir. Fakat burada özellikle rüzgâr ve güneş enerjisi tabanlı ana yenilenebilir enerji kaynakları meteorolojik koşullara doğrudan bağlı olarak elektrik enerjisi üretimi gerçekleştirmekte ve bu nedenle bu kaynakların oldukça kısmi bir şekilde kontrol edilebilen çıkış güçleri büyük değişkenlik göstermektedir. Bir diğer yandan, mevsimsel, günlük ve hatta saatlik periyotlarda büyük değişiklikler gösterebilen elektrik enerjisi talebi her geçen zamanda artmakta, ayrıca elektrikli araçlar (EA), vb. yeni nesil yüklerin entegrasyonu ile birlikte bu belirtilen talebin örüntüsü önemli oranda değişmektedir. Ayrıca, son kullanıcıların elektrik enerjisi temininin sürekliliğine olan hassasiyeti de büyük ölçüde artmıştır. Bu bağlamda; hem üretim, hem tüketim ve hem de konfor koşulları kapsamında yaşanan bu büyük değişim elektrik güç sisteminin işletimini daha karmaşık hale getirmiştir.

Belirtilen karmaşık işletim koşulları altında, sistem kararlılığının etkin bir şekilde devam ettirilmesinde esneklik kavramı büyük önem kazanmıştır. Burada işletimsel esneklikten kasıt, üretim-tüketim dengesinin etkin bir şekilde sağlanması açısından üretim ve tüketimdeki değişimlere güç sisteminin cevap verebilme yeteneğidir. Güç sisteminde çok farklı esneklik kaynakları mevcuttur. Talep değişimi göz önünde bulundurularak konvansiyonel santrallerin çıkış güçlerinin farklı zaman dilimlerinde değiştirilmesi, elektrik güç sistemi için oldukça eskiye dayanan bir esneklik çeşididir. Fakat son zamanlarda çok daha farklı ve yenilikçi esneklik çeşitleri, özellikle akıllı şebeke olgusu ile birlikte dikkate alınmıştır.

Elektrik güç sisteminde farklı açılardan ısıl olarak sınırlandırılmış birçok varlık mevcuttur. Bu açıdan belirtilen varlıklar arasında daha fazla dikkate alınan temel varlıklar, transformatörler ve hatlar (iletim ve dağıtım sistemlerine hizmet veren hem havai hem de yer altı hatları) olarak sıralanabilir. Transformatörler ve yer altı hatlarının ısıl sınırları daha çok bu varlıkların (elemanların) hızlı yaşlanması ve hatta fiziksel

olarak zarar görmesi ile ilintili iken, havai hatlar için yaşlanma ve zarar görmenin ötesinde, varlık kapasitelerini ısıl olarak daha da sınırlandıran sehim veya emniyet mesafesi (clearance) gibi ek hususlar da söz konusudur. Bu bağlamda, ısıl sınır açısından havai hatlara hem literatürde hem endüstriyel uygulamalarda özel bir önem verilmektedir. Burada daha homojen bir yer altı ve havai hat karmasına sahip dağıtım sistemi operatörleri ve havai hatların yer altı hatlarına göre daha baskın olduğu bir altyapıyı işleten iletim sistemi operatörleri açısından farklı bakış açıları söz konusudur.

Bahsi geçen ısıl olarak sınırlı varlıklar, herhangi bir hatalı çalışma ya da zarar görme riskini önlemek açısından oldukça konservatif sınırlar içerisinde işletilmektedir. Bahsi geçen sınırlar genellikle statiktir ve gerçek işletimsel koşullarını dikkate almamaktadır. Havai ve yer altı hatları için bahsi geçen statik kapasiteler, iyi bilindiği üzere Statik Hat Kapasitesi (SHK-Static Line Rating) olarak adlandırılmaktadır. SHK, oldukça konservatif hava koşulları altında azami bir iletken sıcaklığını aşmamak için iletkenden geçebilecek azami izin verilebilir akım veya güç değeri olarak tanımlanmaktadır. SHK hesaplaması için dikkate alınan tipik hava koşulları; eş zamanlı olarak oluşması düşünülen 0,6 m/s'lik düşük seviyede dik rüzgâr hızı, 40^0C'lik yüksek dış ortam sıcaklığı ve 1000 W/m^2'lik tam güneş ışınımı olarak örneklendirilebilir [1]. Görüldüğü üzere böylesine konservatif bir hava koşulunun oluşma olasılığı, bazı coğrafik bölgelerde senenin sadece birkaç saatine tekabül edecek kadar düşüktür. Bu açıdan, dış ortam koşullarına doğrudan maruz kalarak işletilen havai hatlardan yılın birçok zamanında gerçek sınırlarının çok altında faydalanılmaktadır. Bu durum, gerçekte dikkate değer bir zaman ertelenebilecek acil yeni yatırım gereksinimlerine yol açabilir. Özellikle dağıtım sistemlerine göre çok daha uzun sürelere tekabül eden yüksek bütçeli yatırımlar gerektiren iletim sistemleri için; havai hatların gerçek kapasitelerinden daha etkin bir şekilde faydalanılması, hem yatırım ertelemesi hem de işletim maliyeti azaltımı bakış açılarından ciddi bir ekonomik fayda getirebilecektir. Isıl olarak sınırlandırılmış varlıkların zamana bağlı değişen gerçek kapasitelerinden faydalanılması genellikle dinamik ısıl kapasite olarak adlandırılır. Burada hatlar söz konusu olduğunda ise dinamik ısıl kapasite özel olarak Dinamik Hat Kapasitesi (DHK-Dynamic Line Rating) şeklinde tanımlanmaktadır. DHK'nın güç sisteminde bir esneklik kaynağı olarak kullanılması, birçok teknik ve ekonomik fayda sağlama potansiyeline sahiptir ve yarım asırdan fazla süredir gerçek zamanlı olarak kullanım açısından değerlendirilmektedir. Bu bağlamda, DHK'nın güç sistemlerinde bir işletimsel opsiyon

olarak değerlendirilmesi üzerine birçok çalışma gerçekleştirilmiştir. Ayrıca, birçok iletim ve dağıtım sistemi operatörü de işletimsel esnekliklerini artırmak ve varlık yönetim stratejilerini geliştirmek açısından DHK konseptine yatırım yapmıştır. Bu anlamdaki saha uygulamalarında, işletimi kolaylaştırmak ve iyileştirmek açısından da DHK kapsamında kullanılacak ekipmanları geliştiren birçok teknoloji sağlayıcıları tarafından da bu yatırımlar desteklenmiştir.

Öte yandan, DHK konsepti ile birlikte güç sisteminin etkin işletimine katkıda bulunabilecek farklı esneklik kaynakları da mevcuttur. Talep tarafının da etkin hale getirilmesi ile birlikte talep cevabı (TC-demand response) konsepti, hem iletim hem de dağıtım sistemi seviyesinde entegre edilen farklı türdeki enerji depolama sistemleri, vb. birçok farklı esneklik kaynağının beraberce kullanıldığı uygulamalar gelecekte elektrik güç sistemi işletiminin ayrılmaz parçası haline gelecektir.

1.1 Literatür Özeti

Burada elektrik güç sistemi içerisinde DHK'nın zaten bir esneklik seçeneği olduğu ilgili literatür, safi DHK tabanlı işletimsel esneklik odaklı çalışmalar ve DHK'yı seçeneklerden biri olarak içeren birleştirilmiş esneklik odaklı çalışmalar olmak üzere iki kısıma ayrılmaktadır. Burada safi DHK tabanlı ifadesinden yola çıkarak şu husus açıkça belirtilmelidir: konvansiyonel üretim birimleri tabanlı oldukça olgunlaşmış esneklik yaklaşımı güç sistemi işletiminde yenilikçi ve yeni bir esneklik türü olarak dikkate alınmamakta ve bu açıdan DHK tabanlı esnekliği "safi" ya da "bütünleşik" açılardan dikkate alan yukarıda verilen bütün açıklamalar zaten konvansiyonel üretim birimleri tabanlı sınırlanmış yukarı ya da aşağı güç çıkışı değiştirilebilmesi tabanlı esnekliği kapsamaktadır. İlaveten, çalışmaların birçoğu yük kesintisi tabanlı talep düzenlemesi seçeneğini de son çare başvurulan bir esneklik kaynağı olarak dikkate almaktadır. Fakat bu seçenek de güncel ve yenilikçi bir anlamda talep tarafı çözümleri konseptinde değerlendirilmemekte ve bu çalışmada daha akıllı bir işletim tabanlı esneklik açısından dikkate alınmamaktadır.

Öncelikle safi DHK tabanlı işletimsel esneklik odaklı çalışmalar incelendiğinde, özellikle yenilenebilir enerji sistemi birimlerinin elektrik güç sistemine entegrasyonu üzerine odaklanmış ve safi DHK tabanlı işletimsel esneklik üzerine literatürün ekseriyetini oluşturan işletimsel konseptler yönelimli çalışmaların mevcut olduğu görülmektedir. Bunların arasında Wallnerström vd. [2] öncelikle sıklıkla kullanılan ve

daha önce belirtilen IEEE ve CIGRE standartlarının basitleştirilmiş hali olarak SHK, rüzgâr hızı ve sıcaklığın bir fonksiyonu şeklinde DHK hesaplaması için yeni bir model önermiştir. [2]'nin yazarları basitleştirilmiş modelin geçerliliğini göstermek için önerilen model ve çok daha detaylı ilgili IEEE standardı tabanlı modelin sonuçlarının detaylı bir mukayesesini gerçekleştirmişlerdir. [2]'de basitleştirilmiş modelin aşağı ve yukarı yönde azami sapması sırasıyla %3,27 ve %1,13 olarak bulunmuştur. Akabinde; [2]'deki çalışma ekonomik bir optimizasyon simülasyon modelinin uygulanması ile birlikte, önerilen rüzgâr hızı ve sıcaklık tabanlı DHK yaklaşımının diğer işletimsel yaklaşımlarla (farklı SHK ve rüzgâr hızı ya da sıcaklık tabanlı farklı DHK seviyeleri) yaşam döngüsü maliyet analizi ve kesilen rüzgâr gücü bakış açılarından bir karşılaştırmasını gerçekleştirmiştir. Havai hat kısıtlarının sadece rüzgâr gücü ve rüzgâr gücü kesintisi üzerindeki etkilerine odaklanmak açısından, rüzgâr gücü bağlantı barası ve ana şebeke barasını temsil eden iki baralı test sistemini kullanarak gerçekleştirilen [3]'teki yakın zamanlı bir çalışmada rüzgâr gücü entegrasyonunun DHK potansiyeli ile ilintisi araştırılmıştır. Bu bağlamda, bahsi geçen [3]'teki çalışma herhangi bir yük ya da farklı üretim birimi dinamiklerinin hatlar üzerinde daha ileri tıkanıklık etkisini ihmal etmiş ve Çin için değerlendirilen bazı rüzgâr çiftliği tipleri tabanlı durum analizlerinde %20'den fazla rüzgâr gücü kabulü artışı elde etmiştir.

Banerjee vd. [4] rüzgâr gücü kesintisini ve yeniden planlama gereksinimini azaltmak için N-1 ve N-2 kesinti durumlarında DHK uygulanması vasıtasıyla bir tıkanıklık önleme stratejisi oluşturmuştur. [4]'teki işletim maliyeti minimizasyonu amaçlı çalışma, konvansiyonel üretim birimleri tabanlı güç üretimi, rüzgâr gücü belirsizliği ve tıkanıklık ile ilintili diğer maliyet bileşenlerinin dışında DHK uygulaması için kısıt yumuşatma cezası olarak bir maliyet değişkeni tanımlamıştır. [4]'te belirtilen çalışma, mevcut DHK tabanlı işletimsel çalışmalara kıyasla önemli bir farklılık olarak değerlendirmede rüzgâr gücü üretiminin stokastik yapısını da dikkate almıştır. Rüzgâr gücü ile birlikte yük talebi, ekipman mevcudiyeti ve stokastik bir DHK kapasitesi oluşturacak şekilde hava değişkenlerini (rüzgâr hızı, güneş ışınımı, dış ortam sıcaklığı) sistem işletimindeki genel belirsizlik kaynakları olarak dikkate alan başka bir ilginç çalışma [5]'te ortaya konulmuştur. [5]'te kesinti bakış açısıyla ekipman mevcudiyetinin belirsizliğinde üretim birimleri ve iletim hatlarının ekipmanlar olarak dikkate alındığı burada belirtilmelidir. Bu bağlamda, bahsedilen [5]'teki çalışmada maliyet minimizasyonu odaklı iki aşamalı stokastik programlama tabanlı bir güvenlik kısıtlı birim yüklenme problemi ortaya

koyulmuş ve 6-baralı ve IEEE 118-baralı sistemlerin sentetik verisi kullanılarak gerçekleştirilen testlerde %7'den fazla maliyet tasarrufu ve rüzgâr kesintisinde %1 civarında azalma elde edilmiştir.

DHK belirsizliğini temsil eden şans kısıtları ve DC bir eşdeğer optimal güç akışını içeren ve rüzgâr gücü tarafından domine edilmiş bir güç sistemine uygulanan bir gün öncesi planlama stratejisi [6]'da önerilmiştir. Bahsedilen [6]'daki işletimsel maliyet minimizasyonu odaklı çalışma, DHK ve rüzgâr gücü belirsizliği için Gaussian Karıştırma Modeli (Gaussian Mixture Model) tabanlı parametrik olmayan bir olasılıksal yaklaşımı dikkate almıştır. [6]'daki testler, IEEE RTS 24-baralı test sisteminin modifiye edilmiş bir halinde gerçekleştirilen farklı durum çalışmalarında rüzgâr kesintisinde %55'ten ve toplam işletimsel maliyetlerde %17'den fazla azalma ile sonuçlanmıştır. [6]'daki çalışma ayrıca DHK ve rüzgâr gücü belirsizliklerinin deterministik ve parametrik olmayan dağılımlar tabanlı olarak dikkate alınmasının sonuçları arasındaki mukayese de dikkate alınmıştır. Farklı bir bakış açısından, [7]'deki çalışma özellikle DHK uygulamasının yıpranma, aşınma ve buna bağlı olarak alüminyum iletken çelik takviyeli (aluminium conductor steel reinforced-ACSR) kablolar tabanlı havai hatların mekanik stresi ve güvenilirliği üzerine etkisi üzerine odaklanmıştır. [7]'de belirtilen çalışma, rüzgâr gücünü içeren bir sistem için konvansiyonel üretim birimleri tabanlı güç üretim maliyeti minimizasyonu amaçlı DC optimal güç akışı problemi ortaya koymuş ve farklı DHK konseptlerini mukayese etmiştir. [7]'de belirtilen farklı konseptler, DHK sınırı çevrimlerinin rüzgâr kesintisi ve işletme maliyeti ile birlikte ACSR iletkenlerin dayanıklılığına etkisi bakış açısıyla hat kapasitesi değişiminin zaman çözünürlüğü veya frekansı (1, 2, 3 ve 4 saatlik zaman adımları) tabanlı olarak oluşturulmuştur. İsveç Güç Piyasası IEEE RTS 24-baralı test sisteminde gerçekleştirilen [7]'deki durum çalışması, bütün DHK uygulaması frekansları için işletim maliyetinde %1'in biraz üzerinde ve rüzgâr gücü kesintisinde yaklaşık %6,5 azalma ile sonuçlanmıştır. Burada, DHK frekansının mümkünse asgari seviyede tutulmasının önemini gösterecek şekilde gerçek DHK uygulamaları için önemli bir sonuç olarak, daha uzun süreli DHK aralıkları [7]'de gösterildiği şekilde ACSR iletkende daha az yıpranma ve aşınmaya neden olmuştur.

2015'ten 2018'e kadar olan üç yıllık bir veriyi kullanarak, İspanya'da bir dağıtım sistemi operatörü olan Viesgo'nun hizmet bölgesindeki gerçek bir durum [8]'de gösterilmiştir. [8]'deki DHK sistemi donanım olarak meteoroloji istasyonları, güç kalitesi analizörleri ve iletken sıcaklık sensörleri içerecek şekilde tasarlanmıştır. [8]'de

bashedilen sistemde, DHK kararları açısından olası riskleri bertaraf etmek amacıyla iletken azami işletim sıcaklığı için %80'lik ilave bir güvenlik katsayısı dikkate alınmıştır. [8]'deki DHK sistemi, 70,9 GWh daha fazla rüzgâr enerjisinin sağlanmasını ve dolayısıyla 7.800 tonluk CO_2 salınımı azaltımını mümkün kılmıştır. Bahsi geçen gerçek uygulamanın 2015 yılına ait [8]'deki ön sonuçları daha derinlemesine bir teorik altyapı ile birlikte, benzer bir yazar grubu tarafından [9]'de ayrı bir çalışma halinde sunulmuştur. Simms ve Meegahapola tarafından [10]'ta gerçekleştirilen çalışma, öncelikle IEEE ve CIGRE standartları arasında hassasiyet tabanlı detaylı bir mukayese gerçekleştirmiştir. [10]'daki yazarlar, akabinde rüzgâr gücü açısından zengin güç sistemlerinin işletiminde takip edilecek standardın seçiminin etkisine yönelik bir analiz gerçekleştirmişlerdir. The New England 39-baralı test sistemi üzerinde DigSILENT Power Factory yazılımı kullanılarak gerçekleştirilen durum çalışmaları, DHK'nın uygulanması için uygun aday hatların seçimi ile başlatılmıştır. [10]'daki analiz akabinde özelikle %3,5'in biraz üzerine ulaşan DHK uygulanması tabanlı güç kaybı azaltımının üzerine odaklanmış bir mukayeseli analiz ile devam ettirilmiştir.

İletim seviyesi için rüzgâr gücü entegrasyonunun arttırılması ve rüzgâr gücü entegrasyonu sırasında güç sistem işletiminin geliştirilmesini amaçlayan ve deterministik, olasılıksal ya da stokastik bir bakış açısıyla Benarjee vd. tarafından [11-17]'de gerçekleştirilen bir grup çalışma da mevcuttur. [11]'deki stokastik optimizasyon probleminin amacı, konvansiyonel santrallerin üretim maliyetleri, rüzgâr ve rezerv maliyetleri, DHK tabanlı geçici hat kapasitesi gevşetilmesi maliyeti ve tıkanıklık maliyeti bileşenlerinden oluşan kombine bir maliyet fonksiyonunun minimize edilmesi şeklindedir. Aynı amaç fonksiyonu [12]'de de uygulanmış ve IEEE 14-baralı test sistemindeki bir durum analizi hat kapasitelerinin %54 artan oranda kullanımı ile sonuçlanmıştır. DHK kararlarındaki belirsizliklerin riski ve N-1 ve N-2 durumlarındaki sistem cevabını dikkate alan ilave değerlendirmeler ise sırasıyla [13] ve [14]'te gerçekleştirilmiştir. DHK tabanlı değişken hat kapasitesinin maliyeti, IEEE 14-baralı test sistemini kullanarak gerçekleştirilen bir durum analizi ile DHK'nın rüzgâr gücü kesintisi üzerindeki etkisini irdeleyen [15]'teki çalışmanın amaç fonksiyonunun bir parçasıdır. Öte yandan, [16]'da uygulanan olasılıksal yaklaşım, konvansiyonel üretim ve rüzgâr gücü tarifesi tabanlı ikili bileşenlerden oluşan toplam maliyetin minimizasyonunu dikkate almış ve örnek 3-baralı bir test sistemi kullanılarak gerçekleştirilen testlerde DHK uygulamaları ile birlikte rezerv gereksinimlerinde %60

ve işletim maliyetlerinde %49 azaltım ile sonuçlanmıştır. Benzer bir olasılıksal yaklaşım [17]'de de uygulanmış ve DHK uygulanması ile birlikte hat aşırı yüklenmesinde %12'lik azaltım ve rüzgâr kesintisinin bertaraf edilmesi sağlanmıştır.

DHK'nın diğer esneklik opsiyonları ile kombine eden çalışmaların ekseriyeti, iletim anahtarlaması (ve ayrıca olası bir bara ayrıştırılması) veya rekonfigürasyon tabanlı şebeke topolojisi değişimi olasılığını sırasıyla gelişmiş iletim veya dağıtım sistemi işletimi için dikkate almaktadır. Bunların arasında; Jabarnejad ve Valenzuela [18] karışık tamsayılı lineer programlama (Mixed-Integer Linear Programming-MILP) tabanlı bir yapıda formülize edilen işletimsel kısıtların entegre edildiği çok aşamalı bir planlama probleminde, DHK ve iletim anahtarlaması tabanlı işletimsel esneklik opsiyonlarını kombine etmiştir. Bir iletim genişleme planlaması problemi olarak da dikkate alınabilecek [18]'deki problem, Benders ayrıştırma yöntemi vasıtasıyla bir enerji fazlalığı ve azlığı minimizasyonu odaklı uygulanabilirlik problemi olarak adlandırılan bir alt problemler kümesine ayrıştırılmıştır. Bahsi geçen yayındaki ilgili yaklaşım, akabinde iletim hattı anahtarlaması olasılığı ile kombine bir şekilde DHK uygulaması için yatırım yapmak açısından en uygun hatların bulunması amacıyla ana probleme eklenecek optimallik kesimlerini oluşturan fizibilite alt probleminin uygun sonuçları için maliyet minimizasyonu odaklı optimal güç akışı ve gevşetilmiş optimal güç akışı problemleri ile devam ettirilmiştir. Garver'ın sistemi (6 bara, 3 üretim birimi ve 8 hattan oluşan) ve IEEE 118-baralı sistemi olarak iki farklı test sistemindeki durum çalışmaları ile elde edilen sonuçlar, DHK uygulamak için en uygun hatların seçilmesi ile SHK durumuna göre çok faydalı olan sadece DHK uygulanması durumuna göre bile DHK'nın iletim anahtarlaması ile entegrasyonunun genel işletimsel ve yatırım maliyetlerini %10'dan fazla azaltabildiğini göstermiştir.

Sheikh vd. [19]'da, iletim anahtarlaması işletimi kararları ile ilintili senaryoları belirsizlik kaynağı olarak alan ve geliştirilmiş bir lineer AC güç akışı modelini içeren bir güvenlik kısıtlı stokastik birim yüklenme problemini ele almıştır. Belirtilen problemde, iletim hattı anahtarlaması için anahtarlama işlemi sayısından etkilenen devre kesicilerin güvenilirliğinin dikkate alındığı durumda iletim anahtarlaması ve DHK vasıtasıyla ikili esneklik değerlendirilmiştir. [19]'daki üretim ve yük kesme tabanlı maliyet minimizasyonu odaklı problem, ana problem olarak birim yüklenme ve alt problemler olarak güvenlik kısıtları ve arıza değerlendirmesi olacak şekilde Benders ayrıştırma yöntemiyle üç katmana ayrıştırılmıştır. 6-baralı ve IEEE 118-baralı test

sistemlerindeki testler, [19]'daki daha büyük test sistemi için üretim maliyetlerinde %8'e varan ve beklenen ama sağlanamayan enerjide %60'tan fazla azalma ile sonuçlanmıştır. İletim hattı topolojisi optimizasyonu (iletim anahtarlaması ve ilaveten bir hat barası ayrıştırma yaklaşımından oluşan) ile DHK tabanlı esnekliğin maliyet minimizasyonu odaklı şebeke kısıtlı birim yüklenme probleminde bir araya getirilmesi ile ilgilenen farklı bir çalışma [20]'de önerilmiştir. [20]'deki maliyet fonksiyonu, üretim birimi işletimi (üretim, yüksüz, başlangıç ve kapatma durumları ile ilintili), rüzgâr kesintisi ve yük atma tabanlı maliyet bileşenlerinden oluşmakta ve modifiye edilmiş IEEE RTS-79 sistemi kullanılarak gerçekleştirilen durum çalışmaları tabanlı testler, esnekliğin olmadığı baz duruma kıyasla sırasıyla sadece şebeke topolojisi optimizasyonu seçeneği, sadece DHK seçeneği ve bahsi geçen esneklik opsiyonlarının ikisinin de mevcudiyeti durumlarında %34, %36 ve %72'nin biraz üzerinde rüzgâr kesintisi tasarrufu, %16, %10 ve %19'un biraz üzerinde işletim maliyetleri tasarrufu arttırımı ile sonuçlanmıştır. İletim sistemi topolojisinin değiştirilmesi ve DHK tabanlı esneklik seçeneklerini birleştiren diğer çalışmalar [21-24]'te bulunabilir.

1.2 Tezin Amacı

İlgili tez çalışması kapsamında, DHK da dahil olmak üzere farklı esneklik kaynaklarının bir arada kullanıldığı bir yapıdaki elektrik güç sisteminin işletimi için optimizasyon tabanlı bir karar verme mekanizması oluşturulması amaçlanmaktadır. Bu amaçla, öncelikle gerçek dünya uygulamaları dahil olmak üzere DHK'nın yer aldığı esneklik seçeneklerinin güç sistemi içerisinde kullanılması açısından oldukça detaylı bir irdeleme gerçekleştirilmektedir. Akabinde ise yenilenebilir enerji kaynaklarını mümkün olduğunca çok kullanmak, ekonomik ve güvenilir sistem işletimi elde etmek amacıyla karar verici tarafından yönetilen ve çeşitli esneklik seçeneklerinin değerlendirildiği güç sistemi için stokastik programlama tabanlı bir optimum karar verme yaklaşımı MILP modeli olarak geliştirilmektedir. Burada; esneklik kaynakları olarak DHK, farklı seviyelerde enerji depolama sistemleri, çeşitli yaklaşımları içeren talep tarafı esnekliği yaklaşımları dikkate alınmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları ve DHK ile ilintili belirsizliklerin de dikkate alınmasıyla birlikte belirsizlikten haberdar (uncertainty aware) gerçekçi bir yaklaşım geliştirilmesi amaçlanmaktadır.

1.3 Orijinal Katkılar

Bu çalışmanın orijinal katkıları şu şekilde ifade edilebilir:

- Bölüm 2'de gerçekleştirilen etraflı irdeleme kapsamında DHK'nın uygulandığı gerçek dünya örnekleri ile birlikte ilgili literatür sunulmaktadır. Özellikle bahsi geçen DHK'nın farklı esneklik kaynakları ile birlikte kullanımı açısından gerçekleştirilen irdeleme literatürde bir ilk olma özelliği taşımaktadır.
- Bölüm 3'te aktarılan çalışma kapsamında; Pompalanmış Su Tabanlı Enerji Depolama Sistemleri (PSTEDS), Rüzgâr Güç Sistemleri (RGS), generatörler, Enerji Hizmeti Şirketleri (EHŞ) ve esnek olmayan yükleri içeren bir güç sisteminin ekonomik işletimi için, rüzgâr enerjisinin güç şebekesine entegrasyonunu arttırmayı ve bu kaynakları mümkün olan en fazla şekilde kullanmayı, ayrıca da kesilebilir yüklerdeki yük kesme durumunu asgari hale getirmeyi amaçlayan bir model önerilmektedir. Burada ayrıca güç sisteminin teknik karakteristikleri de dikkate alınmıştır. Talep cevabı, PSTEDS'ler ve DHK opsiyonu olmak üzere çeşitli esneklik opsiyonlarını kullanan önerilen karar verme mekanizması, rüzgâr enerjisi ve hat dinamikleri ile ilintili belirsizlikleri stokastik bir yaklaşımla literatürde ilk kez dikkate almaktadır.
- Bölüm 4'te aktarılan çalışma kapsamında, Bölüm 3'teki çalışma daha da geliştirilmiştir. Belirtilen çalışmada; DHK, PSTEDS, Ortak Enerji Depolama Sistemi (OEDS), Talep Cevabı (TC) ve Elektrikli Araç Toplayıcısının (EAT) esneklik seçenekleri olarak kullanıldığı optimizasyon problemi ile RGS'ler mümkün olduğunca çok kullanılmakta, güç sisteminin ekonomik ve güvenilir çalışması sağlanmakta ve yük kesintileri minimuma indirilmektedir. Esnek ve esnek olmayan yükler, EHŞ'ler ve bir Elektrikli Araç (EA) filosunu içeren güç sisteminde karar verici optimum sistem işletimini sağlamak için tanımlanan esneklik seçeneklerini yönetmektedir. Burada güç sisteminde daha fazla bileşenin güç yönetimi yapıldığında arzu edilen hedefe daha kolay ulaşılabileceği belirtilmelidir. Karar verici TC programı vasıtasıyla EHŞ ve esnek yüklerde yük azaltımı sağlanırken, gerekli olursa esnek olmayan ve esnek yükler ile birlikte EHŞ'de gönülsüz yük kesintisi de gerçekleştirebilir. Ayrıca karar verici, optimizasyon sürecinde güç sisteminin teknik özelliklerini de dikkate almaktadır. Bölüm 3'teki yeniliğin daha da ötesinde yukarıda açıklanan esneklik seçenekleri; ilgili farklı belirsizlikleri stokastik modelleme açısından da dikkate alarak literatürde ilk kez birlikte ele almaktadır.

2
DİNAMİK HAT KAPASİTESİ VE DİĞER ESNEKLİK KAYNAKLARININ BİRLİKTE KULLANILMASININ İŞLETİMSEL BAKIŞ AÇISIYLA ETRAFLICA DEĞERLENDİRİLMESİ

2.1 Giriş ve Temel Değerlendirme

Hatların taşıma kapasiteleri ile ilintili olarak ısıl dinamiklerinin incelenmesi, 2. Dünya Savaşı'ndan bile önce gerçekleştirilmiş olan bazı çalışmaların [25] akabinde House ve Tuttle [26] tarafından gerçekleştirilen çalışmaya kadar gitmektedir. Isıl dinamikler tabanlı işletim sınırları daha çok kısa iletim hatları (100 km'den kısa) ile ilintili iken, uzun hatlar daha çok gerilim ve kararlılık sınırları ile kısıtlanmışlardır. Isıl hususlar açısından, yer altı hatlarına göre havai hatların ayrıca sehim ve yerden emniyet mesafesi gibi ilave sınırları mevcuttur. Buna göre, ısıl sınırlar mevcut hat kapasitelerinin etkin kullanımını sınırlayan önde gelen etmenlerden biri konumundadır.

Özellikle havai hatlar için; dış ortam koşullarının zamana bağlı olarak değişken yapısının, hattın gerçek akım taşıma kapasitesi üzerinde büyük bir etkisi vardır. Bu açıdan; DHK uygulaması vasıtasıyla bir hattın gerçek kapasitesinden faydalanılması, ilgili büyüklüklerin uygulama sahasında etkin bir şekilde görüntülenebilmesine ciddi şekilde bağlıdır. Hattın DHK'sına karar verebilmek açısından zamana bağlı değişen iletken sıcaklığının kestirilebilmesi için görüntülenen büyüklükler, DHK uygulaması ile ilgili sınıflandırmanın da temelini oluşturmaktadır [1]. Burada temel hususlar, aşağıda detayları verildiği üzere iletkenin ya da iletkenin etrafındaki dış ortam, ısıl ve mekanik durumların gözlemlenmesi şeklindedir:

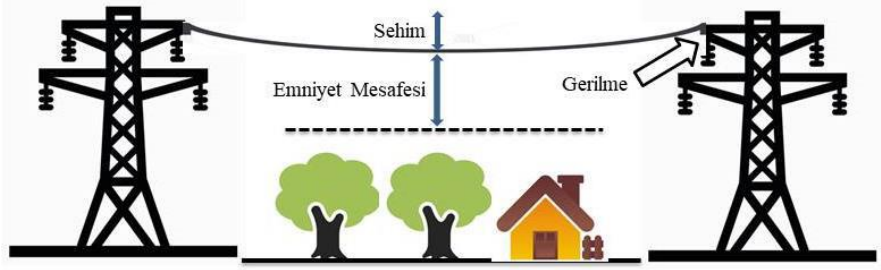
- *Dış ortam durumu tabanlı yaklaşımlar:* İletkenin etrafındaki dış ortam durumu; esas olarak rüzgâr hızı, rüzgâr yönü (kimi zaman rüzgâr hızı iletkene dik olarak dikkate alınıp ihmal edilmektedir), güneş ışınımı, sıcaklık, yağmur (çok nadir kullanılmaktadır) gibi farklı atmosferik şartların görüntülenmesi ile belirlenmektedir. İletkenin etrafındaki dış ortam durumu ve hat yüklenmesi ile birlikte, iletkenin ısıl davranışını tanımlayan matematiksel modeller ile iletken sıcaklığının hesaplanması, temel olarak CIGRE [27] ve IEEE [28] (ilk olarak

1986'da ortaya konulmuş, 1993, 2006 ve 2012 yıllarında güncellenmiştir, yeni bir güncelleme de şu an hazırlık aşamasındadır) tarafından ortaya konulan ve oldukça yaygın kullanılan standartlar vasıtasıyla gerçekleştirilmektedir. Dış ortam durumu tabanlı yaklaşımların uygulanması basit ve düşük maliyetlidir. Ancak dış ortam şartları (özellikle rüzgâr hızı), arazi koşulları ve coğrafik konum nedeniyle kilometreler ile ifade edilen hattın menzili boyunca oldukça büyük değişkenlik gösterebilmektedir. Bu nedenle tahminler, gerçek işletimde olumsuzluğa neden olmadan hat kapasitesinin potansiyelinden faydalanmak açısından operatörü yanıltabilir ve belirtilen durum, verilecek işletimsel karar açısından daha riskli olmaktadır.

- *Isıl durum tabanlı yaklaşımlar:* Isıl durum tabanlı yaklaşımlar, hat yüklenebilirliğinin kestirimi açısından temelde gerçek zamanlı olarak iletken sıcaklığının izlenmesine dayanmaktadır. Bahsi geçen yaklaşımlar açısından temel kaygılardan biri, yüzey sıcaklığının görüntülenmesi ile yerel bir sıcaklık değerinin elde edilmesi ve hattın görüntülenmeyen diğer kısımlarında dış ortam koşullarından ötürü bu sıcaklığın değişebilmesidir.
- *Mekanik durum tabanlı yaklaşımlar:* Mekanik durum tabanlı yaklaşımlarda, Şekil 2.1'de görüldüğü üzere hattın sehim, emniyet mesafesi ya da gerilme büyüklükleri izlenmektedir. Bu yöntemlerde iletken sıcaklığı; ilgili sıcaklık değeri ile sehim, emniyet mesafesi ya da gerilme büyüklükleri arasında ilişkiyi tanımlayan mekanik modeller vasıtası ile kestirilebilmektedir. İletken sıcaklığının sehim ile arasında doğru orantılı, emniyet mesafesi ve gerilme ile arasında ise ters orantılı bir ilişki söz konusudur. Gerilme ve sehim/emniyet mesafesi arasında ise, menzil ve iletkenin birim uzunluktaki ağırlığına bağlı olarak doğru orantılı bir ilişki vardır. Pek kullanılmasa da bu yaklaşım sınıfı içerisinde değerlendirilebilecek salınım izleme tabanlı yöntemler de mevcuttur. Mekanik durum tabanlı yaklaşımların en önemli avantajı, doğrudan sıcaklık görüntülemesi tabanlı ısıl durum tabanlı yaklaşımlar ile elde edilen yerel verinin aksine, iletkenin bütün menzil boyunca ısıl durumuna ait bir kestirim elde edilmesini sağlamasıdır.

Yukarıda belirtilen yaklaşımların dışında; hatta ait sehim, yüklenme, iletken sıcaklığı vb. verilerin elde edilmesi açısından diğer yaklaşımlar olarak sınıflandırılabilecek iletken replikası, elektromanyetik alan görüntülemesi gibi farklı yöntemler de

mevcuttur. Herhangi bir kestirimi gerçek saha gözlemleri ile doğrulamak için, genellikle yukarıda belirtilen yaklaşımların bazıları beraberce uygulanmaktadır (örneğin işletimsel güvenliğin sağlanması için dış ortam durumu tabanlı kestirim odaklı yaklaşımlar genellikle ısıl veya mekanik durum tabanlı izleme sistemleri ile desteklenmektedirler). Herhangi bir zaman periyodunda, bir iletken için gerçek DHK değerine karar verilmesi için bir karar verme mekanizması tarafından kullanılan saha verisinin elde edilmesi amacıyla bahsi geçen büyüklüklerin izlenmesi açısından birçok ekipman ve yazılım tabanlı teknoloji de ayrıca mevcuttur ve gerçek uygulamalarda olgunlaşmış bir kullanım alanı bulmuştur. Bahsi geçen teknolojiler [1], [29] ve [30] gibi birçok çalışmada oldukça detaylı bir şekilde irdelenmiştir ve bu açıdan ileri değerlendirmeler için belirtilen kaynaklar incelenebilir.



Şekil 2.1 Mekanik durum tabanlı yaklaşımların gösterimi

DHK'nın güç sistem işletiminde uygulanmasının birçok faydası mevcuttur ve belirtilen faydaların önde gelenleri aşağıda özetlenmektedir:

- Tıkanıklık (congestion) azaltımı ve dolayısıyla generatörlerin yeniden planlanma gereksiniminin (genellikle daha maliyetli generatörlerin devreye alınması için), yük atma ve yenilenebilir enerji sistemleri tabanlı (özellikle rüzgâr gücü) üretimin zorunlu kısıtlanmasının azalması ile birlikte tıkanıklık maliyetlerinin düşürülmesi (Amerika Birleşik Devletleri'nde 2016 yılında önde gelen sistem operatörleri toplam 4,8 milyar dolarlık tıkanıklık maliyeti ile karşılaşmıştır [31] ve bahsi geçen değer güç sistemlerinde tıkanıklığın azaltılmasının önemini gösteren bir belirteçtir),
- Yüksek rüzgâr hızları, hem rüzgâr gücü üretimini hem de rüzgâr kaynaklı soğuma nedeniyle DHK değerini arttırdığından, rüzgâr gücü ile DHK arasındaki doğru orantılı ilişki nedeniyle daha fazla rüzgâr gücünün güç sistemine entegre edilebilmesi,

- DHK için gerekli altyapıyı oluşturmak açısından nispeten düşük bir ilk yatırım maliyetinin karşılığı olarak, tıkanıklık maliyetinin azaltımı dışında hatlar için gerekli yatırımların ötelenmesi gibi ilave ekonomik faydalar (DHK'nın mevcudiyetinin, daha fazla miktarda ekonomik yenilenebilir enerji sistemi gücünden faydalanılmasına imkân sağlaması nedeniyle, elektrik enerjisi piyasasındaki birim fiyatları düşürme potansiyeline sahip olduğu da sıklıkla tartışılmaktadır),
- Hatta ait kritik hususlar DHK altyapısını oluşturan ekipmanlar tarafından zaten görüntülendiğinden, hattın gerçek zamanlı durumu hakkında sistem operatörünün durum farkındalığının artması ile birlikte sistem güvenilirliği ve dayanıklılığına olumlu yönde katkı sağlanması,
- Güç sisteminin daha akıllı bir şekilde işletimine geçişte bir adım olacak şekilde güç sistem esnekliğinin artırılması.

Doğal olarak DHK konseptinin daha yaygın kabulü için değerlendirilmesi gereken aşağıda sıralanmış bazı zorluklar ve hususlar da mevcuttur ([25], [30], [31]):

- DHK konseptinin uygulanması için uygun hatların (örneğin yüksek tıkanıklığa sahip olduğu için daha fazla fayda sağlayacak, fiziksel olarak uygun olduğu için DHK uygulamasını kolaylaştıracak hatlar, vb.) belirlenmesi,
- Konservatif sistem operatörlerinin kestirilen kapasitelere güven açısından sorun yaşaması, ya da sistem operatörlerinin güç sistemi işletimine farklı manada ek karmaşıklık getirmeye yanaşmaması,
- DHK tabanlı ekonomik kazançların gerçek muhattabı açısından belirsizlik (DHK konseptinin birçok ekonomik fayda sağlayacağı büyük oranda kabul edilmesine rağmen, burada esas problem bu faydanın gerçek muhattabının net olarak belirlenememesidir),
- Koruma sistemlerinin ayar değerleri gibi birçok işletimsel hususun, statik ya da hatta dinamik olarak DHK tarafından sağlanan yeni işletme koşullarına adapte edilmesi gereksinimi,
- Ölçüm ve modelleme doğruluğu ile güvenilirliği açısından kaygılar,
- Yukarıda bahsi geçen konservatif sistem operatörlerinin konu üzerine bilgi ve deneyim eksikliği nedeniyle DHK çözümleri gibi yeni uygulamalar açısından gönülsüz olmaları.

Sistem operatörleri tarafından DHK çözümlerinin pratikteki uygulamaları, Uzak Doğu'dan Avrupa ve Amerika'ya kadar dünyanın farklı bölgelerine yayılmış durumdadır. Avrupa açısından durum değerlendirildiğinde, Red Electrica de España (REE) ve Iberdrola tarafından 1998 yılında 400 kV'luk bir iletim hattı üzerinde gerçekleştirilen uygulama öncü bir örnek olarak gösterilebilir [32]. Belçika'da iletim sistemi operatörü rolünü üstlenen Elia tarafından, University of Liege ile ortak bir proje kapsamında 2008 yılında mekanik durum tabanlı bir yaklaşım uygulanmıştır [33], [34]. Benzer bir sistemin farklı bir uygulaması ise 2010 yılında RTE tarafından Fransa'da 150 kV, 245 kV ve 400 kV iletim hatları üzerinde gerçekleştirilmiştir [33], [35]. Terna Rete tarafından işletilen İtalya'nın iletim sistemi ise, 2015 yılının sonuna kadar sürdürülen tanıtım (roll-out) uygulamaları kapsamında senkrofazör ölçüm sistemi tabanlı DHK uygulamaları ile donatılmıştır [36]. Omagh ve Dungannon arasındaki 110 kV'luk çift devre iletim hattının bir uygulaması ise, Northern Ireland Electricity tarafından 2009 yılında hayata geçirilmiştir [37]. Günümüzde Western Power Distribution Company bünyesinde yer alan E.ON Central Networks tarafından, English East Midlands'da rüzgâr gücü entegrasyonunun arttırılması için başka bir deneme gerçekleştirilmiştir. Birleşik Krallık içerisinde Merkez ve Güney İskoçya, Kuzey Galler, Merseyside, Cheshire ile North Shropshire kapsamında hem dağıtım hem de iletim sistemi operatörü rollerini üstlenmiş olan Scottish Power (SP) Energy Networks tarafından, Kuzey Galler'de Cupar ve St Andrews arasındaki 33 kV'luk hatta ve 132 kV'luk iletim hattının bir kısmında DHK uygulaması gerçekleştirilmiştir [38]. Mekanik durum tabanlı yaklaşımların bir uygulaması ise, Scottish&Southern Electricity Networks tarafından 30 km uzunluğundaki 132 kV'luk bir iletim hattında gerçekleştirilmiştir [39]. DHK çözümlerinin Avrupa'da Avusturya [40] ve Finlandiya [41] gibi farklı ülkelerde uygulanması üzerine farklı raporlar da mevcuttur.

Amerika kıtası dikkate alındığında, kıtanın kuzey kısmında Amerika Birleşik Devletleri ve Kanada tarafından gerçekleştirilen uygulamalar ön plana çıkmaktadır. Amerika Birleşik Devletleri'nde Idaho Power ve Idaho National Laboratory ortaklığında gerçekleştirilen, Idaho DHK uygulamaları projesi kapsamında 2013 ve 2018 yılları arasına farklı iletim hatları üzerinde toplamda 450 mil uzunluğa ulaşan DHK çözümleri gerçekleştirilmiştir [42]. Pennsylvania-Jersey-Maryland (PJM) Interconnections ve American Electric Power (AEP), Michigan ve Indiana arasında AEP tarafından yönetilen 345 kV'luk Cook-Olive iletim hattında DHK çözümleri uygulaması için

işbirliği yapmış ve saha uygulamasının daha ilk yılında 4 milyon dolardan fazla bir tıkanıklık maliyeti azaltımı elde edilmiştir [43]. New York Power Authority (NYPA), özellikle büyük güçlü hidroelektrik santrallerine yakın konumlarda yer alan 345 kV Niagara-Rochester, 345 kV Gilboa-Fraser and 230 kV Modes-Willis-Plattsburgh iletim hatlarında birden fazla DHK projesi gerçekleştirmiştir [44]. Oncor, gerilim seviyeleri 138 kV ve 345 kV arasında değişen sekiz farklı iletim hattı üzerinde DHK teknolojisini uygulamış ve bu sayede hatların akım taşıma kapasitelerinde %14'e varan artışlar elde etmiştir [45]. Kansas City Power and Light (KCPL), 32 mil uzunluğundaki LaCygne-Stilwell flowgate iletim hattındaki tıkanıklığı giderebilmek için DHK konseptinin uygulamasını denemiş ve bu sayede generatör yeniden planlaması tabanlı yüksek maliyetler bertaraf edilebilmiştir [46]. Kanada'daki örnekler dikkate alındığında, AltaLink 2015 yılında rüzgâr gücü entegrasyonunu arttırmak açısından DHK konseptine yatırım yapmış ve bu açıdan %22'lik bir artış elde etmiştir [47]. Hydro Quebec, SMARTLINE adı verilen teknoloji tabanlı DHK çözümlerini Quebec'teki 735 kV'lik bir iletim hattında uygulamıştır [48]. Bu kapsamda, eski adı Ontario Hydro olan Hydro One tarafından Ontario'da uzun dönemli bir uygulama da gerçekleştirilmiştir [49]. Kıtanın güney kısmındaki özgün örneklerden biri Brezilya'da bir nehir geçiş projesi kapsamında gerçekleştirilmiştir [50]. Amerika kıtası, [31]'de de belirtildiği şekilde DHK yatırımları açısından Avrupa'ya kıyasla geriden geldiğinden, bu kıtada birçok yeni uygulama da planlama aşamasındadır.

Asya ve Avustralya'daki DHK uygulamaları açısından, Korea Electric Power Corporation (KEPCO) tarafından gerçekleştirilen ve hat akım taşıma kapasitesinde %35'e varan artış elde edilmesini sağlayan uygulama, Asya için öncü olarak kabul edilmektedir [51]. Dünya Bankası tarafından Vietnam'da akıllı şebeke çözümleri tabanlı olarak güç iletiminin geliştirilmesi için gerçekleştiririlen girişim, yük talebinin zaman içerisinde hızlı artışı tabanlı hat akım taşıma kapasitesi yetersizlikleri ile ilintili kaygıları gidermek açısından ayrı bir DHK uygulamasını da içermiştir [52]. Yeni Zelanda'da Transpower Company, ilgili iletim sisteminde DHK'nın olası faydalarını 1996 yılında araştırmaya başlamış ve 2012 yılında ilk saha uygulaması denemeleri başlatılmıştır [53]. Avustralya'da TransGrid ise, varlık verimi artışı hedefleri kapsamında dış ortam durumu tabanlı DHK uygulamaları gerçekleştirmiştir [54]. Ayrıca dünyanın farklı bölgelerinde yatırım planlaması ya da araştırma aşamalarında olan daha birçok uygulama mevcuttur.

Tablo 2.1 Dünyanın farklı bölgelerindeki pratikteki bazı DHK uygulamalarının derlemesi

Kıta	Ülke	Bazı Uygulama Notları ve Saha Sonuçları
Avrupa	İspanya	• Uygulama yılı: 1998 • REE ve Iberdrola tarafından Madrid çevrimindeki 400 kV'luk bir iletim hattı üzerinde uygulanmıştır. • İspanyol Elektroteknik Araştırma Programı tarafından desteklenen ve 1993'te başlatılan "Dinamik Isıl Kapasitenin Gerçek Zamanlı Olarak Havai İletim Hatlarında Uygulanması (Implementation of Dynamic Thermal Rating in Real Time in the Overhead Transmission Lines - DITER)" isimli projede edinilen geçmiş girişimler tabanlıdır. • Dış ortam durumu tabanlı yaklaşımların uygulanmasına imkân sağlamak için Madrid bölgesinin farklı köşelerini kapsayan Galapagar, SS Reyes, Loeches ve El Hornillo'da konumlandırılmış 4 indirici merkezde 4 meteorolojik istasyon kurulmuştur. Görüntüleme ekipmanlarının uygulanması 1997'de tamamlanmıştır. • DHK hesaplaması için zaman çözünürlüğü 15 dakikadır. • Sonuçlar hatların kararlı hal yüklenmesi ve kısa dönemli yüklenme (20 dakikaya kadar) yeteneğine açısından farklı hatlar için analiz edilmiştir. Bazı hatlar için kısa dönemli yüklenme yeteneği kararlı hal yüklenme değerinin %40 fazlasına bile varabilmiştir. En kötü durumda bile, kısa dönemli yüklenme kararlı hal yüklenme yeteneğinin en azından %5 fazlası olmuştur.
	Belçika	• Uygulama yılı 2008'dir. • "İzin Verilen Akım Şiddeti Görüntüleme (Ampacity Monitoring-Ampacimon)" isimli proje kapsamında University of Liege ile işbiliği halinde Belçika İletim Sistemi Operatörü Elia tarafından gerçekleştirilmiştir. • Mekanik durum tabanlı yaklaşımlar tabanlı yöntem mevcut durumda Belçika'da 27 farklı iletim hattında uygulanmaktadır. • DHK hesaplamasına bakılmaksızın pik ve pik olmayan saatlerde izin verilen üst limit hat kapasitesinin %105 ve %109'u olacak şekilde sınırlandırılmıştır.
	Fransa	• Uygulama yılı 2010'dur. • Elia'nın Belçika'daki Ampacimon uygulamasının takipçisi olan mekanik durum tabanlı yaklaşımdır. • Bretagne uygulama sahasında, 1200 A SHK değerine sahip havai hatları zamanın %50'den fazlasında 1400 A'in üzerinde ve yaz ile kış durumuna göre hatta senenin bazı periyotlarında SHK'nın 1,5-2 katına varan oranlarda yüklemenin mümkün olduğu bulunmuştur.
	İtalya	• Tanıtım uygulama yılı 2015'tir. • 63.500 km'lik yüksek gerilimli güç hatlarından sorumlu olan İtalyan iletim sistemi operatörü Terne Rete tarafından uygulanmıştır. • Sıcaklık sensörleri ve senkrofazör ölçüm üniteleri içeren mekanik durum tabanlı bir yaklaşım, 150 kV, 220 kV ve 400 kV gerilim seviyelerindeki farklı havai hatlar üzerinde kısmi ya da tamamen uygulanmıştır. • Özellikle rüzgâr güç santrallerine yakın havai hatların seçilmesiyle rüzgâr gücü kesintisinde 2011 ile 2017 arasında bazı yıllar için yaklaşık %1'den %8'e kadar azaltım elde edilmiştir.
	Birleşik Krallık& Kuzey İrlanda	• Kuzey İrlanda, İngiliz Doğu Midland ve Kuzey Galler'de Northern Ireland Electricity, E.ON Central Networks (Northern Power Distribution Company alt firması), SP Energy Networks, Scottish & Southern Electricity Networks, vb. firmalar tarafından 2009 sonrasında 33 kV'tan 132 kV'a kadar farklı gerilim seviyelerine sahip kısa hatlar için uygulanmıştır. • Northern Power Distribution Company tarafından Eylül 2015'te sunulan FALCON projesinin sonuçları, azami izin verilen sıcaklıktan bir alt güvenli sıcaklık aralığı bırakılmasına rağmen bazı 11 kV'luk havai hatlar için SHK'ya kıyasla hat kapasitesinde geçici %80 ve ortalama %50 artış ortaya koymuştur.

Amerika	Amerika Birleşik Devletleri&Kanada	• Amerika Birleşik Devletleri'nde Idaho, Michigan, Indiana, New York, Kansas City, vb.'de Idaho Power, PJM Interconnections, AEP, NYPL, KCPL, Oncor, vb. çeşitli firmalar tarafından daha çok 345 kV ve kısmen daha düşük gerilimli (138 kV, 230 kV) havai hatlar için farklı uygulamalar gerçekleştirilmiştir. • Idaho'daki uygulama, havai hat kapasitesinde kısa (15-60 dk) ve kısa üstü (60 dk- 1 saat) dönemli zaman periyotları için havai hat kapasitesinde sırasıyla %15 ve %10'luk artış ile sonuçlanmıştır. • PJM ve AEP tarafından gerçekleştirilen uygulama, tıkanıklık maliyetlerinde 4 milyon dolarlık bir azaltım ile sonuçlanmıştır. • NYPA, Electric Power Research Institute (EPRI) ile birlikte, kısmi olarak Amerikan Enerji Bakanlığı'nın Akıllı Şebeke Gösterim Programı tarafından desteklenen DHK uygulaması için 1,44 milyon dolarlık bir toplam bütçeyi kullanmıştır. Sonuçlar 15 dakika tabanlı kısa dönem DHK sırasında bazı havai hatlar için iki kattan daha fazla kapasite kullanım olasılığını ortaya koymuştur. • Oncor'un uygulaması hat kapasitesinde %14'e kadar artışa imkân sağlamıştır. • AltaLink'in Kanada'daki uygulaması hat kapasitesinde %22'lik bir artış ile sonuçlanmıştır.

Dünyanın farklı bölgelerinde yukarıda bahsi geçen DHK uygulamalarının bazılarına yönelik uygulama notları ve saha sonuçlarını içeren genel bir değerlendirme Tablo 2.1'de verilmiştir.

2.2 DHK Entegre Edilmiş İşletimsel Perspektiflerin Kapsamlı bir Genel Değerlendirmesi

Burada literatürdeki DHK entegre edilmiş işletimsel perspektiflere yönelik çalışmaların daha detaylı incelenmesi açısından, 1. Bölümde yer alan literatür taramasının dışında kalan yayınlar bir devam niteliğinde yine benzer bir sınıflandırma ile aşağıdaki alt bölümlerde sunulmaktadır:

2.2.1 Safi DHK tabanlı işletimsel esneklik

DHK destekli iletim sistemleri için rüzgâr gücü geliştirilmesi veya rüzgâr gücü entegreli sistemlerin gelişmiş işletimine yönelik farklı çalışmalar da mevcuttur [55-69]. Meksika Ulusal Elektrik Şebekesi bünyesinde 115 kV, 230 kV ve 400 kV'luk bütün farklı alt şebekeleri dikkate alarak DHK uygulaması [55]'te dikkate alınmıştır. [55]'teki bahsi geçen çalışma, özellikle rüzgâr güç santraline yakın havai hatların DHK tabanlı tıkanıklık maliyeti bertarafı potansiyelini göstermiştir. Rüzgâr güç santralleri ile hidroelektrik santrallerini bağlayan hatlar için DHK uygulanması açısından saha verileri, İtalyan iletim sistemi operatörü Terna S.p.A tarafından [56,57]'de paylaşılmıştır. Enerji ve rezerv planlaması için, sürecin ikinci aşamasında DHK tahmin hatalarını dikkate alan iki aşamalı bir stokastik optimizasyon modeli [58]'de önerilmiş ve IEEE 24-baralı örnek sisteme entegre rüzgâr gücünü kullanarak test edilmiştir. [58]'deki model, DHK senaryolarının dışında rüzgâr güç üretimi ve hat arızalarının

stokastikliğini de dikkate alarak [59]'da geliştirilmiştir. DHK uygulamasının faydalarının değerlendirilmesi için hat aşırı yüklenmesi ile birlikte rüzgâr gücü ile ilintili riskleri dikkate alan olasılıksal bir analiz [60]'ta sunulmuş ve modifiye edilmiş IEEE 14-baralı şebeke modeli kullanılarak test edilmiştir. Kuzey Almanya için DHK uygulaması vasıtasıyla rüzgâr gücü entegrasyonu geliştirilmesinin değerlendirilmesi açısından bir durum analizi [61]'de irdelenmiştir. Aynı husus, Birleşik Krallık'taki Humber Estuary bölgesindeki iletim hattı işlerimi için ilave bir optimizasyon modeli ile birlikte [62]'de de dikkate alınmıştır. DHK bazlı değişken şebeke kısıtlarını dikkate alarak rüzgâr güç santralleri tabanlı reaktif güç sağlayan birimlerin optimal planlanması ile aktif güç kaybı minimizasyonu üzerine bir çalışma, IEEE 30-baralı test sistemi yapısı ve Kuzey İrlanda Güç Sistemi talep ve rüzgâr verisi kullanılarak [63]'te irdelenmiştir. [64]'te İsveç'teki 15 baralı 130 kV'luk gerçek bir şebeke için, elektrik güç sistemi işletimi esnasında N-1 durumları ile etkin bir şekilde başa çıkmak açısından bir grup alternatifin içerisinde DHK da önerilmiş ve bu açıdan en güçlü yaklaşımlardan biri olduğu gösterilmiştir. Rüzgâr gücünün maksimizasyonu için meteorolojik koşullar tabanlı olasılıksal bir optimal güç akışı modeli, rüzgâr gücündeki belirsizlik de dikkate alınarak [65]'te önerilmiştir. [66,67]'de özellikle rüzgâr güç üretimi ve DHK arasındaki korelasyon analiz edilmiştir. Rüzgâr gücü ile domine edilmiş bir güç sisteminde DHK'nın güvenilirlik etkisi [68]'de irdelenmiş ve benzer bir problem stokastik optimal güç akışı ile kombine bir şekilde [69]'da dikkate alınmıştır.

Rüzgâr gücü odaklı rekabetçi literatüre kıyasla daha az, fakat artan sayıda çalışma fotovoltaik (FV) tabanlı güneş gücünün DHK ile korelasyonu üzerine odaklanmaktadır. Bunların arasında, Li vd. [70] tarafından gerçekleştirilen oldukça yeni bir çalışma; bir iletim sistemini dikkate alan çok sayıda çalışma yerine FV sistemine daha çok dağıtık bir üretim birimi olarak yaklaşma açısından, öncü olacak şekilde bir dağıtım sistemi için işletimsel kısıtların entegre edildiği kombine bir planlama problemine yönelik kurulu FV gücü maksimizasyonu amaçlı bir optimizasyon modelini ortaya koymuştur. Sıcaklık bağımlı bir direnç modeli ile birlikte modifiye ileri/geri yönlü süpüren güç akışı modeli tabanlı şebeke kısıtları, [70]'te örnek bir 14-baralı test sistemi üzerinde uygulanmıştır. [70]'deki testler, DHK mevcudiyeti ile birlikte uygun meteorolojik koşullar ve hassasiyet analizleri vasıtasıyla şebeke modelinde entegre edilecek baranın daha faydalı şekilde seçilmesi durumu altında FV sistem ev sahipliğinde %5'in biraz üzerinde bir artış ile sonuçlanmıştır. Bunun yanı sıra, senenin özel zamanlarında yüksek seviyeli FV

güç üretimi ile kesişmek açısından yüksek bir olasılıkla DHK'nın SHK'nın bile altında kalmasına neden olabilecek yüksek ışınım ve yüksek dış ortam sıcaklığı durumlarının olası olumsuz etkileri üzerine [70]'de özel bir önem verilmiştir. Bu husus, sistem operatörünün bu şekilde bir uygulamada ele alması gereken gerçek bir işletimsel kısıtı oluşturabilir. İkili sayı sistemi tabanlı gerçek kodlamalı parçacık sürü optimizasyonu yöntemi ile çözülen işletim maliyeti minimizasyonu (üretim birimlerinin yakıt, devreye alma ve devreden çıkarma maliyetlerinden oluşan) amaçlı güvenlik kısıtlı birim yüklenme probleminde uygulamak için coğrafi bilgi sistemi ve meteorolojik parametreler tabanlı kombine bir DHK konsepti [71]'de önerilmiştir. FV tabanlı üretim birimlerinin varlığı, FV üretimindeki belirsizliğin tahmin edilen FV gücü üzerine beyaz Gauss gürültüsü eklenmesi ile birlikte deterministik olarak dikkate alındığı ilave bir durum olarak dikkate alınmıştır. IEEE 30-baralı test sistemi kullanılarak [71]'de elde edilen sonuçlar, FV üretiminde belirsizliğin mevcudiyetinin işletim maliyetinde az da olsa bir artışa neden olduğu bir yerde DHK ile birlikte SHK'ya kıyasla işletim maliyetinde yaklaşık %3'lük bir azaltım sağlamıştır. [72]'deki başka bir çalışma, havai hatların ısıl ataletinin dikkate alınmasını sağlayacak şekilde kararlı hal karakteristiği tabanlı DHK hesaplaması yerine FV enjekteli bir güç sisteminde DHK'nın dinamiklerinin uygulanması ile ilgilenmiştir. [72]'dekine benzer bir yazar grubu tarafından benzer bir analiz [73]'te bulunabilir. DHK destekli esnek sistem işletimi konseptinde, hem rüzgâr gücü hem de FV sistemlerini beraberce dikkate alan çalışmalar da mevcuttur [74-76]. [77]'deki çalışma ise özellikle yenilenebilir enerji sisteminin tipini belirtmeden DHK destekli yenilenebilir enerji sistemi entegrasyonunu dikkate almıştır.

Yenilenebilir enerji sistemleri ve DHK kombinasyonu odaklı çalışmaların dışında, safi DHK uygulamasını güç sistem koruması bakış açısından değerlendiren bir grup çalışma mevcuttur. Statik koruma yaklaşımları, genellikle röleler, vb. koruma ekipmanları için uzun dönem statik ayarlamalardan oluşmaktadır. Fakat DHK vasıtasıyla hat kapasitelerinin dinamik olarak değişiminin değerlendirilmesi, istenmeyen açma durumlarının engellenmesi için adaptif bir koruma yaklaşımı sağlayacak şekilde koruma ayarlarının da bu işletimsel değişikliklere adapte olmasını zorunlu kılmaktadır. Staszewski ve Rebizant'ın çalışması [78], DHK tabanlı değişken hat akımı sınırlarının aşırı akım röle ayarlarına uygulanması için sıralı bir yaklaşım ortaya koymuştur. Hat sıcaklığı ve türevinin her ikisi de [78]'deki dinamik DHK etkinleştirilmiş koruma ayarı

karar verme sürecinde dikkate alınmış ve bahsi geçen yaklaşımın etkinliği, herhangi bir işletim kesintisi ve sistem arızası olmadan olası aşırı yüklenme durumlarında bile etkin bir şekilde hatttın işletilmesi açısından Polonya işletme koşullarındaki bir durum çalışmasında kanıtlanmıştır. Elektrik zaman sabitlerine kıyasla iletim hatlarının daha uzun zaman sabitlerinin avantajından faydalanarak gereksiz üretim birimi açma olaylarının riskini azaltmak için, aşırı akım koruma yaklaşımlarında DHK'nın kullanılması [79]'da önerilmiştir. [79]'da önerilen yaklaşımın etkinliği, birbirine 11 iletim hattı ile bağlı olan 400 kV'luk altı indirici merkezden oluşan National Grid Smart Zone verisi kullanılarak test edilmiş ve en kötü durumda bile etkin sonuçlar elde edilmiştir. [79]'daki daha gelişmiş çalışmanın eski bir hali de [80]'de bulunabilir. DHK destekli aşırı akım koruması [81-86] ve mesafe koruması [87,88] yaklaşımları üzerine farklı çalışmalar da mevcuttur.

DHK destekli sistemleri güvenilirlik açısından analiz eden başka özel bir grup çalışma da mevcuttur. Havai hat tasarım teknolojileri ve ilgili yaşlanma riskleri, Kopsadis vd. [89]'nin çalışması vasıtasıyla DHK destekli iletim sistemleri için bütüncül Monte Carlo tabanlı güvenilirlik değerlendirmesine bir katkı noktası olarak entegre edilmiştir. Meteorolojik kestirim modeli içeren DHK konseptinin güvenilirlik analizi için, yük kesintisini minimize etmeyi amaçlayan risk ve güvenilirlik konsepti entegre edilmiş bir işletimsel yaklaşım Teh ve Cotton [90] tarafından önerilmiştir. [90]'daki yazarlara benzer fakat daha genişlemiş bir yazar grubu tarafından gerçekleştirilen ve Teh vd. [91-93] olarak özetlenen DHK entegre edilmiş güç sistemlerinin güvenilirliği üzerine yüklenmeden haberleşmeye kadar farklı bileşenlerin etkileri konularında daha başka çalışmalar da mevcuttur. Dupin vd.'nin [94] risk önleme tabanlı işletim maliyeti minimizasyonu odaklı çalışması ve Cruzat ve Kopsidas'ın [95] bilgi ve haberleşme teknolojileri tabanlı güvenilirlik değerlendirmesi odaklı çalışması DHK uygulanmış güç sistemleri için güvenilirlik tabanlı diğer çalışmalar olarak belirtilebilir.

Safi DHK desteği odaklı işletimsel esnekliği genel bir bakış açısıyla ele alan bir grup çalışma da (bahsi geçen çalışmaların "genel" olarak sınıflandırılmasının sebebi bahsi geçen çalışmaların problemi yenilenebilir enerji sistemleri, koruma, güvenilirlik, vb. özel bir bakış açısıyla dikkate almamasıdır) ilgili literatürde önemli bir yer tutmaktadır. Bunların arasında safi DHK bazlı esnekliğin güç sistem işletimi üzerindeki performansını ve çıktılarını araştırma alanında önde gelen çalışmalardan biri olarak, Chu [96] güvenlik kısıtlı ekonomik paylaşım gerçekleştirilmesi ve akabinde genel

tıkanıklık tabanlı maliyet artışı üzerine en çok etkisi olan hatların belirlenmesiyle DHK'nın tıkanıklık önleme üzerine etkisini analiz etmiştir. Bunun yanı sıra; maliyeti yüksek üretime olan ihtiyacı azaltarak ilgili yakıt maliyeti tasarrufu da, [96]'da bahsi geçen tıkanıklıkla aşırı yüklenmiş hatlar üzerinde hesaplanmıştır. Burada, PJM Interconnection bünyesindeki Philadelphia Electric Company'nin (PECo) gerçek işletimsel yaklaşım dikkate alınarak bu şekilde bir uygulamada en büyük finansal geri oranına sahip aday hatların belirlenmesi için [96]'da DHK uygulanmıştır. Bir iletim hattı işletiminde adaptif tahmin tabanlı DHK uygulamasınının etkileri üzerine başka bir olgunlaşmış çalışma, [97]'de 5-baralı 230 kV iletim test sisteminde gerçekleştirilmiştir. [97]'deki çalışma, DHK uygulaması durumunda hat kayıpları artmasına rağmen SHK'ya kıyasla %18 daha yüksek ekonomik fayda ile sonuçlanmıştır.

Nick vd.'nin [98] çalışması, lineerleştirilmiş AC güç akışı kısıtları ile birlikte DHK tabanlı güvenlik kısıtlı bir birim yüklenme problemi formülasyonu önermiştir. [98]'deki problem, Benders ayrıştırma yöntemi kullanılarak ana (master) ve alt problemlere (normal ve tıkanıklık durumları altında şebeke kısılarını kontrol etmek için birden fazla alt kısımdan oluşmaktadır) ayrıştırılmıştır. Örnek bir 5-baralı şebekede ve IEEE 118-baralı test sistemindeki üretim birimleri ve hat kesintilerini dikkate alan [98]'deki çeşitli durum analizleri, SHK'ya kıyasla DHK'nın uygulanmasıyla üretim birimleri planlaması maliyetlerinde yaklaşık %20 azaltım ile sonuçlanmıştır. [98]'deki çalışmanın basitleştirilmiş daha önceki bir versiyonu da [99]'da verilmiştir.

Seçili hatlar yerine bütün hatlar üzerine sistem genelinde bir değerlendirmenin dağıtık olarak gürbüz bir şekilde gerçekleştirildiği DHK ile bir tıkanıklık yönetim stratejisini sunan özet bir durum [100]'de önerilmiştir. Revize IEEE 73-baralı (RTS-96) test sistemi kullanılarak gerçekleştirilen test durumu, [100]'de yük kesintisinde %80'e varan bir azalma ile sonuçlanmıştır. Kararlı hal DHK hesaplaması yerine DHK'yı kısmi dinamik bir bakış açısıyla içeren gerçek zamanlı bir iletim sistemi tıkanıklık yönetim algoritması [101]'de önerilmiştir. Eş zamanlı maliyet (üretim birimleri yeniden planlaması ve yük kesintisi tabanlı maliyet bileşenlerinden oluşan) ve tıkanıklık ortadan kaldırma zamanı minimizasyonu odaklı [101]'deki yaklaşımın modifiye IEEE 30-baralı test sisteminde uygulanması, işletimsel maliyetlerde %7'nin biraz üzerinde bir azaltım ile sonuçlanmıştır.

Havai hatların DHK değeri ile ilintili belirsizliği ele almak için gürbüz bir optimizasyon yaklaşımı [102]'de önerilmiş ve IEEE 96-baralı örnek sistem kullanılarak test edilmiştir.

DHK ile birlikte yük talebi tabanlı belirsizlikleri stokastik bir yaklaşımla dikkate alan diğer bir çalışma [103]'te bir iletim sistemi genişleme planlaması problemi için sunulmuştur. DHK durumlarının belirsizliği [104]'te de afin aritmetik yaklaşım kullanılarak değerlendirilmiştir. IEEE 14-baralı örnek güç sistem modeli üzerinde bir yük akış analizi ile kombine edilen havai hatların elektrotermal dinamikleri için deteylı bir yapısal analiz [105]'te bir katkı olarak gerçekleştirilmiştir.

Konvansiyonel yük atma stratejilerinin DHK ile gevşetilmesi, bir güç sistem güvenlik ve yük kaybı dikkate alan güven odaklı optimizasyon problemi vasıtasıyla [106]'da farklı bir bakış açısı olarak dikkate alınmıştır. DHK'nın tıkanıklık analizine entegre edilmesi [107]'de önerilmişken, konvansiyonel üretim birimleri tabanlı dağıtık üretim sistemlerinin ilgili DHK değerleri vasıtasıyla kontrolü [108]'deki esas katkıdır. DHK ile enerji paylaşımı problemini birleştirilirken, DHK kararlarının çevresel girdilere karşı hassasiyetine [109]'da özel bir önem gösterilmiştir. Benzer şekilde DHK ile kombine edilen güvenlik kısıtlı ekonomik paylaşım ve optimal güç akışı da [110-112]'de dikkate alınmıştır. Özellikle DHK uygulamasının mevcut transfer kapasitesini arttırma üzerine etkisi [113,114]'te irdelenmiştir.

Tablo 2.2 Safi DHK tabanlı işletimsel esneklik çalışmalarının tasnifi

Ref.	Bakış Açısı	Yenilenebilir Enerji Sistemi Mevcudiyeti	Belirsizlik Açısından Problem Formülasyonu	Uygulama Seviyesi
[96-101, 104-125]	Genel	-	Deterministik	İletim
[102]	Genel	-	Gürbüz	İletim
[103]	Genel	-	Stokastik	İletim
[77]	Genel	√ (Genel)	Deterministik	İletim
[70]	Genel	√ (FV)	Deterministik	Dağıtım
[71-73]	Genel	√ (FV)	Deterministik	İletim
[74]	Genel	√ (FV&Rüzgâr)	Deterministik	Dağıtım
[75,76]	Genel	√ (FV&Rüzgâr)	Deterministik	İletim
[8,63]	Genel	√ (Rüzgâr)	Deterministik	Dağıtım
[3,7,9,10,55-57,61,62,64-67]	Genel	√ (Rüzgâr)	Deterministik	İletim
[2]	Genel	√ (Rüzgâr)	Olasılıksal	Dağıtım
[6,12-17,60]	Genel	√ (Rüzgâr)	Olasılıksal	İletim
[69]	Genel	√ (Rüzgâr)	Gürbüz	İletim
[4,5,11,58,59]	Genel	√ (Rüzgâr)	Stokastik	İletim
[78-81,87,88]	Koruma	-	Deterministik	İletim
[82-86]	Koruma	√ (Rüzgâr)	Deterministik	İletim
[89-95]	Güvenilirlik	-	Deterministik	İletim
[68]	Güvenilirlik	√ (Rüzgâr)	Deterministik	İletim

Newfoundland, Kanada'daki bir durum için, güç kayıpları veya üretim maliyetleri olarak iki farklı amacın minimizasyonu odaklı uygulanmış lineer programlama tabanlı bir optimizasyon yaklaşımı [115]'te önerilmiştir. Farklı iklimsel bölgeler tanımlanması

ile IEEE 14-baralı test sisteminin modifiye edilmesi vasıtasıyla DHK uygulaması için uygun hatların belirlenmesi açısından bir analiz [116]'da gerçekleştirilmiştir. DHK'nın farklı bir bakış açısıyla güvenlik önleyici kontrol odaklı kullanımı [117]'de önerilmişken, olasılıksal bir analiz kullanılarak şebeke dengesizliği durumlarında tıkanıklık yönetiminin DHK vasıtasıyla gerçekleştirilmesi [118]'de gerçekleştirilmiştir. Safi DHK uygulaması için daha birçok genel çalışma [119-125]'te de mevcuttur. Elektrik güç sistemi işletiminde safi DHK tabanlı esnekliğin entegrasyonu üzerine yukarıda belirtilen ilgili literatürün farklı bakış açılarından ilgili kategorizasyon ile tasnifi Tablo 2.2'de gösterilmektedir.

2.2.2 DHK'nın Diğer Esneklik Opsiyonları ile Kombinasyonu

Rekonfigürasyon ve DHK tabanlı ikili esneklik opsiyonları, [126]'da yenilenebilir enerji kaynakları birimlerini de içeren hibrit bir DC-AC mikroşebeke için stokastik bir enerji yönetimi bakış açısıyla değerlendirilmiştir. [126]'da maliyet (rekonfigürasyon odaklı anahtarlama işletimi, yakıtlı dağıtık üretim birimlerinin güç üretimi, üst şebekeden enerji satın alınması ve enerji depolama sistemi güç üretimi ile ilintili maliyet bileşenlerinden oluşan) minimizasyonu odaklı lineerleştirilmiş bir yaklaşımda, işletimdeki belirsizlik kaynakları olarak yenilenebilir enerji sistemleri güç üretimi, yük talebi, enerji piyasası fiyatları ve DHK hesaplaması ile ilintili diğer hususlar (rüzgâr hızı, güneş ışınımı, dış ortam sıcaklığı) olarak dikkate alınmıştır. Burada; enerji depolama sistemi tabanlı maliyet bileşeni amaç fonksiyonuna eklendiği halde, bahsi geçen çalışmanın kapsamında enerji depolama sistemi tabanlı esnekliğin dikkate alınmasına mani olacak şekilde enerji depolama sistemi mevcudiyeti ile ilintili çalışmanın diğer kısımlarında başka bir değerlendirmeye yer verilmediği burada özellikle belirtilmelidir. Yakıt hücresi ve mikrotürbin tabanlı yakıtlı dağıtık üretim birimleri ve rüzgâr gücü tabanlı yenilenebilir enerji sistemleri ünitelerinin eklenmesiyle modifiye edilen IEEE 33-baralı test sistemi üzerinde [126]'da gerçekleştirilen testler, toplam işletim maliyetinde %1'lik bir artışla (çoğunlukla rekonfigürasyon odaklı anahtarlama maliyetleri maliyetleri ile ilintili olarak), fakat çalışmanın temel deklare edilen hususu olarak şebeke güvenliği üzerinde pozitif bir etki ile sonuçlanmıştır.

Güç sistem işletimini farklı açılardan geliştirmek için, DHK seçeneğini farklı enerji depolama sistemleri tabanlı esneklik kaynakları ile kombine eden çalışmalar da mevcuttur. Rüzgâr gücü tarafından domine edilen bir güç sistemi için DHK ve batarya tabalı enerji depolama sisteminden gelen bütünleşik faydalar, Teh ve Lai [127]

tarafından yük kesintisi minimizasyonu odaklı güvenilirlik bakış açısıyla dikkate alınmıştır. IEEE 24-baralı RTN örnek sisteminde DC güç akışı kullanılarak farklı işletim stratejileri altında gerçekleştirilen durum çalışmaları için, kesilmesi engellenen rüzgâr enerjisi, desteklenen rüzgâr enerjisi ve güç sistemi katılımı için rüzgâr çiftliklerinin yeteneği isimli rüzgâr gücü kullanımı ile ilintili yeni güvenilirlik indisleri [127]'de önerilmiştir. Enerji depolama sistemi veya DHK'nın mevcut olmadığı [127]'deki baz duruma göre, sadece enerji depolama sistemi olan durum, sadece DHK olan durum ve bütünleşik enerji depolama sistemi ve DHK durumu sıklıkla kullanılan bir güvenilirlik indisi olan sağlanamamış beklenen enerji değerini sırasıyla %11,5, %12,1 ve %23,6 azaltmıştır. Ayrıca; enerji depolama sisteminin parametresel ve işletimsel politika etkilerini dikkate alarak gerçekleştirilen çeşitli hassasiyet analizleri, rüzgâr gücü ile ilintili güvenilirlik indislerinde farklı sonuçlar doğurmuştur. [128]'deki çalışma, rüzgâr gücü üretimi mevcudiyeti altında çok alanlı bir sistemdeki bağlantı hattının DHK tabanlı esnekliğine ilaveten, sıkıştırılmış hava enerji depolama sistemi tabanlı esnekliği içeren bir yapı önermiştir. Kombine ekonomik ve çevresel hususlar tabanlı stokastik çok amaçlı problem, konvansiyonel üretim ve enerji depolama sistemi kullanımının çevresel etkileri ile ilintili emisyon fonksiyonu ile birlikte, konvansiyonel üretim, enerji depolama sistemi mevcudiyeti ve enerji piyasası tabanlı maliyet bileşenlerinden oluşan işletimsel maliyeti minimize etmeyi hedeflemiştir.

[128]'de genel problemi alt problemlere ayrıştırmak için asitleşme ayrıştırması, nonlineer blok Gauss-Seidel ve artırılmış Lagrange yaklaşımları tabanlı hibrit bir ayrıştırma algoritması, çoklu çözümlerden oluşan bir Pareto eğrisi oluşturmak için ε-kısıtlaması yaklaşımı tabanlı çözüm yöntemi ve en iyi çözüme karar vermek için bulanık sağlama yaklaşımı tabanlı en iyi çözüm seçimi tekniği uygulanmıştır. Enerji piyasası fiyatları ve mevcut rüzgâr gücü yüzdesi tabanlı belirsizlikler 12 senaryo ile dikkate alınmış, ve 3 bölgeli ve 5 bölgeli örnek sistemlerdeki testler, sadece enerji depolama sistemi mevcudiyeti durumunda rüzgâr kesintisi ve işletim maliyeti ile birlikte çevresel etkilerde az da olsa bir azalma oluştursa da, enerji depolama sistemi ve DHK tabanlı esneklik opsiyonlarının beraberce uygulanması ile bahsi geçen işletimsel hususlarda %10'a varan önemli derecede daha yüksek azalmalar meydana gelmiştir. Martin ve Hiskens tarafından [129]'da sunulan çalışma, yenilenebilir enerji kaynakları ve depolama birimlerini içeren büyük güç sistemleri için ekonomik paylaşımdan sapmanın minimize edilmesi için model öngörülü bir kontrol yaklaşımı önermiştir.

[129]'da talep tarafı esnekliği TC terimi ile belirtilse de, bu duruma normal koşullarda kullanım için doğal bir seçenek yerine daha çok son bir çare gibi davranıldığından ötürü modern manada bir talep tarafı esnekliği uygulanmamıştır. 4259 baradan ve üretim kapasitesinin %0,5'ine tekabül eden 10 enerji depolama sisteminden (tipi belirtilmemiştir, ancak enerji kısıtları tabanlı enerji depolama sistemi modelinden bir batarya gibi görülmektedir) oluşan Kaliforniya iletim sistemi verisini kullanan test durumu, DHK ya da enerji depolama sistemi tabanlı performans artırımı mukayesesinden öte hesaplama ve karar verme performansı bakış açıklarından uygulama potansiyeline odaklanmıştır. Enerji depolama sistemi ve DHK müşterek esnekliği üzerine bir başka çalışma, dağıtım sistemlerinde büyük yangınlara karşı dayanıklılığın arttırılması için [130]'da önerilmiştir. Hem yenilenebilir enerji kaynakları tabanlı (rüzgâr ve güneş sistemleri), hem de yakıtlı dağıtık üretim birimleri, batarya tabanlı enerji depolama sistemi mevcudiyeti ve rüzgâr hızı, rüzgâr yönü, güneş ışınımı ve yenilenebilir enerji kaynakları güç üretimi tabanlı işletimsel belirsizlikler [130]'da önerilen konseptte dikkate alınmıştır. [130]'daki sosyal maliyet ve yük kesintisi minimizasyonu odaklı stokastik yaklaşım için IEEE 33-baralı dağıtım test sistemi kullanılarak gerçekleştirilen testler, ikili esneklik seçeneklerinin değerlendirilmesinden öte temel olarak dayanıklılığın karar verme sürecinde dikkate alınmasıyla ilintili durumlar arasında bir mukayese üzerine odaklanmıştır. Enerji depolama sistemi ve DHK tabanlı kombine esnekliğin faydaları, şebeke kuvvetlendirme ötelemesi bakış açısından olasılıksal bir anlamda [131]'de de değerlendirilmiştir.

Güç sistemi işletiminde DHK ile birlikte talep tarafı esnekliğinin katılımı da bazı çalışmalarda dikkate alınmıştır. Bunların arasında, talep tarafı esnekliğini son bir çare olarak değil de dağıtım sistemi işletiminin aktif bir parçası olarak DHK ile birlikte dikkate almak açısından Belçika'dan bir dağıtım sistemi operatörü deneyimi, özellikle rüzgâr gücü mevcudiyeti durumunda tıkanıklık yönetimi ile ilintili olarak [132]'de paylaşılmıştır. DHK seçeneği vasıtasıyla elde edilen ekonomik faydalar ile birlikte talep tarafı işletimini kazançlı hale getirebilmek için azami talep tarafı esnekliği odaklı teşvikler [132]'de irdelenmiştir. İletim sistemi işletiminin gün öncesi planlamasında DHK uygulaması ile birlikte optimal talep cevabı zamanlamasının olasılıksal değerlendirmesi [133]'te önerilmiştir. TC programının DHK mevcudiyeti ile birlikte rüzgâr gücü kullanımını arttırmak açısından kullanımı ise [134]'te dikkate alınmıştır. EA'ların şarj yükünün kontrolü vasıtasıyla talep tarafı esnekliğini dikkate almak için,

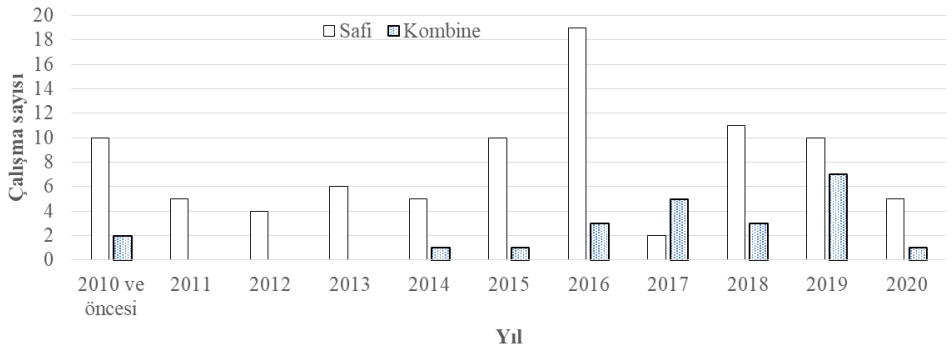
yenilenebilir enerji kaynaklarının güç kesintisi ile ilintili iletim tıkanıklığı için ceza maliyeti ile birlikte üretim ve yük taraflarından toplam esneklik edinme maliyetlerini minimize etmeyi amaçlayan ilginç bir çalışma [135]'te önerilmiştir. [135]'te IEEE 14-baralı sistem üzerinde gerçekleştirilen testler, DHK mevcutken kontrollü EA şarjı ile birlikte rüzgâr kesintisi ve üretim maliyetlerinde azalış ile sonuçlanmıştır.

Havai ya da yer altı hatlarının dışında diğer varlıkların termal kapasitelerinin ilave bir esneklik seçeneği olarak dikkate alınması, DHK'nın kombine kullanımı için diğer çalışma grubunu oluşturmaktadır. Bunların arasında, havai hatların DHK'sı ile birlikte transformatörlerin dinamik kapasitelerini içeren DC optimal güç akışı tabanlı bir gün öncesi zamanlama optimizasyonu problemi, rüzgâr gücü entegrasyonunu arttırmak için [136]'da önerilmiştir. [136]'da IEEE RTS-24 baralı test sistemini kullanarak elde edilen sonuçlar, ekonomik rüzgâr enerjisinin daha fazla entegrasyonuna imkân sağlayarak sadece havai hatların DHK'sının, sadece transformatörlerin dinamik kapasitelerinin, ve havai hatların DHK'sı ve transformatörlerin dinamik kapasitelerinin beraberce dikkate alındığı durumlar için sırasıyla %0,1, %0,5 ve %11,4'lük bir azalış ile sonuçlanmıştır. Yang vd. [137] tarafından gerçekleştirilen çalışma, Birleşik Krallık'taki Milton Keynes'te yer alan 11 kV'luk gerçek bir dağıtım şebekesinde bütün olası termal olarak hassas varlıkların kullanımının arttırılmasına imkân sağlamak açısından, bir dağıtım sistemi için havai hatlar dışında yer altı hatları ve transformatörlerin de dikkate alınmasıyla DHK konseptini dinamik şebeke kapasitelerine doğru genişletmiştir. Bu bağlamda, DHK ve transformatör termal kapasitesinden gelen ikili esneklik seçeneklerini arıza sonrasında tıkanıklık önleme bakış açısından birleştiren diğer bir çalışma ise [138]'de bulunabilir.

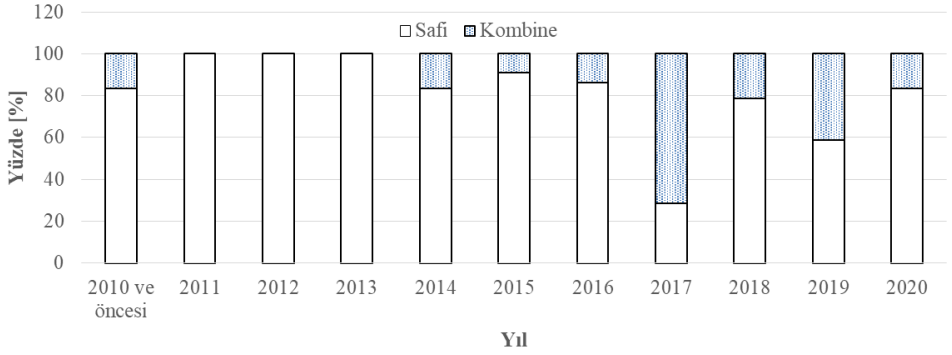
Bunların ötesinde, DHK ile kombine edilmiş diğer esneklik seçenekleri ile ilgilenen çalışmalar da vardır. Bunların arasında, DHK'nın faz kaydırıcı transformatörler ile kombinasyonu, amacın mevcut transfer kapasitesinin maksimize edilmesi olduğu [139]'daki çalışmada önerilmiştir. [139]'da 30 baralı test sistemi kullanılarak gerçekleştirilen test, sadece faz kaydırıcı transformatörün, sadece DHK'nın ve faz kaydırıcı transformatör ile DHK tabanlı bütünleşik esneklik seçenekleri tabanlı esneklik seçeneklerinin dikkate aldığı durumlarda, hiçbir esneklik seçeneğinin mevcut olmadığı duruma göre mevcut transfer kapasitesinde sırasıyla yaklaşık %25, %65 ve %90'lara varan artış meydana getirmiştir. DHK ve Esnek AC İletim Sistemi (Flexible AC

Transmission System - FACTS) ekipmanları tarafından sağlanan esneklik seçeneklerini birleştiren az sayıda çalışma da (örneğin [140]) mevcuttur.

Ayrıca, DHK'yı da içerecek şekilde konseptlerinde ikiden fazla esneklik seçeneğini birleştiren farklı çalışmalar da vardır. [126]'daki çalışmaya benzer bir yazar grubu, belirtilen çalışmanın farklı bir versiyonunu bir mikroşebekenin işletimsel maliyet minimizasyonu odaklı stokastik enerji yönetimi için rekonfigürasyon ve DHK tabanlı işletim olasılıklarının yanı sıra talep tarafı ([141]'deki ötelenebilir yükleri kesilebilir kısım olarak dikkate alan yaklaşım daha önce de birden fazla kere belirtildiği şekilde modern bir TC esnekliği opsiyonu sunmamaktadır) ve batarya enerji depolama sistemi tabanlı esneklik seçeneklerini içerecek şekilde [141]'de sunmuşlardır. [141]'deki maliyet bileşeni, rekonfigürasyon odaklı anahtarlama maliyetleri, yakıtlı dağıtık üretim maliyetleri, üst şebekeden satın alınan enerji maliyeti ve batarya enerji depolama sistemi maliyetlerinden oluşmuş ve yük talebi, enerji piyasası fiyatı ve yenilenebilir enerji kaynaklarının güç üretimi belirsizlik kaynakları olarak belirlenmiştir.



(a)



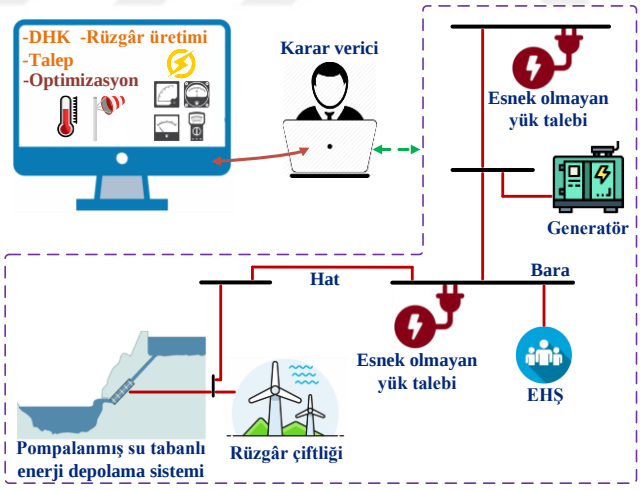
(b)

Şekil 2.2 DHK odaklı literatür çalışmaları ile ilintili yönelim evriminin gösterimi: (a) "Safi" ve "kombine" esneklik perspektiflerinden toplam çalışma sayılarının değişimi, (b) "Safi" ve "kombine" esneklik perspektiflerinin İlgili periyotlardaki yüzdesi.

Son 10 yıldaki DHK odaklı literatür çalışmalarının yönelim evrimi üzerine son bir analiz, Şekil 2.2'de özetlenmiş sonuçları vermektedir. DHK'yı diğer esneklik seçenekleriyle kombine etmek için yönelimin, özellikle son 5 yılda önemli oranda arttığı aşikârdır. DHK'nın sistem operatörleri için daha fazla kullanılan bir seçenek olmaya başladığı ve bahsi geçen sistem operatörlerinin güç sistem işletimini geliştirmek için kullanabilecekleri bütün esneklik kaynaklarından faydalanmayı denediklerini göstermek için bu önemli bir noktadır.

3
DİNAMİK HAT KAPASİTESİ, ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMİ VE TALEP CEVABI TABANLI ÇOKLU ESNEKLİK KAYNAKLARINI İÇEREN BİR GÜÇ SİSTEMİ İÇİN BELİRSİZLİKTEN HABERDAR BİR KARAR VERME MEKANİZMASININ GELİŞTİRİLMESİ

Önerilen belirsizlikten haberdar karar verme mekanizmasının yapısı için genel bir şematik Şekil 3.1'de gösterilmektedir. Şekilde görüldüğü gibi önerilen model, RGS'ler ve generatörleri içeren bir güç sisteminde talep tarafı katılımı, iletim hatlarının DHK uygulaması ve PSTEDS'leri esneklik opsiyonları olarak dikkate alarak teknik gereksinimleri karşılayan bir ekonomik işletim sunmaktadır. Karar verme otoritesi rüzgâr enerji kaynağından üretilen enerjiyi mümkün olan en fazla şekilde kullanmayı amaçlarken, güç sistemi işletiminde karşılaşılacak olası dengesizlik durumunda son çare olarak esnek olmayan yüklerin beslenmesini kesintiye uğratabilir.



Şekil 3.1 RGS'ler ve generatörleri içeren güç sisteminin ekonomik ve teknik işletimi için DHK, PSTEDS ve TC'yi esneklik kaynağı olarak dikkate alan önerilen yapı

Bunun yanı sıra, rüzgâr güç üretimi ve DHK olmak üzere bu çalışmadaki belirsizlikler stokastik bir yaklaşımla dikkate alınmıştır. Enerji depolama sisteminin önemli bir faydası, rüzgâr enerji kaynağından üretilen enerjinin entegrasyonunu artırması ve rüzgâr kesintisinin (wind spillage) önlenmesi şeklinde belirtilebilir. Bu çalışmada hat kayıplarının ihmal edildiği, literatürde benzer şekilde hat kayıplarını dikkate almayan

birçok çalışmanın da var olduğu ve [142]'deki gibi kolaylıkla modele eklenebileceği belirtilmelidir.

3.1 Önerilen Yapının Matematiksel Modeli

İlgili modele dair dizin bilgisi aşağıda yer almaktadır:

Kümeler	$f(F_i), h(H), i(I), j(J), l(L), n(N), p(P), s(S_v), t(T), v(V)$
Parametreler	$A_{n,j}^{EHŞ}, A_{n,r}^{EO}, A_{n,i}^{G}, A_{n,p}^{PSTEDS}, A_{n,v}^{RGS}, B_{l,n}, B_{i,f}, C_{i,f}, C_j^{GOYK,EHŞ}, C_r^{GOYK,EO}, C_v^{RGS}, DAM_i, DÇM_i, DDK_i, DK_i, EHŞ_{j,t}, EO_{r,t}, f_{l,h}^{azami,DHK}, G_p^{azami}, O_i^{AYR}, O_i^{YYR}, P_i^{asgari}, P_i^{azami}, P_{v,s,t}^{RGS}, V_p^{alt,asgari}, V_p^{alt,azami}, V_p^{alt,başlangıç}, V_p^{üst,asgari}, V_p^{üst,azami}, V_p^{üst,başlangıç}, \Delta T, \lambda_{j,t}^{EHŞ}, \sigma^{pompalanan}, \sigma^{salınan}, \pi, \pi_h, \pi_s$
Değişkenler	$b_{i,f,s,h,t}, f_{l,s,h,t}, g_{p,s,h,t}^{pompalanan}, g_{p,s,h,t}^{salınan}, n_{p,s,h,t}^{PSTEDS}, P_{i,s,h,t}^{G}, P_{p,s,h,t}^{pompalanan}, P_{p,s,h,t}^{salınan}, S_{v,s,h,t}, u_{i,s,h,t}, V_{p,s,h,t}^{alt}, V_{p,s,h,t}^{üst}, y_{i,s,h,t}, YK_{j,s,h,t}^{EHŞ}, YK_{r,s,h,t}^{EO}, z_{i,s,h,t}, \delta_{n,s,h,t}$

Bu çalışmada, Eşitlik (3.1)'de görüldüğü gibi amaç fonksiyonu toplam maliyetin minimize edilmesi şeklinde belirlenmiştir. Bu ifade; generatör birimlerinden üretilen enerjinin ve devreye alma (start-up) ile devreden çıkarma (shut-down) maliyetleri, EHŞ yüklerinin hizmeti, rüzgâr kesintisi ve esnek olmayan yükler ve EHŞ'lerde yük atma sebepli karşılanamayan yüklerin maliyetleri bileşenlerinden oluşmaktadır. Burada rüzgâr kesintisi maliyeti, karbon emisyonlarını azaltarak çevre dostu bir güç sistemi oluşturmak için çok önemli bir husus olan rüzgâr enerjisinin mümkün olan en fazla şekilde entegre edilmesini sağlamaktadır.

$$\begin{aligned}\text{Minimum } \textit{Maliyet} = {} & \sum_t \sum_i \sum_f \sum_s \sum_h \pi_s \cdot \pi_h \cdot \left(\left(C_{i,f} \cdot b_{i,f,s,h,t} \right) + \left(DAM_i \cdot y_{i,s,h,t} \right) + \left(DÇM_i \cdot z_{i,s,h,t} \right) \right) - \sum_t \sum_j \sum_s \sum_h \pi_s \cdot \pi_h \cdot \left(\lambda_{j,t}^{EHŞ} \cdot \left(EHŞ_{j,t} - YK_{j,s,h,t}^{EHŞ} \right) \right) + \sum_t \sum_v \sum_s \sum_h \pi_s \cdot \pi_h \cdot \left(C_v^{RGS} \cdot S_{v,s,h,t} \right) + \sum_t \sum_r \sum_s \sum_h \pi_s \cdot \pi_h \cdot \left(C_r^{GOYK,EO} \cdot YK_{r,s,h,t}^{EO} \right) + \sum_t \sum_j \sum_s \sum_h \pi_s \cdot \pi_h \cdot \left(C_j^{GOYK,EHŞ} \cdot YK_{j,s,h,t}^{EHŞ} \right)\end{aligned} \tag{3.1}$$

Generatör maliyet fonksiyonu, Eşitlik (3.2) ve (3.3)'te tanımlandığı şekilde adımlı (stepwise) lineer marjinal maliyet fonksiyonu kullanılarak yakınsanabilir. Üretim birimlerinin asgari ve azami güç çıkış değerleri sırasıyla Eşitsizlik (3.4) ve (3.5) ile belirlenmektedir. Üretim birimlerinin çıkışlarındaki değişimleri sınırlayan yukarı ya da aşağı yönde rampalanma oranı (ramp-up/down rate) ise (3.6) ve (3.7) ile gösterilmektedir.

$$P_{i,s,h,t}^{G} = \sum_f b_{i,f,s,h,t} \,, \forall i, s, h, t \tag{3.2}$$

$$0 \leq b_{i,f,s,h,t} \leq B_{i,f}, \forall i, f, s, h, t \quad (3.3)$$

$$P^{G}_{i,s,h,t} \geq P^{asgari}_{i} \cdot u_{i,s,h,t}, \forall i, s, h, t \quad (3.4)$$

$$P^{G}_{i,s,h,t} \leq P^{azami}_{i} \cdot u_{i,s,h,t}, \forall i, s, h, t \quad (3.5)$$

$$P^{G}_{i,s,h,t} - P^{G}_{i,s,h,(t-1)} \leq \Delta T \cdot O^{YYR}_{i}, \forall i, s, h, t \quad (3.6)$$

$$P^{G}_{i,s,h,(t-1)} - P^{G}_{i,s,h,t} \leq \Delta T \cdot O^{AYR}_{i}, \forall i, s, h, t \quad (3.7)$$

Bir üretim birimi çalışmaya başladıktan sonra en az DK_i periyot çalışır durumda kalmalı ve kapatıldıktan sonra da en az DDK_i periyot kapalı olarak durmalıdır. Bu durum (3.8) ve (3.9) kısıtları ile belirlenmektedir. Başlangıç ve kapatma durumu değişiklikleri ile ilgili lojik durumlar (3.10) ile oluşturulurken, Eşitsizlik (3.11) üretim birimlerinin aynı anda başlatılması veya kapatılmasını engellemektedir.

$$\sum_{\tau=t-DK_i-1}^{t} y_{i,s,h,t} \leq u_{i,s,h,t}, \forall i, s, h, t \quad (3.8)$$

$$\sum_{\tau=t-DDK_i-1}^{t} z_{i,s,h,t} \leq (1 - u_{i,s,h,t}), \forall i, s, h, t \quad (3.9)$$

$$y_{i,s,h,t} - z_{i,s,h,t} = u_{i,s,h,t} - u_{i,s,h,(t-1)}, \forall i, s, h, t \quad (3.10)$$

$$y_{i,s,h,t} + z_{i,s,h,t} \leq 1, \forall i, s, h, t \quad (3.11)$$

Bağımsız sistem operatörü güç sisteminde güç dengesini sağlamak için son çare olarak esnek olmayan yükler ve EHŞ'nin taleplerinde kesintiye de gidebilir. Bu durum (3.12) ile belirlenmektedir.

$$YK^{EO}_{r,s,h,t}, \leq EO_{r,t}, \qquad \forall r, s, h, t \quad (3.12)$$

$$YK^{EHŞ}_{j,s,h,t} \leq EHŞ_{j,t}, \qquad \forall j, s, h, t \quad (3.13)$$

Önerilen yapının şebeke modeli (3.14)-(3.18) arasında açıklanmaktadır. Her bir baradaki güç dengesi (3.14) ile sağlanırken, her bir hattaki güç akışı ise (3.15)'te belirtilmektedir. Her bir baranın açısı (3.16) ile sınırlandırılırken, referans baranın açısı (3.17) ile 0'a eşitlenmektedir. İletim hatlarının SHK ya da DHK uygulamaları ile belirlenen kapasite sınırları (3.18) ile uygulanmaktadır. Burada aktif güç kayıplarının ve reaktif güç akışının çalışma kapsamında dikkate alınmadığı da belirtilmelidir.

$$\begin{aligned} &\sum_{v} A^{RGS}_{n,v} \cdot \left(P^{RGS}_{v,s,t} - S_{v,s,h,t}\right) + \sum_{i} A^{G}_{n,i} \cdot P^{G}_{i,s,h,t} + \sum_{p} A^{PSTEDS}_{n,p} \cdot P^{salınan}_{p,s,h,t} \\ &\quad - \sum_{l \in L: n \equiv nn} f_{l,s,h,t} + \sum_{l \in L: n \equiv nn} f_{l,s,h,t} \\ &\quad = \sum_{r} A^{EO}_{n,r} \cdot \left(EO_{r,t} - YK^{EO}_{r,s,h,t}\right) + \sum_{j} A^{EHŞ}_{n,j} \cdot (EHŞ_{j,s,h,t} \\ &\quad - YK^{EHŞ}_{j,s,h,t}) + \sum_{p} A^{PSTEDS}_{n,p} \cdot P^{pompalanan}_{p,s,h,t}, \forall s, h, n, t \end{aligned} \quad (3.14)$$

$$f_{l,s,h,t} = B_{l,n} \cdot \left(\delta_{n,s,h,t} - \delta_{nn,s,h,t}\right), \forall (n, nn) \equiv l \in L, \forall n \in N, \forall s, h, t \quad (3.15)$$

$$-\pi \leq \delta_{n,s,h,t} \leq \pi, \forall n, s, h, t \quad (3.16)$$

$$\delta_{n,s,h,t} = 0, \forall s, h, t, if\ n \equiv referans\ bara \quad (3.17)$$

$$-f_{l,h}^{azami,DHK} \leq f_{l,s,h,t} \leq f_{l,h}^{azami,DHK}, \forall n, s, h, t \quad (3.18)$$

[145]'te verilen model geliştirilerek oluşturulan PSTEDS modelinde, Eşitlikler (3.19) ve (3.20) sırasıyla PSTEDS'nin üst rezervinden alt rezervine su aktararak üretilen güç ve PSTEDS'nin alt rezervinden üst rezervinde depolamak için su aktarmak açısından tüketilen gücü göstermektedir. (3.21) ve (3.22)'de ise sırasıyla alt ve üst rezervlerdeki su miktarı değişimleri belirlenmektedir.

$$P_{p,s,h,t}^{salınan} = \sigma^{salınan} \cdot g_{p,s,h,t}^{salınan}, \forall p, s, h, t \quad (19)$$

$$P_{p,s,h,t}^{pompalanan} = \sigma^{pompalanan} \cdot g_{p,s,h,t}^{pompalanan}, \forall p, s, h, t \quad (20)$$

$$V_{p,s,h,t}^{\text{üst}} = V_{p,s,h,t-1}^{\text{üst}} + g_{p,s,h,t}^{pompalanan} - g_{p,s,h,t}^{salınan}, \forall p, s, h, \forall t > 1 \quad (21)$$

$$V_{p,s,h,t}^{alt} = V_{p,s,h,t-1}^{alt} + q_{p,s,h,t}^{salınan} - q_{p,s,h,t}^{pompalanan}, \forall p, s, h, \forall t > 1 \quad (22)$$

Üst ve alt rezervlerdeki su miktarının asgari ve azami sınırları (3.23) ve (3.24) ile tanımlanmaktadır. Eşitlikler (3.25) ve (3.26) ilgili rezervlerde başlangıç anındaki su miktarını göstermektedir. PSTEDS'nin iki çalışma modundaki su akışları (3.27) ve (3.28) ile sınırlanırken, (3.29) ve (3.30) PSTEDS'nin aynı anda enerji üretme ve depolamasını engellemektedir.

$$V_p^{\text{üst},asgari} \leq V_{p,s,h,t}^{\text{üst}} \leq V_p^{\text{üst},azami}, \forall p, s, h, t \quad (3.23)$$

$$V_p^{alt,asgari} \leq V_{p,s,h,t}^{alt} \leq V_p^{alt,azami}, \forall p, s, h, t \quad (3.24)$$

$$V_{p,s,h,t}^{\text{üst}} = V_p^{\text{üst},başlangıç}, \forall p, s, h, t = 1 \quad (3.25)$$

$$V_{p,s,h,t}^{alt} = V_p^{alt,başlangıç}, \forall p, s, h, t = 1 \quad (3.26)$$

$$0 \leq g_{p,s,h,t}^{salınan} \leq G_p^{azami}, \forall p, s, h, t \quad (3.27)$$

$$0 \leq q_{p,s,h,t}^{pompalanan} \leq G_p^{azami}, \forall p, s, h, t \quad (3.28)$$

$$P_{p,s,h,t}^{salınan} \leq M \cdot n_{p,s,h,t}^{PSTEDS}, \forall p, s, h, t \quad (3.29)$$

$$P_{p,s,h,t}^{pompalanan} \leq M \cdot (1 - n_{p,s,h,t}^{PSTEDS}), \forall p, s, h, t \quad (3.30)$$

3.2 Test ve Sonuçlar

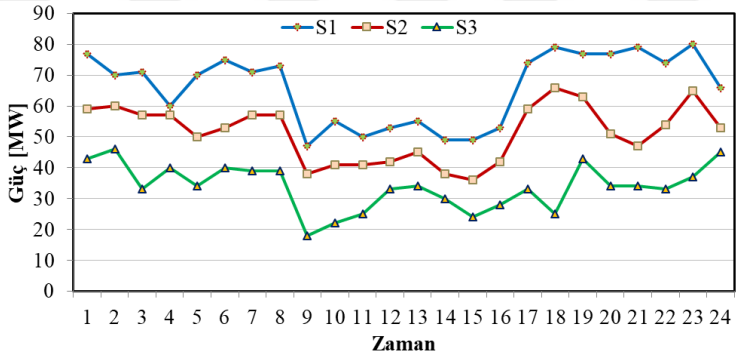
Bu çalışmada, karar vericinin bütün esneklik opsiyonlarını değerlendirerek güç sisteminde ekonomik bir işletim sağladığı bir yapı MILP yaklaşımı ile modellenmiştir. Önerilen yapı GAMS v.24.1.3 yazılımında ticari olarak mevcut CPLEX çözücüsü kullanılarak test edilmiştir.

32 GB RAM ve 3,9 GHz 4 çekirdekli işlemciye sahip bir dizüstü bilgisayarda en uzun süren durum analizinde çözüme ulaşmak 10,75 saniye sürmüştür ve belirtilen zaman bu şekilde bir problem için oldukça makuldür.

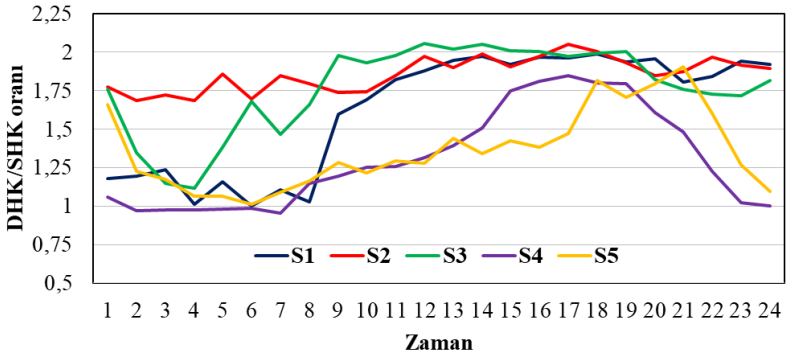
3.2.1 Giriş Verileri

Önerilen yapıda, karar verici çeşitli güç sistem işlemlerini belirsizlikleri dikkate alarak gerçekleştirmektedir. Buna erişmek için rüzgâr enerjisi ve DHK ile ilgili belirsizliklerde stokastik yaklaşım kullanılmıştır. Bu bağlamda, 100 MW kurulu güce sahip bir RGS için Şekil 3.2'de gösterilen 3 farklı senaryo dikkate alınmıştır. Rüzgâr senaryolarının olasılıkları sırasıyla 0,2, 0,6 ve 0,2 şeklindedir. İlaveten, güç sisteminde 1 RGS, 1 PSTEDS ve 3 generatör olduğu kabul edilmiştir.

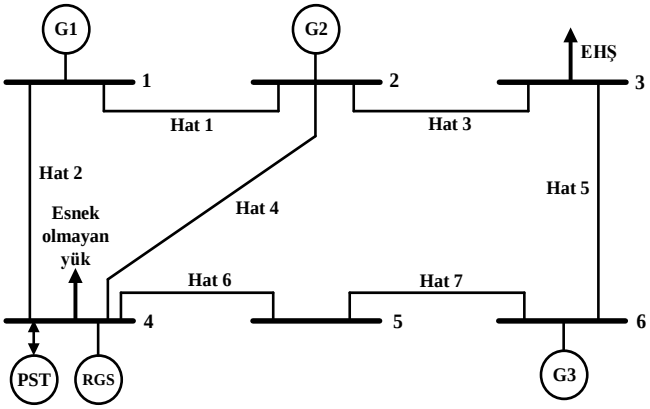
Havai hatların dinamik işletiminin değerlendirilmesi için IEEE Std 738-2012 standardı kullanılmıştır. Hattın DHK değeri belirtilen standardın (1.b) eşitliğinden faydalanılarak belirlenmiştir. DHK için [143]'te yer alan ve İspanya'da senenin 5 farklı gününe tekabül eden gerçek sıcaklık ve rüzgâr hızı değerleri kullanılarak 5 farklı senaryo üretilmiştir. Bunun yanı sıra [144]'teki veri SHK için kullanılmıştır. DHK/SHK oranı hesaplanırken, SHK hesabı 40˚C'lik hava sıcaklığı ve 0,6 m/s'lik rüzgâr hızı için gerçekleştirilmiştir. Çalışmadaki iletim hattının saatlik DHK/SHK oranı için oluşturulmuş senaryolar Şekil 3.3'te gösterilmektedir.



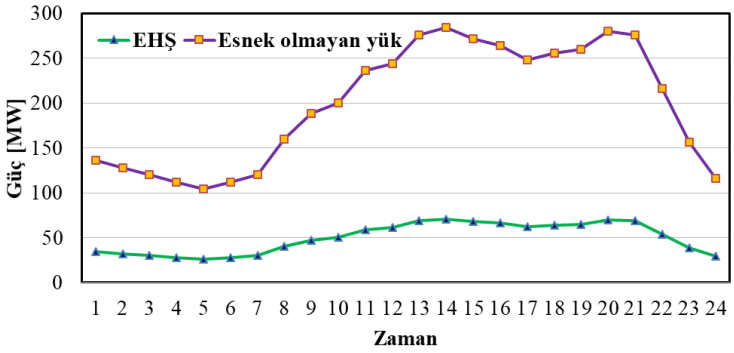
Şekil 3.2 Rüzgâr güç üretim senaryoları



Şekil 3.3 DHK senaryolarında DHK/SHK oranı



Şekil 3.4 Şebeke modeli



Şekil 3.5 Esnek olmayan EHŞ yük talepleri

Önerilen modelin etkinliğinin gösterimi için IEEE 6-baralı test sistemi kullanılmıştır. Şekil 3.4'te şebeke bileşenleri ile birlikte önerilen modelin örnek yapısı gösterilmektedir. Bara 3'te yer alan EHŞ'nin ve Bara 4'te yer alan esnek olmayan yükün saatlik güç tüketimleri Şekil 3.5'te verilmiştir. Bunun yanı sıra, generatörlerin teknik özellikleri Tablo 3.1'de verilmiştir.

Tablo 3.1 Generatör birimlerinin teknik verileri

	P_i^{max} [MW]	P_i^{min} [MW]	UT_i [h]	DT_i [h]	R_i^{RU} [MW/h]
G1	220	100	4	4	40
G2	200	10	3	2	30
G3	50	10	1	1	20
	R_i^{RD} [MW/h]	P_i^{ini} [MW]	T_i^{ini} [h]	SUC_i [€]	SDC_i [€]
G1	50	120	4	50	100
G2	35	120	3	40	200
G3	20	0	1	0	0

Şebeke topolojisi ve hatlar için [144]'teki veriler kullanılmıştır. Üretim birimlerinin marjinal maliyetleri; Generatör 1 için 32 Avro/MWh ile 33.5 Avro/MWh, Generatör 2 için 33 Avro/MWh ile 35 Avro/MWh ve Generatör 3 için 52 Avro/MWh ile 54.5 Avro/MWh arasında adımlı olarak değişmektedir. Üretimin kullanılamamasından kaynaklı rüzgâr kesintisi maliyeti 1000 Avro/MWh olarak dikkate alınmıştır. Esnek

olmayan yük ve EHŞ'de kesintinin maliyeti için 1000 Avro/MWh'lık göreceli yüksek bir bedel belirlenmiştir. Ayrıca EHŞ hizmet bedeli de 80 Avro/MWh olarak ele alınmıştır. Bara 4'te RGS ile birlikte entegre edilen PSTEDS'nin verileri Tablo 3.2'de gösterilmektedir.

Tablo 3.2 PSTEDS'nin teknik karakteristiği

$V_p^{upper,max}$ [Hm^3/h]	$V_p^{upper,min}$ [Hm^3/h]	$V_p^{lower,max}$ [Hm^3/h]	$V_p^{lower,min}$ [Hm^3/h]	$V_p^{upper,ini}$ [Hm^3/h]
600	60	600	60	60
$V_p^{lower,ini}$ [Hm^3/h]	Q_p^{max} [Hm^3/h]	$\sigma^{pumping}$ [MW/ (Hm^3/h)]	$\sigma^{release}$ [MW/ (Hm^3/h)]	
540	120	1.2	0,9466667	

3.2.2 Simülasyon ve Sonuçlar

Önerilen modelin etkinliğini sınamak için, PSTEDS ve DHK'nın varlığını dikkate alarak farklı durum analizleri gerçekleştirilmiştir. Bahsi geçen durum çalışmalarının detayları Tablo 3.3'te verilmektedir. Burada DHK'nın mevcut olmadığı durumlarda SHK'nın uygulandığı belirtilmelidir.

Tablo 3.3 Durum çalışmalarının detayları

Durumlar	RGS	PSTEDS	SHK	DHK
Durum-1	✓	–	✓	–
Durum-2	✓	–	–	✓
Durum-3	✓	✓	✓	–
Durum-4	✓	✓	–	✓

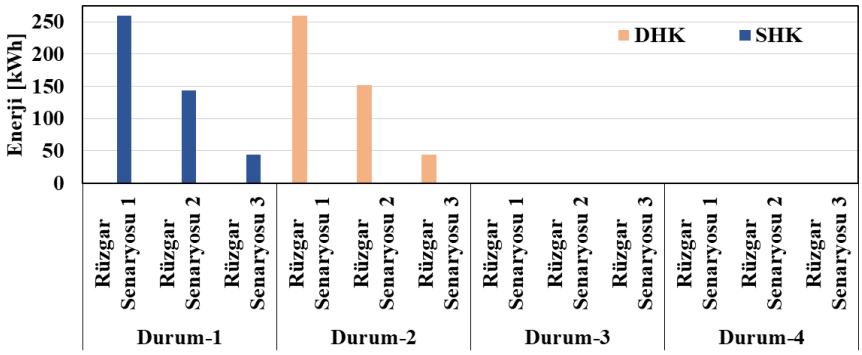
Tablo 3.4 Durum çalışmalarında elde edilen sonuçlar

Durumlar	Maliyet [Avro]	Sadece PSTEDS'nin etkisi	Sadece DHK'nın etkisi
Durum-1	631.243	–	–
Durum-2	605.715	–	Durum-1'e göre +4,21%
Durum-3	85.107	Durum-1'e göre +741,71%	–
Durum-4	78.810	–	Durum-3'e göre +7,99%

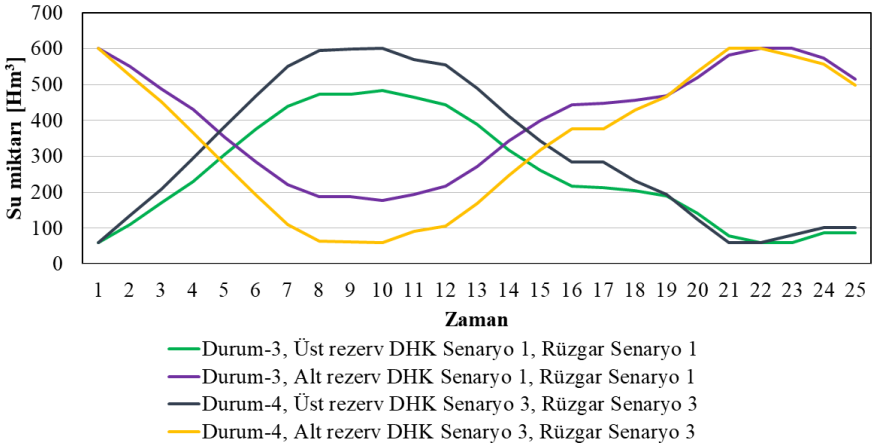
Durum çalışmalarında elde edilen toplam maliyeti Avro cinsinden gösteren sonuçlar Tablo 3.4'te verilmiştir. Burada en iyi sonuç PSTEDS'nin mevcut olduğu ve DHK'nın uygulandığı durumda 78.810 Avro olarak gerçekleşmiştir. Burada, PSTEDS'nin maliyeti azaltmak açısından büyük bir payının olduğu ve DHK'nın da buna göre nispeten az da olsa yine de bu açıdan etkin bir katkısı olduğu belirtilebilir. PSTEDS'nin

varlığı durumunda, DHK'nın uygulanması SHK'ya göre ilaveten %7,99 maliyet azaltımı sağlamaktadır.

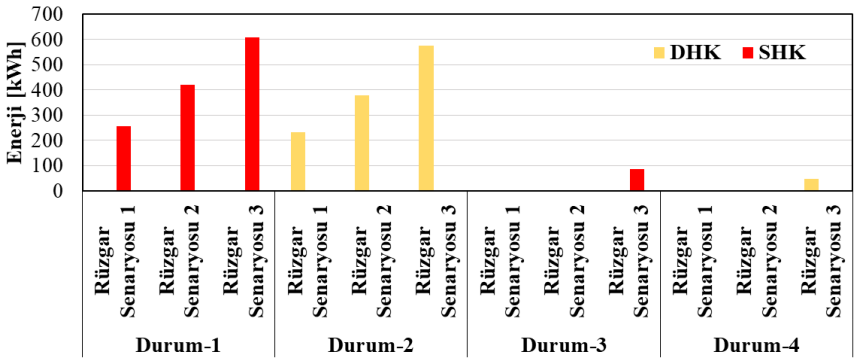
Her bir durum çalışmasındaki rüzgâr kesintisi miktarları Şekil 3.6'da gösterilmektedir. Yenilenebilir enerji ucuz ve çevre dostu olduğundan, bu kaynaklar tabanlı üretimden mümkün olan en fazla şekilde faydalanılması arzu edilmektedir. Bu bağlamda, belirtilen şekilde PSTEDS'lerin rüzgâr kesintisini azaltmak açısından ne kadar etkin olduğu görülmektedir. PSTEDS'nin var olduğu Durum-3 ve Durum-4'te hiç rüzgâr kesintisi ile karşılaşılmamıştır. Rüzgâr Senaryosu 1 için Durum-1 ve Durum-2'de 260 MWh'lik güç kesintisi meydana gelmiştir ve bu oldukça yüksek bir miktardır. Bu enerjinin depolanması ve akabinde kullanılması ile birlikte 184 metrik ton karbon dioksit salınımı azaltılabilir [146]. PSTEDS'nin yer almadığı Durum-1 ve Durum-2'de rüzgâr kesintisi neredeyse birbirinin aynısıdır. Fakat DHK'nın uygulandığı Durum-2'de, esnek olmayan yüklerde Durum-1'e göre daha az kesinti yapılmak zorunda kalınmıştır.



Şekil 3.6 Bütün rüzgâr gücü senaryoları için durum analizlerindeki rüzgâr kesintisi miktarları



Şekil 3.7 PSTEDS'nin üst ve alt rezervlerindeki su miktarı değişimi



Şekil 3.8 Durum analizlerinde yük kesintisi miktarları

Rüzgâr Senaryosu 1 ve DHK Senaryosu 1 için Durum-3'te ve Rüzgâr Senaryosu 3 ve DHK Senaryosu 3 için Durum-4'teki PSTEDS üst ve alt rezervlerindeki su miktarı değişimi Şekil 3.7'de gösterilmektedir. PSTEDS her iki durumda da benzer karakteristikler sergilemektedir, fakat Durum-4'te tam kapasitede işletilmektedir. Burada, enerji depolandığında su üst rezerve transfer edilmekte ve enerji üretildiğinde su üst rezervden alt rezerve doğru serbest bırakılmaktadır. Karar verici rüzgâr enerji üretimi, esnek olmayan ve EHŞ yükü, generatör üretim maliyetleri ve hat kapasitelerini dikkate alarak PSTEDS'nin yönetimini gerçekleştirmektedir.

Şekil 3.8 bütün durum çalışmalarındaki esnek olmayan talebin yük kesintilerini göstermektedir. PSTEDS'nin yük kesintisi üzerinde önemli bir etkisi olduğu belirtilmelidir. İlaveten, DHK etkisi ile birlikte kesinti miktarında azalma oluşmaktadır. Örneğin, Durum-4'te Durum-3'e kıyasla DHK uygulanması sayesinde 36,36 MWh'lik bir yük kesintisinin önüne geçilmiştir.

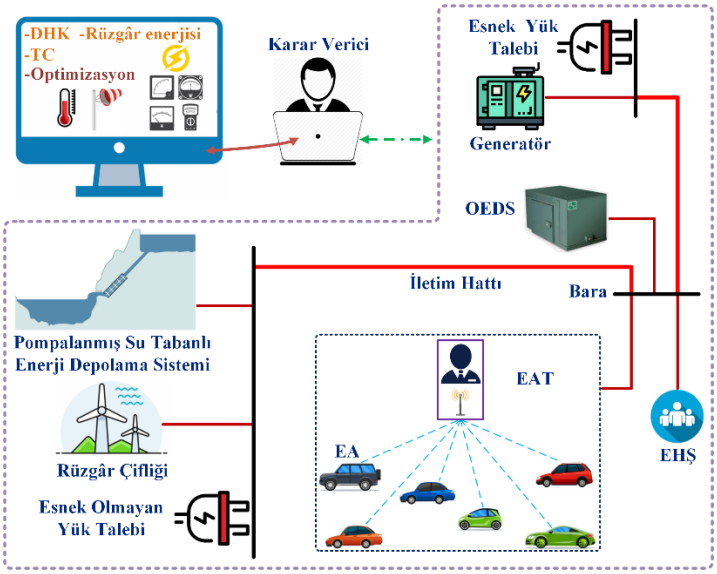
Tablo 3.5 Generatörler tarafından üretilen enerji [MWh]

Durumlar	**Generatör**	**Rüzgâr Senaryosu 1**	**Rüzgâr Senaryosu 2**	**Rüzgâr Senaryosu 3**
Durum-1	G1	2457,67	2450,71	2444,99
	G2	1451,81	1506,48	1574,24
	G3	466,72	490,93	560,73
Durum-2	G1	2455,49	2446,72	2445,46
	G2	1352,33	1418,15	1468,65
	G3	591,033	631,31	697,53
Durum-3	G1	2701,67	2508,95	2404,43
	G2	1824,32	2340,83	2328,9
	G3	0	40	536,44
Durum-4	G1	2701,666	2548,83	2443,63
	G2	1824,315	2084,51	2069,53
	G3	0	244,26	680

SHK uygulaması için Durum-1 ve Durum-3'te, ve DHK Senaryo 1 için Durum-2 ve Durum-4'te generatörlerden üretilen enerji miktarı Tablo 3.5'te gösterilmektedir. Durum-3 ve Durum-4'te Generatör 3 tarafından üretilen enerji önemli oranda azalmıştır ve hatta Rüzgâr Senaryosu 1'de 0 olmuştur. İlk iki durum çalışmasına göre Durum-3 ve Durum-4'te generatörlerden üretilen enerji miktarı artmasına rağmen, PSTEDS ve DHK'nın etkisiyle işletme maliyeti azalmıştır. Bunun yanı sıra, rüzgâr ve yük kesintisindeki artış ile birlikte işletme maliyetlerinde de artış olduğu durumlar oluşmuştur.

4
ESNEKLİK SEÇENEKLERİ OLARAK TALEP CEVABI, ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİ, ELEKTRİKLİ ARAÇ TOPLAYICISI VE DİNAMİK HAT KAPASİTESİNİ İÇEREN YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARINA SAHİP BİR GÜÇ SİSTEMİ İÇİN KARAR VERME MEKANİZMASI

Önerilen optimum çalışma modelinin temsili gösterimi Şekil 4.1'de verilmiştir. Şekilden de görülebileceği gibi, karar verici OEDS, PSTEDS, EAT, DHK ve TC esneklik seçeneklerini dikkate alarak RGS'lere sahip güç sisteminde optimum çalışmayı sağlamaktadır. Güç sistemi işletmecileri adına çalışan karar verici, önerilen yapıda ekonomik ve çevresel katkı sağlayan RGS'leri mümkün olduğunca çok kullanmak istemektedir. Bu açıdan, RGS'lerin ve esneklik seçeneklerinin çalışmasını optimize etmektedir. Yine de güç sisteminin güvenilirliğini sağlamak için son çare olarak yüklerde kesinti de uygulayabilmektedir. Çalışmada RGS'lerin enerji üretiminin belirsizlikleri, rüzgâr hızına ve hava sıcaklığına bağlı DHK senaryoları ve EA'ların sürüş davranış senaryoları için stokastik yöntem kullanılmıştır. Çalışmada DC güç akış modelinden yararlanılmıştır.



Şekil 4.1 Önerilen modele ait genel bir yapı

4.1 Önerilen Yapının Matematiksel Modeli

İlgili modele dair dizin bilgisi aşağıda yer almaktadır:

Kümeler	$a(A), c(C), d(D), e(E), f(F_i), i(I), j(J), k(K), l(L), n(N), p(P), s(S_v), t(T), ti(Ti), v(V)$
Parametreler	$A_{n,a}^{EAT}, A_{n,j}^{EHŞ}, A_{n,r}^{EO}, A_{n,d}^{esnek}, A_{n,i}^{G}, A_{n,c}^{OEDS}, A_{n,p}^{PSTEDS}, A_{n,v}^{RGS}, B_{l,n}, B_{i,f}, C_{i,f}, C_j^{GOYK,EHŞ}, C_r^{GOYK,EO}, C_d^{GOYK,esnek}, C_v^{RGS}, C_t^{TC,esnek}, DAM_i, DÇM_i, DDK_i, DK_i, ED_{a,e}^{EA,asgari}, ED_{a,e}^{EA,azami}, ED_{a,e,k}^{EA,başlangıç}, ED_{a,e,k}^{EA,istenen}, ED_c^{OEDS,asgari}, ED_c^{OEDS,azami}, ED_c^{OEDS,başlangıç}, ED_{c,}^{OEDS,son}, EHŞ_{j,t}, EO_{r,t}, Es_{d,t}, f_{l,s}^{azami,DHK}, G_p^{azami}, O_i^{AYR}, O_{a,e}^{EA,deşarj}, O_{a,e}^{EA,şarj}, O_c^{OEDS,şarj}, O_{s,t}^{TC,EHŞ}, O_{s,t}^{TC,esnek}, O_i^{YYR}, P_i^{asgari}, P_i^{azami}, P_{v,s,t}^{RGS}, T_{a,e,k}^{ayrılış}, T_{a,e,k}^{varış}, T_{son}, V_p^{alt,asgari}, V_p^{alt,azami}, V_p^{alt,başlangıç}, V_p^{üst,asgari}, V_p^{üst,azami}, V_p^{üst,başlangıç}, \Delta_{ti}^{EA}, \Delta T, \lambda_{j,t}^{EHŞ}, \sigma^{pompalanan}, \sigma^{salınan}, \pi_k, \pi_s, \partial, \eta_{a,e}^{EA,deşarj}, \eta_{a,e}^{EA,şarj}, \eta_c^{OEDS,deşarj}, \eta_c^{OEDS,şarj}$
Değişkenler	$b_{i,f,s,t}, E_{a,e,k,ti}^{EA,deşarj}, E_{a,e,k,ti}^{EA,şarj}, E_{a,k,ti}^{Top,tüket}, E_{a,k,t}^{Top,tüket,saat}, E_{a,k,t}^{Top,üret,saat}, ED_{a,e,k,ti}^{EA}, ED_{c,s,t}^{OEDS}, f_{l,s,t}, g_{p,s,t}^{pompalanan}, g_{p,s,t}^{salınan}, n_{p,s,t}^{PSTEDS}, P_{a,e,k,ti}^{EA,deşarj}, P_{a,e,k,ti}^{EA,şarj}, P_{i,s,t}^{G}, P_{c,s,t}^{OEDS,deşarj}, P_{c,s,t}^{OEDS,şarj}, P_{p,s,t}^{pompalanan}, P_{p,s,t}^{salınan}, S_{v,s,t}, u_{i,s,t}, u_{a,e,k,ti}^{EA}, u_{c,s,t}^{OEDS}, V_{p,s,t}^{alt}, V_{p,s,t}^{üst}, y_{i,s,t}, YK_{j,s,t}^{EHŞ}, YK_{r,s,t}^{EO}, YK_{d,s,t}^{esnek}, YK_{j,s,t}^{TC,EHŞ}, YK_{d,s,t}^{TC,esnek}, z_{i,s,t}, \delta_{n,s,t}$

İlgili problemin amaç fonksiyonu (4.1)'de gösterilmektedir.

$$
\begin{aligned}
&Minimum\ \text{Maliyet} \\
&= \sum_t \sum_i \sum_f \sum_s \pi_s \\
&\cdot \Big(\big(C_{i,f} \cdot b_{i,f,s,t}\big) + \big(DAM_i \cdot y_{i,s,t}\big) + \big(DÇM_i \cdot z_{i,s,t}\big) \Big) \\
&- \sum_t \sum_j \sum_s \pi_s \cdot \Big(\lambda_{j,t}^{EHŞ} \cdot \big(EHŞ_{j,t} - YK_{j,s,t}^{TC,EHŞ} - YK_{j,s,t}^{EHŞ}\big) \Big) \\
&+ \sum_t \sum_v \sum_s \pi_s \cdot \big(C_v^{RGS} \cdot S_{v,s,t}\big) \\
&+ \sum_t \sum_j \sum_s \pi_s \cdot \big(C_j^{GOYK,EHŞ} \cdot YK_{j,s,t}^{EHŞ}\big) \\
&+ \sum_t \sum_d \sum_s \pi_s \cdot \big(C_d^{GOYK,esnek} \cdot YK_{d,s,t}^{esnek}\big) \\
&+ \sum_t \sum_r \sum_s \pi_s \cdot \big(C_r^{GOYK,EO} \cdot YK_{r,s,t}^{eo}\big) \\
&+ \sum_t \sum_d \sum_s \pi_s \cdot \big(C_t^{TC,esnek} \cdot YK_{d,s,t}^{TC,esnek}\big) \\
&+ \sum_t \sum_j \sum_s \pi_s \cdot \big(C_t^{TC,EHŞ} \cdot YK_{j,s,t}^{TC,EHŞ}\big)
\end{aligned}
\tag{4.1}
$$

Belirtilen amaç fonksiyonu; generatör ünitelerinden sağlanan enerjinin maliyetini, generatör ünitelerinin başlatma ve kapatma maliyetini, EHŞ yükünün faydasını, rüzgâr enerjisinin kesinti maliyetini, EHŞ, esnek ve esnek olmayan yüklerdeki kesilen enerjinin maliyetini ve TC uygulaması aracılığı esnek yüklerden ve EHŞ'den azaltılan yükün maliyetini içermektedir.

Generatörün maliyet fonksiyonu için denklem (4.2) ve (4.3) ile gösterilen doğrusal adım marjinal maliyet fonksiyonu kullanılmaktadır. Generatör ünitelerinin minimum ve maksimum güç çıkışları ise (4.4) ile sınırlandırılmıştır. Ayrıca, generatör ünitelerinin çıkış gücündeki değişim olarak bilinen yukarı rampa oranı ve aşağı rampa oranı denklemleri (4.5) ve (4.6)'da verilmektedir.

$$P_{i,s,t}^{G} = \sum_{f} b_{i,f,s,t}\,, \qquad \forall i,s,t \tag{4.2}$$

$$0 \le b_{i,f,s,t} \le B_{i,f}, \qquad \forall i,f,s,t \tag{4.3}$$

$$P_{i}^{asgari} \cdot u_{i,s,t} \le P_{i,s,t}^{G} \le P_{i}^{azami} \cdot u_{i,s,t}, \qquad \forall i,s,t \tag{4.4}$$

$$P_{i,s,t}^{G} - P_{i,s,(t-1)}^{G} \le \Delta T \cdot O_{i}^{YYR}, \qquad \forall i,s,t \tag{4.5}$$

$$P_{i,s,(t-1)}^{G} - P_{i,s,t}^{G} \le \Delta T \cdot O_{i}^{AYR}, \qquad \forall i,s,t \tag{4.6}$$

Bir güç santrali ünitesinin devreye alındıktan sonra en az DK_i periyodu kadar çalışmaya devam etmesi ve kapatıldıktan sonra en az DDK_i periyodu boyunca çevrimdışı kalması şartı sırasıyla denklem (4.7) ve (4.8) ile garanti edilmektedir. Generatör ünitelerinin devreye alma ve kapatma değişiklikleri ile ilgili mantıksal işlem (4.9) ile sağlanırken, eşitsizlik (4.10) ile generatör ünitelerinin aynı anda devreye alınmaması sağlanmaktadır.

$$\sum_{\tau=t-DK_i-1}^{t} y_{i,s,t} \le u_{i,s,t}, \qquad \forall i,s,t \tag{4.7}$$

$$\sum_{\tau=t-DDK_i-1}^{t} z_{i,s,t} \le \left(1 - u_{i,s,t}\right), \qquad \forall i,s,t \tag{4.8}$$

$$y_{i,s,t} - z_{i,s,t} = u_{i,s,h,t} - u_{i,s,(t-1)}, \qquad \forall i,s,t \tag{4.9}$$

$$y_{i,s,t} + z_{i,s,t} \le 1, \qquad \forall i,s,t \tag{4.10}$$

Güç sistemi dengesini korumak ve arz-talep dengesizliğinin devam etmesi durumunda güç sisteminin kararsızlığa girmesini önlemek için, esnek ve EHŞ yüklerinde TC uygulaması üzerinden belirli bir miktar yük azaltımı yapılabilmektedir. Ayrıca son çare olarak EHŞ, esnek olmayan ve esnek yüklerde yük kesintisine gidilebilmektedir. Kesinti miktarları ile ilgili denklemler (4.11)-(4.15)'de verilmiştir.

$$YK_{r,s,t}^{EO}, \le EO_{r,t}, \qquad \forall r,s,t \tag{4.11}$$

$$YK_{j,s,t}^{EHŞ} \leq EHŞ_{j,t} - YK_{j,s,t}^{TC,EHŞ}, \qquad \forall j,s,t \tag{4.12}$$

$$YK_{d,s,t}^{esnek} \leq Es_{d,t} - YK_{d,s,t}^{TC,esnek}, \qquad \forall d,s,t \tag{4.13}$$

$$YK_{d,s,t}^{TC,esnek} \leq Es_{d,t} \cdot (1 - O_{s,t}^{TC,esnek}), \qquad \forall d,s,t \tag{4.14}$$

$$YK_{j,s,t}^{TC,EHŞ} \leq EHŞ_{j,t} \cdot (1 - O_{s,t}^{TC,EHŞ}), \qquad \forall j,s,t \tag{4.15}$$

Şebeke modeli için tipik denklemler (4.16)-(4.20)'de verilmektedir. Her baradaki güç dengesi (4.16) ile sağlanmaktadır. Bu eşitlik RGS'lerden üretilen toplam güç, generatör birimlerinden üretilen toplam güç, PSTEDS toplam gücü, EAT tarafından yönetilen EA bataryalarının toplam gücü, OEDS ünitelerinin toplam gücü, esnek olmayan yükler tarafından tüketilen toplam güç, EHŞ yükleri tarafından tüketilen toplam güç ve esnek yüklerin toplam gücünden oluşmaktadır. Her hat için iletilen güç miktarı ise (4.17) ile hesaplanmaktadır. Baralardaki açı değeri (4.18) eşitsizliği ile sınırlandırılırken, referans baralar için açının 0 olması gerekliliği (4.19) ile garanti edilmektedir. Ayrıca, her hat için her iki yöndeki güç akışının sınırlandırılması (4.20) ile gerçekleştirilmektedir. Burada SHK dikkate alınırsa, genellikle en kötü durumlar göz önünde bulundurulduğu için hat kapasitesi değeri daha az olmaktadır. DHK dikkate alındığında ise hat kapasitesinde önemli artışların olabileceği söylenebilir. Bu bağlamda, RGS'lerden sağlanan fayda DHK ile önemli ölçüde artırılabilir.

$$\begin{aligned}
&\sum_{v} A_{n,v}^{RGS} \cdot \left(P_{v,s,t}^{RGS} - S_{v,s,t}\right) + \sum_{i} A_{n,i}^{G} \cdot P_{i,s,t}^{G} + \sum_{p} A_{n,p}^{PSTEDS} \cdot P_{p,s,t}^{salınan} \\
&\quad - \sum_{p} A_{n,p}^{PSTEDS} \cdot P_{p,s,t}^{pompalanan} \\
&\quad + \sum_{a} \sum_{k} A_{n,a}^{EAT} \cdot \pi_k \cdot E_{a,k,t}^{Top,\text{üret},saat} \\
&\quad - \sum_{a} \sum_{k} A_{n,a}^{EAT} \cdot \pi_k \cdot E_{a,k,t}^{Top,\text{tüket},saat} + \sum_{c} A_{n,c}^{OEDS} \cdot P_{c,s,t}^{OEDS,deşarj} \\
&\quad - \sum_{c} A_{n,c}^{OEDS} \cdot P_{c,s,t}^{OEDS,şarj} - \sum_{l \in L:n \equiv nn} f_{l,s,t} + \sum_{l \in L:n \equiv n} f_{l,s,t} \\
&\quad = \sum_{r} A_{n,r}^{EO} \cdot \left(EO_{r,t} - YK_{r,s,t}^{EO}\right) + \sum_{j} A_{n,j}^{EHŞ} \\
&\quad \cdot \left(EHŞ_{j,t} - YK_{j,s,t}^{TC,EHŞ} - YK_{j,s,t}^{EHŞ}\right) + \sum_{d} A_{n,d}^{esnek} \\
&\quad \cdot \left(Es_{d,t} - YK_{d,s,t}^{TC,esnek} - YK_{d,s,t}^{esnek}\right), \qquad \forall (n,nn) \equiv l \in L, s, t
\end{aligned} \tag{4.16}$$

$$f_{l,s,t} = B_{l,n} \cdot \left(\delta_{n,s,t} - \delta_{nn,s,t}\right), \qquad \forall (n,nn) \equiv l \in L, \forall n \in N, \forall s,t \tag{4.17}$$

$$-\partial \leq \delta_{n,s,t} \leq \partial, \qquad \forall n,s,t \tag{4.18}$$

$$\delta_{n,s,t} = 0, \qquad \forall s,t, \qquad if\ n \equiv referans\ bara \tag{4.19}$$

$$-f_{l,s}^{azami,DHK} \leq f_{l,s,t} \leq f_{l,s}^{azami,DHK}, \qquad \forall l,s,t \tag{4.20}$$

PSTEDS'lerin karakteristik denklemleri (4.21)-(4.31)'de tanımlanmıştır. (4.21) ve (4.22)'de sırasıyla üst rezervden salınan suyun ürettiği güç ve üst rezerve pompalanan su için tüketilen güç için denklemler bulunmaktadır. (4.23)'te üst rezervdeki su miktarı belirlenirken, (4.24)'de alt rezerv için ilgili denklem verilmiştir. Ayrıca çalışmada yağmur suyu ve buharlaşma gibi dış faktörlerin ihmal edildiği belirtilmelidir. Alt ve üst rezervler için asgari ve azami su miktarları (4.25) ve (4.26)'da sınırlandırılırken, her bir rezervin başlangıçtaki su miktarı (4.27) ve (4.28) ile tanımlanmıştır. Rezervler arasında aktarılacak suyun azami akış hızı ise (4.29) ile sınırlandırılmıştır. Ayrıca (4.30) ve (4.31) koşulu ile PSTEDS'nin aynı anda şarj ve deşarj edilemeyeceği, yani aynı anda rezervler arasında iki yönlü su akışı olmaması durumu sağlanmaktadır.

$$P_{p,s,t}^{salınan} = \sigma^{salınan} \cdot g_{p,s,t}^{salınan}, \qquad \forall p,s,t \tag{4.21}$$

$$P_{p,s,t}^{pompalanan} = \sigma^{pompalanan} \cdot g_{p,s,t}^{pompalanan}, \qquad \forall p,s,t \tag{4.22}$$

$$V_{p,s,t}^{\text{üst}} = V_{p,s,t}^{\text{üst}} + g_{p,s,t}^{pompalanan} - g_{p,s,t}^{salınan}, \qquad \forall p,s,\forall t > 1 \tag{4.23}$$

$$V_{p,s,t}^{alt} = V_{p,s,t}^{alt} + g_{p,s,t}^{salınan} - g_{p,s,t}^{pompalanan}, \qquad \forall p,s,\forall t > 1 \tag{4.24}$$

$$V_{p}^{\text{üst},asgari} \leq V_{p,s,t}^{\text{üst}} \leq V_{p}^{\text{üst},azami}, \qquad \forall p,s,t \tag{4.25}$$

$$V_{p}^{alt,asgari} \leq V_{p,s,t}^{alt} \leq V_{p}^{alt,azami}, \qquad \forall p,s,t \tag{4.26}$$

$$V_{p,s,t}^{\text{üst}} = V_{p}^{\text{üst},başlangıç}, \qquad \forall p,s,t = 1 \tag{4.27}$$

$$V_{p,s,t}^{alt} = V_{p}^{alt,başlangıç}, \qquad \forall p,s,t = 1 \tag{4.28}$$

$$0 \leq g_{p,s,t}^{salınan}, g_{p,s,t}^{pompalanan} \leq G_{p}^{azami}, \qquad \forall p,s,t \tag{4.29}$$

$$P_{p,s,t}^{salınan} \leq M \cdot n_{p,s,t}^{PSEDS}, \qquad \forall p,s,t \tag{4.30}$$

$$P_{p,s,t}^{pompalanan} \leq M \cdot (1 - n_{p,s,t}^{PSEDS}), \qquad \forall p,s,t \tag{4.31}$$

EA'lar için denklemler (4.32)-(4.45) arasında yer almaktadır. Bu çalışmada, dağınık EA'ları yöneten toplayıcısı ele alınmaktadır. Diğer bir deyişle, EA'ların varış yeri veya işyeri şarj ünitesinde şarj edildiği varsayılmaktadır. Bu çalışmada evde şarj durumu, EHŞ yükü içinde değerlendirilmiştir. (4.32) ve (4.33)'te sırasıyla EA'lar için azami şarj ve deşarj gücü sınırlandırılmakta ve ayrıca ikili karar değişkeni ile şarj ve deşarj durumunun aynı periyotta gerçekleşmemesi sağlanmaktadır. EA'lar şarj ünitelerine bağlı olmadığında şarj ve deşarjın gerçekleşmemesi durumu ise (4.34) ile sağlanmaktadır. EA'ların her bir periyottaki enerji durumu (4.35)'te tanımlanmaktadır. Burada, ti periyodundaki enerji durumu, önceki periyottaki enerji durumu ile EA bataryası şarj oluyorsa bu enerjinin eklenmesi veya deşarj olması durumunda bu enerjinin çıkarılması ile elde edilmektedir. Ayrıca EA'ların şarj ve deşarj verimliliğinin de enerji seviyeleri üzerinde etkisi olduğu söylenmelidir. Araç bataryalarının enerji durumu (4.36)'daki asgari ve azami enerji durumu limitleri ile sınırlandırılmaktadır. EA'ların şarj ünitesine

geldiklerinde enerji durumu ise (4.37) eşitliği ile tanımlanmaktadır. EA'ların enerji durumunun, EA sahibi tarafından belirtilen enerji seviyesinden daha büyük veya eşit olması durumu (4.38) ile garanti edilmektedir. (4.39) ve (4.40)'de, sırasıyla şarj ve deşarj durumlarına ait güçten enerjiye dönüşüm için yamuk kuralı uygulanmaktadır. Böylece şarj ve deşarj işlemleri için daha doğru sonuçların alınabileceği düşünülmektedir. EAT'ye bağlı EA'ların ti periyodunda şarj edilmesi için tüketilen enerji (4.41)'de, EA bataryalarının ti periyodunda deşarj edilmesinden elde edilen enerji ise (4.42)'de hesaplanmaktadır. Ayrıca her saat için EAT'lerin EA'ları şarj etmek için kullandıkları enerji (4.43) ile elde edilirken, EA bataryalarının deşarj edilmesiyle üretilen saatlik enerji (4.44) ile elde edilmektedir.

$$P_{a,e,k,ti}^{EA,şarj} \leq O_{a,e}^{EA,şarj} \cdot u_{a,e,k,ti}^{EA}, \qquad \forall a,e,k,ti \in [T_{a,e,k}^{varış}, T_{a,e,k}^{ayrılış}) \tag{4.32}$$

$$P_{a,e,k,ti}^{EA,deşarj} \leq O_{a,e}^{EA,deşarj} \cdot (1 - u_{a,e,k,ti}^{EA}), \qquad \forall a,e,k,ti \in [T_{a,e}^{varış}, T_{a,e}^{ayrılış}) \tag{4.33}$$

$$P_{a,e,k,ti}^{EA,şarj}, P_{a,e,k,ti}^{EA,deşarj} = 0, \qquad \forall a,e,k,ti \notin [T_{a,e}^{varış}, T_{a,e}^{ayrılış}) \tag{4.34}$$

$$ED_{a,e,k,ti}^{EA} = ED_{a,e,k,(ti-1)}^{EA} + P_{a,e,k,ti}^{EA,şarj} \cdot \eta_{a,e}^{EA,şarj} \cdot \Delta_{ti}^{EA} - (P_{a,e,k,ti}^{EA,deşarj} / \eta_{a,e}^{EA,deşarj}) \cdot \Delta_{ti}^{EA}, \qquad \forall a,e,k,ti \in [T_{a,e,k}^{varış}, T_{a,e,k}^{ayrılış}) \tag{4.35}$$

$$ED_{a,e}^{EA,asgari} \leq ED_{a,e,k,ti}^{EA} \leq ED_{a,e}^{EA,azami}, \qquad \forall a,e,k,ti \in [T_{a,e,k}^{varış}, T_{a,e,k}^{ayrılış}) \tag{4.36}$$

$$ED_{a,e,k,ti}^{EA} = ED_{a,e,k}^{EA,başlangıç}, \qquad \forall a,e,k,ti \notin [T_{a,e,k}^{varış}, T_{a,e,k}^{ayrılış}) \tag{4.37}$$

$$ED_{a,e,k,ti}^{EA} \geq ED_{a,e}^{EA,istenen}, \qquad \forall a,e,k,ti = [T_{a,e,k}^{ayrılış}] \tag{4.38}$$

$$E_{a,e,k,ti}^{EA,şarj} = \frac{(P_{a,e,k,ti}^{EA,şarj} + P_{a,e,k,(ti+1)}^{EA,şarj})}{2} \Delta_{ti}^{EA}, \qquad \forall a,e,k,ti \in [T_{a,e,k}^{varış}, T_{a,e,k}^{ayrılış}) \tag{4.39}$$

$$E_{a,e,k,ti}^{EA,deşarj} = \frac{(P_{a,e,k,ti}^{EA,deşarj} + P_{a,e,k,(ti+1)}^{EA,deşarj})}{2} \Delta_{ti}^{EA}, \qquad \forall a,e,k,ti \in [T_{a,e,k}^{varış}, T_{a,e,k}^{ayrılış}) \tag{4.40}$$

$$E_{a,k,ti}^{Top,tüket} = \sum_{e} E_{a,e,k,ti}^{EA,şarj}, \qquad \forall a,k,ti \in [T_{a,e,k}^{varış}, T_{a,e,k}^{ayrılış}) \tag{4.41}$$

$$E_{a,k,ti}^{Top,üret} = \sum_{e} E_{a,e,k,ti}^{EA,deşarj}, \qquad \forall a,k,ti \in [T_{a,e}^{varış}, T_{a,e}^{ayrılış}) \tag{4.42}$$

$$E_{a,k,t}^{Top,tüket,saat} = \sum_{ti} E_{a,k,ti}^{Top,tüket}, \qquad \forall a,k,t, \qquad ti \in \Delta^{ti} \tag{4.43}$$

$$E_{a,k,t}^{Top,üret,saat} = \sum_{ti} E_{a,k,ti}^{Top,üret}, \qquad \forall a,k,t, \qquad ti \in \Delta^{ti} \tag{4.44}$$

OEDS'lere ait denklemler (4.45)-(4.50)'de verilmiştir. OEDS'lerin azami şarj ve deşarj gücüne ilişkin kısıtlamalar (4.45) ve (4.46)'da yer almaktadır. Ayrıca burada OEDS'nin aynı saatte şarj ve deşarj olma durumu da engellenmektedir. (4.47)'de ise OEDS'lerin her bir saatteki enerji durumu hesaplanmaktadır. OEDS'lerin asgari ve azami enerji

durumu limitlerine ait sınırlar (4.48) ile sağlanırken, zamanın başlangıcındaki ve günün sonundaki enerji durumları ise sırasıyla (4.49) ve (4.50)'de tanımlanmaktadır.

$$P_{c,s,t}^{OEDS,şarj} \leq O_c^{OEDS,şarj} \cdot u_{c,s,t}^{OEDS}, \qquad \forall c,s,t \tag{4.45}$$

$$P_{c,s,t}^{OEDS,deşarj} \leq O_c^{OEDS,deşarj} \cdot \left(1 - u_{c,s,t}^{OEDS}\right), \qquad \forall c,s,t \tag{4.46}$$

$$ED_{c,s,t}^{OEDS} = ED_{c,s,(t-1)}^{OEDS} + P_{c,s,t}^{OEDS,şarj} \cdot \eta_c^{OEDS,şarj} \cdot \Delta\mathrm{T} - \left(\frac{P_{c,s,t}^{OEDS,deşarj}}{\eta_c^{OEDS,deşarj}}\right) \cdot \Delta\mathrm{T}, \quad \forall c,s,\forall t > 1 \tag{4.47}$$

$$ED_c^{OEDS,asgari} \leq ED_{c,s,t}^{OEDS} \leq ED_c^{OEDS,azami}, \qquad \forall c,s,t \tag{4.48}$$

$$ED_{c,s,t}^{OEDS} = ED_c^{OEDS,başlangıç}, \qquad \forall c,s,t = 1 \tag{4.49}$$

$$ED_{c,s,t}^{OEDS} = ED_{c,}^{OEDS,son}, \qquad \forall c,s,t = T_{son} \tag{4.50}$$

4.2 Test ve Sonuçlar

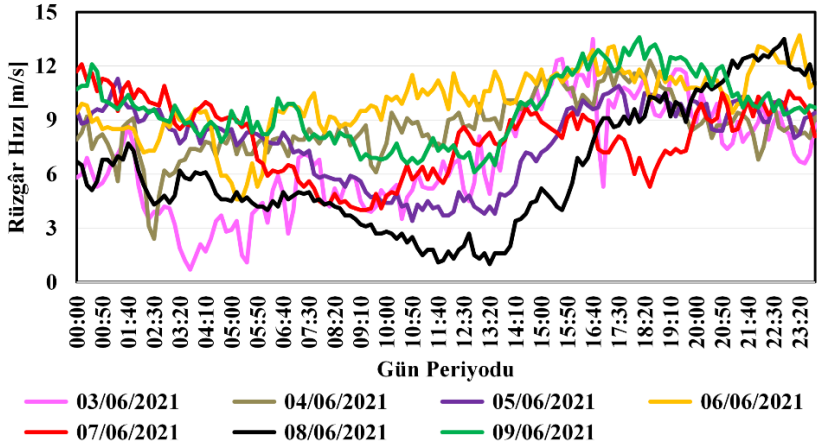
Çeşitli esneklik seçeneklerini değerlendirerek güç sisteminin ekonomik çalışmasını sağlayan karar verme problemi MILP modeli olarak ele alınmıştır. Önerilen model, GAMS v.24.1.3 yazılımı ve CPLEX v.12 çözücüsü ile test edilmiştir. Bu bölümün alt bölümlerinde, önerilen modelin etkinliği sırasıyla IEEE 6-baralı ve 24-baralı test sistemleri kullanılarak gösterilmektedir.

4.2.1 IEEE 6-Baralı Test Sistemi Kullanarak Yapılan Analizler

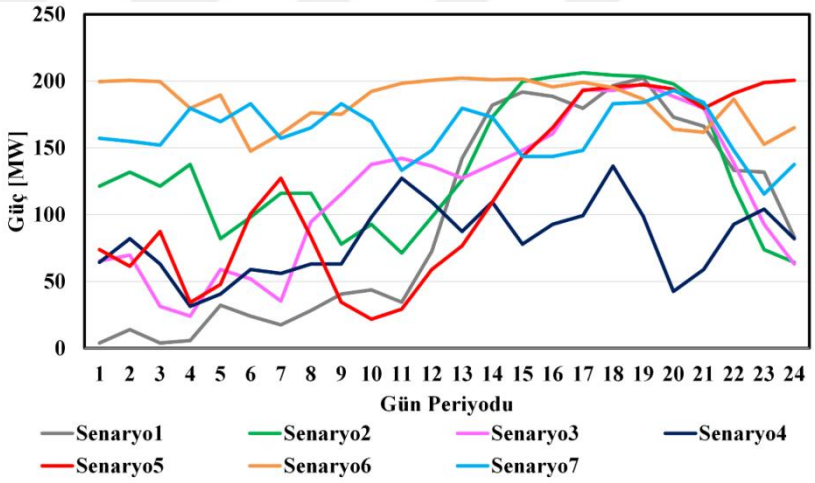
Gerçek hayatta birçok problemde olduğu gibi önerilen model de belirsizlikleri içermektedir. Bu belirsizlikler rüzgâr hızı (rüzgâr enerji üretimi ve iletim hatlarındaki DHK) ve EA sürüş davranışlarıdır. Çalışmadaki belirsizlikleri gidermek açısından senaryo tabanlı yöntemi kullanan stokastik yaklaşım kullanılmaktadır. Senaryoların elde edilmesinde gerçek verilerin kullanıldığı burada belirtilmelidir. RGS'nin elektrik üretimi ve DHK değerleri için 03/06/2021 – 09/06/2021 tarihlerini kapsayan rüzgâr hızı verileri referans [143]'ten elde edilmiştir. İlgili referanstan sağlanan rüzgâr hızı verileri Şekil 4.2'de verilmiştir. Buradaki veriler yardımıyla aynı olasılık değerine sahip yedi farklı senaryo oluşturulmuştur. Rüzgâr hızı verilerinden güç üretimi için ENERCON E-82 türbin verileri [147] aracılığıyla (4.52)'deki denklem kullanılarak güç üretimi verisi elde edilmiştir ve ilgili veri Şekil 4.3'te yer almaktadır. (4.52)'deki denklemde $C_p(\vartheta)$ güç katsayısı, ρ hava yoğunluğu ve ϑ m/s cinsinden rüzgâr hızını ifade etmektedir. IEEE Std 738-2012 standardı, havai hatların dinamik çalışmasını değerlendirmek için kullanılmaktadır. Rüzgâr hızı verilerinden ilgili DHK değerini hesaplamak için bu standarttaki dinamik akım değerinin hesaplanması ile ilgili (1.b) denklemi kullanılmaktadır. Ayrıca hava sıcaklığı için [143]'teki geçmiş hava sıcaklık verileri

değerlendirilmektedir. İlgili referanstan sağlanan hava sıcaklık verisi Şekil 4.4'te verilmektedir.

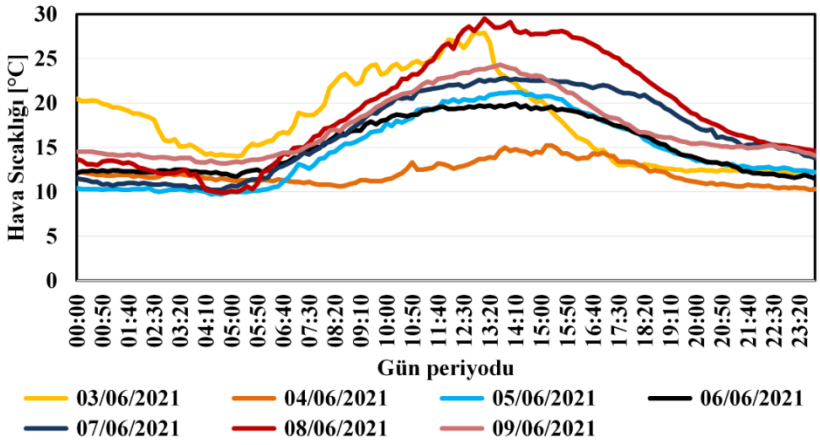
$$P^{RES}(v, ti) = 0{,}5 \cdot C_p(\vartheta) \cdot \rho \cdot A \cdot \vartheta^3 \quad (4.52)$$



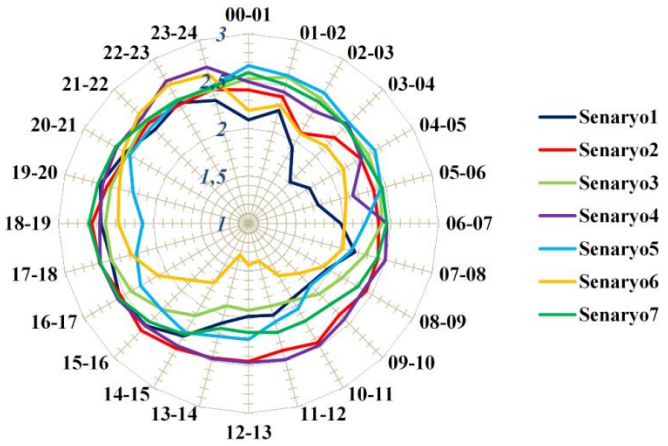
Şekil 4.2 Senaryolar için rüzgâr hızı verisi



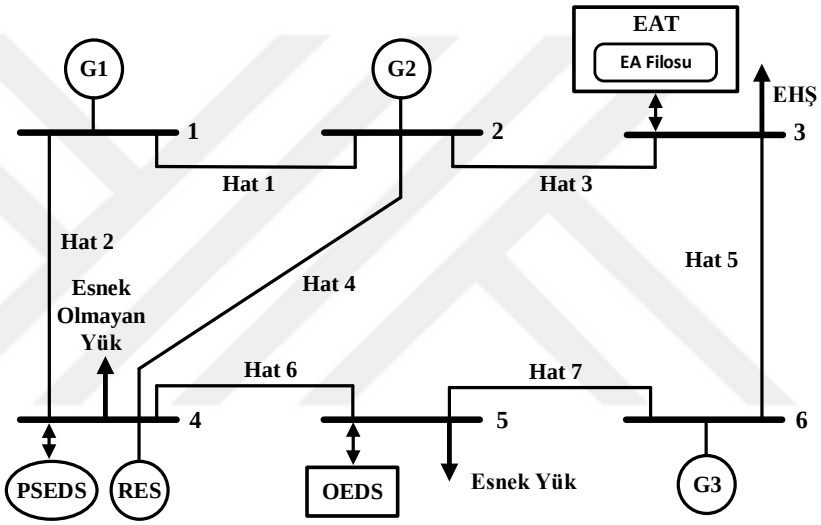
Şekil 4.3 RGS'ye ait enerji üretim senaryoları



Şekil 4.4 DHK senaryoları için hava sıcaklığı verisi



Şekil 4.5 DHK/SHK oranları



Şekil 4.6 IEEE 6-baralı test sistemine ait şebeke modeli

Tablo 4.1 EA'ların olasılık dağılımı

Veri	Ortalama	Standart Sapma	Minimum	Maksimum
EA başlangıç enerji durumu [%]	50	25	30	90
Şarj ünitesine varış zamanı [h]	8	3	05:00	16:30
Şarj ünitesinden ayrılma zamanı [h]	16	3	12:00	24:00

Tablo 4.2 EA'ların teknik özellikleri

$R_{a,e}^{EA_şarj}$ [kW]	$R_{a,e}^{EA_deşarj}$ [kW]	$\eta_{a,e}^{EA_şarj}$ [%]	$\eta_{a,e}^{EA_deşarj}$ [%]	$ED_{a,e}^{EA_maks}$ [kWh]	$ED_{a,e}^{EA_min}$ [kWh]
7,2	7,2	0,95	0,95	30	6

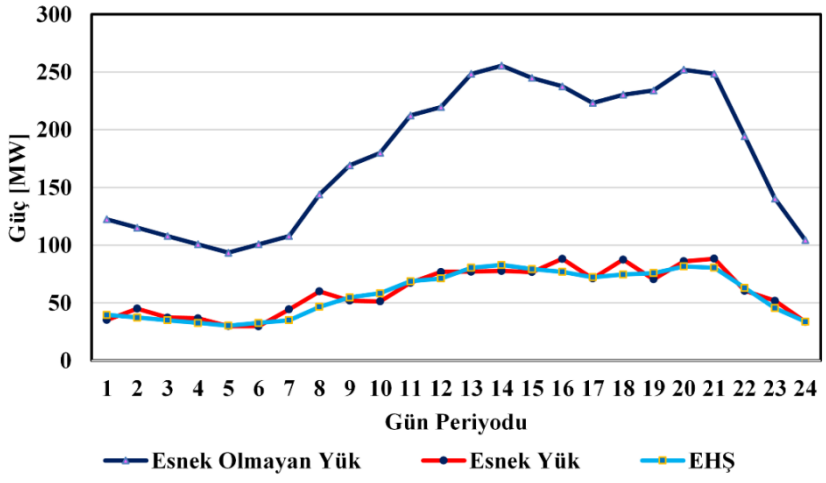
DHK/SHK oranı hesaplanırken SHK değerinin 40˚C hava sıcaklığında ve 0,6 m/s rüzgâr hızında olduğu varsayılmaktadır. Senaryolarda yer alan DHK/SHK oranları Şekil 4.5'te verilmektedir. Burada şekilden de görülebileceği gibi rüzgâr hızının artması ile

hat kapasitesinin kullanımında önemli bir artış sağlanabileceği belirtilmelidir. Önerilen yapının etkinliğini göstermek için IEEE 6-baralı test sistemi kullanılmaktadır. Test sistemine ait güç sistemi elemanlarını içeren temsili bir örnek Şekil 4.6'da verilmektedir. Çalışmada DHK'nin sadece Hat 6'da uygulandığı düşünülmektedir.

EA'lara ilişkin belirsizlikler arasında EA'ların şarj ünitesine varış zamanı, şarj noktasından ayrılış zamanı ve şarj ünitesine vardıklarındaki enerji seviyesi yer almaktadır. Bu çalışmada EA'ların EA otoparkında değil, iş yeri veya varış yeri şarj ünitesinde şarj edildiği hatırlatılmalıdır. Burada ifade edilen belirsizlikler için Gauss dağılımı ile oluşturulan ve stokastik yaklaşımda kullanılan 10 farklı senaryo değerlendirilmiştir. Gauss dağılımına ilişkin veriler Tablo 4.1'de yer almaktadır. Ayrıca, EAT tarafından yönetilen ve hepsinin aynı tipte olduğu düşünülen EA'lara ait teknik özellikler Tablo 4.2'de verilmektedir. Bunun dışında, EAT'nin 250 EA'yı yönettiği ve EA'ların şarj ünitesinden en az %80 şarj durumu ile ayrıldıkları kabul edilmektedir.

Esnek olmayan, esnek ve EHŞ'lerin saatlik yük talep bilgisi ise Şekil 4.7'de sunulmaktadır. Ayrıca test sisteminde yer alan her bir generatör ünitesinin teknik özellikleri Tablo 4.3'te yer almaktadır. Generatör ünitelerinin marjinal maliyetleri Ünite 1 için 32 Avro/MWh ila 33,5 Avro/MWh, Ünite 2 için 33 Avro/MWh ila 35 Avro/MWh ve Ünite 3 için 52 Avro/MWh ila 54,5 Avro/MWh arasında değişmektedir.

Rüzgâr enerjisindeki kesinti nedeniyle ortaya çıkan maliyet ve esnek yük, esnek olmayan yük ve EHŞ yük kesinti maliyeti olarak 1000 Avro/MWh gibi yüksek bir değer alınmıştır. EHŞ müşterilerinin enerji talebi için fayda değeri 80 Avro/MWh olarak belirlenmiştir.



Şekil 4.7 Saatlik esnek, esnek olmayan ve EHŞ yük verisi

Tablo 4.3 Generatör ünitelerine ait teknik veriler

Üniteler	P_i^{maks} [MW]	P_i^{min} [MW]	UT_i [h]	DT_i [h]	R_i^{YA} [MW/h]	R_i^{AA} [MW/h]	$P_i^{başl}$ [MW]	$T_i^{başl}$ [h]	$ÇM_i$ [Avro]	KM_i [Avro]
Ünite1	220	100	4	4	40	50	120	4	50	100
Ünite2	200	10	3	2	30	35	120	3	40	200
Ünite3	50	10	1	1	20	20	0	1	0	0

Bu çalışmada buraya kadar bahsedilen fiyat verilerinin referans [144]'ten alındığı ifade edilmelidir. EHŞ ve esnek yükler için TC yük azaltma uygulaması ile %15'e kadar yük kesintisi gerçekleştirilebilmektedir. Buradaki tüm esnek ve EHŞ yüklerinin TC programına katıldığının varsayıldığı ifade edilmelidir. Ayrıca esnek yüklere ve EHŞ'lere uygulanan TC programı sonucu yük azaltımı için 48 Avro/MWh ödendiği düşünülmektedir.

EDS'ler, enerji sisteminin güvenilirliğini artırmak ve temiz bir çevre ve enerjinin sürdürülebilirliği için önemli olan yenilenebilir enerji sistemlerinin elektrik şebekesine entegrasyonunu kolaylaştırmak açısından bir diğer önemli kaynaktır. Bu bağlamda, bu çalışmada RGS ile entegre edilen bir PSTEDS'nin ve yük esnekliğini iyileştirme açısından bir OEDS'nin mevcut olduğu varsayılmaktadır. PSTEDS ve OEDS için teknik özellikler sırasıyla Tablo 4.4 ve Tablo 4.5'te verilmiştir.

Tablo 4.4 PSTEDS'ye ait teknik özellikler

$V_p^{üst,maks}$ [Hm^3/h]	$V_p^{üst,min}$ [Hm^3/h]	$V_p^{alt,maks}$ [Hm^3/h]	$V_p^{alt,min}$ [Hm^3/h]	$V_p^{üst,başl}$ [Hm^3/h]	$V_p^{alt,başl}$ [Hm^3/h]	Q_p^{maks} [Hm^3/h]	$\sigma^{pompalanan}$ [MW/ (Hm^3/h)]	$\sigma^{salınan}$ [MW/ (Hm^3/h)]
1000	100	1000	100	100	1000	200	1,2	0,9466667

Tablo 4.5 OEDS'ye ait teknik özellikler

$R_c^{OEDS_şarj}$ [MW]	$R_c^{OEDS_deşarj}$ [MW]	$\eta_c^{OEDS_şarj}$ [%]	$\eta_c^{OEDS_deşarj}$ [%]	$ED_c^{OEDS_başl}$ [MWh]	$ED_c^{OEDS_maks}$ [MWh]	$ED_c^{OEDS_min}$ [MWh]
2	2	0,95	0,95	1	5	1

Önerilen optimum çalışma modelinin etkinliğini kanıtlamak için çeşitli esneklik seçeneklerine ait kombinasyonlar (PSTEDS, OEDS, DHK-SHK, TC, EAT) dikkate alınarak sekiz farklı durum çalışması gerçekleştirilmiştir. Durum çalışmaları hakkında ayrıntılı bilgi Tablo 4.6'da verilmektedir.

DHK'nın uygulanmadığı durum çalışmalarında SHK'nın dikkate alındığının altı çizilmelidir. Ayrıca EAT'nin yokluğunda EA'lar şarj ünitesine bağlanır bağlanmaz şarj edilmektedirler ve ayrıca bu durumda deşarj durumu değerlendirilmemektedir.

Tablo 4.6 Durum çalışmaları

Durumlar	RGS	PSTEDS	OEDS	DHK	TC	EAT
Durum-1 (Temel)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Durum-2	✓	✓	–	✓	✓	✓
Durum-3	✓	–	✓	✓	✓	✓
Durum-4	✓	–	–	✓	✓	✓
Durum-5	✓	✓	✓	–	✓	✓
Durum-6	✓	✓	✓	✓	–	✓
Durum-7	✓	✓	✓	✓	✓	–
Durum-8	✓	–	–	–	–	–

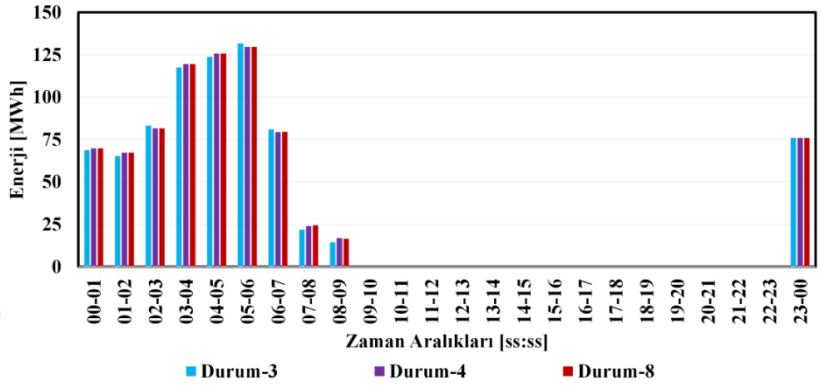
Çalışmadan elde edilen amaç fonksiyonu değerleri, diğer bir deyişle güç sistemi işletim maliyetleri Tablo 4.7'de verilmiştir. Önerilen yapı (Durum-1 veya Temel Durum) altında toplam işletme maliyetinin en az değerde olduğu (28.299 Avro), ifade edilmelidir. En yüksek maliyet, hiçbir esneklik seçeneğinin uygulanmadığı Durum-8'de ortaya çıkmaktadır. Elde edilen sonuçlara göre, PSTEDS'nin güç sistemi işletim maliyetini düşürme açısından en önemli kaynak olduğu belirtilmelidir. Ayrıca, esneklik açısından PSTEDS'ten sonra DHK ve TC'nin de önemli bir etkisi söz konusudur. EAT durumunda EA'lar asgari %80 şarj durumuna kadar şarj edilmektedir.

Tablo 4.7 Durum çalışmalarından elde edilen sonuçlar

Durumlar	Maliyet [Avro]	Durum-1'e (Temel Durum) göre değişim
Durum-1 (Temel)	28.299	–
Durum-2	28.355	+56€ / +0,2% (OEDS'nin etkisi)
Durum-3	469.210	+440.917€ / +1.558% (PSTEDS'nin etkisi)
Durum-4	476.513	+448.214€ / +1.584% (EDS'lerin etkisi)
Durum-5	30.437	+2.138€ / +7,56% (DHK'nin etkisi)
Durum-6	29.503	+1.204€ / +4,25% (TC'nin etkisi)
Durum-7	28.316	+17€ / +0,06% (EAT'nin etkisi)
Durum-8	537.673	+508.374€ / +1.800% (Tüm esneklik seçeneklerinin etkisi)

Güç sistemlerinde mümkün olduğunca çevre kirliliğini ve sistem işletme maliyetlerini azaltan, yenilenebilir bir kaynak olan RGS'lerin kullanılması arzu edilmektedir. Ancak istenmeyen bir durum olan rüzgâr enerji kesintisi, sistem kısıtlamaları ve arz-talep dengesizliği gibi durumlarda ortaya çıkabilmektedir. Rüzgâr hızı senaryosu 7 için Durum-3, Durum-4 ve Durum-8'deki rüzgâr enerji kesinti miktarları Şekil 4.8'de verilmektedir. Diğer durum çalışmalarında rüzgâr enerji kesintisinin meydana gelmediğinin altı çizilmelidir. Buradan yola çıkarak, PSTEDS'nin tüm durum çalışmaları arasında sadece bu üç durum çalışmasında yer almadığı düşünüldüğünde rüzgâr enerji kesintisi konusunda doğrudan bir etkisinin olduğu söylenebilir. Gün

boyunca toplam kesinti değeri, üç durum çalışmasında da yaklaşık olarak aynı miktardadır. Fakat Durum-8'de daha fazla olarak gerçekleşmektedir. Bu durumda yaklaşık olarak 800 MWh kesinti meydana gelmektedir. Böylece, örneğin rüzgâr enerji kesintisinin meydana gelmediği Durum-1'de Durum-8'e göre 560 metrik ton karbondioksit salınımı [146] azaltılabilmektedir.



Şekil 4.8 Durum-3, Durum-4 ve Durum-8'de rüzgâr enerjisi kesinti miktarları

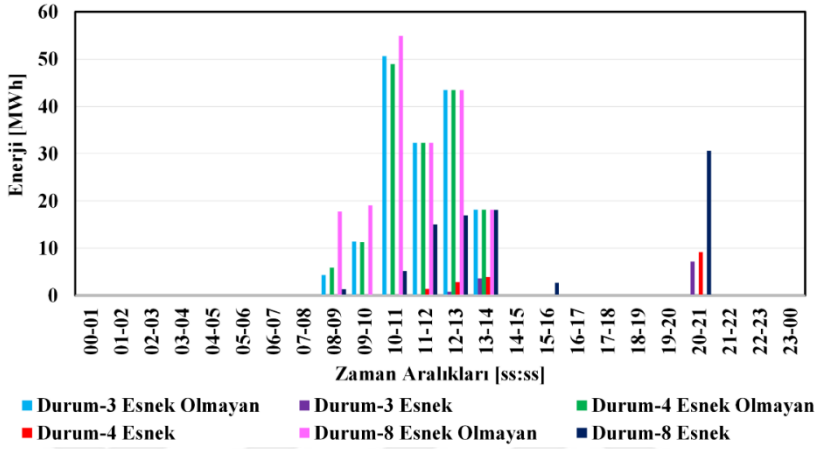
Rüzgâr hızı senaryosu 2 için her bir durum çalışmasında generatörlerden üretilen enerji miktarı Tablo 4.8'de verilmiştir. Generatörlerden en az enerji üretimi Durum-5'te gerçekleşmesine rağmen, en az işletme maliyetinin Durum-1'de olduğu belirtilmelidir. Ayrıca en yüksek maliyetin meydana geldiği Durum-8'de 4172,85 MWh ile en yüksek üretim gerçekleştirilmektedir. Durum-3, Durum-4 ve Durum-8 hariç, buradaki ortak nokta PSEDS'nin olmaması ve Generatör 3'te bir enerji üretilmemesidir.

Tablo 4.8 Generatörlerden üretilen enerji

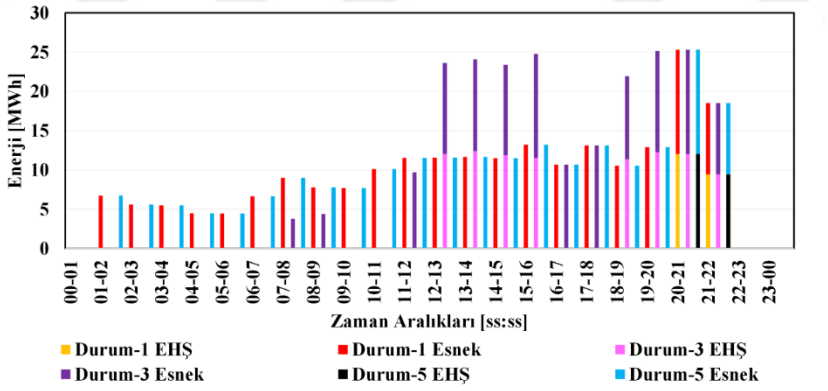
Durumlar	Generatör	Enerji [MWh]	Toplam [MWh]	Durumlar	Generatör	Enerji [MWh]	Toplam [MWh]
Durum-1	Generatör1	2606,67	3990,34	Durum-5	Generatör1	2560,04	3989,62
	Generatör2	1383,67			Generatör2	1429,58	
	Generatör3	0			Generatör3	0	
Durum-2	Generatör1	2594,53	3993,5	Durum-6	Generatör1	2606,60	3990,32
	Generatör2	1398,97			Generatör2	1383,72	
	Generatör3	0			Generatör3	0	
Durum-3	Generatör1	2518,75	4144,24	Durum-7	Generatör1	2608,88	3993,75
	Generatör2	1427,12			Generatör2	1384,87	
	Generatör3	198,37			Generatör3	0	
Durum-4	Generatör1	2519,24	4137,92	Durum-8	Generatör1	2487,61	4172,85
	Generatör2	1395,40			Generatör2	1209,78	
	Generatör3	223,28			Generatör3	475,46	

Rüzgâr hızı senaryosu 5 için Durum-3, Durum-4 ve Durum-8'de esnek olmayan ve esnek yüklerde meydana gelen yük kesinti miktarları Şekil 4.9'da verilmektedir. Her iki yük türünde de gün içinde kesintinin en fazla esneklik seçeneklerinin hiçbirinin

olmadığı Durum-8'de gerçekleştiği söylenmelidir. Gün içinde sırasıyla Durum-3, Durum-4 ve Durum-8'de esnek olmayan yüklerden kesinti miktarları 160,25 MWh, 160 MWh ve 185,70 MWh iken, esnek yüklerden kesinti miktarları 11,52 MWh, 17,34 MWh 89,86 MWh'tır. Ayrıca bu durum çalışmalarında EHŞ yük taleplerinde herhangi bir kesinti meydana gelmemiştir, çünkü burada EHŞ'nin fayda değerinin etkili olduğu söylenebilir.



Şekil 4.9 Durum-3, Durum-4 ve Durum-8'de esnek ve esnek olmayan yüklerde meydana gelen yük kesintileri

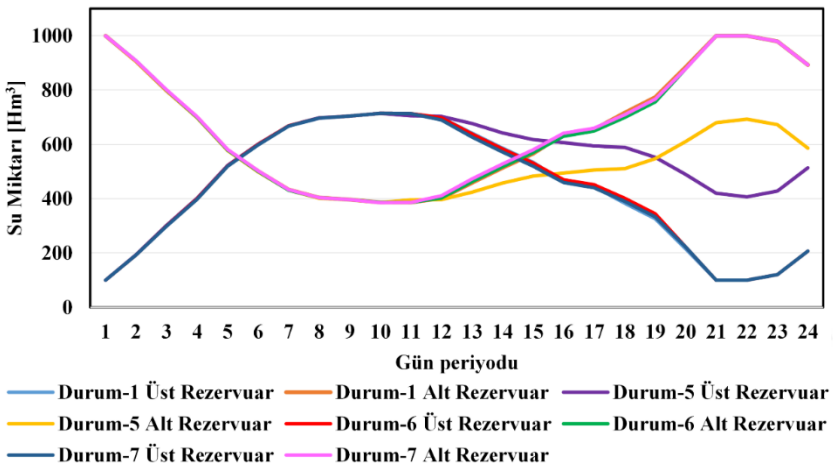


Şekil 4.10 Durum-1, Durum-3 ve Durum-5'te TC uygulaması aracılığı ile EHŞ ve esnek yüklerde azaltılan yük miktarları

Rüzgâr hızı senaryo 5 için Durum-1, Durum-3 ve Durum-5'te TC uygulaması ile EHŞ ve esnek yüklerde gerçekleştirilen yük azaltım miktarları Şekil 4.10'da verilmektedir. Her iki yük için de gün içindeki toplam yük azaltım miktarları Durum-1, Durum-3 ve Durum-5'te sırasıyla 218,72 MWh, 228,55 MWh ve 218,72 MWh'dir. Durum-1 ve Durum-5'teki kesinti miktarı aynı olmakla birlikte, güç sistemi güvenilirliğini artırmak

için maliyet üzerinde etkili bir eleman olan PSTEDS'nin olmaması nedeniyle Durum-3'te TC uygulaması aracılığı ile daha fazla miktarda yük kesintisi uygulanmaktadır.

Şekil 4.11'de rüzgâr hızı senaryosu 6 için Durum-1, Durum-5, Durum-6 ve Durum-7'de PSTEDS'nin üst ve alt rezervlerindeki su miktarları verilmektedir. Hat 6'da SHK'nın uygulandığı Durum-5 dışındaki diğer durum çalışmalarında PSTEDS'nin daha fazla kullanıldığı söylenebilir. Ayrıca, tüm durum çalışmalarında benzer şarj ve deşarj karakteristikleri ortaya çıkmıştır. Burada belirtilen durum çalışmaları için, günün ilk saatlerinde alt rezervden üst rezerve su depolandığı ve sonraki saatlerde suyun alt rezerve bırakılarak enerji üretildiği belirtilmelidir. Ayrıca, saat 20:00'den sonra rüzgâr enerji kesinti miktarını azaltmak ve esnekliği artırmak açısından PSTEDS'de bir miktar enerjinin depolandığı görülmektedir.

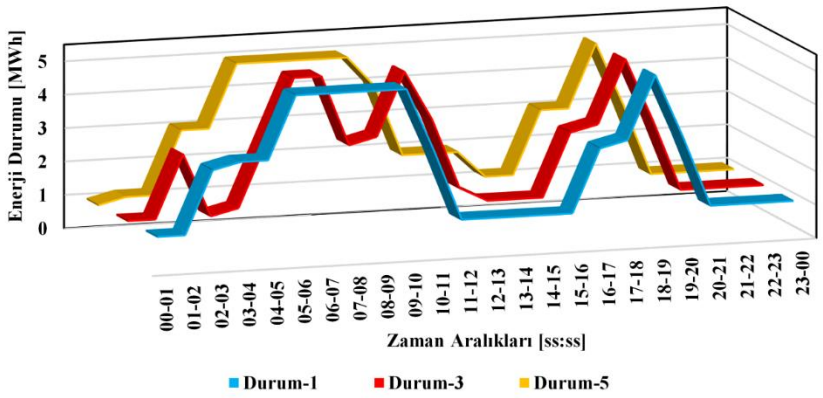


Şekil 4.11 Durum-1, Durum-5, Durum-6 ve Durum-7'de PSEDS'nin üst ve alt rezervuarlarındaki su miktarının değişimi

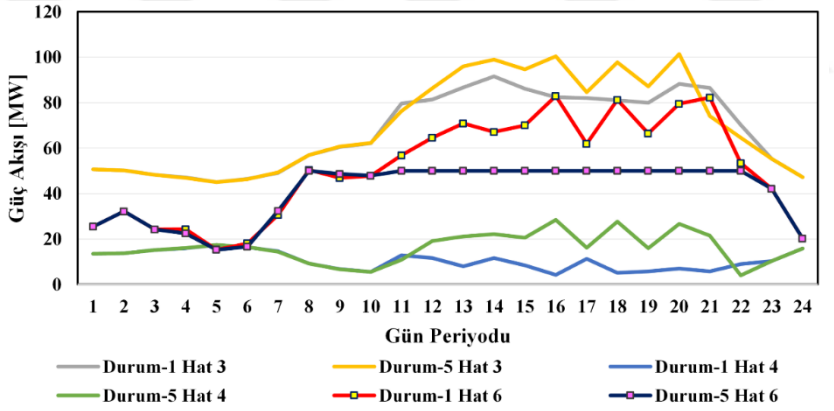
Rüzgâr hızı senaryosu 5 için Durum-1, Durum-3 ve Durum-5'teki OEDS'lerin enerji seviyesini gösteren veri Şekil 4.12'de verilmiştir. 5 MWh batarya tabanlı OEDS'nin tam kapasitede kullanıldığı belirtilmelidir. Durum-1 ve Durum-5'te OEDS için yaklaşık olarak 2 kez tam şarj ve deşarj olayının gerçekleştirdiği söylenmelidir. Durum-3'te ise dört kez şarj ve deşarj durumu meydana gelmektedir. Yani OEDS, PSEDS'nin yokluğunda toplam işletme maliyetini azaltmak ve esnekliği artırmak açısından daha fazla kullanılmaktadır.

Şekil 4.13, rüzgâr hızı senaryosu 6 için Durum-1 ve Durum-5'de DHK ve SHK uygulamaları altında Hat 3, Hat 4 ve Hat 6'daki güç akışlarını göstermektedir. SHK uygulamasının uygulandığı Durum-5'te Hat 6 için güç akış miktarının 50 MW ile sınırlı

olduğu söylenmelidir. Aynı hat için DHK uygulaması altında daha fazla güç akışına izin verildiği ve sonuç olarak Durum 1'de daha fazla güç akışı gerçekleştiği belirtilmelidir. Hat 6'da SHK uygulanması durumunda diğer hatlarda güç akış miktarında bir artış meydana gelmektedir. Bu hattın kapasitesi azaldığı için, yükün karşılanması açısından diğer hatlardan daha fazla güç aktarılması durumu ortaya çıkmaktadır. Ayrıca, bu artışın hat kapasiteleri sınırları içinde gerçekleştiğini de belirtmekte fayda vardır.



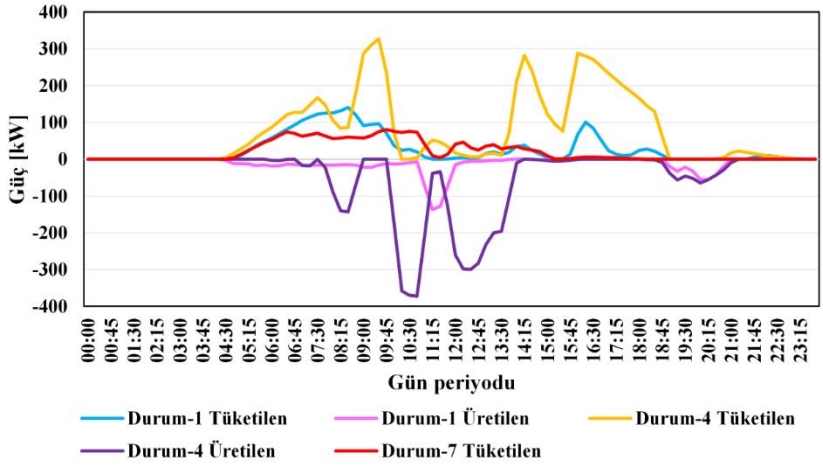
Şekil 4.12 6-baralı test sistemi için Durum-1, Durum-3 ve Durum-5'te OEDS'ye ait enerji durum değişimleri



Şekil 4.13 6-baralı test sistemi için Durum-1 ve Durum-5'te hatlardan iletilen güç miktarları

Rüzgâr hız senaryosu 4 için Durum-1, Durum-4 ve Durum-7'de EHŞ ile birlikte Bara 3'te yer alan EAT tarafından yönetilen EA'lar tarafından tüketilen ve üretilen güçler Şekil 4.14'te verilmektedir. Durum-7'de EA'lar yalnızca şarj olmakta ve şarj işlemi şarj ünitesine bağlanır bağlanmaz gerçekleşmektedir. Bu durum çalışmasında güç tüketiminin Durum-1 ve Durum-4'e göre daha az saatte gerçekleştiği belirtilmelidir. Önemli bir diğer nokta ise Durum-1 ve Durum-4'te EA şarj işleminin gün boyuna dağılmasıdır. Böyle bir durumun güç sistemine esneklik sağlanması açısından ortaya

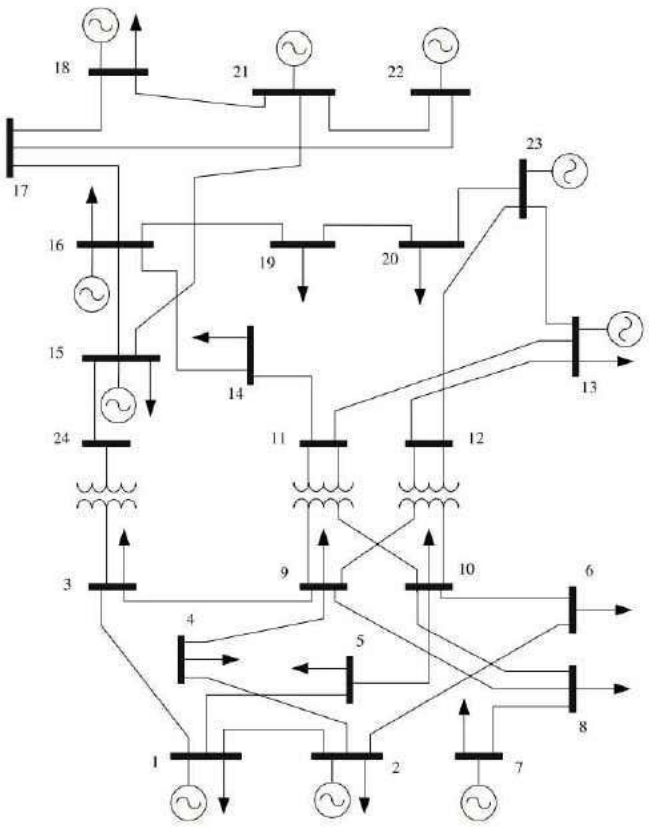
çıktığı söylenebilir. Ayrıca, özellikle EDS'lerin yokluğunda (Durum-4) esneklik sağlanması açısından EA'lardan daha fazla enerjinin deşarj edildiği de görülmektedir.



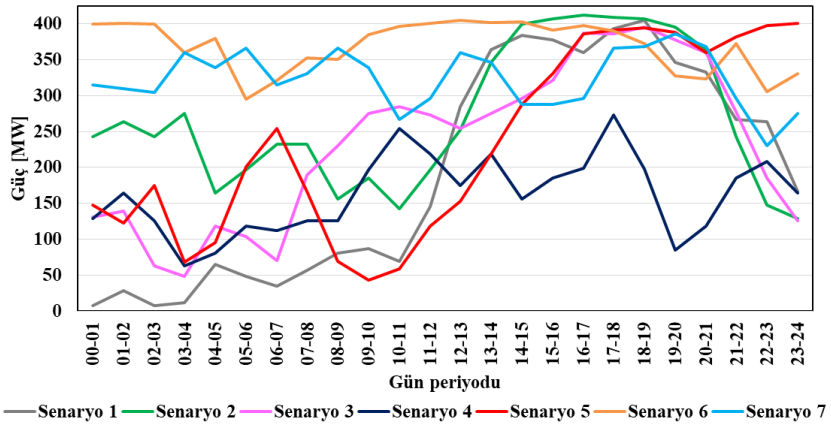
Şekil 4.14 6-baralı test sistemi için Durum-1, Durum-4 ve Durum-7'de EAT tarafından yönetilen tüm EA'ların tükettiği ve ürettiği güç

4.2.2 IEEE 24-Baralı Test Sistemi Kullanarak Yapılan Analizler

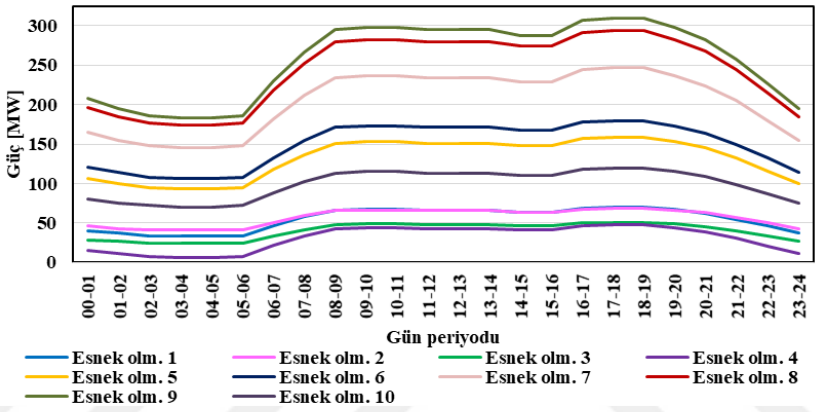
Burada, IEEE Güvenilirlik Test Sistemi-1996'ya [148] ait olan ve Şekil 4.15'te gösterilen IEEE 24-baralı test sistemi kullanılmıştır. Bu sisteme ait bütün verilerin [149]'dan alındığı da ayrıca belirtilmelidir.



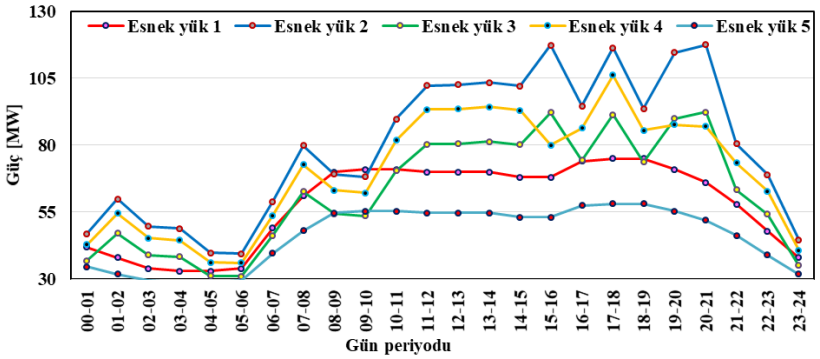
Şekil 4.15 IEEE 24-baralı test sistemi diyagramı



Şekil 4.16 24-baralı test sistemi için RGS güç üretim senaryoları



Şekil 4.17 24-baralı test sistemi için saatlik esnek olmayan yük talebi verisi



Şekil 4.18 24-baralı test sistemi için saatlik esnek yük talebi verisi

RGS kesinti maliyeti, yük kesinti maliyeti ve TC uygulamasıyla yük azaltımı maliyeti IEEE 6-baralı test sistemi analizindeki değerler ile aynıdır ve EHŞ yükünün enerji talebi maliyeti 80 Avro/MWh olarak dikkate alınmıştır. RGS'lerden üretilen enerji için, RGS verisi IEEE 6-baralı test sistemi örneğindeki 7 senaryonun düzenlenmesiyle elde edilmiştir ve Şekil 4.16'da gösterilmektedir. İlaveten, durum analizlerindeki esnek olmayan be esnek yüklerin verisi sırasıyla Şekil 17 ve Şekil 18'de verilmektedir. EHŞ,

EAT yükü, PSTEDS, rüzgâr hızı ve hava sıcaklığı verilerinin de 6-baralı test sistemi örneği ile aynı olduğu da burada belirtilmelidir.

Bu çalışmada Tablo 4.9'da verileri gösterilen 4 OEDS'nin yer aldığı dikkate alınmaktadır. Bunun yanı sıra, TC için uygulanan yöntemin 6-baralı test sistemi örneğindeki gibi icra edilmiştir.

Tablo 4.9 24-baralı test sistemi için OEDS teknik özellikleri

OEDS	$R_c^{OEDS_şarj}$ [MW]	$R_c^{OEDS_deşarj}$ [MW]	$\eta_c^{OEDS_şarj}$ [%]	$\eta_c^{OEDS_deşarj}$ [%]	$ED_c^{OEDS_başl}$ [MWh]	$ED_c^{OEDS_maks}$ [MWh]	$ED_c^{OEDS_min}$ [MWh]
OEDS 1	6	6	0.95	0.95	3	25	3
OEDS 2	6	6	0.95	0.95	3	25	3
OEDS 3	24	24	0.95	0.95	6	50	6
OEDS 4	6	6	0.95	0.95	3	25	3

Tablo 4.10 24-baralı test sistemi için güç sistem elemanlarının bara bilgisi

Tip	Bara	Tip	Bara	Tip	Bara	Tip	Bara
Esnek 1	14	Esnek olm. 2	4	Esnek olm. 8	18	RES 1	8
Esnek 2	16	Esnek olm. 3	5	Esnek olm. 9	19	PSEDS 1	8
Esnek 3	3	Esnek olm. 4	7	Esnek olm. 10	20	OEDS 1	2
Esnek 4	6	Esnek olm. 5	8	EHŞ 1	9	OEDS 2	5
Esnek 5	1	Esnek olm. 6	10	EHŞ 2	15	OEDS 3	1
Esnek olm. 1	2	Esnek olm. 7	13	EAT	9	OEDS 4	18

24-baralı test sisteminde, önerilen modelin etkinliğini göstermek için 2 farklı durum analizi gerçekleştirilmiştir. 6-baralı test sisteminde her elemanın etkisi detaylı olarak incelendiğinden, burada bütün esneklik seçeneklerini içeren Durum-1 ve hiçbir esneklik seçeneğinin olmadığı Durum-2 şeklinde adlandırılan 2 durum analizi gerçekleştirilmiştir. Burada DHK uygulandığında ilgili DHK'nın sadece Hat 10 için dikkate alındığı belirtilmelidir. DHK uygulanmadığında ise SHK dikkate alınmıştır.

Benzetim çalışmalarının detaylı sonuçları Tablo 4.11'de verilmektedir. Bütün esneklik seçeneklerini içeren Durum-1'de maliyet 220.193 Avro iken, esneklik seçenekleri var olmadığında maliyet 555.353 Avro artarak 775.545 Avro'ya ulaşmaktadır. Burada Durum-1'e kıyasla toplam işletim maliyetinde %252,21'lik bir artış meydana geldiği belirtilmelidir.

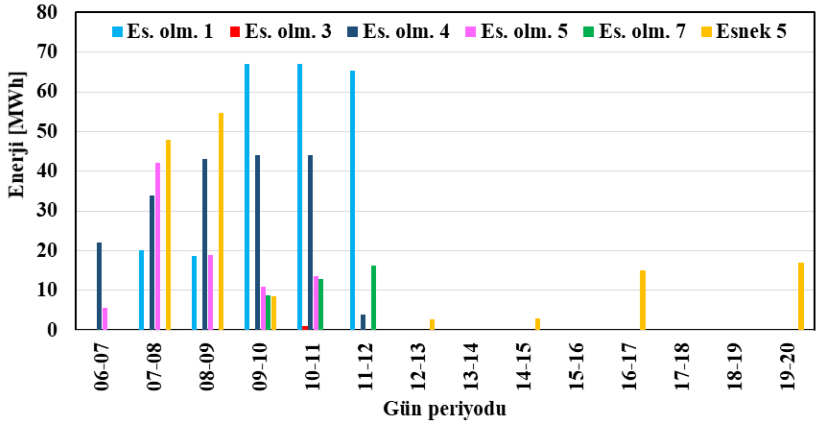
Tablo 4.11 24-baralı test sistemi için durum çalışmalarından elde edilen sonuçlar

Durumlar	Maliyet [Avro]	Durum-1'e (Temel Durum) göre değişim
Durum-1	220.193	-
Durum-2	775.545	+555.352 Avro / +%252,21 (Tüm esneklik seçeneklerinin etkisi)

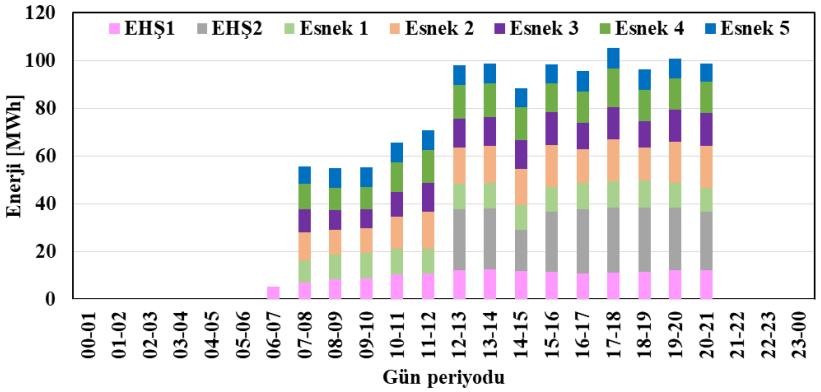
Senaryo 1 için iki durum analizinde generatörler tarafından üretilen enerji Tablo 4.12'de verilmektedir. Durum-1'de Generatör 1, Generatör 2 ve Generatör 10 tarafından gün boyunca daha fazla enerji üretilmesine rağmen, toplamda 939,42 MWh daha az enerji üretilmektedir. Ayrıca, Generatör 6 sadece Durum-2'de işletilmektedir. Her iki durum analizinde de EHŞ yükünde bir kesinti meydana gelmemektedir. İlaveten Durum-2'de 02-03 saatleri arasında 0,79 MWh'lik rüzgâr kesintisi meydana gelmişken, Durum-1'de hiçbir kesinti oluşmamıştır.

Tablo 4.12 Senaryo 1'de generatörlerden üretilen enerji

Durum	Generatör	Enerji [MWh]	Toplam [MWh]	Durum	Generatör	Enerji [MWh]	Toplam [MWh]
Durum-1	Generatör1	3.636,58	39.825,01	Durum-2	Generatör1	3.450,62	40.764,43
	Generatör2	3.574,67			Generatör2	3.223,65	
	Generatör3	0			Generatör3	0	
	Generatör4	0			Generatör4	0	
	Generatör5	0			Generatör5	0	
	Generatör6	0			Generatör6	975	
	Generatör7	1.777,57			Generatör7	2.565,76	
	Generatör8	8.305,27			Generatör8	8.343,69	
	Generatör9	6.896,17			Generatör9	6.986,81	
	Generatör10	3.300			Generatör10	2.700	
	Generatör11	5.859,5			Generatör11	5.921,5	
	Generatör12	6.475,26			Generatör12	6.597,4	



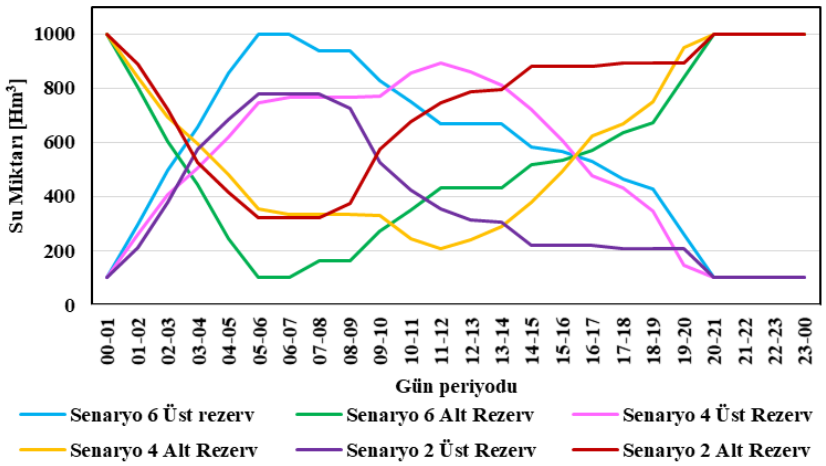
Şekil 4.19 Senaryo 1 için esnek olmayan ve esnek yüklerden yük kesintisi miktarları



Şekil 4.20 Senaryo 4 için EHŞ ve esnek yüklerden TC vasıtasıyla azaltım miktarları

Rüzgâr hızı senaryosu 1 için Durum-2'de meydana gelen yük kesintisi miktarı Şekil 4.19'da gösterilmektedir. Esnek olmayan yüklerde daha fazla kesintisi olduğu burada belirtilmelidir. Yaklaşık olarak esnek olmayan yük 1'de 238 MWh, esnek olmayan yük 4'te 191 MWh, ve esnek olmayan yük 5'te 91 MWh'lik yük kesintisi meydana gelirken, esnek yük 5'te 149 MWh'lik yük kesintisi oluşmaktadır. Durum-1'de hiçbir yük kesintisinin meydana gelmediğinin altı çizilmelidir. Rüzgâr hızı senaryosu 4 için TC vasıtasıyla gerçekleştirilen yük azaltımları Şekil 4.20'de verilmektedir. Burada EHŞ yüklerinde daha az azaltım oluşurken, esnek yüklerdeki azaltım daha fazladır. TC'nin uygulanması, güç sistemi işletiminin güvenilirliğini esneklik ekleyerek arttırmaktadır. Esnek yüklerde azaltım meydana geldiğinden, bu durum analizinde yük kesintisi miktarı 0'dır.

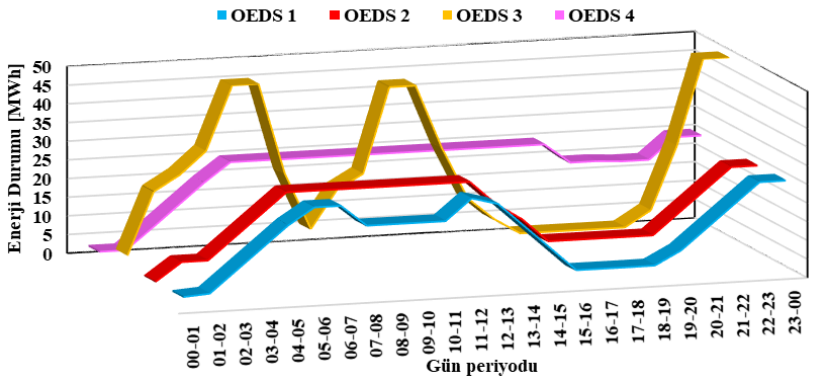
Bara 8'de Senaryo 2, Senaryo 4, ve Senaryo 6 için RGS ile entegre edilmiş PSTEDS'nin üst ve alt rezervlerindeki su miktarı değişimleri Şekil 4.21'de verilmektedir. PSTEDS Senaryo 6'da tam kapasite ile kullanılırken, üst rezerv tam kapasiteye ulaşmaktadır. OEDS'lerin Senaryo 3 için enerji değişimleri Şekil 4.22'de verilmektedir. OEDS 1, OEDS 2 ve OEDS 4'ün benzer enerji değişiklikleri gösterdiği belirtilebilirken, OEDS 3 farklı bir karakteristiğe sahiptir. Bahsi geçen OEDS daha büyük kapasitesinden ötürü daha çok kullanılmaktadır ve burada 3 defa tam kapasitesine kadar şarj edildiği görülmektedir.



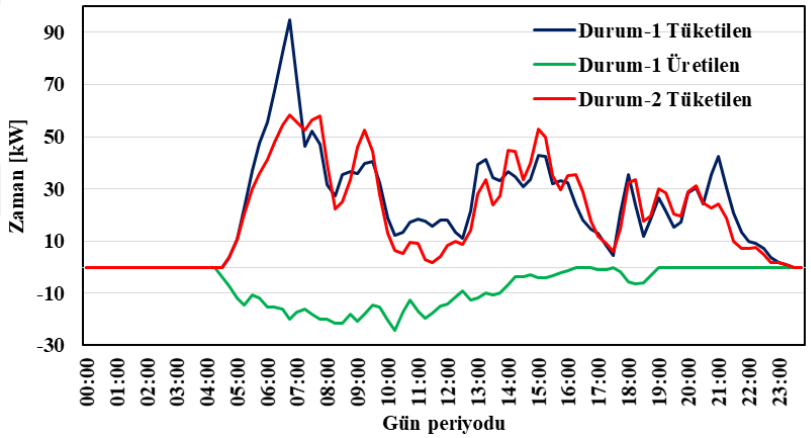
Şekil 4.21 PSTEDS'nin üst ve alt rezervlerindeki su miktarı

Bara 9'da EAT'nin yönettiği EA'lar tarafından tüketilen ve üretilen güç Şekil 4.23'te gösterilmektedir. Negatif kısım üretimi, pozitif kısım tüketimi göstermektedir. Durum-2'de hiçbir esneklik seçeneği olmadığından EA'lardan güç sistemine enerji satışı gerçekleşmemektedir. Durum-1'de gün boyunca yaklaşık 0,64 MWh'lik bir enerji

üretilirken, 2,11 MWh'lik bir enerji tüketilmektedir. Durum-2'de ise 1906,24 MWh'lik bir enerji tüketilmektedir. Durum-1'de 06-10 saatleri arasında yüksek bir güç tüketimi olmasına rağmen, bazı EA'lardan enerjinin deşarj edildiği ve güç sistemine aktarıldığı da belirtilmelidir.



Şekil 4.22 OEDS'lerin enerji durumu seviyeleri



Şekil 4.23 EAT'ler tarafından yönetilen bütün EA'ların tüketilen ve üretilen güçleri

5
SONUÇ VE ÖNERİLER

Yenilenebilir enerji sistemleri de dahil olmak üzere elektrik güç sistemi işletiminde yeni nesil belirsizlik kaynaklarının etkisiyle, güç sistemi işletimi için esneklik kavramı günümüzde daha da önem kazanmıştır. Burada; özellikle son yıllarda hem gerçek uygulamalar, hem de literatür çalışmalarında DHK da dahil olmak üzere farklı esneklik kaynakları dikkate alınmıştır.

Özellikle DHK tabanlı esneklik üzerine öncü çalışmalar yarım yüzyıldan daha geriye gitse de, bahsi geçen konsept güç sistem işletiminin akıllandırılması üzerine çalışmalarla ilintili olarak özellikle son 10 yılda önemli bir ilgi kazanmıştır. DHK çözümlerinin uygulanmasından işletimsel kullanımına kadar DHK konsept değerlendirmesi için birden fazla aşama mevcuttur. Bu bağlamda DHK, bahsi geçen esneklik seçeneğinin güç sisteminde daha yaygın adaptasyonu için dikkate almak açısından farklı bakış açılarına sahiptir. Bu açıdan, Bölüm 2 kapsamında gerçekleştirilen çalışma temelde genel güç sistem karar verme sürecinde DHK'nın safi veya kombine kullanımı ile ilintili farklı kategorileri ele alarak güç sistem işletiminde DHK tabanlı esnekliğin kullanımının genel değerlendirmesi üzerine odaklanmıştır. Öncelikle, pratikteki uygulamaların coğrafik olarak kategorize edilmiş bir gösterimi ile birlikte kısa bir geçmiş bilgisi sunulmuştur. Bahsi geçen pratik uygulamalar tabanlı analiz, Amerika ve Avrupa kıtalarının DHK uygulamasında epeyce daha uzun bir yolu geçmiş olduğunu ve diğer kıtalardaki uygulamaların hala daha yolun başında ama ümit veren olarak nitelendirilebileceğini göstermektedir. Yardımcı teknolojiler de bu pratik uygulamaları güçlendirecek şekilde gelişmektedir.

Akabinde, ilgili kategorizasyon girişimleri ile birlikte oldukça detaylı bir literatür analizi gerçekleştirilmiştir. Bu açıdan, bu çalışma DHK çözümlerinin uygulama kategorileri üzerine olan birçok çalışmadan öte özellikle işletimsel bakış açısı üzerine mevcut çalışmaları derleyen ilk çalışma konumundadır. Bir esneklik seçeneği olarak DHK'nın safi ya da kombine bir şekilde kullanımı arasındaki ayrım da ileri bir önemli kategorizasyon olarak ayrıca değerlendirilmiştir. DHK'yı safi bir esneklik seçeneği ya da diğer esneklik seçenekleriyle kombine bir şekilde kullanmak açısından literatürün

yönelimi üzerine bir evrim analizi de ayrıca gerçekleştirilmiştir. DHK'yı içeren iki ya da hatta daha fazla esneklik seçeneğinin, endüstrinin bu büyümeye paralelde desteğiyle birlikte yakın gelecekte daha artan bir kullanım alanı bulacağı açıkça belirtilebilir.

Bölüm 3 kapsamında aktarılan çalışmada RGS, generatörler, esnek olmayan yükler ve EHŞ'ler içeren ve talep tarafı katılımı, PSTEDS ve DHK'yı esneklik opsiyonları olarak dikkate alan bir güç sisteminin ekonomik işletimi için bir optimizasyon modeli önerilmiştir. Bunun yanı sıra rüzgâr güç üretimi ve DHK kaynaklı belirsizlikler için stokastik yaklaşım kullanılmıştır. DHK/SHK hesaplamaları için IEEE Std 738 ™ -2012 standardı dikkate alınmış ve DHK senaryoları için gerçek verilerden faydalanılmıştır.

Çalışmada elde edilen sonuçlara göre, PSTEDS'nin rüzgâr enerjisi kullanımı ve yük kesintisi azaltılmasının desteklenmesinde büyük bir etkisi olduğu belirtilebilir. Ayrıca, PSTEDS'nin varlığı durumunda SHK kullanım durumuna göre DHK kullanımıyla yaklaşık %8'lik ilave bir kazanım da elde edilebilmektedir. PSTEDS ve DHK kombinasyonunda rüzgâr ve yük kesintileri daha az gerçekleşmiştir. Bunun yanı sıra, önerilen konsept ile birlikte elimine edilen rüzgâr kesintisi sayesinde 184 ton karbon dioksit salınımı engellenebilmektedir. Eğer sonuçlar özetlenirse, hibrit esneklik kaynakları kullanımı yapısının her bir esneklik aracının güç sistemi işletiminde teknik ve ekonomik olarak önemli bir olumlu etkisinin olduğu belirtilebilir.

Bölüm 4 kapsamında aktarılan çalışmada yenilenebilir enerji kaynaklarına sahip bir güç sisteminde DHK, PSTEDS, OEDS, TC ve EAT'nin esneklik seçenekleri olarak değerlendirdiği ve toplam güç sistemi işletme maliyetini minimize etmeyi hedefleyen optimizasyon problemi MILP olarak sunulmuştur. Ayrıca, DHK, rüzgâr enerjisi üretimi ve EA sürüş davranışlarının belirsizliklerini gidermek amacıyla stokastik yaklaşım dikkate alınmıştır. DHK ve rüzgâr enerjisi üretim senaryoları için geçmiş rüzgâr hızı verileri kullanılırken, EA sürüş senaryolarını oluşturmak için Gauss dağılımından yararlanılmıştır. Havai iletim hatları için DHK/SHK oranlarının belirlenmesinde IEEE Std 738™ -2012 standardı ve geçmiş hava sıcaklığı verileri de değerlendirilmiştir. Çalışmadan elde edilen sonuçlara göre, PSTEDS'nin rüzgâr enerjisinin desteklenmesi konusunda, yani rüzgâr enerjisi kesintisi üzerinde, önemli bir etkiye sahip olduğu söylenmelidir. Son olarak, PSTEDS'den sonra sırasıyla DHK ve TC toplam güç sistem maliyetini düşürme ve esnekliği artırma açısından güç sistemine kritik esneklik sağlayabilmiştir. OEDS ve EAT'nin etkisi IEEE 6-baralı test sistemi kullanılarak gerçekleştirilen analizlerde nispeten küçük görünse de, önerilen yapıda tüm esneklik

seçeneklerinin uygulanmasıyla birlikte rüzgâr enerjisi kesintisi ve yük kesinti meydana gelmemiştir. Ayrıca önemli bir sonuç olarak da önerilen yapı ile IEEE 6-baralı test sistemi için azami rüzgâr kesintisi ve işletim maliyeti olan hiçbir esneklik seçeneğinin uygulanmadığı duruma göre Durum-1'de 560 metrik ton karbondioksitin azaltılabildiğinin ve işletme maliyetinin en aza indirildiğinin belirtilmesinde fayda vardır. Bütün esneklik seçeneklerinin kullanılmasıyla IEEE 6-baralı test sistemi örneğinde %1.800, IEEE 24-baralı test sistemi örneğinde ise %252'lik bir iyileştirme elde edilmiştir.

Belirtilen çalışmalarda elde edilen sonuçlar ışığında, DHK, TC, enerji depolama sistemleri gibi farklı esneklik seçeneklerinin özellikle birlikte kullanılması ve bu yönde etkin karar verme mekanizmalarının geliştirilmesi açısından yapılan çalışmaların önemi bir kez daha görülmüştür. İlgili çalışmalar üzerine gerçekleştirilen irdelemelerin saha uygulamalarına da aktarılması gerektiği bir kez daha önemle belirtilmelidir. Burada da sistem operatörleri, mevzuat oluşturan yetkililer ve ilgili endüstrinin diğer paydaşlarına da büyük bir rol düşmektedir.

Bu bağlamda, gelecek çalışmalarda özellikle esneklik kaynaklarının hem teknik hem de ekonomik açıdan değerlendirilmesi için farklı yaklaşımlar üzerine çalışılması, özellikle de bahsi geçen belirsizlik hususlarının irdelenmesi açısından dönen ufuklu optimizasyon, gürbüz optimizasyon gibi yaklaşımların da daha geniş bir esneklik kaynağı havuzunda mukayeseli olarak değerlendirilmesi önerilmektedir.

KAYNAKÇA

[1] E. Fernandez, I. Albizu, M. T. Bedialauneta, A. J. Mazon, and P. T. Leite, "Review of dynamic line rating systems for wind power integration," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, pp. 80-92, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.07.149.

[2] C. J. Wallnerström, Y. Huang, and L. Söder, "Impact of dynamic line rating on wind power integration," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, pp. 343–350, 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2341353.

[3] X. Dong, R. Zhang, M. Wang, J. Wang, C. Wang, Y. Wang, and P. Wang, "Capacity assessment for wind power integration considering transmission line electro-thermal inertia," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 118, 105724, 2020, doi:10.1016/j.ijepes.2019.105724.

[4] B. Banerjee, D. Jayaweera, and S. Islam, "Assessment of post-contingency congestion risk of wind power with asset dynamic ratings," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Vol. 69, pp. 295–303, 2015, doi:10.1016/j.ijepes.2014.12.088.

[5] H. Park, Y. G. Jin, and J.-K. Park, "Stochastic security-constrained unit commitment with wind power generation based on dynamic line rating," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 102, pp. 211–222, 2018, doi:10.1016/j.ijepes.2018.04.026.

[6] N. Viafora, S. Delikaraoglou, P. Pinson, and J. Holbøll, "Chance-constrained optimal power flow with non-parametric probability distributions of dynamic line ratings," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 114, pp. 1–10, 2020, doi:10.1016/j.ijepes.2019.105389.

[7] K. Morozovska, W. Naim, N. Viafora, E. Shayesteh, and P. Hilber, "A framework for application of dynamic line rating to aluminium conductor steel reinforced cables based on mechanical strength and durability," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 116, pp. 1–11, 2020, doi:10.1016/j.ijepes.2019.105491.

[8] R. Mínguez, R. Martínez, M. Manana, A. Arroyo, R. Domingo, and A. Laso, "Dynamic management in overhead lines: A successful case of reducing restrictions in renewable energy sources integration," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 173, pp. 135–142, 2019, doi:10.1016/j.epsr.2019.03.023.

[9] A. Arroyo, P. Castro, M. Manana, R. Domingo, and A. Laso, "CO_2 footprint reduction and efficiency increase using the dynamic rate in overhead power lines connected to wind farms," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 130, pp. 1156–1162, 2018, doi:10.1016/j.applthermaleng.2017.11.095.

[10] M. Simms, and L. Meegahapola, "Comparative analysis of dynamic line rating models and feasibility to minimise energy losses in wind rich power networks," *Energy Convers. Manag.*, vol. 75, pp. 11–20, 2013, doi:10.1016/j.enconman.2013.06.003.

[11] B. Banerjee, D. Jayaweera, and S. Islam, "Risk constrained short-term scheduling with dynamic line ratings for increased penetration of wind power," *Renew. Energy*, vol. 83, pp. 1139–1146, 2015, doi:10.1016/j.renene.2015.05.053.

[12] B. Banerjee, D. Jayaweera, and S. M. Islam, "Alleviating post-contingency congestion risk of wind integrated systems with dynamic line ratings," *2014 Australian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Perth, Australia, 28 September–1 October 2014.

[13] B. Banerjee, S. M. Islam, and D. Jayaweera, "Monte Carlo based method for managing risk of scheduling decisions with dynamic line ratings," *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, CO, USA, 26–30 July 2015.

[14] B. Banerjee, S. M. Islam, and D. Jayaweera, "Assessment of post-outage congestion risk of wind power with dynamic line ratings," *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, CO, USA, 26–30 July 2015.

[15] B. Banerjee, D. Jayaweera, S. M. Islam, and B. Banerjee, "Optimal scheduling with dynamic line ratings and intermittent wind power," *2014 IEEE PES General Meeting&Conference & Exposition*, National Harbor, MD, USA, 27–31 July 2014.

[16] B. Banerjee, D. Jayaweera, and S. M. Islam, "Probabilistic optimisation of generation scheduling considering wind power output and stochastic line capacity," *22nd Australian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Bali, Indonesia, 26–29 September 2012.

[17] B. Banerjee, D. Jayaweera, and S. M. Islam, "Impact of wind forecasting and probabilistic line rating on reserve requirement," *2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Auckland, New Zealand, 30 October–2 November 2012.

[18] M. Jabarnejad, and J. Valenzuela, "Optimal investment plan for dynamic thermal rating using benders decomposition," *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 248, pp. 917–929, 2016, doi:10.1016/j.ejor.2015.08.010.

[19] M. Sheikh, J. Aghaei, A. Letafat, M. Rajabdorri, T. Niknam, M. Shafie-Khah, and J. P. S. Catalão, "Security-constrained unit commitment problem with transmission switching reliability and dynamic thermal line rating," *IEEE Syst. J.*, vol. 13, pp. 3933–3943, 2019, doi:10.1109/jsyst.2019.2939210.

[20] Y. Li, B. Hu, K. Xie, L. Wang, Y. Xiang, R. Xiao, and D. Kong, "Day-ahead scheduling of power system incorporating network topology optimization and dynamic thermal rating," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 35287–35301, 2019, doi:10.1109/access.2019.2904877.

[21] R. Xiao, Y. Xiang, L. Wang, and K. Xie, "Power system reliability evaluation incorporating dynamic thermal rating and network topology optimization," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, pp. 6000–6012, 2018, doi:10.1109/tpwrs.2018.2829079.

[22] R. Xiao, Y. Xiang, L. Wang, and K. Xie, "Bulk power system reliability evaluation considering optimal transmission switching and dynamic line thermal rating," *2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Beijing, China, 16–20 October 2016.

[23] Y. Li, K. Xie, R. Xiao, B. Hu, H. Chao, and D. Kong, "Network-constrained unit commitment incorporating dynamic thermal rating and transmission line switching," *2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, Beijing, China, 20–22 October 2018.

[24] S. Zhang, C. -C. Liu, X. Gu, and T. Wang, “Optimal transmission line switching incorporating dynamic line ratings,” *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Torino, Italy, 26–29 September 2017.

[25] A. Michiorri, H. M. Nguyen, S. Alessandrini, J. B. Bremnes, S. Dierer, E. Ferrero, B. E. Nygaard, P. Pinson, N. Thomaidis, and S. Uski, “Forecasting for dynamic line rating,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 1713-1730, 2015, doi:10.1016/j.rser.2015.07.134.

[26] K. E. House, and P. D. Tuttle, “Current-carrying capacity of ACSR,” *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, vol. 77, pp. 1169-1173, 1958, doi:10.1109/AIEEPAS.1958.4500119.

[27] International Council for Large Electric Systems (CIGRE), “Standard 207. Thermal Behaviour of Overhead Conductors.”

[28] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), “Standard 738. Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors.”

[29] C. R. Black, and W. A. Chisholm, “Key considerations for the selection of dynamic thermal line rating systems,” *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 30, pp. 2154-2162, 2015, doi:10.1109/TPWRD.2014.2376275.

[30] S. Karimi, P. Musilek, and A. M. Knight, “Dynamic thermal rating of transmission lines: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 600-612, 2018, doi:10.1016/j.rser.2018.04.001.

[31] US Department of Energy, “Dynamic Line Rating: Report to Congress.” June 2019.

[32] F. Soto, D. Alvira, L. Martin, J. Latorre, J. Lumbreras, and M. Wagensberg, "Increasing the capacity of overhead lines in the 400 kV Spanish transmission network: real time thermal ratings," *CIGRÉ Session, 22-211*, Paris-France, 1998.

[33] E. Cloet, and J. L. D. Santos, “TSOs advance dynamic rating,” *Transmission&Distribution World*, pp. 34-38, Nov. 2011.

[34] Elia, “Dynamic Line Rating.” https://www.elia.be/en/infrastructure-and-projects/our-infrastructure/dynamic-line-rating.

[35] RTE France, “Innovations.” https://media.rte-france.com/innovations/.

[36] General Electric (GE), “News:&Events: GE Helps Terna Rete Italia Improve Grid Resiliency and Integrate Renewable Energy More Efficiently.” https://www.gegridsolutions.com/press/gepress/GE-helps-terna-rete-italia-improve.htm.

[37] Western Power Distribution, “Project FALCON-Dynamic asset rating overhead lines.” September 2015.

[38] SP Energy Networks, “Implementation of RTTR system for Cupar – St Andrews 33kV circuits.” https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/Dynamic%20thermal%20rating%20of%20assets%20Cupar%and%20St%20Andrews%20RTTR27.10.pdf.

[39] Scottish&Southern Electricity Networks, “Dynamic Line Rating CAT-1 -

Addendum Report."

[40] K. Reich, G.Mia, and R. Puffer, "Potential analysis for dynamic optimization on basis of four years of operational experience in Austria," *CIGRE, Paper B2-104*, Aug. 2018.

[41] VTT Research Report, "Maximising power line transmission capability by employing dynamic line ratings – technical survey and applicability in Finland." http://sgemfinalreport.fi/files/D5.1.55%20-%20Dynamic%20line%20rating.pdf.

[42] Idaho National Laboratory, "Dynamic line rating - Innovation for electrical transmission grid discussed at workshop." https://inl.gov/article/dynamic-line-rating/.

[43] PJM Interconnection, "Report - New Line Technology Boosts Reliability, Reduces Costs." https://insidelines.pjm.com/pjm-finds-opportunities-in-new-dynamic-line-rating-technologies/.

[44] New York Power Authority (NYPA), "NYPA Transmission Projects - A Model of Continuous Improvement." https://www.nypa.gov/power/transmission/transmission-projects.

[45] Nexans, "Oncor's advanced grid project provides successful demonstration of how Nexans' Dynamic Line Rating technology can boost the capacity of overhead power lines." https://www.nexans.us/eservice/US-en_US/navigatepub_158895_-33520/Oncor_s_advanced_grid_project_provides_successful_.html.

[46] Nexans, "Dynamic Line Ratings for a Reliable and Optimized Smart Transmission." https://www.nexans.us/US/2011/Nexans_CMU_Presentation_03_09_11.pdf.

[47] B. P. Bhattarai, J. P. Gentle, P. Hill, T. McJunkin, K. S. Myers, A. Abbound, R. Renwick, and D. Hengst, "Transmission line ampacity improvements of AltaLink wind plant overhead tie-lines using weather-based dynamic line rating," *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Chicago, IL, USA, July 16-20, 2017.

[48] Transmission&Distirbution World, "Hydro Quebec to Install Dynamic Line Rating System." https://www.tdworld.com/overhead-transmission/article/20966785/hydro-quebec-to-install-dynamic-line-rating-system.

[49] M. Radan, "Ontario hydro experience with on-line transmission ampacity monitoring," *IEEE PES T&D Conf. Expo.*, New Orleans, Louisiana, Apr. 2–7, 1989.

[50] J. S. C. Martini, R. B. Jardinetti, M. Masuda, G.. Y. Saiki, and P. S. D. Kayano, "Upgrading transmission lines in areas of severe environmental constraints," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 10, pp. 1931–1939, 2012, doi:10.1109/TLA.2012.6272476.

[51] S. D. Kim, and M. M. Morcos, "An application of dynamic thermal line rating control system to up-rate the ampacity of overhead transmission lines," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 28 pp. 1231-1232, 2013, doi:10.1109/TPWRD.2012.2234940.

[52] World Bank, "Smart Grid to Enhance Power Transmission in Vietnam." http://documents.worldbank.org/curated/en/779591468187450158/pdf/103719-

WP-P131558-PUBLIC-VN-Smart-Grid-Book-2-21-16.pdf.

[53] Hydro Tasmania Consulting, “Dynamic Transmission Line Rating - Technology Review.” Report No. 208478-CR-001, July 2009.

[54] TransGrid, “Asset efficiency improvements.” https://www.transgrid.com.au/what-we-do/projects/current-projects/asset-efficiency-improvements.

[55] A. V. Tarín-Santiso, A. Llamas, and O. Probst, “Assessment of the potential for dynamic uprating of transmission lines in the Mexican National Electric Grid,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 171, pp. 251–263, 2019, doi:10.1016/j.epsr.2019.01.022.

[56] F. Massaro, M. G. Ippolito, E. M. Carlini, and F. Bassi, “Maximizing energy transfer and RES integration using dynamic thermal rating Italian TSO experience,” Electr. Power Syst. Res., vol. 174, 105864, 2019, doi:10.1016/j.epsr.2019.105864.

[57] E. M. Carlini, S. Favuzza, S. E. Giangreco, F. Massaro, and C. Quaciari, “Updating an overhead line. Italian TSO applications for integration of RES,” *International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, Alghero, Italy, 11–13 June 2013.

[58] Y. Chen, X. Zhang, R. Moreno, and G. Strbac, “Impact of dynamic line rating with forecast error on the scheduling of reserve service,” *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, USA, 17–21 July 2016.

[59] F. Teng, R. Dupin, A. Michiorri, G. Kariniotakis, Y. Chen, and G. Strbac, “Understanding the Benefits of Dynamic Line Rating Under Multiple Sources of Uncertainty,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, pp. 3306–3314, 2017, doi:10.1109/tpwrs.2017.2786470.

[60] D. Fang, M. Zou, and S. Djokic, “Probabilistic OPF Incorporating Uncertainties in Wind Power Outputs and Line Thermal Ratings,” *2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Boise, ID, USA, 24–28 June 2018.

[61] T. Ringelband, M. Lange, M. Dietrich, and H. -J. Haubrich, “Potential of improved wind integration by dynamic thermal rating of overhead lines,” *2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference*, Bucharest, Romania, 28 June–2 July 2009.

[62] A. K. Kazerooni, J. Mutale, M. Perry, S. Venkatesan, and D. Morrice, “Dynamic thermal rating application to facilitate wind energy integration,” *IEEE Trondheim PowerTech*, Trondheim, Norway, 19–23 June 2011.

[63] L. Meegahapola, S. Abbott, D. J. Morrow, T. Littler, and D. Flynn, “Optimal allocation of distributed reactive power resources under network constraints for system loss minimization,” *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA, 24–28 July 2011.

[64] M. H. Bollen, N. Etherden, and Y. Chen, “Risk analysis of alternatives to N-1 reserves in a network with large amounts of wind power,” *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, Stockholm, Sweden, 10–13 June 2013.

[65] J. Cao, W. Du, and H. F. Wang, “Weather-based optimal power flow with wind

farms integration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, pp. 3073–3081, 2016, doi:10.1109/tpwrs.2015.2488662.

[66] Y. Wang, M. Yang, L. Liang, Y. Mo, and M. Wu, "Analysis on the DTR of transmission lines to improve the utilization of wind power," *2018 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, Portland, OR, USA, 23–27 September 2018.

[67] M. Rahman, F. Atchison, and V. Cecchi, "Grid integration of renewable energy sources: Utilization of line thermal behavior," *2019 SoutheastCon*, Huntsville, AL, USA, 11–14 April 2019.

[68] J. Teh, and I. Cotton, "Reliability impact of dynamic thermal rating system in wind power integrated network," *IEEE Trans. Reliab.*, vol. 65, pp. 1081–1089, 2015, doi:10.1109/tr.2015.2495173.

[69] C. Wang, R. Gao, F. Qiu, J. Wang, and L. Xin, "Risk-based distributionally robust optimal power flow with dynamic line rating," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, pp. 6074–6086, 2018, doi:10.1109/tpwrs.2018.2844356.

[70] Y. Li, Y. Wang, and Q. Chen, "Study on the impacts of meteorological factors on distributed photovoltaic accommodation considering dynamic line parameters," *Appl. Energy*, vol. 259, 114133, 2020, doi:10.1016/j.apenergy.2019.114133.

[71] C. H. R. Jethmalani, S. P. Simon, S. Kinattingal, and N.P. Padhy, "Geographic information system and weather based dynamic line rating for generation scheduling," *Int. J. Eng. Sci. Technol.*, vol. 21, pp. 564–573, 2018, doi:10.1016/j.jestch.2018.05.011.

[72] B. O. Ngoko, H. Sugihara, and T. Funaki, "A short-term dynamic thermal rating for accommodating increased fluctuations in conductor current due to intermittent renewable energy," *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Xi'an, China, 25–28 October 2016.

[73] H. Sugihara, T. Funaki, and N. Yamaguchi, "Fundamental analysis of temperature-based transmission capacity constraints with high-penetration of PV generation considering a spatial smoothing effect," *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, USA, 17–21 July 2016.

[74] M. Z. Degefa, M. Humayun, A. Safdarian, M. Koivisto, R. J. Millar, and M. Lehtonen, "Unlocking distribution network capacity through real-time thermal rating for high penetration of DGs," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 117, pp. 36–46, 2014, doi:10.1016/j.epsr.2014.07.032.

[75] B. Xu, A. Ulbig, and G. Andersson, "Impacts of dynamic line rating on power dispatch performance and grid integration of renewable energy sources," *4th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Copenhagen, Denmark, 6–9 October 2013.

[76] M. Tschampion, M. A. Bucher, A. Ulbig, and G. Andersson, "N−1 security assessment incorporating the flexibility offered by dynamic line rating," *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Genoa, Italy, 20–24 June 2016.

[77] B. O. Ngoko, H. Sugihara, and T. Funaki, "Effect of dynamic line ratings on optimal dispatch considering uncertainty costs due to intermittent renewable energy." *IFAC-PapersOnLine*, vol. 51, pp. 185–190, 2018, doi:10.1016/j.ifacol.2018.11.699.

[78] Ł. Staszewski, and W. Rebizant, "DLR-supported overcurrent line protection for blackout prevention," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 155, pp. 104–110, 2018, doi:10.1016/j.epsr.2017.10.009.

[79] Y. Cong, P. Regulski, P. Wall, M. Osborne, and V. Terzija, "On the use of dynamic thermal-line ratings for improving operational tripping schemes," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 31, pp. 1891–1900, 2016, doi:10.1109/tpwrd.2015.2502999.

[80] Y. Cong, Z. Jin, P. Wall, V. Terzija, and M. Osborne, "Economic optimisation of the actions of an enhanced operational tripping scheme," *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Genoa, Italy, 20–24 June 2016.

[81] L. Staszewski, and W. Rebizant, "Temperature dependent dynamic loadability control for transmission lines," *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, Beijing, China, 16–20 October 2011.

[82] H. Yip, C. An, G. Lloyd, M. Aten, R. Ferris, and G. Hagan, "Field experiences with dynamic line rating protection," *10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010)*, Manchester, UK, 29 March–1 April 2010.

[83] T. Yip, C. An, G. Lloyd, M. Aten, and B. Ferris, "Dynamic line rating protection for wind farm connections," *CIGRE/IEEE Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System*, Calgary, AB, Canada, 29–31 July 2009.

[84] H. Y. Tip, C. An, M. Aten, and R. Ferris, "Dynamic line rating protection for wind farm connections," *9th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP)*, Glasgow, UK, 17–20 March 2008.

[85] T. Yip, M. Aten, B. Ferris, G. Lloyd, and C. An, "Dynamic line rating protection for wind farm connections," *20th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Prague, Czech Republic, 8–11 June 2009.

[86] G. Lloyd, G. Millar, T. Yip, and C. An, "Design and field experience of a dynamic line rating protection," *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, Beijing, China, 16–20 October 2011.

[87] L. Staszewski, W. Rebizant, and B. Venkatesh, "Transmission line distance protection with dynamic thermal line rating support," *11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2012)*, Birmingham, UK, 23–26 April 2012.

[88] L. Staszewski, and W. Rebizant, "DLR-supported distance protection for blackout mitigation," *Electric Power Networks (EPNet)*, Szklarska Poreba, Poland, 19–21 September 2016.

[89] K. Kopsidas, C. Tumelo-Chakonta, and C. Cruzat, "Power network reliability evaluation framework considering OHL electro-thermal design," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, pp. 2463–2471, 2015, doi:10.1109/tpwrs.2015.2443499.

[90] J. Teh, and I. Cotton, "Risk informed design modification of dynamic thermal rating system," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, pp. 2697–2704, 2015, doi:10.1049/iet-gtd.2015.0351.

[91] J. Teh, C. -M. Lai, and Y. -H. Cheng, "Impact of the real-time thermal loading on the bulk electric system reliability," *IEEE Trans. Reliab.*, vol. 66, pp. 1110–1119,

2017, doi:10.1109/tr.2017.2740158.

[92] J. Teh, and C. -M. Lai, "Reliability impacts of the dynamic thermal rating system on smart grids considering wireless communications," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 41625–41635, 2019, doi:10.1109/access.2019.2907980.

[93] J. Teh, and I. Cotton, "Risk assessment of dynamic thermal rating system," *IET International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks (RTDN) 2015*, Birmingham, UK, 22–24 September 2015.

[94] R. Dupin, A. Michiorri, G. Kariniotakis, and G. Kariniotakis, "Optimal dynamic line rating forecasts selection based on ampacity probabilistic forecasting and network Operators' risk aversion," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, pp. 2836–2845, 2019, doi:10.1109/tpwrs.2018.2889973.

[95] C. Cruzat, and K. Kopsidas, "Reliability evaluation of ICT used on dynamic line rating for power system flexibility," *IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, 23–27 June 2019.

[96] R. Chu, "On selecting transmission lines for dynamic thermal line rating system implementation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, pp. 612–619, 1992, doi:10.1109/59.141766.

[97] J. Hall, and A. Deb, "Economic evaluation of dynamic thermal rating by adaptive forecasting," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 3, pp. 2048–2055, 1988, doi:10.1109/61.194016.

[98] M. Nick, O. A. Mousavi, R. Cherkaoui, and M. Paolone, "Security constrained unit commitment with dynamic thermal line rating," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, pp. 2014–2025, 2016, doi:10.1109/TPWRS.2015.2445826.

[99] M. Nick, O. A. Mousavi, R. Cherkaoui, and M. Paolone, "Integration of Transmission Lines Dynamic Thermal rating into real-time Optimal dispatching of power systems," *50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Stoke-on-Trent, UK, 1–4 September 2015.

[100] F. Qiu, and J. Wang, "Distributionally robust congestion management with dynamic line ratings," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, pp. 2198–2199, 2014, doi:10.1109/tpwrs.2014.2361012.

[101] M. M. Esfahani, G. R. Yousefi, "Real-time congestion management in power systems considering quasi-dynamic thermal rating and congestion clearing time. *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. 12, pp. 745–754, 2016, doi:10.1109/tii.2016.2530402.

[102] M. A. Bucher, and G. Andersson, "Robust corrective control measures in power systems with dynamic line rating," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, pp. 2034–2043, 2016, doi:10.1109/TPWRS.2015.2449753.

[103] J. Zhan, W. Liu, and C. Y. Chung, "Stochastic transmission expansion planning considering uncertain dynamic thermal rating of overhead lines," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, pp. 432–443, 2019, doi:10.1109/tpwrs.2018.2857698.

[104] M. Rahman, M. Kiesau, V. Cecchi, B. Watkins, "Investigating effects of weather parameter uncertainty on transmission line power handling capabilities using affine arithmetic," *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Chicago, IL, USA, 16–20 July 2017.

[105] R. S. Olsen, J. Holboell, and U. S. Gudmundsdottir, "Electrothermal Coordination in Cable Based Transmission Grids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, pp. 4867–4874, 2013, doi:10.1109/tpwrs.2013.2278040.

[106] W. -Q. Sun, C. -M. Wang, P. Song, and Y. Zhang, "Flexible load shedding strategy considering real-time dynamic thermal line rating," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 7, pp. 130–137, 2013, doi:10.1049/iet-gtd.2012.0117.

[107] M. Wang, M. Yang, J. Wang, M. Wang, and X. Han, "Contingency analysis considering the transient thermal behaviour of overhead transmission lines," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, pp. 4982–4993, 2018, doi:10.1109/TPWRS.2018.2812826

[108] G. Coletta, A. Laso, G. M. Jónsdóttir, M. Manana, D. Villacci, A. Vaccaro, and F. Milano, "On-line control of DERs to enhance the dynamic thermal rating of transmission lines," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, pp. 2836–2844, 2020, doi:10.1109/tste.2020.2979509.

[109] J. Chinchilla-Guarin, and J. Rosero, "Evaluation of the impact of environmental variables on line rating and energy dispatch," *Energy Procedia*, vol. 100, pp. 405–411, 2016, doi:10.1016/j.egypro.2016.10.195.

[110] H. Zhang, M. Du, Q. Zhao, L. Xue, Z. Wei, and Q. Zhang, "Security constrained economic dispatch with dynamic thermal rating technology integration," *IEEE International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE)*, Shanghai, China, 21–23 October 2016.

[111] S. Triwijaya, N. Sugiantoro, Y. P. Firdaus, R. S. Wibowo, and O. Penangsang, "Security constrained optimal power flow considering dynamic line rating," *10th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE)*, Kuta, Indonesia, 24–26 July 2018.

[112] M. Wang, X. Han, H. Zhang, and Z. Jiang, "Advanced thermal rating and its application," *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, Nanjing, China, 6–7 April 2009.

[113] M. Miura, T. Satoh, S. Iwamoto, and I. Kurihara, "Application of dynamic rating to evaluation of ATC with thermal constraints considering weather conditions," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, QC, Canada, 18–22 June 2006.

[114] M. Mahmoudian, and G. R. Yousefi, "ATC improvement and losses estimation considering dynamic transmission line ratings," *20th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE2012)*, Tehran, Iran, 15–17 May 2012.

[115] M. Khaki, P. Musilek, J. Heckenbergerova, and D. Koval, "Electric power system cost/loss optimization using dynamic thermal rating and linear programming," *IEEE Electrical Power & Energy Conference*, Halifax, NS, Canada, 25–27 August 2010.

[116] C. Tumelo-Chakonta, and K. Kopsidas, "Assessing the value of employing dynamic thermal rating on system-wide performance," *2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, Manchester, UK, 5–7 December 2011.

[117] M. Wang, J. Huang, and X. Han, "Study on approach of static security preventive control accounting for thermal inertia of overhead line," *2014 International*

Conference on Power System Technology, Chengdu, China, 20–22 October 2014.

[118] B. Banerjee, S. M. Islam, and D. Jayaweera, "Congestion management with dynamic line ratings considering network imbalance," *IEEE Power&Energy Society General Meeting*, Denver, CO, USA, 26–30 July 2015.

[119] P. Patowary, and N. K. Goyal, "Dynamic thermal rating and allowable operating time under transient conditions," *18th National Power Systems Conference (NPSC)*, Guwahati, India, 18–20 December 2014.

[120] J. Chinchilla-Guarin, and J. Rosero, "Impact of including dynamic line rating model on colombian power system," *4th IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, Oshawa, ON, Canada, 21–24 August 2016.

[121] K. W. Cheung, and J. Wu, "Incorporating dynamic line ratings in real-time dispatch of market and system operations," *IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, USA, 17–21 July 2016.

[122] K. W. Cheung, and J. Wu, "Enhancement of real-time operational efficiency by applying dynamic line ratings," *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Xi'an, China, 25–28 October 2016.

[123] M. Wydra, and P. Kacejko, "Power system state estimation using wire temperature measurements for model accuracy enhancement," *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Ljubljana, Slovenia, 9–12 October 2016.

[124] A. Pepiciello, G. Coletta, and A. Vaccaro, "Adaptive local-learning models for synchrophasor-based dynamic thermal rating," *IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, 23–27 June 2019.

[125] G. Blumberg, and C. Weber, "Impact of dynamic line rating on redispatch," *16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, Slovenia, 18–20 September 2019.

[126] M. Dabbaghjamanesh, A. Kavousi-Fard, S. Mehraeen, J. Zhang, Z. Y. Dong, "Sensitivity analysis of renewable energy integration on stochastic energy management of automated reconfigurable hybrid AC–DC microgrid considering DLR security constraint," *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. 16, pp. 120–131, 2020, doi:10.1109/tii.2019.2915089.

[127] J. Teh, and C. -M. Lai, "Reliability impacts of the dynamic thermal rating and battery energy storage systems on wind-integrated power networks," *Sustain. Energy Grids Netw.*, vol. 20, 100268, 2019, doi:10.1016/j.segan.2019.100268.

[128] S. Madadi, B. Mohammadi-Ivatloo, and S. Tohidi, "Decentralized optimal multi-area generation scheduling considering renewable resources mix and dynamic tie line rating," *J. Clean. Prod.*, vol. 223, pp. 883–896, 2019, doi:10.1016/j.jclepro.2019.03.087.

[129] J. A. Martin, I. A. Hiskens, "Corrective model-predictive control in large electric power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, pp. 1651–1662, 2017, doi:10.1109/TPWRS.2016.2598548.

[130] D.N. Trakas, and N. D. Hatziargyriou, "Optimal Distribution System Operation for Enhancing Resilience Against Wildfires," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, pp. 2260–2271, 2018, doi:10.1109/tpwrs.2017.2733224.

[131] D. M. Greenwood, N. S. Wade, P. C. Taylor, P. Papadopoulos, and N. A. Heyward, "Probabilistic method combining electrical energy storage and real-time thermal ratings to defer network reinforcement," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, pp. 374–384, 2017, doi:10.1109/TSTE.2016.2600320.

[132] L. Van Halewyck, J. Verstraeten, M. Strobbe, and C. Develder, "Economic evaluation of active network management alternatives for congestion avoidance the DSO perspective," *5th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, Istanbul, Turkey, 12–15 October 2014.

[133] K. Kopsidas, A. Kapetanaki, and V. Levi, "Optimal demand response scheduling with real-time thermal ratings of overhead lines for improved network reliability," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, pp. 2813–2825, 2016, doi:10.1109/tsg.2016.2542922.

[134] M. Ali, M. Z. Degefa, M. Humayun, A. Safdarian, and M. Lehtonen, "Increased utilization of wind generation by coordinating the demand response and real-time thermal rating," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, pp. 3737–3746, 2015, doi:10.1109/tpwrs.2015.2498899.

[135] C. Song, and X. Chu, "Optimal scheduling of flexibility resources incorporating dynamic line rating," *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Chicago, IL, USA, 16–20 July 2017.

[136] N. Viafora, K. Morozovska, S. H. H. Kazmi, T. Laneryd, P. Hilber, and J. Holbøll, "Day-ahead dispatch optimization with dynamic thermal rating of transformers and overhead lines," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 171, pp. 194–208, 2019, doi:10.1016/j.epsr.2019.02.026.

[137] J. Yang, X. Bai, D. Strickland, L. Jenkins, and A. M. Cross, "Dynamic network rating for low carbon distribution network operation—A U.K. application," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, pp. 988–998, 2015, doi:10.1109/TSG.2015.2389711.

[138] D. Fang, J. Gunda, M. Zou, G. Harrison, S. Z. Djokic, and A. Vaccaro, "Dynamic thermal rating for efficient management of post-contingency congestions," *IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, 23–27 June 2019.

[139] T. Satoh, H. Tanaka, and S. Iwamoto, "ATC improvement by phase shifter application considering dynamic rating," *39th North American Power Symposium*, Las Cruces, NM, USA, 30 September–2 October 2007.

[140] F. Kreikebaum, D. Das, Y. Yang, F. Lambert, and D. Divan, "Smart wires: A distributed, low-cost solution for controlling power flows and monitoring transmission lines," *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, Gothenberg, Sweden, 11–13 October 2010.

[141] M. Dabbaghjamanesh, A. Kavousi-Fard, and S. Mehraeen, "Effective scheduling of reconfigurable microgrids with dynamic thermal line rating," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 66, pp. 1552–1564, 2019, doi:10.1109/tie.2018.2827978.

[142] J. M. Morales, A. J. Conejo, and J. Pérez-Ruiz, "Economic valuation of reserves in power systems with high penetration of wind power," *2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. PES '09*, vol. 24, no. 2, pp. 900–910, 2009, doi: 10.1109/PES.2009.5260229.

[143] "Meteorología y climatología de Navarra - Pamplona (ETSIA) UPNA." http://meteo.navarra.es/estaciones/estacion.cfm?IDestacion=405.

[144] 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.

[145] J. M. Morales, A. J. Conejo, H. Madsen, P. Pinson, and M. Zugno, “Integrating Renewables in Electricity Markets: Operational Problems”, Springer, 2014.

[146] U.S. Environmental Protection Agency (EPA), “U.S. national weighted average CO2 marginal emission rate,” 2019, Washington, DC.”

[147] ENERCON, “ENERCON product overview.” https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-

[148] C. Grigg, and P. Wong, “The IEEE reliability test system -1996 a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, pp. 1010–1020, 1999, doi: 10.1109/59.780914.

[149] A. J. Conejo, M. Carrión, and J. M. Morales, “Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets,” Springer New York Dordrecht Heidelberg London, 2010.

A
İLGİLİ MATLAB VE GAMS KODLARI

Bu bölümde yer alan alt bölümlerde, öncelikle ilgili optimizasyon çalışmalarında girdi olarak kullanılan DHK değerlerinin hesaplaması için kullanılan IEEE Std 738™ -2012 standardına yönelik oluşturulan MATLAB kodu yer almaktadır. Akabinde ise Bölüm 3 ve Bölüm 4'te sunulan matematiksel modellemelere ait GAMS kodları yer almaktadır.

A.1 IEEE Std 738™ -2012 Standardının Modellenmesi İçin Oluşturulan MATLAB Kodları

```
clc,clear,clear all
T_a=43.3;  %Ambient air temperature
D_0=0.02814; %Outside diameter of conductor
T_s=100;    %Conductor surface temperature
T_high=75;  %High average conductor temperature for which ac resistance is specified
T_low=25;    %Low average conductor temperature for which ac resistance is specified
V_w=0.61;   %Speed of air stream at conductor
E=0.8;      %Emissivity
H_e=0;  %Elevation of conductor above sea level
absorp=0.8; %Solar absorptivity
R_T_high=8.688*10^-5; %resistance value at high temperature
R_T_low=7.283*10^-5;  %resistance value at low temperature
T_avg=100;    %average conductor temperature for which ac resistance is specified
K_angle=1;  %wind direction factor
T_film=(T_s+T_a)/2;  %Average temperature of the boundary layer
P_f=(1.293-1.525*10^-4*H_e+6.379*10^-9*H_e^2)/(1+0.00367*T_film); % Density of air
M_f=(1.458*10^-6*(T_film+273)^1.5)/(T_film+383.4);  %Absolute (dynamic) viscosity of air
k_f=2.424*10^-2+7.477*10^-5*T_film-4.407*10^-9*T_film^2; %Thermal conductivity of air at temperature Tfilm
% for air and conductor properties
q_cn=3.645*P_f^0.5*D_0^0.75*(T_s-T_a)^1.25;  %Convection heat loss rate per unit length (W/m)
N_Re=(D_0*P_f*V_w)/M_f;     %Dimensionless Reynolds number
q_c1=K_angle*(1.01+1.347*(N_Re)^0.52)*k_f*(T_s-T_a); %Convection heat loss rate per unit length (W/m)
q_c2=K_angle*0.754*N_Re^0.6*k_f*(T_s-T_a);  %Convection heat loss rate per unit length (W/m)
if q_cn>q_c1 & q_cn>q_c2
   q_c=q_cn;
elseif q_c1>q_cn & q_c1>q_c2
    q_c=q_c1;
else
   q_c=q_c2;
end

%Radiated heat loss (q_r)
q_r=17.8*D_0*E*(((T_s+273)/100)^4-((T_a+273)/100)^4); %Radiated heat loss rate per unit length (W/m)
```

```
%Resistance at 100 °C
R_T_avg=((R_T_high-R_T_low)/(T_high-T_low))*(T_avg-T_low)+R_T_low; %AC resistance of conductor at temperature, Tavg (ohm/m)

%Solar heat gain
lat=30; %latitudes
w=-15;%Hour angle relative to noon, 15*(Time-12), at 11AM, Time = 11 and the Hour angle= –15 deg
A_area=0.02814; %Projected area of conductor
N=161;  %Day of the year (January 21 = 21, Solstices on 172 and 355)
%-------------------------------------------------
%day= input('enter the day value of today:');
%month=input('enter the month value of today:');
%if month==1
%    N=31+day
%elseif month==2
%     N=31+28+day
%elseif month==3
%     N=31+28+31+day
%elseif month==4
%     N=31+28+31+30+day
%elseif month==5
%     N=31+28+31+30+31+day
%elseif month==6
%     N=31+28+31+30+31+30+day
%elseif month==7
%     N=31+28+31+30+31+30+31+day
%elseif month==8
%     N=31+28+31+30+31+30+31+31+day
%elseif month==9
%     N=31+28+31+30+31+30+31+31+30+day
%elseif month==10
%     N=31+28+31+30+31+30+31+31+30+31+day
%elseif month==11
%    N=31+28+31+30+31+30+31+31+30+31+30+day
%elseif month==12
%   N=31+28+31+30+31+30+31+31+30+31+30+31+day
%else
%    disp('enter a valid month value')
%end
%-------------------------------------------------
S=23.46*sind(((284+N)/365)*360); %Solar declination
H_c=asind(cosd(lat)*cosd(S)*cosd(w)+sind(lat)*sind(S)); %Altitude of sun (0 to 90) (deg)
%A,B,C,D,E,F,G shown that,Polynomial coefficients for solar heat intensity as a function of solar altitude for clear atmosphere
A=-42.2391;
B=63.8044;
C=-1.9220;
D=0.0346921;
E=-3.61118*10^-4;
F=1.94318*10^-6;
G=-4.07608*10^-9;
```

```
Q_s=A+B*H_c+C*H_c^2+D*H_c^3+E*H_c^4+F*H_c^5+G*H_c^6; %Total solar and sky radiated heat intensity (w/m^2)
X=(sind(w))/(sind(lat)*cosd(w)-cosd(lat)*tand(S)); %Solar azimuth variable
C=180;  %the solar azimuth variable
Z_1=90; %Azimuth of line (deg)
Z_c=C+atand(X); %Azimuth of sun (deg)
O=acosd(cosd(H_c)*cosd(Z_c-Z_1)); %Effective angle of incidence of the sun's rays
q_s=absorp*Q_s*sind(O)*A_area; %Heat gain rate from sun (W/m)

%Calculation of steady-state thermal rating using Equation
I=sqrt((q_c+q_r-q_s)/(R_T_avg));
%Result
fprintf('q_c=%.4f\n',q_c)
fprintf('q_r=%.4f\n',q_r)
fprintf('q_s=%.4f\n',q_s)
fprintf('R_T_avg=%.4f\n',R_T_avg)
fprintf('I=%.4f\n',I)
```

A.2 Bölüm 3'te Yer Alan Matematiksel Modele Ait GAMS Kodları

```
$CALL GDXXRW SEST2021.xlsx Index=ParamsandSets!A1
$GDXIN V1.gdx

scalar
Tmax /100/
watertoprod /0.9466667/
watertocons /1.2/
Nnumber /10000000000/
display Tmax, watertoprod, watertocons;

Sets

f(*)     index of energy blocks submitted by generating units
tx(*)    index of extended time horizon
i(*)     index of units
idat(*)  index of unit data characteristics
j(*)     index of aggregated loads
jdat(*)  index of aggregated loads data
s(*)     index of scenarios
sdat(*)  index of scenario data
w(*)     index of wind farms
wdat(*)  index of wind farms data
r(*)     index of inelastic loads
rdat(*)  index of inelastic load data
ph(*)    index of pumped-hydro
phdat(*) index of pumped-hydro data
ls(*) index of line cap scenarios

n(*)
ndat(*)
Li(*)
Lidat(*)
```

;

$LOAD i idat tx s sdat w wdat f j jdat r rdat n ndat Li Lidat ph phdat ls

display i, idat, tx, s, sdat, w, wdat, f, j, jdat, r, rdat, n, ndat, Li, Lidat, ph, phdat, ls;

alias (tx,it);
alias (n,nn);

Parameters
WindScen(w,s,tx)
WindDat(w,wdat)
Unitdat(i,idat)
CC(i,f)
BB(i,f)
LSEdat(j,jdat)
lambdaLSE(j,tx)
Inelasticdat(r,rdat)
L(r,tx)
GenRCU(i,tx)
GenRCD(i,tx)
LSERCU(j,tx)
LSERCD(j,tx)
ScenDat(s,sdat)
LSEconsumption(j,tx)

nodedata(n,ndat)
linedata(Li,Lidat)
phdata(ph,phdat)
linecapdat(Li,tx,ls)
;

$LOAD WindScen Unitdat CC BB LSEdat lambdaLSE Inelasticdat L ScenDat LSEconsumption WindDat Nodedata Linedata phdata linecapdat
$LOAD GenRCU GenRCD LSERCU LSERCD

display Windscen, Unitdat, CC , BB, LSEdat, lambdaLSE, Inelasticdat, L, ScenDat, LSEconsumption, WindDat, Nodedata, Linedata, phdata, linecapdat;
display GenRCU, GenRCD, LSERCU, LSERCD;

$GDXIN

****
********** INGAMS PARAMETER DEFINITION **********
****

Parameters
UT(i) "Minimum up time"
DT(i) "Minimum down time"
SUC(i) "Start up cost"
SDC(i) "Shut down cost"

```
Pmin(i)    "Generator minimum output"
Pmax(i)    "Generator maximum output"
RD(i)      "Ramp down rate"
RU(i)      "Ramp up rate"
Tini(i)    "initial a unit has been up or down"
u_ini(i)   "initial status"

Agsmin(j,tx)   "LSE min limit"
Agsmax(j,tx)   "LSE max limit"
prob(s)        "scenario probability"
;

UT(i)=UnitDat(i,'UT');
DT(i)=UnitDat(i,'DT');
SUC(i)=UnitDat(i,'SUC');
SDC(i)=UnitDat(i,'SDC');
Pmin(i)=UnitDat(i,'Pmin');
Pmax(i)=UnitDat(i,'Pmax');
RD(i)=UnitDat(i,'RD');
RU(i)=UnitDat(i,'RU');
Tini(i)=UnitDat(i,'Tini');
u_ini(i)=UnitDat(i,'u_ini');
Agsmin(j,tx)=LSEconsumption(j,tx)-LSEconsumption(j,tx)*LSEdat(j,'Elmin');
Agsmax(j,tx)=LSEconsumption(j,tx)+LSEconsumption(j,tx)*LSEdat(j,'Elmax');
prob(s)=ScenDat(s,'probability');

display UT,DT,SUC,SDC,Pmin,Pmax,RD,RU,Tini,u_ini,Agsmin,Agsmax,prob;

Parameters
Vuppermax(ph), Vuppermin(ph), Vuini(ph), Vlini(ph), Vlowermax(ph), Vlowermin(ph), Qmax(ph), PH_LOC(ph);

Vuppermax(ph)= phdata(ph,'Vuppermax');
Vuppermin(ph)= phdata(ph,'Vuppermin');
Vuini(ph)= phdata(ph,'Vuini');
Vlini(ph)= phdata(ph,'Vlini');
Vlowermax(ph)= phdata(ph,'Vlowermax');
Vlowermin(ph)= phdata(ph,'Vlowermin');
Qmax(ph)= phdata(ph,'Qmax');
PH_LOC(ph)= phdata(ph,'PH_LOC');

display Vuppermax, Vuppermin, Vuini, Vlini, Vlowermax, Vlowermin, PH_LOC;

***Network Related Parameters***
*The following are connection matrices for Units, Windfarms, Inelastic, Elastic
Parameters
A_Unit(n,i)
A_Windfarm(n,w)
A_Inelastic(n,r)
A_LSE(n,j)
A_PH(n,ph)
;
```

```
loop((n,i),
    if(Unitdat(i,'U_LOC')=nodedata(n,'node_num'), A_Unit(n,i)=1; else A_Unit(n,i)=0;));

loop((n,w),
    if(WindDat(w,'W_LOC')=nodedata(n,'node_num'), A_Windfarm(n,w)=1; else A_Windfarm(n,w)=0;));

loop((n,r),
    if(Inelasticdat(r,'R_LOC')=nodedata(n,'node_num'), A_Inelastic(n,r)=1; else A_Inelastic(n,r)=0;));

loop((n,j),
    if(LSEdat(j,'LSE_LOC')=nodedata(n,'node_num'), A_LSE(n,j)=1; else A_LSE(n,j)=0;));

loop((n,ph),
    if(phdata(ph,'PH_LOC')=nodedata(n,'node_num'), A_PH(n,ph)=1; else A_PH(n,ph)=0;));

display A_Unit, A_Windfarm,A_Inelastic,A_LSE,A_PH;

Parameters
b_element(Li)
B_matrix(Li,n);

b_element(Li)= -1/ (LineData(Li,'X'));
B_matrix(Li,n)=0;

loop ( n ,
        loop ( Li , if( LineData(Li,'FROM') = NodeData(n,'node_num') , B_matrix(Li,n) = - b_element(Li) ) ;
            if ( LineData(Li,'TO')   = NodeData(n,'node_num') , B_matrix(Li,n) = b_element(Li) ) ;
          ) ;
  ) ;

display b_element, B_matrix;

Variables
CostE
P_Prelease(ph,s,tx,ls)
flowturbined(ph,s,tx,ls)
P_Ppumping(ph,s,tx,ls)
flowpumped(ph,s,tx,ls)
Vupper(ph,s,tx,ls)
Vlower(ph,s,tx,ls)
b(i,s,tx,f,ls)
R_D(i,s,tx,ls)
R_U(i,s,tx,ls)
R_D_AG(j,tx,s,ls)
R_U_AG(j,tx,s,ls)
Spill(tx,w,s,ls)
L_shed(r,s,tx,ls)
L_shedLSE(j,tx,s,ls)
P_G(i,s,tx,ls)
P_Prelease(ph,s,tx,ls)
```

```
P_Ppumping(ph,s,tx,ls)
LSE(j,tx,s,ls)
W_total(s,n,tx,ls)
G_total(s,n,tx,ls)
P_totrelease(s,n,tx,ls)
Inel_total(n,s,tx,ls)
LSE_total(n,tx,ls,s)
P_totpump(s,n,tx,ls)
angle(n,s,tx,ls)
flow(Li,s,tx,ls);

Positive variables
L_shedLSE, P_Prelease, flowturbined, P_Ppumping, flowpumped, Vupper, Vlower, b, R_D, R_U, R_D_AG, R_U_AG, Spill,
L_shed, P_G, P_Prelease, P_Ppumping, LSE, W_total, G_total, P_totrelease, Inel_total, LSE_total, P_totpump;

Binary variables
uhp(ph,s,tx,ls), yhp(ph,s,tx,ls), u_1(i,s,tx,ls), y_1(i,s,tx,ls), z_1(i,s,tx,ls);

angle.fx(n,s,tx,ls)$(Nodedata(n,'node_ref')=1)=0;

*********************************************************************
*************** INITIAL CONDITIONS SECTION **********************
*********************************************************************
LSE.fx(j,tx,s,ls)$(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)=LSEconsumption(j,tx);
u_1.fx(i,s,tx,ls)$(UnitDat(i,'a/a')=1)=1;

********  minimum up and down time********
Parameters

  Lx(i)    Hours left to satisfy MUT
  Fx(i)    Hours left to satisfy MDT
;

  Lx(i)= min (Tmax, (UT(i) - Tini(i)) * u_ini(i));

  Fx(i)= min (Tmax, (DT(i) + Tini(i)) * (1-u_ini(i)));

Display Tmax;
Display Lx;
Display Fx;

***1st stage***

***** Binary variables before the scheduling period should be zero
y_1.fx(i,s,tx,ls)$(ord(tx)>=1 and ord(tx)<=Tmax)=0;
z_1.fx(i,s,tx,ls)$(ord(tx)>=1 and ord(tx)<=Tmax)=0;
u_1.fx(i,s,tx,ls)$(ord(tx)>=1 and ord(tx)<=Tmax)=0;

***** Binary variables before the scheduling horizon in which the Generator performs start-up or shut-down should be initialized as
below
y_1.fx(i,s,tx,ls)$(Tini(i)>0 and ord(tx) = Tmax - Tini(i) + 1)=1;
```

```
u_1.fx(i,s,tx,ls)$(Tini(i)>0 and (ord(tx) >= Tmax - Tini(i) + 1 and ord(tx) <= Tmax))=1;
u_1.fx(i,s,tx,ls)$(Tini(i)>0 and Lx(i)>0 and (ord(tx) >= Tmax - Tini(i) + 1 and ord(tx) <= Tmax + Lx(i)))=1;

z_1.fx(i,s,tx,ls)$(Tini(i)<0 and ord(tx) = Tmax + Tini(i) + 1)=1;
u_1.fx(i,s,tx,ls)$(Tini(i)<0 and (ord(tx) >= Tmax + Tini(i) + 1 and ord(tx) <= Tmax))=0;
u_1.fx(i,s,tx,ls)$(Tini(i)<0 and Fx(i)>0 and (ord(tx) >= Tmax + Tini(i) + 1 and ord(tx) <= Tmax + Fx(i)))=0;

***** Initial Power Value
P_G.fx(i,s,tx,ls)$(ord(tx)=Tmax)= UnitDat(i,'Pini') ;

***** Units should not provide reserves in period Tmax
R_U.fx(i,s,tx,ls)$(ord(tx)=Tmax) = 0;
R_D.fx(i,s,tx,ls)$(ord(tx)=Tmax) = 0;

R_U_AG.fx(j,tx,s,ls)$(ord(tx)=Tmax) = 0;
R_D_AG.fx(j,tx,s,ls)$(ord(tx)=Tmax) = 0;

***INITIAL CONDITIONS***

Vupper.fx(ph,s,tx,ls)$(ord(tx)=101)=Vuini(ph);
Vlower.fx(ph,s,tx,ls)$(ord(tx)=101)=Vlini(ph);



Vupper.fx(ph,s,tx,ls)$(ord(tx)<101 and ord(tx)>124)=0;
Vlower.fx(ph,s,tx,ls)$(ord(tx)<101 and ord(tx)>124)=0;

P_Ppumping.fx(ph,s,tx,ls)$(ord(tx)<101 and ord(tx)>124)=0;
P_Prelease.fx(ph,s,tx,ls)$(ord(tx)<101 and ord(tx)>124)=0;

flow.fx(Li,s,tx,ls)$(ord(tx)<101 and ord(tx)>124)=0;

Equations
Cost
EQ_1
EQ_2
EQ_3
EQ_4
EQ_5
EQ_6
EQ_7
EQ_8
EQ_9
EQ_10
EQ_11
EQ_12
EQ_13
EQ_14
EQ_15
EQ_16
EQ_17
EQ_18
```

```
EQ_19
EQ_1919
EQ_20
EQ_21
EQ_22
EQ_23
EQ_24
EQ_25
EQ_26
EQ_27
EQ_28
EQ_29
EQ_30
EQ_31
EQ_32
EQ_33
EQ_34
EQ_35
EQ_36
EQ_37
EQ_38
EQ_39 ;

Cost   .. CostE =e= sum((tx,i,f,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24), prob(s) * 0.2*
(CC(i,f)*b(i,s,tx,f,ls)+SUC(i)*y_1(i,s,tx,ls)+SDC(i)*z_1(i,s,tx,ls)))+sum((tx,w,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24),
prob(s)*0.2*(1000*Spill(tx,w,s,ls)))+sum((r,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24),
prob(s)*0.2*Inelasticdat(r,'VLOL')*L_shed(r,s,tx,ls))+sum((j,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24),
prob(s)*0.2*1000*L_shedLSE(j,tx,s,ls))-sum((tx,j) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24),
LSEconsumption(j,tx)*lambdaLSE(j,tx));

EQ_1 (i,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_G(i,s,tx,ls)  =e= sum(f,b(i,s,tx,f,ls));

EQ_2 (i,s,tx,f,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
b(i,s,tx,f,ls) =l= BB(i,f);

EQ_3 (i,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_G(i,s,tx,ls) =g= Pmin(i)*u_1(i,s,tx,ls);

EQ_4 (i,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_G(i,s,tx,ls)  =l= Pmax(i)*u_1(i,s,tx,ls);

EQ_5 (i,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_G(i,s,tx,ls) - P_G(i,s,tx-1,ls) =l= RU(i)*60 ;

EQ_6 (i,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_G(i,s,tx-1,ls) - P_G(i,s,tx,ls) =l= RD(i)*60 ;



EQ_7 (i,s,tx,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Sum (it$((ord(it) >= ord(tx)-UT(i)+1) and (ord(it) <= ord(tx))), y_1(i,s,tx,ls)) =l= u_1(i,s,tx,ls);
```

```
EQ_8 (i,s,tx,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Sum (it$((ord(it) >= ord(tx)-DT(i)+1) and (ord(it) <= ord(tx))), z_1(i,s,tx,ls)) =l= 1 - u_1(i,s,tx,ls);

EQ_9 (i,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
y_1(i,s,tx,ls) - z_1(i,s,tx,ls) =e= u_1(i,s,tx,ls) - u_1(i,s,tx-1,ls);

EQ_10 (i,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
y_1(i,s,tx,ls) + z_1(i,s,tx,ls) =l= 1;

EQ_11 (i,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
u_1(i,s,tx,ls) =g=  y_1(i,s,tx,ls);

EQ_12 (i,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
u_1(i,s,tx,ls) =g=  z_1(i,s,tx+1,ls);

EQ_13 (r,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
L_shed(r,s,tx,ls)=l=L(r,tx);

EQ_14 (tx,s,n,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
W_total(s,n,tx,ls) =e=  sum(w, A_Windfarm(n,w)* ( WindScen(w,s,tx)-Spill(tx,w,s,ls)))  ;

EQ_15 (tx,s,n,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
G_total(s,n,tx,ls) =e=  sum(i, A_Unit(n,i)* P_G(i,s,tx,ls) )  ;

EQ_16 (tx,s,n,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_totrelease(s,n,tx,ls) =e=  sum(ph, A_PH(n,ph)* P_Prelease(ph,s,tx,ls) )  ;

EQ_17 (tx,s,n,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_totpump(s,n,tx,ls) =e=  sum(ph, A_PH(n,ph)* P_Ppumping(ph,s,tx,ls) )  ;

EQ_18 (tx,n,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Inel_total(n,s,tx,ls)=e= sum(r, A_Inelastic(n,r)* (L(r,tx)-L_shed(r,s,tx,ls)))  ;

EQ_19 (n,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
LSE_total(n,tx,ls,s)=e= sum(j, A_LSE(n,j)* (LSEconsumption(j,tx)-L_shedLSE(j,tx,s,ls)))  ;

EQ_1919 (j,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
L_shedLSE(j,tx,s,ls) =l= LSEconsumption(j,tx) ;

EQ_20 (n,nn,Li,tx,s,ls) $ (ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24 and (ord(n) = LineData(Li,'FROM'))and (ord(nn) =
LineData(Li,'TO'))) ..
flow(Li,s,tx,ls) =e= B_matrix(Li,n)* (angle(n,s,tx,ls)-angle(nn,s,tx,ls));

EQ_21 (n,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
W_total(s,n,tx,ls)  + G_total(s,n,tx,ls) + P_totrelease(s,n,tx,ls) +  Sum (Li$(ord(n)=LineData(Li,'FROM')),-flow(Li,s,tx,ls)) + Sum
(Li$(ord(n)=LineData(Li,'TO') ) ,flow(Li,s,tx,ls) ) =e=  Inel_total(n,s,tx,ls) + LSE_total(n,tx,ls,s) + P_totpump(s,n,tx,ls)  ;

EQ_22 (n,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
angle(n,s,tx,ls) =l= 0.174532925*100;
```

```
EQ_23 (n,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
angle(n,s,tx,ls) =g= -0.174532925*100;

EQ_24 (Li,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
flow(Li,s,tx,ls) =l= linecapdat(Li,tx,ls) ;

EQ_25 (Li,tx,s,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
-linecapdat(Li,tx,ls)  =l= flow(Li,s,tx,ls);

EQ_26 (ph,s,tx,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_Prelease(ph,s,tx,ls) =e= watertoprod * flowturbined(ph,s,tx,ls);

EQ_27 (ph,s,tx,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_Ppumping(ph,s,tx,ls) =e= watertocons * flowpumped(ph,s,tx,ls);

EQ_28 (ph,s,tx,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Vupper(ph,s,tx,ls) =e= Vupper(ph,s,tx-1,ls) +(flowpumped(ph,s,tx,ls) - flowturbined(ph,s,tx,ls));

EQ_29 (ph,s,ls,tx,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Vlower(ph,s,tx,ls) =e= Vlower(ph,s,tx-1,ls) + (flowturbined(ph,s,tx,ls) - flowpumped(ph,s,tx,ls));

EQ_30 (ph,s,tx,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Vupper(ph,s,tx,ls) =l= Vuppermax(ph);

EQ_31 (ph,s,tx,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Vuppermin(ph) =l= Vupper(ph,s,tx,ls);

EQ_32 (ph,s,tx,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Vlower(ph,s,tx,ls) =l= Vlowermax(ph);

EQ_33 (ph,s,tx,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Vlowermin(ph) =l= Vlower(ph,s,tx,ls);

EQ_34 (ph,s,tx,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
0 =l= flowturbined(ph,s,tx,ls);

EQ_35 (ph,s,tx,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
flowturbined(ph,s,tx,ls) =l= Qmax(ph);

EQ_36 (ph,s,tx,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
0 =l= flowpumped(ph,s,tx,ls);

EQ_37 (ph,s,tx,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
flowpumped(ph,s,tx,ls) =l= Qmax(ph);

EQ_38 (ph,s,tx,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_Prelease(ph,s,tx,ls) =l= Nnumber*uhp(ph,s,tx,ls) ;

EQ_39 (ph,s,tx,ls) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_Ppumping(ph,s,tx,ls) =l= Nnumber*(1-uhp(ph,s,tx,ls)) ;
```

```
*****************************************************************
*************** SOLVER COMMANDS SECTION ************************
*****************************************************************

Model Case34 /all/

Option Limcol = 1000;
Option Limrow = 1000;

Option mip = CPLEX ;
Option Iterlim = 100000000 ;
Option Reslim = 1000000 ;
Option Optca = 0 ;
Option Optcr = 0 ;

Solve Case34 using mip minimizing CostE;

display CostE.l
display P_Prelease.l
display flowturbined.l
display P_Ppumping.l
display flowpumped.l
display Vupper.l
display Vlower.l
display b.l
display Spill.l
display L_shed.l
display L_shedLSE.l
display P_G.l
display LSE.l
display W_total.l
display G_total.l
display P_totrelease.l
display Inel_total.l
display LSE_total.l
display P_totpump.l
display angle.l
display flow.l

Execute_Unload "output1.gdx" CostE.l flowturbined.l P_Ppumping.l flowpumped.l Vupper.l Vlower.l b.l Spill.l L_shed.l
L_shedLSE.l P_G.l P_Prelease.l LSE.l W_total.l G_total.l P_totrelease.l Inel_total.l LSE_total.l P_totpump.l angle.l flow.l
*****************************************

*****************************************
Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=CostE.l Rng=CostE!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_Prelease.l Rng=P_Prelease!B2'
```

```
Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=flowturbined.l Rng=flowturbined!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_Ppumping.l Rng=P_Ppumping!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=flowpumped.l Rng=flowpumped!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=Vupper.l Rng=Vupper!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=Vlower.l Rng=Vlower!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=b.l Rng=b!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=Spill.l Rng=Spill!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=L_shed.l Rng=L_shed!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=L_shedLSE.l Rng=L_shedLSE!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_G.l Rng=P_G!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=LSE.l Rng=LSE!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=W_total.l Rng=W_total!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=G_total.l Rng=G_total!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_totrelease.l Rng=P_totrelease!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=LSE_total.l Rng=LSE_total!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=Inel_total.l Rng=Inel_total!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_totpump.l Rng=P_totpump!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=angle.l Rng=angle!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=flow.l Rng=flow!B2'

Execute "=shellexecute output1.xlsx" ;

*$offtext
```

A.3 Bölüm 4'te Yer Alan Matematiksel Modele Ait GAMS Kodları

```
$CALL GDXXRW SEST202122.xlsx Index=ParamsandSets!A1
$GDXIN V2.gdx

scalar
Tmax /100/
watertoprod /0.9466667/
watertocons /1.2/
Nnumber /10000000000/
DTT /0.25/
pk /0.1/
display Tmax, watertoprod, watertocons;

Sets

f(*)     index of energy blocks submitted by generating units
tx(*)    index of extended time horizon
i(*)     index of units
idat(*)  index of unit data characteristics
j(*)     index of aggregated loads
jdat(*)  index of aggregated loads data
s(*)     index of scenarios
sdat(*)  index of scenario data
w(*)     index of wind farms
wdat(*)  index of wind farms data
r(*)     index of inelastic loads
rdat(*)  index of inelastic load data
ph(*)    index of pumped-hydro
phdat(*) index of pumped-hydro data
ls(*) index of line cap scenarios
n(*)
ndat(*)
Li(*)
Lidat(*)
evlist(*)
evdat(*)
evscenario(*)
EVAGdat(*)
EVAGlist(*)
CESdat(*)
CESlist(*)
CESSdat(*)
flex(*)
ta /1*96/
flexx(*)
;
```

$LOAD flexx i idat tx s sdat w wdat f j jdat r rdat n ndat Li Lidat ph phdat evlist evdat evscenario EVAGdat EVAGlist CESdat CESlist CESSdat flex

display flex, ta, i, idat, tx, s, sdat, w, wdat, f, j, jdat, r, rdat, n, ndat, Li, Lidat, ph, phdat, evlist, evdat, evscenario, EVAGdat, EVAGlist, CESdat, CESlist, CESSdat;

alias (tx,it);
alias (n,nn);

Parameters
WindScen(w,s,tx)
WindDat(w,wdat)
Unitdat(i,idat)
CC(i,f)
BB(i,f)
LSEdat(j,jdat)
lambdaLSE(j,tx)
Inelasticdat(r,rdat)
L(r,tx)
GenRCU(i,tx)
GenRCD(i,tx)
LSERCU(j,tx)
LSERCD(j,tx)
ScenDat(s,sdat)
LSEconsumption(j,tx)
nodedata(n,ndat)
linedata(Li,Lidat)
phdata(ph,phdat)
linecapdat(Li,tx,s)
evdata(evlist,evdat)
SOEini(evlist,evscenario)
SOEcome(evlist,evscenario)
SOEleave(evlist,evscenario)
EVAGGdata(EVAGlist,EVAGdat)
CESdata(CESlist,CESdat)
CESSdata(CESlist,CESSdat)
Flexdata(flex,tx)
Flexxdata(flex,flexx)
;

$LOAD Flexxdata Flexdata WindScen Unitdat CC BB LSEdat lambdaLSE Inelasticdat L ScenDat LSEconsumption WindDat Nodedata Linedata phdata linecapdat evdata SOEini SOEcome SOEleave EVAGGdata CESdata CESSdata
$LOAD GenRCU GenRCD LSERCU LSERCD

display Flexxdata, Flexdata, Windscen, Unitdat, CC , BB, LSEdat, lambdaLSE, Inelasticdat, L, ScenDat, LSEconsumption, WindDat, Nodedata, Linedata, phdata, linecapdat, evdata, SOEini, SOEcome, SOEleave, EVAGGdata, CESdata, CESSdata;
display GenRCU, GenRCD, LSERCU, LSERCD;

$GDXIN

```
*********************************************************************
****************** INGAMS PARAMETER DEFINITION ********************
*********************************************************************

Parameters
UT(i)      "Minimum up time"
DT(i)      "Minimum down time"
SUC(i)     "Start up cost"
SDC(i)     "Shut down cost"
Pmin(i)    "Generator minimum output"
Pmax(i)    "Generator maximum output"
RD(i)      "Ramp down rate"
RU(i)      "Ramp up rate"
Tini(i)    "initial a unit has been up or down"
u_ini(i)   "initial status"

Agsmin(j,tx)   "LSE min limit"
Agsmax(j,tx)   "LSE max limit"
prob(s)        "scenario probability"
;

UT(i)=UnitDat(i,'UT');
DT(i)=UnitDat(i,'DT');
SUC(i)=UnitDat(i,'SUC');
SDC(i)=UnitDat(i,'SDC');
Pmin(i)=UnitDat(i,'Pmin');
Pmax(i)=UnitDat(i,'Pmax');
RD(i)=UnitDat(i,'RD');
RU(i)=UnitDat(i,'RU');
Tini(i)=UnitDat(i,'Tini');
u_ini(i)=UnitDat(i,'u_ini');
Agsmin(j,tx)=LSEconsumption(j,tx)-LSEconsumption(j,tx)*LSEdat(j,'Elmin');
Agsmax(j,tx)=LSEconsumption(j,tx)+LSEconsumption(j,tx)*LSEdat(j,'Elmax');
prob(s)=ScenDat(s,'probability');

display UT,DT,SUC,SDC,Pmin,Pmax,RD,RU,Tini,u_ini,Agsmin,Agsmax,prob;

Parameters
Vuppermax(ph), Vuppermin(ph), Vuini(ph), Vlini(ph), Vlowermax(ph), Vlowermin(ph), Qmax(ph), PH_LOC(ph);

Vuppermax(ph)= phdata(ph,'Vuppermax');
Vuppermin(ph)= phdata(ph,'Vuppermin');
Vuini(ph)= phdata(ph,'Vuini');
Vlini(ph)= phdata(ph,'Vlini');
Vlowermax(ph)= phdata(ph,'Vlowermax');
Vlowermin(ph)= phdata(ph,'Vlowermin');
Qmax(ph)= phdata(ph,'Qmax');
PH_LOC(ph)= phdata(ph,'PH_LOC');

display Vuppermax, Vuppermin, Vuini, Vlini, Vlowermax, Vlowermin, PH_LOC;
```

```
Parameters
E_ESS_max(CESlist), E_ESS_min(CESlist), R_ch_ESS(CESlist), Eff_ch_ESS(CESlist), R_disch_ESS(CESlist),
Eff_disch_ESS(CESlist), E_ESS_ini(CESlist);



E_ESS_max(CESlist)= CESSdata(CESlist,'E_ESS_max');
E_ESS_min(CESlist)= CESSdata(CESlist,'E_ESS_min');
R_ch_ESS(CESlist)= CESSdata(CESlist,'R_ch_ESS');
Eff_ch_ESS(CESlist)= CESSdata(CESlist,'Eff_ch_ESS');
R_disch_ESS(CESlist)= CESSdata(CESlist,'R_disch_ESS');
Eff_disch_ESS(CESlist)= CESSdata(CESlist,'Eff_disch_ESS');
E_ESS_ini(CESlist)=CESSdata(CESlist,'E_ESS_ini');

display E_ESS_max, E_ESS_min, R_ch_ESS, Eff_ch_ESS, R_disch_ESS, Eff_disch_ESS, E_ESS_ini;

Parameters
E_ev_max(evlist), E_ev_min(evlist), R_ch_ev(evlist), Eff_ch_ev(evlist), R_disch_ev(evlist), Eff_disch_ev(evlist),
SOE_des_ev(evlist);

E_ev_max(evlist)= Evdata(evlist,'E_ev_max');
E_ev_min(evlist)= Evdata(evlist,'E_ev_min');
R_ch_ev(evlist)= Evdata(evlist,'R_ch_ev');
Eff_ch_ev(evlist)= Evdata(evlist,'Eff_ch_ev');
R_disch_ev(evlist)= Evdata(evlist,'R_disch_ev');
Eff_disch_ev(evlist)= Evdata(evlist,'Eff_disch_ev');
SOE_des_ev(evlist)=Evdata(evlist,'SOE_des_ev');

display E_ev_max, E_ev_min, R_ch_ev, Eff_ch_ev, R_disch_ev, Eff_disch_ev, SOE_des_ev;

***Network Related Parameters***
*The following are connection matrices for Units, Windfarms, Inelastic, Elastic
Parameters
A_Unit(n,i)
A_Windfarm(n,w)
A_Inelastic(n,r)
A_LSE(n,j)
A_PH(n,ph)
A_AGGR(n,EVAGlist)
A_CES(n,CESlist)
A_FLEX(n,flex)
;

loop((n,i),
    if(Unitdat(i,'U_LOC')=nodedata(n,'node_num'), A_Unit(n,i)=1; else A_Unit(n,i)=0;));

loop((n,w),
    if(WindDat(w,'W_LOC')=nodedata(n,'node_num'), A_Windfarm(n,w)=1; else A_Windfarm(n,w)=0;));

loop((n,r),
    if(Inelasticdat(r,'R_LOC')=nodedata(n,'node_num'), A_Inelastic(n,r)=1; else A_Inelastic(n,r)=0;));
```

```
loop((n,j),
    if(LSEdat(j,'LSE_LOC')=nodedata(n,'node_num'), A_LSE(n,j)=1; else A_LSE(n,j)=0;));

loop((n,ph),
    if(phdata(ph,'PH_LOC')=nodedata(n,'node_num'), A_PH(n,ph)=1; else A_PH(n,ph)=0;));

loop((n,EVAGlist),
    if(EVAGGdata(EVAGlist,'EVAGG_LOC')=nodedata(n,'node_num'), A_AGGR(n,EVAGlist)=1; else
A_AGGR(n,EVAGlist)=0;));

loop((n,CESlist),
    if(CESdata(CESlist,'CES_LOC')=nodedata(n,'node_num'), A_CES(n,CESlist)=1; else A_CES(n,CESlist)=0;));


loop((n,flex),
    if(Flexxdata(flex,'F_LOC')=nodedata(n,'node_num'), A_FLEX(n,flex)=1; else A_FLEX(n,flex)=0;));


display A_Unit, A_Windfarm, A_Inelastic, A_LSE, A_PH, A_AGGR, A_CES, A_FLEX;

Parameters
b_element(Li)
B_matrix(Li,n);

b_element(Li)= -1/ (LineData(Li,'X'));
B_matrix(Li,n)=0;

loop ( n ,
        loop ( Li , if( LineData(Li,'FROM') = NodeData(n,'node_num') , B_matrix(Li,n) = - b_element(Li) ) ;
            if ( LineData(Li,'TO')   = NodeData(n,'node_num') , B_matrix(Li,n) = b_element(Li) ) ;
          ) ;
  ) ;

display b_element, B_matrix;

Variables
CostE
P_Prelease(ph,s,tx)
flowturbined(ph,s,tx)
P_Ppumping(ph,s,tx)
flowpumped(ph,s,tx)
Vupper(ph,s,tx)
Vlower(ph,s,tx)
b(i,s,tx,f)
R_D(i,s,tx)
R_U(i,s,tx)
R_D_AG(j,tx,s)
R_U_AG(j,tx,s)
Spill(tx,w,s)
L_shed(r,s,tx)
L_shedLSE(j,tx,s)
```

```
P_G(i,s,tx)
P_Prelease(ph,s,tx)
P_Ppumping(ph,s,tx)
LSE(j,tx,s)
W_total(s,n,tx)
G_total(s,n,tx)
P_totrelease(s,n,tx)
Inel_total(n,s,tx)
LSE_total(n,tx,s)
P_totpump(s,n,tx)
angle(n,s,tx)
flow(Li,s,tx)
P_ev_ch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)
SOE_ev(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)
P_ev_ch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)
P_ev_disch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)
E_ev_ch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)
E_ev_disch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta)
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx)
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx)
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta)
P_ESS_ch(CESlist,s,tx)
SOE_ESS(CESlist,s,tx)
P_ESS_disch(CESlist,s,tx)
EV_total(n,tx)
CES_total(n,s,tx)
Flex_total(n,s,tx)
L_DR(flex,s,tx)
SOE_evc(EVAGlist,evlist,evscenario)
SOE_evl(EVAGlist,evlist,evscenario)
LSE_DR(j,s,tx)
L_shedflex(flex,tx,s)
;

Positive variables
L_shedflex, LSE_DR, SOE_evc, SOE_evl, Flex_total, L_DR, SOE_ev, P_ev_ch, P_ev_disch, E_ev_ch, E_ev_disch,
E_RTt_consumed_EVf, E_RT_consumed_EVf, E_RT_produced_EVf, E_RTt_produced_EVf, P_ESS_ch, SOE_ESS,
P_ESS_disch, L_shedLSE, P_Prelease, flowturbined, P_Ppumping, flowpumped, Vupper, Vlower, b, R_D, R_U, R_D_AG,
R_U_AG, Spill, L_shed, P_G, P_Prelease, P_Ppumping, LSE, W_total, G_total, P_totrelease, Inel_total, LSE_total, P_totpump;

Binary variables
uhp(ph,s,tx), yhp(ph,s,tx), u_1(i,s,tx), y_1(i,s,tx), z_1(i,s,tx), u_ESS(CESlist,s,tx), u_ev(evlist,evscenario,ta);

angle.fx(n,s,tx)$(Nodedata(n,'node_ref')=1)=0;

*****************************************************************
********** INITIAL CONDITIONS SECTION **********
*****************************************************************
LSE.fx(j,tx,s)$(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)=LSEconsumption(j,tx);
u_1.fx(i,s,tx)$(UnitDat(i,'a/a')=1)=1;
```

```
******** minimum up and down time********
Parameters

  Lx(i)   Hours left to satisfy MUT
  Fx(i)   Hours left to satisfy MDT
;

  Lx(i)= min (Tmax, (UT(i) - Tini(i)) * u_ini(i));

  Fx(i)= min (Tmax, (DT(i) + Tini(i)) * (1-u_ini(i)));

Display Tmax;
Display Lx;
Display Fx;

***1st stage***

***** Binary variables before the scheduling period should be zero
y_1.fx(i,s,tx)$(ord(tx)>=1 and ord(tx)<=Tmax)=0;
z_1.fx(i,s,tx)$(ord(tx)>=1 and ord(tx)<=Tmax)=0;
u_1.fx(i,s,tx)$(ord(tx)>=1 and ord(tx)<=Tmax)=0;

***** Binary variables before the scheduling horizon in which the Generator performs start-up or shut-down should be initialized as
below
y_1.fx(i,s,tx)$(Tini(i)>0 and ord(tx) = Tmax - Tini(i) + 1)=1;
u_1.fx(i,s,tx)$(Tini(i)>0 and (ord(tx) >= Tmax - Tini(i) + 1 and ord(tx) <= Tmax))=1;
u_1.fx(i,s,tx)$(Tini(i)>0 and Lx(i)>0 and (ord(tx) >= Tmax - Tini(i) + 1 and ord(tx) <= Tmax + Lx(i)))=1;

z_1.fx(i,s,tx)$(Tini(i)<0 and ord(tx) = Tmax + Tini(i) + 1)=1;
u_1.fx(i,s,tx)$(Tini(i)<0 and (ord(tx) >= Tmax + Tini(i) + 1 and ord(tx) <= Tmax))=0;
u_1.fx(i,s,tx)$(Tini(i)<0 and Fx(i)>0 and (ord(tx) >= Tmax + Tini(i) + 1 and ord(tx) <= Tmax + Fx(i)))=0;

***** Initial Power Value
P_G.fx(i,s,tx)$(ord(tx)=Tmax)= UnitDat(i,'Pini') ;

***** Units should not provide reserves in period Tmax
R_U.fx(i,s,tx)$(ord(tx)=Tmax) = 0;
R_D.fx(i,s,tx)$(ord(tx)=Tmax) = 0;

R_U_AG.fx(j,tx,s)$(ord(tx)=Tmax) = 0;
R_D_AG.fx(j,tx,s)$(ord(tx)=Tmax) = 0;


***INITIAL CONDITIONS  EV***

SOE_ev.fx(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)$(ord(ta)=SOEcome(evlist,evscenario))=SOEini(evlist,evscenario);
SOE_ev.fx(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)$(ord(ta)<SOEcome(evlist,evscenario))=0;
P_ev_ch.fx(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)$(ord(ta)<SOEcome(evlist,evscenario))=0;
P_ev_ch.fx(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)$(ord(ta)>=SOEleave(evlist,evscenario))=0;
P_ev_disch.fx(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)$(ord(ta)<SOEcome(evlist,evscenario))=0;
```

```
P_ev_disch.fx(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)$(ord(ta)>=SOEleave(evlist,evscenario))=0;


***INITIAL CONDITIONS CES***

SOE_ESS.fx(CESlist,s,tx)$(ord(tx)=101)=E_ESS_ini(CESlist);
SOE_ESS.fx(CESlist,s,tx)$(ord(tx)<101)=0;
P_ESS_ch.fx(CESlist,s,tx)$(ord(tx)<101)=0;
P_ESS_ch.fx(CESlist,s,tx)$(ord(tx)>=124)=0;
P_ESS_disch.fx(CESlist,s,tx)$(ord(tx)<101)=0;
P_ESS_disch.fx(CESlist,s,tx)$(ord(tx)>=124)=0;


***INITIAL CONDITIONS***

Vupper.fx(ph,s,tx)$(ord(tx)=101)=Vuini(ph);
Vlower.fx(ph,s,tx)$(ord(tx)=101)=Vlini(ph);

Vupper.fx(ph,s,tx)$(ord(tx)<101 and ord(tx)>124)=0;
Vlower.fx(ph,s,tx)$(ord(tx)<101 and ord(tx)>124)=0;

P_Ppumping.fx(ph,s,tx)$(ord(tx)<101 and ord(tx)>124)=0;
P_Prelease.fx(ph,s,tx)$(ord(tx)<101 and ord(tx)>124)=0;

flow.fx(Li,s,tx)$(ord(tx)<101 and ord(tx)>124)=0;

Equations
Cost
EQ_1
EQ_2
EQ_3
EQ_4
EQ_5
EQ_6
EQ_7
EQ_8
EQ_9
EQ_10
EQ_11
EQ_12
EQ_13
EQ_14
EQ_15
EQ_16
EQ_17
EQ_18
EQ_18_1
EQ_18_2
EQ_18_3
EQ_18_4
EQ_19
```

EQ_20
EQ_21
EQ_22
EQ_23
EQ_24
EQ_25
EQ_26
EQ_27
EQ_28
EQ_29
EQ_30
EQ_31
EQ_32
EQ_33
EQ_34
EQ_35
EQ_36
EQ_37
EQ_38
EQ_39
EQ_40
EQ_41
EQ_42
EQ_43
EQ_44
EQ_45
EQ_46
EQ_47
EQ_47_1
EQ_47_2
EQ_47_3
EQ_48
EQ_49
EQ_50
EQ_51
EQ_52
EQ_53
EQ_54
EQ_55
EQ_56
EQ_57
EQ_58
EQ_59
EQ_60
EQ_61
EQ_62
EQ_63
EQ_64
EQ_65
EQ_66
EQ_67

EQ_68
EQ_69
EQ_70
EQ_71
EQ_72
EQ_73
EQ_74
EQ_75
EQ_76
EQ_77
EQ_78
EQ_79
EQ_80
EQ_81
EQ_82
EQ_83
EQ_84
EQ_85
EQ_86
EQ_87
EQ_88
EQ_89
EQ_90
EQ_91
EQ_92
EQ_93
EQ_94
EQ_95
EQ_96
EQ_97
EQ_98
EQ_99
EQ_100
EQ_101
EQ_102
EQ_103
EQ_104
EQ_105
EQ_106
EQ_107
EQ_108;

Cost .. CostE =e= sum((tx,i,f,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24), prob(s) *
(CC(i,f)*b(i,s,tx,f)+SUC(i)*y_1(i,s,tx)+SDC(i)*z_1(i,s,tx)))+sum((tx,w,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24),
prob(s)*(1000*Spill(tx,w,s)))+sum((r,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24),
prob(s)*Inelasticdat(r,'VLOL')*L_shed(r,s,tx))+sum((j,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24),
prob(s)*1000*L_shedLSE(j,tx,s))-sum((tx,j,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24), prob(s)*(LSEconsumption(j,tx)-
L_shedLSE(j,tx,s))*lambdaLSE(j,tx))+sum((flex,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24),
prob(s)*48*L_DR(flex,s,tx))+sum((j,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24), prob(s)*48*LSE_DR(j,s,tx))+sum((flex,tx,s)
$(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24), prob(s)*1000*L_shedflex(flex,tx,s));

```
EQ_1 (i,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_G(i,s,tx)  =e= sum(f,b(i,s,tx,f));

EQ_2 (i,s,tx,f) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
b(i,s,tx,f) =l= BB(i,f);

EQ_3 (i,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_G(i,s,tx) =g= Pmin(i)*u_1(i,s,tx);

EQ_4 (i,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_G(i,s,tx)  =l= Pmax(i)*u_1(i,s,tx);

EQ_5 (i,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_G(i,s,tx) - P_G(i,s,tx-1) =l= RU(i)*60 ;

EQ_6 (i,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_G(i,s,tx-1) - P_G(i,s,tx) =l= RD(i)*60 ;

EQ_7 (i,s,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Sum (it$((ord(it) >= ord(tx)-UT(i)+1) and (ord(it) <= ord(tx))), y_1(i,s,tx)) =l= u_1(i,s,tx);

EQ_8 (i,s,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Sum (it$((ord(it) >= ord(tx)-DT(i)+1) and (ord(it) <= ord(tx))), z_1(i,s,tx)) =l= 1 - u_1(i,s,tx);

EQ_9 (i,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
y_1(i,s,tx) - z_1(i,s,tx) =e= u_1(i,s,tx) - u_1(i,s,tx-1);

EQ_10 (i,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
y_1(i,s,tx) + z_1(i,s,tx) =l= 1;

EQ_11 (i,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
u_1(i,s,tx) =g=  y_1(i,s,tx);

EQ_12 (i,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
u_1(i,s,tx) =g=  z_1(i,s,tx+1);

EQ_13 (r,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
L_shed(r,s,tx)=l=L(r,tx);

EQ_14 (tx,s,n) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
W_total(s,n,tx) =e=  sum(w, A_Windfarm(n,w)* ( WindScen(w,s,tx)-Spill(tx,w,s)))  ;

EQ_15 (tx,s,n) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
G_total(s,n,tx) =e=  sum(i, A_Unit(n,i)* P_G(i,s,tx) )  ;

EQ_16 (tx,s,n) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_totrelease(s,n,tx) =e=  sum(ph, A_PH(n,ph)* P_Prelease(ph,s,tx) )  ;

EQ_17 (tx,s,n) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_totpump(s,n,tx) =e=  sum(ph, A_PH(n,ph)* P_Ppumping(ph,s,tx) )  ;
```

```
EQ_18 (tx,n,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Inel_total(n,s,tx)=e= sum(r, A_Inelastic(n,r)* (L(r,tx)-L_shed(r,s,tx)))  ;

EQ_18_1 (tx,n,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Flex_total(n,s,tx)=e= sum(flex, A_FLEX(n,flex)* (Flexdata(flex,tx)-L_DR(flex,s,tx)-L_shedflex(flex,tx,s)))  ;

EQ_18_2 (tx,flex,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
L_DR(flex,s,tx) =l= Flexdata(flex,tx)*0.15;

EQ_18_3 (tx,j,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
LSE_DR(j,s,tx) =l= LSEconsumption(j,tx)*0.15;

EQ_18_4 (flex,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
L_shedflex(flex,tx,s) =l= Flexdata(flex,tx)-L_DR(flex,s,tx) ;

EQ_19 (n,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
EV_total(n,tx) =e=  sum((EVAGlist,evscenario), A_AGGR(n,EVAGlist) * pk * (E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx)-
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx)))  ;

EQ_20 (n,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
CES_total(n,s,tx) =e=  sum(CESlist, A_CES(n,CESlist)  * (P_ESS_disch(CESlist,s,tx)-P_ESS_ch(CESlist,s,tx)))  ;

EQ_21 (n,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
LSE_total(n,tx,s)=e= sum(j, A_LSE(n,j)* (LSEconsumption(j,tx)-L_shedLSE(j,tx,s)-LSE_DR(j,s,tx)))  ;

EQ_22 (j,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
L_shedLSE(j,tx,s) =l= LSEconsumption(j,tx)-LSE_DR(j,s,tx) ;

EQ_23 (n,nn,Li,tx,s) $ (ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24 and (ord(n) = LineData(Li,'FROM'))and (ord(nn) =
LineData(Li,'TO'))) ..
flow(Li,s,tx) =e= B_matrix(Li,n)* (angle(n,s,tx)-angle(nn,s,tx));

EQ_24 (n,tx,s,evscenario) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
W_total(s,n,tx) + G_total(s,n,tx) + P_totrelease(s,n,tx) +  Sum (Li$(ord(n)=LineData(Li,'FROM')),-flow(Li,s,tx)) + Sum
(Li$(ord(n)=LineData(Li,'TO') ) ,flow(Li,s,tx) ) +EV_total(n,tx)+CES_total(n,s,tx) =e=  Inel_total(n,s,tx) + LSE_total(n,tx,s) +
P_totpump(s,n,tx) + Flex_total(n,s,tx) ;

EQ_25 (n,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
angle(n,s,tx) =l= 0.174532925*100;

EQ_26 (n,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
angle(n,s,tx) =g= -0.174532925*100;

EQ_27 (Li,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
flow(Li,s,tx) =l= linecapdat(Li,tx,s) ;

EQ_28 (Li,tx,s) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
-linecapdat(Li,tx,s)  =l= flow(Li,s,tx);
```

```
EQ_29 (ph,s,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_Prelease(ph,s,tx) =e= watertoprod * flowturbined(ph,s,tx);

EQ_30 (ph,s,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_Ppumping(ph,s,tx) =e= watertocons * flowpumped(ph,s,tx);

EQ_31 (ph,s,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Vupper(ph,s,tx) =e= Vupper(ph,s,tx-1) +(flowpumped(ph,s,tx) - flowturbined(ph,s,tx));

EQ_32 (ph,s,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Vlower(ph,s,tx) =e= Vlower(ph,s,tx-1) + (flowturbined(ph,s,tx) - flowpumped(ph,s,tx));

EQ_33 (ph,s,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Vupper(ph,s,tx) =l= Vuppermax(ph);

EQ_34 (ph,s,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Vuppermin(ph) =l= Vupper(ph,s,tx);

EQ_35 (ph,s,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Vlower(ph,s,tx) =l= Vlowermax(ph);

EQ_36 (ph,s,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
Vlowermin(ph) =l= Vlower(ph,s,tx);

EQ_37 (ph,s,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
0 =l= flowturbined(ph,s,tx);

EQ_38 (ph,s,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
flowturbined(ph,s,tx) =l= Qmax(ph);

EQ_39 (ph,s,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
0 =l= flowpumped(ph,s,tx);

EQ_40 (ph,s,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
flowpumped(ph,s,tx) =l= Qmax(ph);

EQ_41 (ph,s,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_Prelease(ph,s,tx) =l= Nnumber*uhp(ph,s,tx) ;

EQ_42 (ph,s,tx) $(ord(tx)>Tmax and ord(tx)<=Tmax+24)  ..
P_Ppumping(ph,s,tx) =l= Nnumber*(1-uhp(ph,s,tx)) ;

EQ_43 (EVAGlist,evlist,evscenario,ta) $(ord(ta)>=SOECome(evlist,evscenario) and ord(ta)<SOELeave(evlist,evscenario)) ..
P_ev_ch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta) =l= R_ch_ev(evlist)*u_ev(evlist,evscenario,ta);

EQ_44 (EVAGlist,evlist,evscenario,ta) $(ord(ta)<SOECome(evlist,evscenario) and ord(ta)>=SOELeave(evlist,evscenario)) ..
P_ev_ch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta) =e= 0;

EQ_45 (EVAGlist,evlist,evscenario,ta) $(ord(ta)>SOECome(evlist,evscenario) and ord(ta)<=SOELeave(evlist,evscenario)) ..
```

```
SOE_ev(EVAGlist,evlist,evscenario,ta) =e= SOE_ev(EVAGlist,evlist,evscenario,ta-1) +
Eff_ch_ev(evlist)*P_ev_ch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)*DTT-
(P_ev_disch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)/Eff_disch_ev(evlist))*DTT;

EQ_46 (EVAGlist,evlist,evscenario,ta) $(ord(ta)>=SOECome(evlist,evscenario) and ord(ta)<=SOELeave(evlist,evscenario)) ..
SOE_ev(EVAGlist,evlist,evscenario,ta) =l= E_ev_max(evlist);

EQ_47 (EVAGlist,evlist,evscenario,ta) $(ord(ta)>=SOECome(evlist,evscenario) and ord(ta)<=SOELeave(evlist,evscenario)) ..
SOE_ev(EVAGlist,evlist,evscenario,ta) =g= E_ev_min(evlist);

EQ_47_1 (EVAGlist,evlist,evscenario,ta) $(ord(ta)=SOECome(evlist,evscenario)) ..
SOE_ev(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)  =e= SOE_evc(EVAGlist,evlist,evscenario);

EQ_47_2 (EVAGlist,evlist,evscenario,ta) $(ord(ta)=SOEleave(evlist,evscenario)) ..
SOE_ev(EVAGlist,evlist,evscenario,ta) =e= SOE_evl(EVAGlist,evlist,evscenario);

EQ_47_3 (EVAGlist,evlist,evscenario) ..
SOE_evc(EVAGlist,evlist,evscenario) =l= SOE_evl(EVAGlist,evlist,evscenario);

EQ_48 (EVAGlist,evlist,evscenario,ta) $(ord(ta)=SOELeave(evlist,evscenario)) ..
SOE_ev(EVAGlist,evlist,evscenario,ta) =g= E_ev_max(evlist)*(0.8);

EQ_49 (EVAGlist,evlist,evscenario,ta) ..
E_ev_ch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)
=e=((P_ev_ch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)+P_ev_ch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta+1))/2)*DTT*0.001;

EQ_50 (EVAGlist,evlist,evscenario,ta) ..
E_ev_disch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)  =e=
((P_ev_disch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta)+P_ev_disch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta+1))/2)*DTT*0.001;

EQ_51 (EVAGlist,evscenario,ta) ..
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta) =e= sum((evlist), E_ev_ch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta));

EQ_52 (EVAGlist,evscenario,ta) ..
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta) =e= sum((evlist), E_ev_disch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta));

EQ_53 (EVAGlist,evlist,evscenario,ta) $(ord(ta)>=SOECome(evlist,evscenario) and ord(ta)<SOELeave(evlist,evscenario)) ..
P_ev_disch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta) =l= R_disch_ev(evlist)*(1-u_ev(evlist,evscenario,ta));

EQ_54 (EVAGlist,evlist,evscenario,ta) $(ord(ta)<SOECome(evlist,evscenario) and ord(ta)>=SOELeave(evlist,evscenario)) ..
P_ev_disch(EVAGlist,evlist,evscenario,ta) =e= 0;

EQ_55  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=101) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=1 and ord(ta)<=4),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_56  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=102) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=5 and ord(ta)<=8),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_57  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=103) ..
```

E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=9 and ord(ta)<=12),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_58 (EVAGlist,evscenario,tx) $(ord(tx)=104) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=13 and ord(ta)<=16),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_59 (EVAGlist,evscenario,tx) $(ord(tx)=105) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=17 and ord(ta)<=20),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_60 (EVAGlist,evscenario,tx) $(ord(tx)=106) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=21 and ord(ta)<=24),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_61 (EVAGlist,evscenario,tx) $(ord(tx)=107) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=25 and ord(ta)<=28),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_62 (EVAGlist,evscenario,tx) $(ord(tx)=108) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=29 and ord(ta)<=32),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_63 (EVAGlist,evscenario,tx) $(ord(tx)=109) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=33 and ord(ta)<=36),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_64 (EVAGlist,evscenario,tx) $(ord(tx)=110) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=37 and ord(ta)<=40),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_65 (EVAGlist,evscenario,tx) $(ord(tx)=111) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=41 and ord(ta)<=44),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_66 (EVAGlist,evscenario,tx) $(ord(tx)=112) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=45 and ord(ta)<=48),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_67 (EVAGlist,evscenario,tx) $(ord(tx)=113) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=49 and ord(ta)<=52),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_68 (EVAGlist,evscenario,tx) $(ord(tx)=114) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=53 and ord(ta)<=56),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_69 (EVAGlist,evscenario,tx) $(ord(tx)=115) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=57 and ord(ta)<=60),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

```
EQ_70  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=116) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=61 and ord(ta)<=64),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_71  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=117) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=65 and ord(ta)<=68),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_72  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=118) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=69 and ord(ta)<=72),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_73  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=119) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=73 and ord(ta)<=76),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_74  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=120) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=77 and ord(ta)<=80),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_75  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=121) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=81 and ord(ta)<=84),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_76 (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=122) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=85 and ord(ta)<=88),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_77  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=123) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=89 and ord(ta)<=92),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_78  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=124) ..
E_RT_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=93 and ord(ta)<=96),
E_RTt_consumed_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));



EQ_79  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=101) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=1 and ord(ta)<=4),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_80  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=102) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=5 and ord(ta)<=8),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_81  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=103) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=9 and ord(ta)<=12),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_82  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=104) ..
```

```
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=13 and ord(ta)<=16),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_83  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=105) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=17 and ord(ta)<=20),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_84  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=106) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=21 and ord(ta)<=24),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_85  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=107) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=25 and ord(ta)<=28),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_86  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=108) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=29 and ord(ta)<=32),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_87  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=109) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=33 and ord(ta)<=36),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_88  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=110) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=37 and ord(ta)<=40),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_89 (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=111) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=41 and ord(ta)<=44),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_90  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=112) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=45 and ord(ta)<=48),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_91  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=113) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=49 and ord(ta)<=52),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_92  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=114) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=53 and ord(ta)<=56),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_93  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=115) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=57 and ord(ta)<=60),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_94  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=116) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=61 and ord(ta)<=64),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));
```

```
EQ_95  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=117) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=65 and ord(ta)<=68),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_96  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=118) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=69 and ord(ta)<=72),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_97  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=119) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=73 and ord(ta)<=76),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_98  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=120) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=77 and ord(ta)<=80),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_99  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=121) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=81 and ord(ta)<=84),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_100  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=122) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=85 and ord(ta)<=88),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_101  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=123) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=89 and ord(ta)<=92),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_102  (EVAGlist,evscenario,tx)  $(ord(tx)=124) ..
E_RT_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,tx) =e= sum(ta $(ord(ta)>=93 and ord(ta)<=96),
E_RTt_produced_EVf(EVAGlist,evscenario,ta));

EQ_103 (CESlist,s,tx) $(ord(tx)>=101 and ord(tx)<=124) ..
P_ESS_ch(CESlist,s,tx) =l= R_ch_ESS(CESlist)*u_ESS(CESlist,s,tx);

EQ_104 (CESlist,s,tx) $(ord(tx)>=101 and ord(tx)<=124) ..
SOE_ESS(CESlist,s,tx) =e= SOE_ESS(CESlist,s,tx-1) + Eff_ch_ESS(CESlist)*P_ESS_ch(CESlist,s,tx)-
(P_ESS_disch(CESlist,s,tx)/Eff_disch_ESS(CESlist));

EQ_105 (CESlist,s,tx) $(ord(tx)>=101 and ord(tx)<=124) ..
SOE_ESS(CESlist,s,tx) =l= E_ESS_max(CESlist);

EQ_106 (CESlist,s,tx) $(ord(tx)>=101 and ord(tx)<=124) ..
SOE_ESS(CESlist,s,tx) =g= E_ESS_min(CESlist);

EQ_107 (CESlist,s,tx) $(ord(tx)=124) ..
SOE_ESS(CESlist,s,tx) =e= E_ESS_ini(CESlist);

EQ_108 (CESlist,s,tx)  ..
P_ESS_disch(CESlist,s,tx) =l= R_disch_ESS(CESlist)*(1-u_ESS(CESlist,s,tx));
```

```
*********************************************************************
**************** SOLVER COMMANDS SECTION ************************
*********************************************************************

Model DLR /all/

Option Limcol = 1000;
Option Limrow = 1000;
Option mip = CPLEX ;
Option Iterlim = 100000000 ;
Option Reslim = 1000000 ;
Option Optca = 0 ;
Option Optcr = 0 ;

Solve DLR using mip minimizing CostE;

display CostE.l
display P_Prelease.l
display flowturbined.l
display P_Ppumping.l
display flowpumped.l
display Vupper.l
display Vlower.l
display b.l
display R_D.l
display R_U.l
display R_D_AG.l
display R_U_AG.l
display Spill.l
display L_shed.l
display L_shedLSE.l
display P_G.l
display P_Prelease.l
display P_Ppumping.l
display LSE.l
display W_total.l
display G_total.l
display P_totrelease.l
display Inel_total.l
display LSE_total.l
display P_totpump.l
display angle.l
display flow.l
display P_ev_ch.l
display SOE_ev.l
display P_ev_ch.l
display P_ev_disch.l
display E_ev_ch.l
display E_ev_disch.l
```

display E_RTt_consumed_EVf.l
display E_RT_consumed_EVf.l
display E_RT_produced_EVf.l
display E_RTt_produced_EVf.l
display P_ESS_ch.l
display SOE_ESS.l
display P_ESS_disch.l
display EV_total.l
display CES_total.l
display Flex_total.l
display L_DR.l
display SOE_evc.l
display SOE_evl.l
display LSE_DR.l
display L_shedflex.l

Execute_Unload "output1.gdx" CostE.l P_Prelease.l flowturbined.l P_Ppumping.l flowpumped.l Vupper.l Vlower.l b.l R_D.l R_U.l R_D_AG.l R_U_AG.l Spill.l L_shed.l L_shedLSE.l P_G.l P_Prelease.l P_Ppumping.l LSE.l W_total.l G_total.l P_totrelease.l Inel_total.l LSE_total.l P_totpump.l angle.l flow.l P_ev_ch.l SOE_ev.l P_ev_ch.l P_ev_disch.l E_ev_ch.l E_ev_disch.l E_RTt_consumed_EVf.l E_RT_consumed_EVf.l E_RT_produced_EVf.l E_RTt_produced_EVf.l P_ESS_ch.l SOE_ESS.l P_ESS_disch.l EV_total.l CES_total.l Flex_total.l L_DR.l SOE_evc.l SOE_evl.l LSE_DR.l L_shedflex.l

****

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=CostE.l Rng=CostE!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_Prelease.l Rng=P_Prelease!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=flowturbined.l Rng=flowturbined!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_Ppumping.l Rng=P_Ppumping!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=flowpumped.l Rng=flowpumped!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=Vupper.l Rng=Vupper!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=Vlower.l Rng=Vlower!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=b.l Rng=b!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=R_D.l Rng=R_D!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=R_U.l Rng=R_U!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=R_D_AG.l Rng=R_D_AG!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=R_U_AG.l Rng=R_U_AG!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=Spill.l Rng=Spill!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=L_shed.l Rng=L_shed!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=L_shedLSE.l Rng=L_shedLSE!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_G.l Rng=P_G!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_Prelease.l Rng=P_Prelease!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_Ppumping.l Rng=P_Ppumping!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=LSE.l Rng=LSE!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=W_total.l Rng=W_total!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=G_total.l Rng=G_total!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_totrelease.l Rng=P_totrelease!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=Inel_total.l Rng=Inel_total!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=LSE_total.l Rng=LSE_total!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_totpump.l Rng=P_totpump!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=angle.l Rng=angle!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=flow.l Rng=flow!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_ev_ch.l Rng=P_ev_ch!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=SOE_ev.l Rng=SOE_ev!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_ev_ch.l Rng=P_ev_ch!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_ev_disch.l Rng=P_ev_disch!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=E_ev_ch.l Rng=E_ev_ch!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=E_ev_disch.l Rng=E_ev_disch!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=E_RTt_consumed_EVf.l Rng=E_RTt_consumed_EVf!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=E_RT_consumed_EVf.l Rng=E_RT_consumed_EVf!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=E_RT_produced_EVf.l Rng=E_RT_produced_EVf!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=E_RTt_produced_EVf.l Rng=E_RTt_produced_EVf!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_ESS_ch.l Rng=P_ESS_ch!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=SOE_ESS.l Rng=SOE_ESS!B2'

```
Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=P_ESS_disch.l Rng=P_ESS_disch!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=EV_total.l Rng=EV_total!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=CES_total.l Rng=CES_total!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=Flex_total.l Rng=Flex_total!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=L_DR.l Rng=L_DR!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=SOE_evc.l Rng=SOE_evc!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=SOE_evl.l Rng=SOE_evl!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=LSE_DR.l Rng=LSE_DR!B2'

Execute 'GDXXRW.EXE output1.gdx O=output1.xlsx SQ=N Var=L_shedflex.l Rng=L_shedflex!B2'

Execute "=shellexecute output1.xlsx" ;

*$offtext
```

TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR

Konferans Bildirileri

1. F. G. Erdinç, A. Çiçek, O. Erdinç, and R. Yumurtacı, "Uncertainty-Aware Decision Making in Power Systems Including Responsive Demand, Energy Storage and Dynamic Line Rating as Multiple Flexibility Resources," *4th International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST 2021)*, 6-8 September 2021, Vaasa, Finland.

Makaleler

1. F. G. Erdinç, O. Erdinç, R. Yumurtacı, and J. P. S. Catalao, "A Comprehensive Overview of Dynamic Line Rating Combined with Other Flexibility Options from an Operational Point of View," *Energies*, vol. 13, no. 24, 6563, 2020, doi: 10.3390/en13246563.

2. F. G. Erdinç, A. Çiçek, O. Erdinç, R. Yumurtacı, M. Z. Ozkouei, and B. Mohammadi-Ivatloo, "Decision-making framework for power system with RES including responsive demand, ESSs, EV aggregator and dynamic line rating as multiple flexibility resources", *Electric Power Systems Research*, vol. 24, 107702, 2022, doi:10.1016/j.epsr.2021.107702