

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

YENİLENEBİLİR ENERJİ PORTFÖY YÖNETİCİSİNİN ENERJİ
PİYASASINDA OPTİMUM AKSİYOMLARININ MODELLENMESİ

Alper ÇİÇEK

DOKTORA TEZİ

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Tesisleri Programı

Danışman

Prof. Dr. Ozan ERDİNÇ

Kasım, 2021

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**YENİLENEBİLİR ENERJİ PORTFÖY YÖNETİCİSİNİN ENERJİ
PİYASASINDA OPTİMUM AKSİYOMLARININ MODELLENMESİ**

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

Prof. Dr. Ozan ERDİNÇ
Yıldız Teknik Üniversitesi
Danışman

Jüri Üyeleri

Prof. Dr. Ozan ERDİNÇ, Danışman
Yıldız Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Recep YUMURTACI, Üye
Yıldız Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Mustafa BAĞRIYANIK, Üye
İstanbul Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Nurettin UMURKAN, Üye
Yıldız Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Hüseyin ÇAKIR, Üye
İstanbul Gelişim Üniversitesi

Danışmanım Prof. Dr. Ozan ERDİNÇ sorumluluğunda tarafımda hazırlanan Yenilenebilir Enerji Portföy Yöneticisinin Enerji Piyasasında Optimum Aksiyomlarının Modellenmesi 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.

Alper ÇİÇEK

İmza



Bu alışma, Yükseköğretim Kurulu (YÖK) tarafından verilen YK 100/2000 Doktora Bursu kapsamında (Yenilenebilir Enerji ve Enerji Depolama) ve Türkiye Bilimsel ve Teknik Araştırma Kurumu (TÜBİTAK) tarafından verilen 2019/1 2211-A Genel Yurt İçi Doktora Bursu kapsamında desteklenmiştir.



Pek Değerli Aileme

Günümüzde elektrik güç talebinin büyük bir bölümü çevre kirliliğine sebep olan ve yakın gelecekte tükenecekleri de tahmin edilen konvansiyonel enerji kaynaklarından karşılanmaktadır. Bu açıdan, gelecek güç sistemlerinde yenilenebilir enerji kaynaklarının önemli bir paya sahip olacağı düşünülmektedir. Bu amaçla devletler çeşitli destekleme politikaları uygulayarak yenilenebilir enerji kaynaklarının sayısını artırmayı hedeflemektedirler. Fakat güç sisteminin işletim güvenilirliğinin sürdürülebilmesi açısından birçok ülkede yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik piyasalarına katılımı söz konusudur. Bu açıdan, bu tez çalışmasında yenilenebilir enerji teşvik politikaları araştırılıp, bir grup yenilenebilir enerji kaynağını yöneten bir yenilenebilir enerji portföy yöneticisinin elektrik piyasalarına optimum katılımı konusu ele alınmıştır.

Hem yüksek lisans hem de doktora eğitimimde akademik danışmanlığımı yürüten, çalışmalarım boyunca değerli görüşleriyle beni yönlendiren, ilgisini hiç esirgemeyen ve ufkumun açılıp bulunduğum yere gelmemde büyük emeği olan sayın danışman hocam Prof. Dr. Ozan ERDİNÇ'e, kıymetli görüşleri ile bana yol gösteren tezimin jüri üyeleri Prof. Dr. Mustafa BAĞRIYANIK ve Doç. Dr. Recep YUMURTACI'ya teşekkürü bir borç bilirim. Yine doktora eğitimim boyunca değerli yardımlarını esirgemeyen Dr. Öğr. Üyesi İbrahim ŞENGÖR ve Arş. Gör. Ayşe Kübra ERENOĞLU'na çok teşekkür ederim.

Ayrıca hayatım boyunca desteklerini hissettiğim ve her zaman yanımda olan sevgili aileme ve doktora eğitimim süresince bana gönüllerini ve kapılarını açan BOZKURT ve KARADAĞ ailelerine teşekkür ederim.

Son olarak, doktora öğrenimim boyunca bana “Bilim İnsanı Destekleme Daire Başkanlığı (BİDEB) 2211-A Genel Yurt İçi Doktora Burs Programı 2019/1” kapsamında destek sağlayan Türkiye Bilimsel ve Teknik Araştırma Kurumu'na (TÜBİTAK) ve “YÖK 100/2000 Doktora Bursu - Yenilenebilir Enerji ve Enerji Depolama” kapsamında destek sağlayan Yükseköğretim Kurulu'na (YÖK) teşekkür ederim.

Alper ÇİÇEK

İÇİNDEKİLER

ŞEKİL LİSTESİ	xxi
TABLO LİSTESİ	xxiv
ÖZET	xxv
ABSTRACT	xxvii
1 GİRİŞ	1
1.1 Literatür Özeti.....	3
1.1.1 YEK Teşvik Politikalarına Yönelik Literatürün İrdelenmesi	3
1.1.2 YEK'lerin Elektrik Piyasasına Optimum Katılımına Yönelik Literatürün İrdelenmesi.....	7
1.2 Tezin Amacı	15
1.3 Orijinal Katkıları	16
2 YENİLENEBİLİR ENERJİ TEŞVİK POLİTİKALARI	19
2.1 Giriş	19
2.2 YEK Teşvik Politikalarına İlişkin Literatürün Detaylı İncelenmesi.....	20
2.3 YEK Destekleme Mekanizmaları	32
2.3.1 Yatırım Destekleri.....	33
2.3.2 Üretim Destekleri	34
2.3.3 Miktar Hedefleri	36
2.3.4 Karbon Politikaları	37
2.4 Teşvik Politikalarının Yenilenebilir Enerji Dalgallılığı Açısından Değerlendirilmesi.....	37
3 YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ ELEKTRİK PİYASALARINA OPTİMUM KATILIMI	40
3.1 Giriş	40

3.2 Elektrik Piyasalarına Genel Bir Bakış	41
3.2.1 Elektrik Piyasası Temsilcileri	41
3.2.2 Elektrik Piyasası Organizasyonu	42
3.3 YEK'lerin Elektrik Piyasalarına Katılımına İlişkin Literatürün Detaylı İncelenmesi	46
3.3.1 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Piyasa Katılımlarına Göre Sınıflandırılması	65
3.3.2 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Piyasasındaki Konumlarına Göre Sınıflandırılması	66
3.3.3 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Piyasaya Katılımı İçin Kullanılan Modelleme Yöntemlerinin, Modelleme Tekniklerinin, Programların ve Çözücülerin Sınıflandırılması.....	67
3.3.4 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Toplu Olarak Elektrik Piyasasına Katılım Yollarının Sınıflandırılması.....	70
3.3.5 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Enerji Depolama Sistemleri ile Birlikte Kullanıldığı Çalışmaların Sınıflandırılması	72
4 DENGESİZLİK AZALTICI OLARAK ELEKTRİKLİ ARAÇ OTOPARKLARINI İÇEREN BİR RÜZGÂR ENERJİSİ PORTFÖY YÖNETİCİSİ İÇİN RİSKTEN KAÇINAN OPTİMUM TEKLİF STRATEJİSİ	74
4.1 Önerilen Yapının Matematiksel Modeli	75
4.2 Test ve Sonuçlar.....	81
4.2.1 Giriş Verileri.....	81
4.2.2 Simülasyon ve Sonuçlar	85
5 DENGESİZLİK AZALTICI OLARAK ELEKTRİKLİ ARAÇ OTOPARKLARINI İÇEREN BİR YENİLENEBİLİR ENERJİSİ PORTFÖY YÖNETİCİSİ İÇİN İKİ SEVİYELİ YAKLAŞIM DÜŞÜNÜLEREK RİSKTEN KAÇINAN OPTİMUM TEKLİF STRATEJİSİ	94
5.1 Önerilen Yapının Matematiksel Modeli	94

5.1.1 Üst Seviye Problem	95
5.1.2 Alt Seviye Problem	103
5.2 Test ve Sonuçlar.....	109
5.2.1 Giriş Verileri.....	109
5.2.2 Simülasyon ve Sonuçlar	112
6 YENİLENEBİLİR ENERJİSİ PORTFÖY YÖNETİCİSİ İÇİN ÇOK AŞAMALI SÜREÇ VE İKİ SEVİYELİ YAKLAŞIM DÜŞÜNÜLEREK RİSKTEN KAÇINAN OPTİMUM TEKLİF STRATEJİSİ	122
6.1 Önerilen Yapının Matematiksel Modeli	124
6.1.1 Üst Seviye Problem	124
6.1.2 Alt Seviye Problem	132
6.2 Test ve Sonuçlar.....	136
6.2.1 Giriş Verileri.....	136
6.2.2 Simülasyon ve Sonuçlar	146
7 SONUÇ VE ÖNERİLER	158
KAYNAKÇA	164
A GAMS Kodları	187
A.1 Bölüm 4'te Yer Alan Matematiksel Modele Ait GAMS Kodları	187
B.1 Bölüm 5'te Yer Alan Matematiksel Modele Ait GAMS Kodları	194
C.1 Bölüm 6'da Yer Alan Matematiksel Modele Ait GAMS Kodları	204
TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR	213

SİMGE LİSTESİ

u_{1-12}^{yard}	Alt seviye problem için yardımcı karar değişkeni
λ_{Ω}^x	Alt seviye problemin sınırları için Lagrange çarpanları, $x=\{1,\dots,12\}$, $\Omega = \{w, ph, f\}$
λ_{Ω}^r	Alt seviye problemin sınırları için Lagrange çarpanları, $r=\{1,\dots,8\}$, $\Omega = \{w, ph\}$
$q_{w,v,ta}^{pompalanan}$	Alt rezervuardan üst rezervuara pompalanan suyun akış hızı [Hm ³ /h]
v	Birbiri ile bağlantılı durumlara ait senaryolar kümesi
ζ	CVaR için yardımcı karar değişkeni
$C^{top,port,maks}$	Deşarj olmadan EA'ların şarjı için gereken enerji ve RES'ler ile FGÜT'ler tarafından üretilen enerjinin toplamı [kWh]
p_m	DGP elektrik fiyat senaryosu m için olasılık değeri
m	DGP elektrik fiyatları için senaryolar kümesi
u_h^{DGP}	DGP için ikili karar değişkeni. Eğer 1 ise aşağı düzenleme hizmeti sağlanabilmektedir, 0 ise yukarı düzenleme hizmeti sağlanabilmektedir
s	EA sürüş davranışlarına ait senaryolar kümesi
p_s	EA sürüş senaryosu s 'nin olasılık değeri
y	EA'lar kümesi
$P_{EAO}^{DGP,satış}$	EA'lar üzerinden DGP'de satış yönünde gerçekleştirilen ticaret sonucu elde edilen kazanç [Avro]
$C_{EAO}^{DGP,alış}$	EA'ları şarj etmek için DGP'den satın alınan enerjinin maliyeti [Avro]
$C_{EAO}^{GÖP,alış}$	EA'ları şarj etmek için GÖP'ten satın alınan enerjinin maliyeti [Avro]
$E_{f,y}^{EA,ist}$	EA y 'nin EAO f den ayrıldığı andaki arzu edilen enerji seviyesi [kWh]
$C^{maks,EAO}(f)$	EAO f 'nin deşarj durumu düşünülmeden EA'ları şarj etmesi için gerekli toplam enerji talebi [kWh]

$L_f^{EAO,maks}$	EAO f için belirlenen maksimum gider [Avro]
$L_f^{EAO,min}$	EAO f için belirlenen minimum gider [Avro]
D_f^{EAO}	EAO f için belirlenen referans gider değeri [Avro]
$E_{f,y}^{EA,min}$	EAO f de bulunan EA y için izin verilen minimum enerji seviyesi [kWh]
$SoE_{f,y}^{EA,basl}$	EAO f de bulunan EA y nin EAO'ya geldiğindeki enerji durumu [kWh]
$\eta_{f,y}^{EA,şarj}$	EAO f de bulunan EA y nin şarj verimliliği
$\eta_{f,y}^{EA,deşarj}$	EAO f de bulunan EA y nindeşarj verimliliği
$R_{f,y}^{EA,deşarj}$	EAO f de bulunan EA y nin maksimumdeşarj gücü [kW]
$R_{f,y}^{EA,şarj}$	EAO f de bulunan EV y nin maksimum şarj gücü [kW]
$E_{f,y}^{EA,maks}$	EAO f de yer alan EA y için izin verilen maksimum enerji seviyesi [kWh]
$ED_{f,y}^{EA,bas}$	EAO f de yer alan EA y nin EAO'ya vardığı andaki enerji durumu [kWh]
$E_f^{top,EAO}$	EAO f nin gideri [Avro]
f	EAO'lar kümesi
$P_{EAO}^{GÖP,satış}$	EAO'lardan sağlanan enerjinin GÖP'e satılması ile elde edilen kazanç [Avro]
$u_{h,s}^{EAO}$	EAO'ların enerji alış ve satış işlemleri için ikili karar değişkeni
$ph, (c)$	FGÜT'ler kümesi
$L_{ph}^{fv,maks}$	FGÜT ph için belirlenen maksimum gelir [Avro]
$L_{ph}^{fv,min}$	FGÜT ph için belirlenen minimum gelir [Avro]
D_{ph}^{fv}	FGÜT ph için belirlenen referans gelir değeri [Avro]
$E_{ph}^{BEDS,basl}$	FGÜT ph ile entegre olan BEDS'nin başlangıçtaki enerji durumu [kWh]
$\eta_{ph}^{BEDS,deşarj}$	FGÜT ph ile entegre olan BEDS'nindeşarj verimliliği

$R_{ph}^{BEDS,deşarj}$	FGÜT ph ile entegre olan BEDS'nin maksimumdeşarj gücü [kW]
$E_{ph}^{BESS,maks}$	FGÜT ph ile entegre olan BEDS'nin maksimum enerji durumu [kWh]
$R_{ph}^{BEDS,şarj}$	FGÜT ph ile entegre olan BEDS'nin maksimum şarj gücü [kW]
$E_{ph}^{BEDS,min}$	FGÜT ph ile entegre olan BEDS'nin minimum enerji durumu [kWh]
$\eta_{ph}^{BEDS,şarj}$	FGÜT ph ile entegre olan BEDS'nin şarj verimliliği
$P_{ph,v,ta}^{BEDS,deşarj}$	FGÜT ph ile entegre olan BEDS'nin v senaryosunda ta periyodundadeşarj gücü [kW]
$SoE_{ph,v,ta}^{BEDS}$	FGÜT ph ile entegre olan BEDS'nin v senaryosunda ta periyodundaki enerji durumu [kWh]
$P_{ph,v,ta}^{BEDS,şarj}$	FGÜT ph ile entegre olan BEDS'nin v senaryosunda ta periyodunda şarj gücü [kW].
$E_{ph,v,ta}^{BEDS,üret}$	FGÜT ph ile entegre olan BEDS tarafından v senaryosunda ta periyodunda üretilen enerji miktarı [kWh]
$E_{ph,v,ta}^{BEDS,tüket}$	FGÜT ph ile entegre olan BEDS'nin v senaryosunda ta periyodunda tükettiği enerji miktarı [kWh]
$C^{maks, fv(ph)}$	FGÜT ph tarafından üretilen toplam enerji [kWh]
$I_{ph}^{top, fv}$	FGÜT ph 'nin kazancı [Euro]
$P_{fv}^{GÖP,satış}$	FGÜT'lerden üretilen enerjinin GÖP'e satılması ile elde edilen kazanç [Avro]
P_{fv}^{ikili}	FGÜT'lerden üretilen enerjinin ikili anlaşmalar yoluyla satılması ile elde edilen kazanç [Avro]
$P_{fv}^{DGP,satış}$	FGÜT'lerden üretilen enerjinin yukarı düzenleme hizmeti için DGP'ye satılması ile elde edilen kazanç [Avro]
$C_{fv}^{DGP,alış}$	FGÜT'lerin aşağı düzenleme hizmeti sonucu oluşan maliyet [Avro]
$u_{ph,c,h,v}^{fv,tica}$	FGÜT'lerin piyasa işlemleri için ikili karar değişkeni
I	GÖP elektrik fiyatları için senaryolar kümesi

p_t	GÖP elektrik fiyat senaryosu l nin olasılık değeri
$u_h^{GÖP}$	GÖP için ikili karar değişkeni. Eğer 1 GÖP'te enerji satılabilmektedir, 0 ise GÖP'ten enerji satın alınabilmektedir
$HK_{f,h}^{EAO}$	h saati boyunca EAO f için tahsis edilen hat kapasitesi [kWh]
λ_h^{ikili}	h saati boyunca ikili anlaşma fiyatı [Avro]
$HK_{w,h}^{RES}$	h saati boyunca RES w için tahsis edilen hat kapasitesi [kWh]
$E_{ph,h}^{fv,ikili}$	h saatinde FGÜT ph tarafından ikili anlaşmalarla satılan enerjinin miktarı [kWh]
$E_{f,s,h}^{fv,EA}$	h saatinde FGÜT ph den EAO f ye tahsis edilen enerji miktarı [kWh]
$E_{ph,h}^{fv,GÖP}$	h saatinde FGÜT ph den GÖP'e satılan enerji miktarı [kWh]
$HK_{ph,h}^{FGÜT}$	h saatinde FGÜT ph için tahsis edilen hat kapasitesi [kWh]
$u_{h,k,s}^{DGP}$	h saatinde k ve s senaryolarında DGP ticari işlemleri için ikili karar değişkeni
$u_{h,k,s}^{GÖP}$	h saatinde k ve s senaryolarında GÖP ticari işlemleri için ikili karar değişkeni
λ_h^{port}	h saatinde portföy içi enerji ticaretinin fiyatı [Avro]
$E_{w,h}^{rüzgar,GÖP}$	h saatinde RES w dan üretilen enerjinin GÖP'e satılan miktarı [kWh]
$E_{w,h}^{rüzgar,ikili}$	h saatinde RES w dan üretilen enerjinin ikili anlaşmalar yoluyla satılan miktarı [kWh]
$u_{h,v}^{DGP}$	h saatinde v senaryosunda DGP ticari işlemleri için ikili karar değişkeni
Δ^t	Her bir saat için alt zaman aralıkları kümesi
$CVaR_\alpha$	Koşullu riske maruz değer [Avro]
N	Oldukça büyük pozitif bir sayı
K_f^{EAO}	Referans değere göre EAO f nin kaybı [Avro]
K_{ph}^{fv}	Referans değere göre FGÜT ph nin kaybı [Avro]
$K_w^{rüzgar}$	Referans değere göre RES w nun kaybı [Avro]

D	RES enerji üretimine ait referans gün
$L_w^{rüzgar,maks}$	RES w için belirlenen maksimum gelir [Avro]
$L_w^{rüzgar,min}$	RES w için belirlenen minimum gelir [Avro]
$D_w^{rüzgar}$	RES w için belirlenen referans gelir değeri [Avro]
$E_{w,v,ta}^{PSEDS,üret}$	RES w ile entegre olan HPSS tarafından v senaryosunda ta periyodunda üretilen enerji miktarı [kWh]
$E_{w,v,ta}^{PSEDS,tüket}$	RES w ile entegre olan HPSS'nin v senaryosunda ta periyodunda tükettiği enerji miktarı [kWh]
$C^{maks,rüzgar(w)}$	RES w tarafından üretilen toplam enerji [kWh]
$I_w^{top,rüzgar}$	RES w 'nin kazancı [Euro]
$V_{w,s,ta}^{alt}$	RES w 'ya entegre edilen HPSS'nin v senaryosunda ta periyodunda alt rezervuarındaki su miktarı [Hm^3]
$u_{w,v,ta}^{PSEDS}$	RES w 'ya entegre edilen HPSS'nin v senaryosunda ta periyodunda enerji üretimine ait ikili karar değişkeni
$y_{w,v,ta}^{PSEDS}$	RES w 'ya entegre edilen HPSS'nin v senaryosunda ta periyodunda enerji tüketimine ait ikili karar değişkeni
$V_{w,v,ta}^{üst}$	RES w 'ya entegre edilen HPSS'nin v senaryosunda ta periyodunda üst rezervuarındaki su miktarı [Hm^3]
$V_w^{alt,maks}$	RES w ile entegre olan HPSS'nin alt rezervuarının maksimum su miktarı [Hm^3].
$V_w^{alt,min}$	RES w ile entegre olan HPSS'nin alt rezervuarının minimum su miktarı [Hm^3]
$V_w^{üst,maks}$	RES w ile entegre olan HPSS'nin üst rezervuarının maksimum su miktarı [Hm^3]
$V_w^{üst,min}$	RES w ile entegre olan HPSS'nin üst rezervuarının minimum su miktarı [Hm^3]
$C^{top,port,enerji}$	RES'ler ve FGÜT'ler tarafından üretilen enerjinin toplamı [kWh]
$P_{rüzgar}^{GÖP,satış}$	RES'lerden üretilen enerjinin GÖP'de satılması ile elde edilen kazanç [Avro]

$P_{rüzgar}^{ikili}$	RES'lerden üretilen enerjinin ikili anlaşmalar yoluyla satılması ile elde edilen kazanç [Avro]
$P_{rüzgar}^{DGP,satış}$	RES'lerden üretilen enerjinin yukarı düzenleme hizmeti için DGP'ye satılması ile elde edilen kazanç [Avro]
$C_{rüzgar}^{DGP,alış}$	RES'lerin aşağı düzenleme hizmeti sonucu oluşan maliyet [Avro]
$u_{w,q,h,v}^{rüzgar,tica}$	RES'lerin piyasa işlemleri için ikili karar değişkeni
p_k	RES ve FGÜT'lere ait üretim senaryosu k için olasılık değeri
$w(q)$	Rüzgâr enerji santralleri kümesi
k	Rüzgâr ve fotovoltaik güç üretiminlerine ait senaryolar kümesi
α	Risk değerlendirmesi için güvenilirlik seviyesi [0,1]
β	Riskten kaçınma faktörü [0-1]
$T_{f,y,s}^a$	s senaryosunda EA y 'nin EAO f 'den ayrılış zamanı
$T_{f,y,s}^v$	s senaryosunda EA y 'nin EAO f 'ye varış zamanı
h	Saatler kümesi
$E_{s,h}^{EA,al,GÖP}$	Senaryo s 'de h saati boyunca EA'ları şarj etmek için GÖP'ten alınan enerji miktarı [kWh]
$E_{f,s,h}^{EA,alış,GÖP}$	Senaryo s 'de h saati için EA'ları şarj etmek için EAO f tarafından GÖP'ten satın alınan enerji miktarı [kWh]
$E_{s,h}^{EA,tüket,GZ}$	Senaryo s 'de h saati için EA'ları şarj etmek için gereken enerji miktarı [kWh]
$E_{f,s,h}^{EA,satış,GÖP}$	Senaryo s 'de h saatinde EAO f tarafından GÖP'e satılan enerjinin miktarı [kWh]
$E_{f,s,h}^{EA,üret,GZ}$	Senaryo s 'de h saatinde EAO f 'de bulunan EA'lar tarafından üretilen enerji miktarı [kWh]
$E_{f,s,h}^{EA,alış,DGP}$	Senaryo s 'de h saati için EAO f 'de bulunan EA'ları şarj etmek için DGP'den satın alınan enerji miktarı [kWh]
$E_{f,s,h}^{EA,tüket,GZ}$	Senaryo s 'de h saati için EAO f 'de bulunan EA'ları şarj etmek için gerekli enerji miktarı [kWh]

$E_{f,s,h}^{f,EA,tuket}$	Senaryo s 'de h saati için EAO f 'de yer alan EA'ları şarj etmek için gereken enerji [kWh]
$E_{f,s,h}^{EA,satis,DGP}$	Senaryo s 'de h saatinde EAO f 'nin yukarı düzenleme hizmeti için DGP'ye sattığı enerji miktarı [kWh]
$E_{s,h}^{EA,sat,DGP}$	Senaryo s 'de h saati için EAO'lardan yukarı düzenleme hizmeti için DGP'ye satılan enerji miktarı [kWh]
$E_{s,h}^{EA,al,DGP}$	Senaryo s 'de h saati için EAO'ların aşağı düzenleme hizmeti için DGP'den satın alınan enerji miktarı [kWh]
$E_{w,k,h}^{ruzgar,kes}$	Senaryo k 'da h saati için RES w 'da gerçekleştirilen enerji kesintisi [kWh]
$E_{w,k,h}^{ruzgar,uret}$	Senaryo k 'da h saati boyunca RES w 'dan üretilen enerji miktarı [kWh]
$E_{f,s,h}^{ruzgar,EA}$	Senaryo s 'de h saati için RES'lerden EAO f 'ye tahsis edilen enerji miktarı [kWh]
$E_{k,h}^{ruzgar,GOP}$	Senaryo k 'da h saati için RES'lerden üretilen enerjinin GÖP'e satılan miktarı [kWh]
$E_{k,h}^{ruzgar,ikili}$	Senaryo k 'da h saati için RES'lerden üretilen enerjinin ikili anlaşmalar yoluyla satılan miktarı [kWh]
$E_{k,h}^{ruzgar,DGP,al}$	Senaryo k 'da h saati için RES'lerin aşağı düzenleme hizmeti için DGP'den satın alınan enerji miktarı [kWh]
$E_{k,h}^{ruzgar,DGP,sat}$	Senaryo k 'da h saati için RES'lerin yukarı düzenleme hizmeti için DGP'ye satılan enerji miktarı [kWh]
$E_{ph,k,h}^{fv,kes}$	Senaryo k 'da h saatinde FGÜT ph 'de tahsis edilen hat kapasitesi nedeniyle meydana gelen kesinti miktarı [kWh]
$E_{ph,k,h}^{fv,DGP,alis}$	Senaryo k 'da h saatinde FGÜT ph tarafından aşağı düzenleme hizmeti için DGP'den satın alınan enerji miktarı [kWh]
$E_{ph,k,h}^{fv,GOP}$	Senaryo k 'da h saatinde FGÜT ph 'den GÖP'e satılan enerji miktarı [kWh]
$E_{ph,k,h}^{fv,ikili}$	Senaryo k 'da h saatinde FGÜT ph tarafından ikili anlaşmalarla satılan enerjinin miktarı [kWh]

$E_{ph,k,h}^{fv,DGP,satış}$	Senaryo k 'da h saatinde FGÜT ph tarafından yukarı düzenleme hizmeti için DGP'ye satılan enerji miktarı [kWh]
$E_{ph,k,h}^{fv,üret}$	Senaryo k 'da h saatinde FGÜT ph tarafından üretilen enerji miktarı [kWh]
$E_{w,k,h}^{rüzgar,GÖP}$	Senaryo k 'da h saatinde RES w 'dan üretilen enerjinin GÖP'e satılan miktarı [kWh]
$E_{w,k,h}^{rüzgar,ikili}$	Senaryo k 'da h saatinde RES w 'dan üretilen enerjinin ikili anlaşmalar yoluyla satılan miktarı [kWh]
$E_{w,k,h}^{rüzgar,DGP,satış}$	Senaryo k 'da h saatinde RES w 'dan üretilen enerjinin yukarı düzenleme hizmeti için DGP'ye satılan miktarı [kWh]
$E_{w,k,h}^{rüzgar,DGP,alış}$	Senaryo k 'da h saatinde RES w 'nın aşağı düzenleme hizmeti için DGP'den satın aldığı enerji miktarı [kWh]
$E_{ph,k,t}^{fv,üret,t}$	Senaryo k 'da t periyodunda FGÜT ph tarafından üretilen enerji miktarı [kWh]
$P_{ph,k,t}^{fv,üret}$	Senaryo k 'da t periyodunda FGÜT ph tarafından üretilen ortalama güç [kW]
$E_{w,k,t}^{rüzgar,üret,tr}$	Senaryo k 'da t periyodu boyunca RES w 'den üretilen enerji miktarı [kWh]
$E_{k,t}^{rüzgar,prod,\Delta t}$	Senaryo k 'da t periyodu boyunca RES'lerden üretilen toplam enerji miktarı [kWh]
$P_{w,k,t}^{rüzgar,üret}$	Senaryo k 'da t periyodu sırasında RES w 'da üretilen ortalama güç [kW]
$\lambda_{h,l}^{GÖP}$	Senaryo l 'de h saati boyunca GÖP elektrik fiyatı [Avro]
$\lambda_{h,m}^{DGP,al}$	Senaryo m 'de h saati boyunca DGP'de gerçekleştirilen aşağı düzenleme hizmeti için fiyat [Avro]
$\lambda_{h,m}^{DGP,sat}$	Senaryo m 'de h saati boyunca DGP'de gerçekleştirilen yukarı düzenleme hizmeti için fiyat [Avro]
$ED_{f,y,s,t}^{EA}$	Senaryo s 'de t periyodu boyunca EAO f 'de bulunan EA y 'nin enerji durumu [kWh]
$P_{f,y,s,t}^{EA,şarj}$	Senaryo s 'de t periyodu boyunca EAO f 'de yer alan EA y 'nin şarj gücü [kW]

$E_{s,t}^{EA,tüket,GZ,\Delta t}$	Senaryo s 'de t periyodu için EA'ları şarj etmek için gereken enerji miktarı [kWh]
$E_{f,y,s,t}^{EA,şarj}$	Senaryo s 'de t periyodu için EAO f 'de bulunan EA y 'yi şarj etmek için gerekli enerji miktarı [kWh]
$P_{f,y,s,t}^{EA,deşarj}$	Senaryo s 'de t periyodu sırasında EAO f 'de bulunan EA y 'nindeşarj gücü [kW]
$E_{f,y,s,t}^{EA,deşarj}$	Senaryo s 'de t periyodunda EAO f 'de bulunan EA y 'dendeşarj edilen enerjinin miktarı [kWh]
$ED_{f,y,s,t}^{EA}$	Senaryo s 'de t periyodu boyunca EAO f 'de bulunan EA y 'nin enerji durumu [kWh]
$E_{f,s,t}^{EA,üret,GZ,t}$	Senaryo s 'de t periyodunda EAO f 'de bulunan EA'lar tarafından üretilen enerji miktarı [kWh]
$E_{f,s,t}^{EA,tüket,GZ,t}$	Senaryo s 'de t periyodunda EAO f 'de bulunan EA'ları şarj etmek için gerekli enerji miktarı [kWh]
p_v	Senaryo v için olasılık değeri
$\lambda_{h,v}^{GÖP}$	Senaryo v 'de h saati için GÖP elektrik fiyatı [Avro]
$\lambda_{h,v}^{DGP,alış}$	Senaryo v 'de h saatinde enerji eksikliği sebebiyle oluşan dengesizliği gidermek amacıyla DGP'den satın alınan enerjinin fiyatı [Avro]
$\lambda_{h,v}^{DGP,satış}$	Senaryo v 'de h saatinde enerji fazlalığı sebebiyle oluşan dengesizliği gidermek amacıyla DGP'ye satılan enerjinin fiyatı [Avro]
$E_{ph,v,h}^{fv,DGP,alış}$	Senaryo v 'de h saatinde FGÜT ph 'nin negatif enerji dengesizliği için DGP'den satın alınan enerji miktarı [kWh]
$E_{ph,v,h}^{fv,DGP,satış}$	Senaryo v 'de h saatinde FGÜT ph 'nin pozitif enerji dengesizliği sebebiyle DGP'de satılan enerjinin miktarı [kWh]
$E_{ph,v,h}^{fv,üret}$	Senaryo v 'de h saatinde FGÜT ph 'nin ürettiği enerji miktarı [kWh]
$E_{w,v,h}^{rüzgar,DGP,alış}$	Senaryo v 'de h saatinde RES w 'nın negatif enerji dengesizliği için DGP'den satın alınan enerji miktarı [kWh]

$E_{w,v,h}^{rüzgar,DGP,satış}$	Senaryo v 'de h saatinde RES w 'nın pozitif enerji dengesizliği sebebiyle DGP'de satılan enerjinin miktarı [kWh]
$E_{w,v,h}^{rüzgar,üret}$	Senaryo v 'de h saatinde RES w 'nın ürettiği enerji miktarı [kWh]
$E_{ph,v,s,h}^{fv,fv,satış} (c,ph,v,h)$	Senaryo v 'de h saatinde oluşan dengesizlik için FGÜT ph (c) tarafından FGÜT c (ph)'ye satılan enerji miktarı [kWh]
$E_{ph,w,v,h}^{fv,rüzgar,satış}$	Senaryo v 'de h saatinde oluşan dengesizlik için FGÜT ph tarafından RES w 'ya satılan enerji miktarı [kWh]
$E_{w,ph,v,h}^{rüzgar,fv,satış}$	Senaryo v 'de h saatinde oluşan dengesizlik için RES w tarafından FGÜT ph 'ye satılan enerji miktarı [kWh]
$E_{w,q,v,h}^{rüzgar,rüzgar,satış} (q,w,v,h)$	Senaryo v 'de h saatinde oluşan dengesizlik için RES w (q) tarafından RES q (w)'ya satılan enerji miktarı [kWh]
$E_{ph,v,ta}^{fv,üret,t}$	Senaryo v 'de ta periyodunda FGÜT ph tarafından üretilen enerji miktarı [kWh]
$P_{ph,v,ta}^{fv,üret}$	Senaryo v 'de ta periyodunda FGÜT ph tarafından üretilen güç [kW]
$u_{ph,v,ta}^{BEDS}$	Senaryo v 'de ta periyodunda FGÜT ph 'ye entegre edilmiş BEDS için ikili karar değişkeni. 1 ise şarj edilebilir. 0 ise deşarj edilebilir
$P_{w,v,ta}^{rüzgar,üret}$	Senaryo v 'de ta periyodunda RES w tarafından üretilen güç [kW]
$E_{w,v,ta}^{rüzgar,üret,t}$	Senaryo v 'de ta periyodunda RES w 'da üretilen enerji miktarı [kWh]
$\Gamma_{k,l,m,s}, \Gamma_v$	Senaryolara bağlı yardımcı karar değişkeni
$\sigma_{pompalanan}$	Su akışından pompalanan güce dönüştürme katsayısı [MW/(Hm ³ /h)]
$\sigma_{salınan}$	Su akışından üretilen güce dönüştürme katsayısı [MW/(Hm ³ /h)]
Q_w^{maks}	Türbin ya da pompa modunda maksimum su akış miktarı [Hm ³ /h]
$q_{w,v,ta}^{salınan}$	Üst rezervuardan alt rezervuara salınan suyun akış hızı [Hm ³ /h]

Δ_T

Zaman çözünürlüğü

t, ta

Zaman periyotları kümesi



KISALTMA LİSTESİ

BEDS	Batarya Enerji Depolama Sistemi
CVaR	Conditional Value-at Risk (Koşullu Riske Maruz Değer)
DGP	Dengeleme Güç Piyasası
EA	Elektrikli Araç
EAO	Elektrikli Araç Otoparkı
EDS	Enerji Depolama Sistemi
FGÜT	Fotovoltaik Güç Üretim Tesis
GİP	Gün İçi Piyasası
GÖP	Gün Öncesi Piyasası
HPSS	Hazneli Pompalı Su Santrali
KKT	Karush-Kuhn-Tucker
PFÜP	Piyasa Fiyatı Üzerine Prim
REPY	Rüzgâr Enerjisi Portföy Yöneticisi
RES	Rüzgâr Enerji Santrali
SF	Sabit Fiyat
YEK	Yenilenebilir Enerji Kaynağı
YEPY	Yenilenebilir Enerji Portföy Yöneticisi
YES	Yeşil Enerji Sertifikası
YPS	Yenilenebilir Portföy Standardı

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 2.1	YEK'ler için teşvik Politikaları.....	19
Şekil 2.2	EPIAŞ YEK enerji üretimleri	39
Şekil 3.1	Türkiye elektrik piyasası yapısı.....	45
Şekil 3.2	İkili anlaşma yapısı.....	45
Şekil 3.3	Toplayıcının elektrik piyasasına teklif verdiği yapı	71
Şekil 4.1	REPY'nin elektrik piyasasına teklif verdiği önerilen yapı	74
Şekil 4.2	İsveç GÖP elektrik fiyatları kutu grafiği.....	81
Şekil 4.3	İsveç DGP yukarı düzenleme elektrik fiyatları kutu grafiği	82
Şekil 4.4	İsveç DGP aşağı düzenleme elektrik fiyatları kutu grafiği.....	82
Şekil 4.5	Türkiye GÖP elektrik fiyatları kutu grafiği	83
Şekil 4.6	Türkiye DGP elektrik fiyatları kutu grafiği.....	83
Şekil 4.7	EAO 1'de 100 elektrikli aracın varış ve ayrılış zamanları.....	83
Şekil 4.8	Rüzgâr enerji santralleri için senaryolara bağlı üretim verileri	84
Şekil 4.9	Tahsis edilen hat kapasitesi verileri.....	84
Şekil 4.10	İsveç'te riskten kaçınma faktörünün değişimine göre CVaR ve beklenen kazanç değerleri	88
Şekil 4.11	Türkiye'de riskten kaçınma faktörünün değişimine göre CVaR ve beklenen kazanç değerleri	89
Şekil 4.12	Seçilen bazı EA'ların şarj seviyeleri.....	90
Şekil 4.13	Senaryo 3 için Durum 3'te rüzgâr enerji santrallerinde üretilen güçlerin dağılımı.....	91
Şekil 4.14	Senaryo 1 için Durum 8'te rüzgâr enerji santrallerinde üretilen güçlerin dağılımı.....	91
Şekil 4.15	Senaryo 3 için Durum 1'de EAO'lar tarafından tüketilen güçlerin dağılımı	92
Şekil 4.16	Senaryo 3 için Durum 6'da EAO'lar tarafından tüketilen güçlerin dağılımı	92
Şekil 4.17	Senaryolara bağlı olarak rüzgâr enerji santrallerinde meydana gelen kesintiler.....	93
Şekil 5.1	Önerilen modele ait genel bir yapı	94
Şekil 5.2	Finlandiya elektrik piyasası fiyatlarına ait kutu grafiği.....	109
Şekil 5.3	Türkiye elektrik piyasası fiyatlarına ait kutu grafiği.....	110
Şekil 5.4	Rüzgâr enerji santralleri için senaryolara bağlı üretim verileri	110

Şekil 5.5	FGÜT'ler için senaryolara bağlı üretim verileri	110
Şekil 5.6	EA'lar için sürüş senaryolarına ait veriler	111
Şekil 5.7	Her bir portföy katılımcısı için tahsis edilen hat sınır limit değerleri	112
Şekil 5.8	Finlandiya için gerçekleştirilen durum çalışmalarında riskten kaçınma faktörüne göre CVaR ve beklenen kazanç arasındaki değişimler	114
Şekil 5.9	Türkiye için gerçekleştirilen durum çalışmalarında riskten kaçınma faktörüne göre CVaR ve beklenen kazanç arasındaki değişimler	114
Şekil 5.10	Durum çalışmalarında her bir portföy katılımcısı için gelir veya gider	115
Şekil 5.11	Üretim senaryosu 2 için Durum 5 ve ek durum çalışmasında gelirlerin ve giderlerin karşılaştırması	116
Şekil 5.12	Üretim senaryosu 2 için ve sürüş senaryosu 1 için Durum 1'deki enerji satış ve alış işlemlerinin dağılımı	117
Şekil 5.13	Üretimi senaryosu 2 ve sürüş senaryosu 1 için Durum 5'teki enerji satış ve alış işlemlerinin dağılımı	117
Şekil 5.14	Durum 2 ve Durum 5'te seçilen EA'ların enerji seviyelerinin durumu	118
Şekil 5.15	Durum 2 ve Durum 5'te seçilen EA'ların enerji seviyelerinin durumu	118
Şekil 5.16	Durum 1'de hat kapasiteleri nedeniyle tüm enerji üretim senaryoları için RES ve FGÜT'lerde meydana gelen enerji kesintileri	119
Şekil 5.17	Durum 4'te hat kapasiteleri nedeniyle tüm enerji üretim senaryoları için RES ve FGÜT'lerde meydana gelen enerji kesintileri	119
Şekil 5.18	Durum 2, Durum 3, Durum 5 ve Durum 6'da hat kapasiteleri nedeniyle tüm enerji üretim senaryoları için RES ve FGÜT'lerde meydana gelen enerji kesintileri	120
Şekil 6.1	Önerilen modele ait genel bir yapı	122
Şekil 6.2	Önerilen yapıya ait akış şeması	123
Şekil 6.3	Küresel radyasyon miktarları.....	137
Şekil 6.4	Fotovoltaik güç üretim senaryoları.....	138
Şekil 6.5	Her bir senaryodaki rüzgâr hızları.....	138
Şekil 6.6	Senaryolardaki rüzgâr güç üretimleri.....	139
Şekil 6.7	Rüzgâr türbini güç katsayısı	140
Şekil 6.8	GÖP elektrik fiyat senaryoları	140
Şekil 6.9	DGP elektrik fiyat senaryoları.....	141
Şekil 6.10	Gerçek zamanda meydana gelen küresel radyasyon miktarı.....	143
Şekil 6.11	5 MW'lık FGÜT 1'in gerçek zamanda ürettiği güç.....	143

Şekil 6.12 Gerçek zamanda meydana rüzgâr hızı.....	144
Şekil 6.13 2,35 MW'lık RES'in gerçek zamanda ürettiği güç	144
Şekil 6.14 D günü için ortaya çıkan GÖP elektrik fiyatları	144
Şekil 6.15 D günü için gerçek zamanda oluşan DGP elektrik alış ve satış fiyatları	145
Şekil 6.16 Durum-1 – Durum-5'te CVaR miktarı ve beklenen maliyetlerin ilişkisi	147
Şekil 6.17 Durum-6 – Durum-10'da CVaR miktarı ve beklenen maliyetlerin ilişkisi	147
Şekil 6.18 Durum-8 ve 10'da üst ve alt rezervuarların su miktarlarındaki değişimler	150
Şekil 6.19 Durum-6, Durum-8 ve Durum-10'da BEDS1 ve BEDS2'nin enerji seviyelerindeki değişimler.....	151
Şekil 6.20 Durum-10'da RES'lerden üretilen enerjinin işletimsel dağılımı.....	151
Şekil 6.21 Durum-10'da FGÜT'lerden üretilen enerjinin işletimsel dağılımı	152
Şekil 6.22 Durum-5'te RES'lerden üretilen enerjinin işletimsel dağılımı.....	153
Şekil 6.23 Durum-5'te FGÜT'lerden üretilen enerjinin işletimsel dağılımı.....	154
Şekil 6.24 Durum-8'de RES'lerden üretilen enerjinin işletimsel dağılımı.....	154
Şekil 6.25 Durum-8'de FGÜT'lerden üretilen enerjinin işletimsel dağılımı	155
Şekil 6.26 Durum-3'te RES'lerden üretilen enerjinin işletimsel dağılımı.....	155
Şekil 6.27 Durum-3'te FGÜT'lerden üretilen enerjinin işletimsel dağılımı.....	156
Şekil 6.28 Tüm durum çalışmalarında portföy katılımcılarının kazançları	157

TABLO LİSTESİ

Tablo 2.1	Destekleme politikalarına yönelik literatürün sınıflandırılması	30
Tablo 2.2	Çeşitli ülkelerde YEK destekleme politikalarının karşılaştırması.....	32
Tablo 3.1	YEK'lerin katılım sağladığı piyasaların sınıflandırılması	65
Tablo 3.2	YEK'lerin piyasadaki konumlarının sınıflandırılması	67
Tablo 3.3	Modelleme yöntemleri ve tekniklerinin sınıflandırılması.....	67
Tablo 3.4	Kullanılan program ve çözücünün sınıflandırılması	68
Tablo 3.5	YEK'lerin elektrik piyasasına toplu olarak katılma yollarının sınıflandırılması	71
Tablo 3.6	YEK ile birlikte kullanılan enerji depolama sistemlerinin sınıflandırılması	72
Tablo 4.1	Elektrikli Araçların Karakteristikleri	84
Tablo 4.2	Durum Çalışmalarından Elde Edilen Kazançların Karşılaştırması	87
Tablo 4.3	Simülasyonlardan elde edilen sonuçların karşılaştırması	88
Tablo 4.4	Simülasyonlardan elde edilen sonuçların karşılaştırması	89
Tablo 5.1	Portföy katılımcılarına ait veriler	111
Tablo 5.2	Durum çalışmalarına ait detaylar	112
Tablo 5.3	Durum çalışmalarından elde edilen detaylı sonuçlar.....	113
Tablo 5.4	EA'ların toplam şarj ve deşarj enerjisi	121
Tablo 5.5	EA'ların şarj ve deşarjı için enerji piyasalarında gerçekleştirilen ticaretler	121
Tablo 6.1	Portföy katılımcılarına ait veriler	141
Tablo 6.2	HPSS'lere ait karakteristik özellikler	142
Tablo 6.3	BEDS'lere ait karakteristik özellikler	142
Tablo 6.4	Durum çalışmalarına ait bilgiler.....	145
Tablo 6.5	(D-1) günü için durum çalışmalarından elde edilen sonuçlar.....	146
Tablo 6.6	D günü için durum çalışmalarından DGP'ye ait elde edilen sonuçlar	148
Tablo 6.7	Gerçek zamanda elde edilen kazançlar	149

Yenilenebilir Enerji Portföy Yöneticisinin Enerji Piyasasında Optimum Aksiyomlarının Modellenmesi

Alper ÇİÇEK

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Doktora Tezi

Danışman: Prof. Dr. Ozan ERDİNÇ

Çeşitli teşvikler ile sayıları hızla artan YEK'ler için birçok ülkede güç sistemlerindeki arz-talep dengesinin sağlanması açısından bu kaynakların elektrik piyasalarına katılımı zorunlu hale gelmiştir. YEK'lerin elektrik piyasalarına katılımı konusuna bakılacak olursa bireysel katılımı dışında bir portföy yapısına dahil olarak katılımının daha uygun olabileceği söylenebilir. Ayrıca yenilenebilir enerji portföy yöneticisi (YEPY) kazancını arttırmak ve enerji dengesizliklerini kolaylaştırmak açısından portföye çeşitli enerji depolama sistemlerini (EDS) de dahil edebilir. Bu amaçla, bu tez çalışmasında enerji dengesizliğinin giderilmesi açısından EDS'leri de içeren YEPY'nin enerji piyasalarına katılımı için optimum piyasa katılım modelleri oluşturulacaktır.

Bu bağlamda gerçekleştirilen tez çalışmasında, ilk olarak devletler tarafından uygulanan teşvik politikaları incelenmiştir. Daha sonrasında YEK'lerin elektrik piyasasına katılım konusu ele alınarak, rüzgâr enerji kaynaklarının ikili anlaşmalar dahil GÖP ve aktif katılımcı olarak DGP'ye optimum katılımı açısından portföy yapısına dahil oldukları bir yapı önerilmiştir. Ayrıca teklif aşamasında her bir portföy katılımcısı için tahsis edilen hat kapasite sınırları dikkate alınmıştır. Bunun

dışında YEPY'nin portföydeki enerji dengesizliklerinin yönetimini kolaylaştırmak ve toplam portföy kazancını maksimize etmek amacıyla portföye elektrikli araç (EA) otoparkı (EAO) toplayıcısı da eklenmiştir. Sonrasında gerçekleştirilen çalışmada ise portföy içerisine fotovoltaik güç üretim tesisleri (FGÜT) de eklenmiş ve araçtan şebekeye enerji seçeneği de düşünülmüştür. Ayrıca bu optimizasyon problemi iki seviyeli olarak gerçekleştirilmiştir. Üst seviye problemde amaç toplam portföy kazancının maksimize edilmesi iken alt seviye problemde amaç her bir portföy katılımcının zararını minimize etmek olarak belirlenmiştir.

Son olarak fotovoltaik ve rüzgâr enerji santrallerini içeren yenilenebilir enerji portföy yapısına enerji dengeleyici olarak hazneli pompalı su santrali (HPSS) ve batarya enerji depolama sistemleri (BEDS) de eklenmiştir. Bu modelde YEPY'nin GÖP'e ve portföyde meydana gelen enerji dengesizliklerinin giderilmesi açısından pasif katılımcı olarak DGP'ye katılım konusu iki seviyeli ve çok aşamalı olarak sunulmuştur. Ayrıca sunulan optimizasyon problemlerinde belirsizliklerden kaynaklanabilecek zarar stokastik yaklaşım ve koşullu riske maruz değer (Conditional Value-at Risk - CVaR) yöntemi ile ele alınmıştır.

Anahtar Kelimeler: Elektrik piyasaları, enerji depolama sistemi, elektrikli araç otoparkı, optimum teklif stratejisi, yenilenebilir enerji portföy yöneticisi.

Modeling Optimum Axioms of Renewable Energy Portfolio Manager in Energy Market

Alper ÇİÇEK

Department of Electrical Engineering

Doctor of Philosophy Thesis

Advisor: Prof. Dr. Ozan ERDİNÇ

The participation of renewable energy sources (RES) in the electricity markets has become mandatory in order to ensure the supply-demand balance in many countries for the rapidly increasing number of RES with various incentives. It can be said that it would be more appropriate to participate in a portfolio structure other than individual participation. Besides, renewable energy portfolio manager (REPM) can include various energy storage systems (ESSs) to increase earnings and ease energy imbalances.

In the thesis study carried out in this context, the incentive policies implemented are examined first. Afterwards, the issue of participation of RESs in the electricity market are discussed, a structure in which wind energy sources are included in the portfolio structure in terms of optimum participation in the day-ahead market (DAM) and balancing market (BM) as active participant, including bilateral contracts, is proposed. Besides, line capacities determined for each participant are also taken into account. Furthermore, electric vehicle aggregators are added to the portfolio in order to facilitate the energy imbalance management and to maximize the total gain. In the later study, photovoltaic power plants are added to the portfolio, and the vehicle-to-grid energy option is also considered. Besides,

the problem is implemented as bi-level. In the upper-level, the aim is to maximize the total gain, while in the lower-level, the aim is to minimize the loss of each participant.

Finally, pumped water-based ESS and batteries are added to the portfolio structure that includes photovoltaic and wind power plants. In this model, the problem that deals with the participation of the REPM in the DAM and BM as passive participant to eliminate the imbalances is presented as bi-level and multi-stage. Besides, stochastic approach and CVaR are discussed in order to take into account the loss that may arise from uncertainties in the optimization problems.

Keywords: Electricity markets, energy storage system, electric vehicle parking lot, optimal bidding strategy, renewable energy portfolio manager.

Elektrik güç sistemlerinde enerjiye olan talep giderek artmaktadır ve bu talebin büyük bir çoğunluğu çevre sorunlarına sebep olan fosil kaynaklardan karşılanmaktadır [1]. Bu durum dünyayı yeni alternatif enerji kaynakları arayışına itmiştir. Bununla birlikte rüzgâr ve güneş enerjisi teknolojilerindeki hızlı gelişim, bu kaynakların yatırım maliyetlerindeki düşüşler ve ülkelerin küresel ısınma nedeniyle temiz olarak adlandırılan yeşil kaynaklara olan ilgileri YEK'lerin toplam elektrik üretimindeki payını arttırmış durumdadır [2]. Ayrıca YEK'lerin yaygınlığını arttırmak için hükümetler SF uygulaması, PFÜP uygulaması ve YES sistemi gibi çeşitli politikalar uygulamaktadırlar [3]. Kota zorunluluğu olarak bilinen YPS'nin kullanılması da üretimin belirli bir bölümünün YEK'lerden karşılanmasını sağlamaktadır [4]. Bu politikaların yanı sıra, karbon politikaları da YEK'lere yatırım yapmayı kolaylaştırabilmektedir [5].

Çeşitli teşvik politikaları ile stokastik güç üretimine sahip rüzgâr ve güneş enerjisi gibi YEK'lerin sayısının artmasının sonucunda elektrik güç sistemleri fosil yakıtlı kaynaklara daha az bağımlı hale gelirken, EDS'lere daha çok bağımlı hale gelmektedir. Bu durum, EDS yatırımlarının yapılması dışında rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinin üretim tahminlerinin daha doğru yapılması gerekliliğini ve bu kaynakların elektrik piyasalarına katılımında optimum teklif stratejisinin önemini ortaya çıkarmaktadır. Ayrıca son dönemde birçok ülkede YEK'lerin elektrik piyasalarına katılımı zorunlu hale gelmiştir. YEK'lerin elektrik piyasalarına katılımının zorunlu olmasının dışında son dönemde birçok ülkede YEK'lerden gerçek zamandaki enerji dengesizliklerinden kendilerinin sorumlu olmaları da istenmektedir. Bu durum stokastik yapıya sahip YEK'ler açısından elektrik piyasalarına katılım konusunu önemli bir hale getirmiştir. YEK'lerin elektrik piyasalarına katılımı konusuna bakıldığında bireysel veya bir toplayıcı altında toplu olarak katılabildikleri söylenebilir. YEK'ler bireysel olarak elektrik piyasalarına katıldıklarında fiyat alan konumda iken, bir toplayıcı yapı içerisinde

fiyat belirleyen konumda yer alabilmektedirler ve piyasa teklif süreçlerini kolay bir şekilde yönetebilmektedirler. Piyasaya karşı üretim dengesizlikleri toplayıcı yapı aracılığı ile kaynakların portföy içinde birbirini dengeleyebilme olasılığı ile ortadan kaldırılabilir. Ayrıca; portföy yöneticisi portföy yapısına BEDS, HPSS vb. EDS'leri ya da hem üretici hem de tüketici olarak hareket edebilen EA'ları da dahil ederek enerji dengesizliklerinin yönetimini kolaylaştırabilir ve portföy kazancını maksimize edebilir. Ayrıca, EA'ların şarj ve deşarj yönetimi konusuna incelendiğinde bu araçların dağınık haldeki yönetimlerine göre EAO'da yer aldıkları durumda daha etkin şekilde yönetilebildikleri dikkate alınarak portföy yapısına EAO'ların dahil edilmesinin daha uygun olacağı söylenebilir.

Spot piyasalar, piyasa operatörü tarafından alış ve satış tekliflerinin değerlendirilerek piyasa takas fiyatının belirlenmesi adımları ile dengeli bir sistem işletimi için gerçekleştirilmektedir. Piyasa takas fiyatının açıklanmasında iletim sistemi yapısı da dikkate alınır. Her hattın yoğunluğu farklı olacağından her bölge için farklı yerel marjinal fiyat ortaya çıkmaktadır. YEK'ler genel olarak doğrudan üreticilerle yaptığı ikili anlaşmalar dahil olmak üzere GÖP ve bunun dışında yeni bir piyasa türü olan gün içi piyasasında (GİP) ticaret yapabilmektedirler. Ayrıca bağımsız sistem operatörünün kabul etmesi durumunda pasif katılımdan farklı olarak aktif katılımcı olarak DGP'ye de katılım sağlayabilmektedirler. Vadeli piyasalar ise orta ve uzun vadeli elektrik alım satım işlemlerinin gerçekleştirildiği bir piyasa türüdür. Bunların dışında güç sisteminin güvenli işletimi açısından yan hizmetler piyasası da bağımsız sistem operatörü tarafından işletilmektedir.

Yenilenebilir enerji üreticisinin güç teslim zamanına yaklaştıkça üretim tahmininin de doğruluğu arttığı düşünülürse, güç teslimine yakın kapanan piyasalara katılım sağlaması optimum teklif vermesi açısından faydalı olabileceği söylenebilir. Elektrik piyasalarının yapısına bakıldığında birçok ülkede bu piyasaların farklı yapıda ve işleyişte olduğu söylenebilir. Örneğin Türkiye'de katılımcılar bir sonraki gün için gün öncesi piyasa tekliflerini her gün 12:30'a kadar Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.'ye (EPIAŞ) sunmaktadırlar. Her teklif, katılımcının satın almak ya da satmak istediği enerji fiyatı ve miktarını belirten bir fiyat-miktar çifti olarak sunulmaktadır. Daha sonra takas edilen miktarlar ve piyasa takas fiyatı 13:30'da açıklanmaktadır. İspanya elektrik spot piyasası

OMIE'de ise GÖP teklifleri bir gün öncesinden saat 12:00'ye kadar sunulabilmektedir.

Yukarıda belirtilen hususlar dikkate alındığında, son dönemde YEK'lerin sayısının artırılması açısından devletler tarafından uygulanan teşvik politikaları, YEK'lerin elektrik piyasalarına katılımı için optimum teklif stratejileri ve yenilenebilir enerji portföy yapıları araştırmacılar tarafından ilgilenilen konular olmuştur.

1.1 Literatür Özeti

1.1.1 YEK Teşvik Politikalarına Yönelik Literatürün İrdelenmesi

Tanaka ve Chen [6] YEK'lerin YES piyasasındaki davranışları ve elektrik piyasasındaki etkilerini incelemişlerdir ve piyasa gücünün belirlenmesi açısından bir model önermişlerdir. Piyasa gücünün YES piyasası ve elektrik fiyatları üzerinde etkisi olabileceğini göstermişlerdir. YEK'ler dışındaki kaynakların YES maliyetlerinden kaçınmak için baskın olmaları nedeniyle YES fiyatını düşürmede etkili olduğunu ifade etmişlerdir. Ayrıca bu fiyatın sıfır çıkması yenilenebilir olmayan kaynakların baskınlığını azalttığı anlamına geldiğini bildirmişlerdir.

Ding ve diğ. [7] rüzgâr türbinlerinin şebekeye entegrasyonu konusunu ele almışlardır. Çalışmada rüzgâr enerjisinin rolünü belirlemek ve uzun vadeli YPS'yi garanti etmek için bir yöntem ileri sürmüşlerdir. Bu yöntemin basit bir şekilde uygulanabildiğini ve YES piyasa katılımcıları için kârı en üst düzeye çıkarabildiğini ifade etmişlerdir.

Nieta ve diğ. [8] rüzgâr enerji üreticilerinin teşvik ödemesi alarak ya da teşvik ödemesi almadan GÖP'e katılımı konusunda bir araştırma yapmışlardır. Ayrıca rüzgâr enerjisi üreticisinin piyasada fiyat belirleyen konumda olduğunu kabul ederek bir çalışma gerçekleştirmişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda rüzgâr enerjisi üreticisinin elektrik fiyatlarını düşürdüğünü ve dengesizlik cezalarının sistem operatörüne dengesizliklerin giderilmesi konusunda yardımcı olduğunu ifade etmişlerdir. Ayrıca çalışmada İrlanda elektrik piyasasından elde edilen gerçek verileri kullanmışlardır.

Hildmann ve diğ. [9] EPEX Almanya-Avusturya bölgesinde rüzgâr ve güneş enerji santrallerinin GÖP'e etkilerini SF uygulaması altında ampirik olarak

incelemişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda, liyakat eğrisinde YEK'lerin maliyetleri doğru kullanılırsa ve toplam yük talebinin spot piyasa payı arttırılırsa elektrik piyasalarının yüksek yenilenebilir enerji entegrasyonuna rağmen işlevselliğini sürdürebileceğini ifade etmişlerdir.

Chang ve Li [10] ASEAN bölgesi için karbon fiyatlandırması, enerji piyasası entegrasyonu, YPS ve tarife uygulamalarının YEK'lerin sayısının arttırılması üzerindeki etkisini incelemişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda enerji piyasa entegrasyonunun YEK'lerin sayısının arttırılmasında önemli olduğunu, ASEAN bölgesi için SF uygulamasının YPS'den daha uygun maliyetli olduğunu ve bu bölge için tavsiye edildiğini ifade etmişlerdir.

Pineda ve Bock [11] belirli bir kota yükümlüğünün ve uygun kapasitenin sağlanmadığı durumda ve ceza uygulamasının varlığında yenilenebilir enerji üretim kapasitesi artış miktarını değerlendirmek için hem elektrik hem de YES piyasasını içeren bir model önermişlerdir. Modelde yenilenebilir enerji üretim şirketleri ve fosil kaynaklardan enerji üretim şirketleri olmak üzere iki tip oyuncuya yer vermişlerdir.

Munoz ve diğ. [12] Şili'nin 2050 yılı için %70 yenilenebilir enerji hedefine ulaşma maliyetlerini entegre kaynak planlama modelini kullanarak değerlendirmişlerdir. Bu değerlendirmede YEK uygunluğunu ve iletim sistemi yapısını farklı senaryolar altında dikkate almışlardır. Çalışmadan elde ettikleri sayısal sonuçlara göre amaçlanan hedefin hükümetin sembolik bir çabası olarak kalacağını ifade etmişlerdir.

Vithayasrichareon ve MacGill [13] NEM'de yer alan farklı santrallerin işletme maliyetlerini ve işletimsel etkilerini incelemek için farklı üretim portföyleri modellemişlerdir. YEK'lerin sayısının artması nedeniyle sistemi dengeli hale getirmek için termik santrallerin işletimini değiştirdiğini belirtmişlerdir. Kömür ve gaz santrallerinin yer aldığı durumda elektrik fiyatının, %85 yenilenebilir enerji içeren durumdakinden bile ucuz olduğunu ifade etmişlerdir. Ayrıca çalışmada %60 YPS hedefi durumunda maliyetin %10 arttığını açıklamışlardır.

Yu-zhuo ve diğ. [14] SF uygulaması ve YPS altında Çin için biyokütle enerji endüstrisinin bir uzun vadeli gelişim modelini sunmuşlardır. Çalışmada YPS'nin

SF uygulamasına göre Çin biyokütle enerji endüstrisinin gelişimini teşvik edebileceği sonucuna varmışlardır. Yazarlar bu çalışmanın hükümet ve diğer ülkeler için referans alınmasını hedeflemişlerdir. Ayrıca Xin-gang ve diğ. [15] SF uygulaması ve YPS altında Çin atık yakma endüstrisinin gelişimini incelemişlerdir. [14]'e benzer şekilde burada yazarlar YPS'nin Çin atık yakma endüstrisinin gelişimini sağlayabileceğini açıklamışlardır.

Bhagwat ve diğ. [16] yenilenebilir enerji politikaları altında bir kapasite piyasası modellemişlerdir. Yazarlar önerdikleri modelin sadece elektrik piyasasına kıyasla dengesizlik yaşanan saatlerde önemli katkı sağladığı ve toplam maliyeti azalttığı sonucuna varmışlardır. Azalan talep durumunda kapasite piyasasından daha fazla destek alınması gerektiğini artan talep durumunda ise bunun tersinin yapılması gerektiğini ifade etmişlerdir.

Rudik [17] YPS çerçevesinde bir YES ticaret modeli geliştirmiştir. Rekabetçi bir YES ticaret uygulaması altında YPS'nin daha sıkı uygulanmasının yenilenebilir enerjinin payının azalmasına yol açtığını ifade etmiştir. Bu durumun vergi ve destekleme etkisinden kaynakladığını açıklamıştır.

Chuang ve diğ. [18] YEK'lerin sisteme dahil edilmesi ve YES sisteminin uygulanması açısından uygun mekanizma uygulamasının avantajını göstermek için bir yöntem ileri sürmüşlerdir. YES uygulamasının şirketlerin yenilenebilir enerjiye yatırım yapmaları için teşvik sağlayacağını ve karbon emisyonlarını azaltma hedefinde yardımcı olacağını ifade etmişlerdir. Ayrıca SF uygulamasının Tayvan'ın uzun vadeli hedefleri için uygun bir mekanizma olduğunu fakat YES uygulamasının YEK'lerin gelişimine engel olduğunu belirtmişlerdir.

Young ve Bistline [19] ABD'de karbon emisyonlarını azaltmak için YPS'nin kullanılmasının maliyetini araştırmışlardır. Yazarlar bu yöntemin en iyi politika olmadığını ifade etmişlerdir. ABD'de %50 YPS'nin karbon emisyonlarını %50'den daha az azaltabileceğini belirtmişlerdir. Ayrıca YPS'nin karbon azaltmadaki etkinliğinin doğal gaz fiyatlarına bağlı olduğunu açıklamışlardır.

Pasaoglu ve diğ. [20] Türkiye elektrik piyasasındaki son gelişmeleri incelemişler ve bir analitik hiyerarşi süreci modeli sunmuşlardır. Önerilen modelin biyokütle, kömür, jeotermal, hidroelektrik, doğalgaz, nükleer, petrol, güneş ve rüzgâr enerji

santrali tiplerini değerlendirdiğini ve kaynakları önceliklendirmek için konuyu teknik, çevresel, mali, politik ve yasal açıdan ele aldığını ifade etmişlerdir. Tüm özellikler dikkate alındığında Türkiye elektrik piyasası için en uygun santral tiplerinin termik, hidroelektrik ve doğalgaz santralleri olduğunu açıklamışlardır. Ayrıca Türkiye'nin konvansiyonel enerji santrallerinin kurulu güç kapasite payının azaltılarak yenilenebilir enerji payının arttırılması gerektiğini belirtmişlerdir.

Yi ve diğ. [21] SF uygulaması ve YPS kapsamında yenilenebilir enerji üreticilerinin stratejilerini incelemek için bir evrimsel oyun modeli ve sistem dinamik modeli oluşturmuşlardır. Yenilenebilir enerji destekleme stratejilerinin gelişimini ve elektrik üreticileri ile YES programına etkilerini göstermek amacıyla Çin rüzgâr endüstrisinden elde ettikleri verileri kullanmışlardır. YES ticareti yapmak isteyen tüm üreticilerin destekleme, kota ve ceza parametrelerinin makul bir aralıkta olması gerektiğini ifade etmişlerdir. Ayrıca aşamalı destek ve yüksek ceza uygulamasının YPS ve YES ticaretini teşvik etme konusunda yardımcı olabileceğini açıklamışlardır.

Helm ve Mier [22] pik fiyatlandırma uygulaması altında YEK'lerin düşük kapasite maliyetleri sonucunda oluşan piyasa dağılımını incelemişlerdir. Çalışmada sonuç olarak yenilenebilir enerjiyi teşvik etmek için SF uygulamasının kullanıldığını ve bu uygulamanın düşük fiyatlara karşı koruma sağladığını, birçok ülkenin yenilenebilir enerji payını arttırmayı fakat yenilenebilir enerji desteklerini azaltmayı planladığını, dinamik elektrik fiyatlarının tüketicileri yenilenebilir enerjiye dayalı elektrik sistemlerinde yüksek fiyatlara maruz bıraktığını ve EDS'lerin fiyat problemine çözüm olabileceğini ifade etmişlerdir.

Levin ve diğ. [23] saatlik elektrik talebini ve yan hizmetler ihtiyacını karşılamak için en düşük maliyetli genişleme, anlaşma ve üretim planını sağlamak amacıyla bir optimizasyon modeli sunmuşlardır. Çalışmada YEK'lerin yatırımlarını ve karbon emisyon azaltımlarını destekleyen teşvik mekanizmalarının piyasa ve yatırım üzerindeki etkilerini analiz etmek için ERCOT elektrik piyasasından elde ettikleri verileri kullanmışlardır. Elektrik fiyatlarının farklı teşvik mekanizmalarından önemli ölçüde etkilendiğini, karbon vergisinin emisyonları azaltmak için daha uygun maliyetli bir yol olduğunu, üretim ve yatırım

desteklerinin ise yenilenebilir enerji yatırımlarını arttırmak için daha uygun bir seçenek olduğunu ifade etmişlerdir.

Zalzar ve diğ. [24] Avrupa Komisyonunun gün öncesi ve gün içi işlemler için Avrupa çapında entegre bir elektrik piyasa hedefi olduğunu açıklamışlardır. Yazarlar çalışmada YEK'lerin entegrasyonunu destekleyen AB politikalarının etkilerini değerlendirmişlerdir. İberya, İtalyan ve Alman elektrik piyasasını dikkate alarak Avrupa çapında entegre bir seçenek araştırmışlardır. Sonuçlarda Avrupa çapındaki bir piyasanın yüksek yenilenebilir enerji üretim payına sahip ülkelerdeki üreticiler için avantajlı olmadığını ve GİP'in tüketiciler açısından fayda sağladığını ifade etmişlerdir.

Tian ve diğ. [25] YEK'ler ve EDS'lerin elektrik ve yan hizmetler piyasasındaki yatırım ve işletimini koordine etmek için yeni bir strateji sunmuşlardır. Çalışmada rüzgâr enerji santrali (RES) ve EDS'nin konumunu ve boyutlandırılmasını, EDS'nin verimliliğini ve iletim hattının kısıtlarını dikkate almışlardır. Merkezi piyasa mekanizmasında üretim vergi indiriminin, düzensiz piyasa mekanizmasında ise yatırım vergi indiriminin teşvik edici olduğunu ifade etmişlerdir.

Eising ve diğ. [26] farklı bölgelerdeki ve çeşitli türlerde olan YEK'lere yapılan yatırımları dikkate alarak ve türetilmiş elektrik fiyatlarını kullanarak piyasa değerinin gelecekteki gelişimini izlemek için senaryolara dayalı bir değerlendirme gerçekleştirmişlerdir. Çalışmada önemli bir sonuç olarak hem yenilenebilir portföy dağılımının hem yenilenebilir enerji kapasitesinin coğrafi dağılımının yenilenebilir üreticileri için gelir ve bölgesel dağılımları konusunda etkili olduğunu ifade etmişlerdir.

1.1.2 YEK'lerin Elektrik Piyasasına Optimum Katılımına Yönelik Literatürün İrdelenmesi

García-González ve diğ. [27] bir hibrit rüzgâr çiftliği ve HPSS üretim şirketi açısından GÖP'teki optimum işletimini araştırmışlardır. Önerilen modelde elektrik fiyatlarını ve rüzgâr enerji üretimini stokastik olarak ele almışlardır. Çalışmada stokastik modelin rüzgâr üreticilerinin enerji piyasalarına katılımı konusunda etkili olduğu sonucuna varmışlardır. Ayrıca bu çalışmanın yatırımcılara HPSS'nin en uygun boyutun seçilmesi konusunda yardımcı olabileceğini ifade etmişlerdir.

Dukpa ve diğ. [28] EDS'ye sahip bir RES'in GÖP'e katılımı için bir optimum katılım stratejisi önermişlerdir. RES'in enerji piyasasında fiyat alan konumda olduğunu düşünmüşlerdir. Önerilen stratejinin hedeflerini en iyi tahmini dikkate alarak elde edilen geliri maksimize etmek ve tahmin belirsizliklerini dikkate alarak riskleri minimize etmek olarak belirtmişlerdir. Sonuçlarda EDS'nin arbitraj fırsatı sağlama, YEK'lerin üretimlerindeki enerji açığını giderme ve rezerv sağlama gibi faydalarının olduğunu açıklamışlardır.

Mauch ve diğ. [29] yenilenebilir rüzgâr çiftliği ve sıkıştırılmış hava enerji depolama hibrit sisteminin GÖP'e katılımının ekonomik açıdan uygunluğunu incelemişlerdir. Analizlerini ERCOT ve MISO'dan aldıkları gerçek verilerle yapmışlardır. Çalışmada sonuç olarak EDS'nin eklenmesi ile GÖP'te bir kâr elde edilemediğini ifade etmişlerdir.

Peik-Herfeh ve diğ. [30] dağıtık enerji kaynaklarını içeren bir sanal güç santralinin GÖP'e optimum teklif verdiği bir yapı sunmuşlardır. Çalışmada stokastik dağıtık enerji kaynaklarının belirsizliği, rezerv miktarının arttırılması ile giderilmiştir. Önerilen çalışmayı test etmek için üç durum çalışması gerçekleştirilmiştir. Simülasyon sonuçlarına göre dağıtık enerji kaynaklarının işletiminin piyasa fiyat değişimleri karşısında başarılı olduğu belirtilmiştir.

Nieta ve diğ. [31] RES ve HPSS'yi içeren bir hibrit sistemin GÖP'e teklif verdiği bir model oluşturmuşlardır. Teklif stratejisini üç ayrı kategoriye ayırmışlardır. Bunların; aralarında fiziksel bağlantı olmadan ayrı teklif verilen yapı, rüzgâr enerjisinin fazlasının HPSS'de depolandığı ve tekliflerin ayrı olarak verildiği yapı ve iki yapının birlikte değerlendirildiği ve tek bir teklifin verildiği yapıdan oluştuğunu ifade etmişlerdir. Modelde riski CVaR yöntemi ile değerlendirmişlerdir. Ayrıca modeli İberya GÖP verileri ile test etmişlerdir. Kâr açısından en iyi sonucun iki sistemin birlikte yer aldığı ve tek bir teklifin verildiği yapıda elde edildiğini açıklamışlardır. Ayrıca gelecek çalışmalarda hidroelektrik ve RES'lerden oluşan ve fiyat belirleyen konumda olan portföyün uzun vadeli analizini ele alacaklarını belirtmişlerdir.

Ding ve diğ. [32] bir RES ve EDS'nin arbitraj gerçekleştirilmesi ve GÖP'teki sapmalarını azaltması için bir gün öncesi teklif verme ve gerçek zamanlı işletim

stratejisi sunmuşlardır. Sunulan stratejiyi rüzgâr enerji tahmin hatalarını ve EDS'yi göz önünde bulundurarak karışık tamsayılı doğrusal olmayan modelleme ile ele almışlardır. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda önerilen stratejinin rüzgâr enerji tahmin hatalarının zamansal bağımlılığına bakılmaksızın kârı arttığını ifade etmişlerdir.

Calvillo ve diğ. [33] toplu şekilde elektrik piyasasına katılan dağıtık YEK'lerin optimum planlama ve işletimin problemini ele almışlardır. Yazarlar toplayıcıların GÖP'e katıldığını ve toplam faydayı arttırmak için portföyü yönettiğini belirtmişlerdir. Ayrıca toplayıcıların piyasada fiyat belirleyen konumda yer aldığını düşünmüşlerdir. Çalışmada kullandıkları verileri İspanya elektrik piyasasından elde etmişlerdir. Elde ettikleri sonuçlarda önerilen yapı ile %50 ekstra ekonomik fayda sağlanabileceğini ifade etmişlerdir.

Igder ve diğ. [34] RES, hidroelektrik santrali ve HPSS'den oluşan hibrit bir sistem için bir teklif stratejisi sunmuşlardır. Çalışmada amacı GÖP ve yan hizmetler (rezerv ve düzenleme) piyasasına katılan rüzgâr ve hidroelektrik santrallerinin kârını maksimize etmek olarak belirlemişlerdir. Modelde RES'in doğası gereği değişken güç üretimine sahip olması sebebiyle yan hizmetler piyasasına katılmadığını belirtmişlerdir.

Chakraborty ve diğ. [35] bir grup yenilenebilir enerji üreticisinin üretim sapmalarındaki maliyeti belirlemek ve yenilenebilir enerjinin piyasaya entegrasyonunu teşvik etmek için maliyete dayalı bir strateji sunmuşlardır. Önerilen stratejinin gerçek rüzgâr hızları ve piyasa fiyatları kullanılarak İberya elektrik piyasasına teklif veren beş rüzgâr enerji üreticisine uygulandığını ifade etmişlerdir. Bu stratejinin hem dengelemeyi sağlayan kuruluşlar hem de birden çok yenilenebilir enerji üreticisini yöneten toplayıcı açısından fayda sağladığını belirtmişlerdir.

Ding ve diğ. [36] GÖP ve DGP'de yer alan ve fiyat belirleyen konumda olan bir grup RES-EDS hibrit sisteminin toplam kârını maksimize etmek için bir strateji sunmuşlardır. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlara göre önerilen stratejinin toplam kârı arttırdığını, toplam kârın %60'ının DGP'den elde edildiğini ve çok sayıda RES

ve EDS'nin bir sanal güç santrali altında toplanması ile kârın %10 arttırılabileceğini ifade etmişlerdir.

Nguyen ve Le [37] mevcut birçok piyasa yapısının bir grup rüzgâr enerji üreticisini barındıran rüzgâr enerji toplayıcılarına piyasaya katılmaları için izin verdiğini açıklamışlardır. Yazarlar çalışmada ortak oyun teorisi yaklaşımına dayalı bir kâr paylaşım modeli sunmuşlardır. Gerçekleştirdikleri durum çalışmalarından önerilen modelin kârı arttırdığı ve fayda sağladığı sonucuna varmışlardır.

Koraki ve Strunz [38] birden çok rüzgâr ve güneş enerji santralini barındıran bir sanal güç santralini elektrik piyasasına katılımı için bir strateji sunmuşlardır. Sanal güç santrali ile GÖP ve GİP'e katılım sağlamışlardır. Ayrıca stratejide dağıtım sistemi operatörü ile iş birliği içinde olunarak dağıtım sistemi kısıtlarına uyulduğunu ifade etmişlerdir.

Zhang ve diğ. [39] EDS'ye sahip bir RES'in elektrik piyasasına optimum teklif vermesi için bir strateji ileri sürmüşlerdir. İlk aşamada kurşun asit bataryanın GÖP yoluyla kontrol edilerek santralin kazancının arttırılmasını hedeflemişlerdir. İkinci aşamada tahmin hatalarını gidermek amacıyla lityum-iyon batarya üzerinden DGP'ye katılım sağlamışlardır. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlara göre kârın önemli ölçüde arttırılabileceğini ifade etmişlerdir.

Rodrigues ve diğ. [40] EDS'ye sahip bir rüzgâr çiftliğinin GÖP ve rezerv piyasasına teklif vermesi için iki aşamalı bir stokastik programlama modeli sunmuşlardır. Elektrik fiyatları ve rüzgâr enerji üretim tahminlerindeki belirsizlikleri dikkate alırken gün öncesi kâr riski için CVaR yöntemini kullanmışlardır. Önerilen ortak teklif stratejisinin koordine edilmeyen teklif stratejisi ile karşılaştırıldığında daha iyi kâr sağlayabildiğini ve istenmeyen riskleri azalttığını bildirmişlerdir.

Kaheh ve diğ. [41] bir rüzgâr çiftliğinin ve talep cevabı toplayıcısının GÖP ve DGP'ye teklif vermesi için stokastik iki aşamalı bir programlama modeli sunmuşlardır. İlk aşamada GÖP tekliflerini, ikinci aşamada DGP tekliflerini değerlendirmişlerdir. Ayrıca önerilen modeli IEEE'nin 24 baralı sisteminde test etmişlerdir.

Nazari ve Ardehali [42] RES, HPSS ve termik santrale sahip bir elektrik üretim şirketinin karbon emisyonlarını ve rüzgâr güç üretimini dikkate alarak GÖP ve

rezerv piyasasına optimum teklif vermesi için bir strateji sunmuşlardır. Çalışmada rüzgâr çiftliğinin maksimum gücünün, HPSS'nin maksimum gücünün ve karbon emisyon fiyatının optimum teklif stratejisi üzerinde önemli etkisinin olduğu sonucuna varmışlardır.

Nayak ve diğ. [43] EDS ve yenilenebilir enerji hibrit sisteminin elektrik piyasalarına optimum katılımı için bir strateji önermişlerdir. Çalışmada farklı türdeki EDS'leri dikkate almışlardır. Sonuç olarak hem elektrik piyasasının hem de EDS'nin optimum seçimi ile önemli bir kâr elde edilebileceğini ifade etmişlerdir.

Tang ve Yang [44] sanal güç santrallerinin işletim ve teklif stratejisini optimize etmek için yeni bir yapı sunmuşlardır. Önerilen yapıda sanal güç santrallerinin EDS, talep cevabı ve YEK'leri GÖP'de ve DGP'de optimum şekilde işlettiğini düşünmüşlerdir. YEK'ler ve talep cevabının yol açtığı belirsizlikleri Robust optimizasyon modeli ile ele almışlardır. Ayrıca önerilen yapıyı Tayvan güç sisteminde test etmişlerdir. Sonuçlarda önerilen sistemin umut verici performans ve verimliliğe sahip olduğunu ifade etmişlerdir.

Mohy-ud-din ve diğ. [45] sanal güç santrallerinin GÖP ve DGP'ye optimum teklif vermesi için bir model ileri sürmüşlerdir. Önerilen modelde üreticilerin maksimum üretim kapasitelerini ve aktif ve reaktif güçleri dikkate almışlardır. Modelde ilk aşamada yan hizmetler de dahil olmak üzere GÖP'de optimizasyon gerçekleştirmişlerdir. İkinci aşamada ise DGP'de dengeleme işlemini gerçekleştirmişlerdir. Önerilen modeli IEEE'nin 24 ve 118 baralı test sisteminde test etmişlerdir. Sunulan modelin yerel marjinal ve yan hizmetler piyasası fiyatlarının azaltılması açısından fayda sağladığını ifade etmişlerdir. Ayrıca sanal güç santrallerinin yan hizmetler piyasasına katılımı ile generatörlerin üzerindeki yükün azaldığını açıklamışlardır.

Gao ve diğ. [46] enerji üretimi ve gerçek zamanlı fiyat belirsizliği altında GÖP'te fiyat belirleyen konumda yer alan bir RES ve EA toplayıcısı hibrit sistemi için bir stokastik optimizasyon modeli önermişlerdir. Beklenen gelir riskini değerlendirmek için CVaR yöntemini kullanmışlardır. Ayrıca yapıyı karmaşık tamsayılı doğrusal programlama olarak modellemişlerdir.

Alahyari ve diğ. [47] RES'ler ve EA'ları içeren bir sanal güç santralini GÖP ve rezerv piyasasında yer alması için bir strateji sunmuşlardır. Çalışmada elektrik fiyatları, rüzgâr enerji üretimi, araç davranışları ile ilgili belirsizlikleri stokastik yaklaşım ile gidermişlerdir. Ayrıca önerilen yöntemin rüzgâr santralini ve EAO'ları barındıran sanal güç santrallerine de uygulanabileceğini ifade etmişlerdir.

Moghaddam ve diğ. [48] rüzgâr çiftliği-BEDS hibrit sisteminin hem GÖP hem de DGP'ye katılması için bir yapı önermişlerdir. Rüzgâr üretiminin gün öncesi planlamasından fazla olduğu durumda güç azaltımı yapıldığını ve fazla üretim durumunda enerjinin BEDS'de depolandığını belirtmişlerdir. Eksik üretim durumunda ise bu enerjiyi bataryadan ya da DGP'den satın alarak dengelemişlerdir. Ayrıca çalışmayı MISO'dan elde ettikleri verilerle test etmişlerdir.

Wang ve diğ. [49] şehir merkezlerinde yer alan dağıtık YEK'leri toplayan bir sanal güç santralini birden çok piyasaya katılımı için teknolojik ve ekonomik bir model sunmuşlardır. Melbourne Üniversitesinin yeni kampüsünden elde ettikleri verilerle bir durum çalışması gerçekleştirmişlerdir. Sanal güç santralini elektrik ve yan hizmetler piyasasına katıldığını, ikili anlaşmalar gerçekleştirdiğini ve talep cevabı programına katıldığını belirtmişlerdir. Elde ettikleri sonuçlarda YEK çeşitliliğinin sanal güç santralini piyasa katılımı açısından fayda sağlayabildiğini ifade etmişlerdir.

Faqiry ve diğ. [50] yerel marjinal fiyat tabanlı bir GÖP modeli önermişlerdir. Çalışmada kayıpları da dikkate alarak pik yük ve büyük ölçekli YEK'lerin entegrasyon koşulları altında şebeke kısıtları ve gerilim limitlerini belirlemeye yönelik fiyatları belirlemişlerdir. Önerilen modelde GÖP'e katılım için optimum toplam yenilenebilir enerji üretiminin belirlenmesi açısından yeni bir veri odaklı olasılık etkin nokta yöntemini kullanmışlardır. Ayrıca önerilen modeli test etmek, pik yük koşullarının ve yenilenebilir enerji-BEDS'nin entegrasyonunun ortaya çıkan pozitif ya da negatif aktif ve reaktif güç dağıtım yerel marjinal fiyatları üzerindeki etkisini göstermek için Pacific Gas & Electric 69 baralı sisteminde simülasyon çalışmaları gerçekleştirmişlerdir.

Zhao ve diğ. [51] yerel elektrik piyasasında EDS'ye sahip olan ve sahip olmayan yenilenebilir enerji üreticileri arasındaki piyasa rekabetini analiz etmişlerdir. Yenilenebilir enerji üreticisinin rekabet açısından EDS kararının değerlendirilmesi için üç aşamalı oyun teorisi yaklaşımını kullanarak üretici ve tüketici arasındaki işlemleri modellemişlerdir. İlk aşamada yatırım yapılıp yapılmayacağını, ikinci aşamada üreticilerin GÖP'te fiyat-miktar çiftini, üçüncü aşamada her bir tüketicinin üreticiden aldığı miktarları belirlemişlerdir. Üreticilerin gerçek zamanda üretimlerinde sapma meydana geldiğinde ceza uygulaması gerçekleştirmişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda depolama sistemi yatırımının üreticinin kârını arttırsa da yatırım yapan ilk üreticinin yatırım yapmayan üreticiden daha az fayda sağladığını açıklamışlardır.

Nieta ve diğ. [52] fotovoltaik güç üreticilerinin kârını analiz etmek ve yeni iş modellerini araştırmak için fotovoltaik üreticilerin GÖP ve GİP'te ticaret yaptığı bir model önermişlerdir. Riskten kaçınmayı CVaR yöntemi ile dikkate almışlardır. Çalışmayı İspanya elektrik piyasasından elde ettikleri verilerle test etmişlerdir. Durum çalışması sonuçlarında modelin GÖP, GİP ve dengesizlik piyasaları, çok oturumlu GİP'e katılım, riskten kaçınma ve fotovoltaik enerji üreticilerinin kârı üzerinde etkili olduğunu bildirmişlerdir.

Fan ve diğerleri [53] rüzgâr ve güneş enerji santralleri ve termal güç üretim tesislerinden oluşan bir yapının orta ve uzun vadeli olarak enerji ticareti yapması için bir yaklaşım sunmuşlardır. Fakat bu çalışmada orta ve uzun vadeli ticaretten bahsetmelerine rağmen, GÖP ve DGP'yi çalışmaya dahil etmemişlerdir. Ayrıca EA, risk yönetimi, portföy yapısı ve hat kapasitelerine de yer vermemişlerdir.

Zhang ve diğerleri [54] rüzgâr çiftlikleri ve güçten-gaza enerji tesisinin ortak yapıda GÖP, DGP ve rezerv piyasasına katıldığı bir model önermişlerdir. Burada rüzgâr çiftliklerinde üretilen fazla enerjinin ve GÖP'ten alınan enerjinin hidrojene dönüştürüldüğünü belirtmişlerdir.

Han ve Hug [55] EDS ve bir RES toplayıcısının GÖP ve DGP'de yer alması için optimum teklif modeli sunmuşlardır. Asensio ve Contreras [56] rüzgâr enerji üreticileri ve talep cevabı toplayıcısının GÖP'e teklif verdiği ortak bir karar verme modeli sunmuşlardır. Yazarlar çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda önerilen

model ile her iki kaynağın da gelirini arttırdığını ifade etmişlerdir. Gong ve diğerleri [57] termal güç üretim tesisi ve RES hibrit sisteminin batarya değiştirme tesisi ile ikili anlaşmalar imzaladığı ve GÖP'e katıldığı bir optimum teklif modeli geliştirmişlerdir.

Xu ve diğerleri [58] FGÜT ve fişli EA toplayıcısının, GÖP ve DGP'ye katıldığı bir yapı sunmuşlardır. Wu ve diğerleri [59] EA toplayıcısı ve rüzgâr enerjisi üreticilerinin birlikte GÖP ve yan hizmetler piyasasına katılımı için bir stokastik teklif modeli açıklamışlardır. Hajebrاهيمi ve diğerleri [60] rüzgâr çiftliği, FGÜT, hidroelektrik santraller ve fişli EA toplayıcısının ortak ve ortak olmayan yapıda yer aldığı durumlar için teklif stratejileri sunmuşlardır. Gao ve diğerleri [61] bir RES ve EA toplayıcısından oluşan hibrit sistemin fiyat belirleyen konumda GÖP ve DGP'ye katılımı için iki seviyeli bir optimizasyon modeli önermişlerdir. Aliasghari ve diğerleri [62] fişli EA'ları içeren yenilenebilir mikroşebekenin maliyetini minimize etmesi için elektrik piyasasına katıldığı bir yapı açıklamışlardır.

Aghajani ve Kalantar [63] RES, EAO ve yük perakendecisinin ortak işletildiği ve GÖP ve rezerv piyasasına katıldığı bir teklif stratejisi sunmuşlardır. Ayrıca önerdikleri stratejide, dağıtım sistemi ve EAO'lar arasındaki etkileşim için iki seviyeli bir yaklaşım uygulamışlardır. Carriere ve diğerleri [64] BEDS ile entegre bir FGÜT için çeşitli stratejiler açıklamışlardır. Renani ve diğerleri [65] termal üretim tesisi ve YEK'lere sahip bir üretim şirketi için bir gün öncesi planlama stratejisi önermişlerdir. Wu ve diğerleri [66] bir grup yoğunlaştırılmış güç enerji sistemi ve rüzgâr enerji üreticisinin GÖP ve DGP'ye katıldığı bir optimum teklif stratejisi açıklamışlardır. Ortak tekliften elde edilen geliri Nash bargain'e dayalı bir mekanizma ile paylaşmışlardır.

Sheikhahmadi ve Bahramara [67] dağıtık yenilenebilir enerji toplayıcısının elektrik piyasalarına katılımı için iki seviyeli bir optimizasyon problemi önermişlerdir. Fakat [67]'de problem iki seviyeli olarak modellenmesine rağmen, her bir katılımcının kazancı ne üst seviye problemde ne de alt seviye problemde ifade edilmiştir. Alahyari ve diğerleri [68] EA'lar ve dağıtık YEK'leri barındıran bir sanal güç santralinin GÖP'e katılımı için bir optimum teklif stratejisi ileri sürmüşlerdir. Fakat [68]'de EAO'ların olmadığının altı çizilmelidir.

Yu vd. [69], riski hesaba katarak, elektrik fiyatı ve güneş radyasyonunun belirsizliği altında bir termal EDS ile entegre edilmiş yoğunlaştırılmış bir güneş enerjisi santralının elektrik piyasasına katılımı için stokastik bir model ortaya koymuşlardır. Krishnamurthy vd. [70], bir EDS sahibinin GÖP ve DGP’de belirsizlik altında arbitraj yoluyla kazancını maksimize etmesi için stokastik bir model önermişlerdir. Ayrıca elde ettikleri sonuçlara göre önerilen stokastik yapının determinist yapıya göre önemli ölçüde kâr sağladığını belirtmişlerdir. Chakraborty vd. [71], bir grup yenilenebilir enerji firmasının GÖP’e bireysel olarak teklif verdiği ve negatif veya pozitif bir dengesizlik durumunda ortaya çıkan maliyeti paylaştığı bir yapı sunmuşlardır.

Xia vd. [72], RES’ler ve bunlara entegre edilen HPSS, termik santraller ve hidroelektrik santrallerin kısa vadeli planlama problemi için koordineli bir strateji önermişlerdir. Zhang vd. [73], rüzgâr enerji çiftliklerinin GÖP, DGP ve rezerv piyasasına ve güçten gaza dönüşüm tesislerinin GÖP ve rezerv piyasasına katılması için koordineli bir yapı oluşturmuşlardır. Mazzi vd. [74], RES, termal ünite ve EDS’yi içeren bir yapının aktif ve pasif katılımcı olarak GÖP ve iki fiyatlı DGP’ye katılımı için üç aşamalı bir stokastik model önermişlerdir. Yazarlar, önerilen çerçevenin sadece aktif ve sadece pasif modele göre etkili olduğunu belirtmişlerdir. Tang ve Yang [75], EDS, talep cevabı ve RES’i içeren bir sanal enerji santralının kâr maksimizasyonu için GÖP ve DGP’ye katıldığı bir yapı önermişlerdir.

1.2 Tezin Amacı

Bu tezde, devletler tarafından uygulanan çeşitli destekleme politikaları aracılığı ile sayıları giderek artan ve güvenilirliğin arttırılması açısından birçok ülkede elektrik piyasalarına katılımı zorunlu halen YEK’lerin elektrik piyasalarına katılımını için optimum aksiyomların belirlenmesi amaçlanmaktadır. Bu kapsamda ilk olarak YEK’leri teşvik eden politikalar araştırılmış ve daha sonra YEK’lerin elektrik piyasalarına katılımı konusunu ele almak açısından YEK’lerin elektrik piyasasına optimum katılım modelleri stokastik yaklaşım ve karışık tam sayılı doğrusal programlama yöntemi ile modellenmiştir. Ayrıca risk değerlendirmesi açısından CVaR yöntemi kullanılmıştır. Öncelikle EAO’ların da

yer aldığı rüzgâr enerjisi portföy yöneticisinin (REPY) GÖP ve DGP'ye katılım modeli oluşturulmuştur. Modelde her bir katılımcı için tahsis edilen hat limitleri de hesaba katılmıştır. Daha sonra portföye fotovoltaik güç santralleri eklenerek, araçtan şebekeye enerji modu dikkate alınarak ve portföy içindeki tüm katılımcıların birbiri ile enerji ticaretine de izin verilerek iki seviyeli yaklaşım ile bir model geliştirilmiştir. Bunların yanı sıra portföy içi enerji dengesizliğinin giderilmesi amacıyla portföye eklenen kaynakların çeşitlendirilmesi açısından EAO'lar dışında RES'ler ile HPSS'nin ve FGÜT ile BEDS'lerin entegre olduğu iki seviyeli ve çok aşamalı elektrik piyasasına katılım modeli oluşturulmuştur. İki seviyeli olarak oluşturulan modellerde üst seviye problemde amaç toplam portföy kazancının maksimize edilmesi iken alt seviye problemde amaç her bir portföy katılımcısına ait kazanç değerlerinde oluşacak zararın minimize edilmesi olarak belirlenmiştir. Ayrıca ilk iki elektrik piyasasına katılım modelinde portföy yöneticisi DGP'de aktif katılımcı konumunda yer alarak aşağı ve yukarı düzenleme hizmeti sunmak için teklif verirken, son modelde oluşan dengesizliğin giderilmesi açısından yani pasif katılımcı olarak elektrik piyasasına katılmakta ve cezalı işlemler ile enerji ticareti gerçekleştirmektedir.

1.3 Orijinal Katkılar

EAO'ları da içeren REPY'nin optimum elektrik piyasası katılımı ile ilgili incelenen literatür çalışmaları ve burada sayılamayan diğer literatür örneklerinin aksine aşağıdaki katkılar sağlanmıştır.

- Portföydeki dengesizlikleri telafi etmek için bir grup EAO'ya ve RES'lere sahip olan portföy yöneticisi ikili anlaşmalar yapabilmektedir ve GÖP ve aşağı ve yukarı düzenleme hizmeti için aktif katılımcı olarak DGP'ye katılabilmektedir. Çalışmada diğer literatür örneklerinden farklı olarak bağımsız sistem operatörünün konvansiyonel kaynaklar gibi YEK'lere DGP piyasasında aktif düzenleme imkânı verdiği varsayılmıştır. Bu stratejinin henüz literatürde ele alınmadığı ifade edilmelidir.
- REPY, piyasa operatörüne ve/veya bağımsız sistem operatörüne maksimum hat kapasitelerini ve belirsizlikler sebebiyle zarar veya kârdan zarar

durumu için risk yönetimini göz önünde bulundurarak çeşitli alış ve satış teklifleri sunmaktadır.

EAO'ları da içeren rüzgâr ve güneş enerjisi portföy yöneticisinin optimum elektrik piyasası katılımı ile ilgili incelenen literatür çalışmaları ve burada sayılamayan diğer literatür örneklerinin aksine aşağıdaki katkılar sağlanmıştır.

- Bir grup YEK'i ve dengesizlik azaltıcı olarak bir grup EAO'yu içeren YEPY'nin ikili anlaşmalar dahil GÖP ve aşağı ve yukarı düzenleme hizmeti için aktif katılımcı olarak DGP'ye katıldığı iki seviyeli bir problem önerilmiştir. Ayrıca risk yönetimi CVaR yaklaşımı ile ele alınmıştır ve teklif sürecinde hat kapasiteleri hesaba katılmıştır.
- Üst seviye optimizasyon probleminde toplam portföy kazancı maksimize edilirken, alt seviye optimizasyon probleminde diğer çalışmalarda olduğu gibi elde edilen kazancın paylaşımından farklı olarak teklif aşamasında her bir portföy katılımcısının belirlenen referans değeri dikkate alınarak zararı minimize edilmektedir. Literatürde alt düzey problemde bu konuyu ele alan bir çalışma yer almadığının altı çizilmelidir.

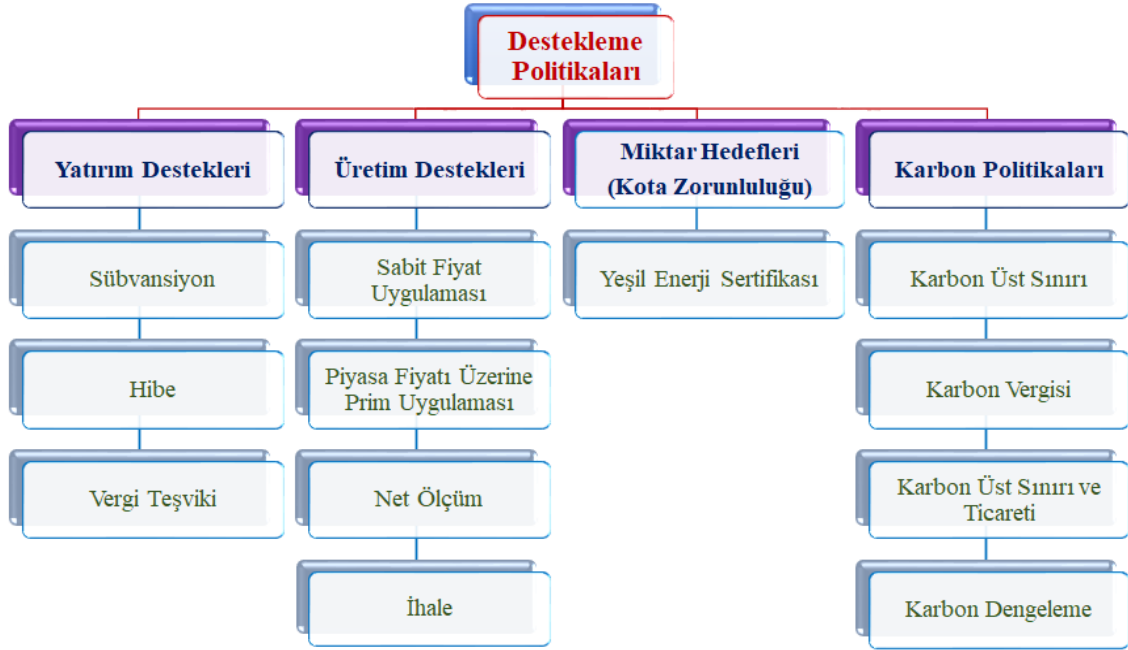
EDS'yi de içeren rüzgâr ve güneş enerjisi portföy yöneticisinin optimum elektrik piyasası katılımı ile ilgili incelenen literatür çalışmaları ve burada sayılamayan diğer literatür örneklerinin aksine aşağıdaki katkılar sağlanmıştır.

- HPSS'nin RES'lerle entegre olduğu ve BEDS FGÜT'lerle entegre olduğu kaynakları içeren bir YEPY'nin, portföy içi enerji alış ve satış durumlarını da dikkate alan, ikili sözleşmeler dahil olmak üzere GÖP ve pasif katılımcı olarak DGP'ye katıldığı ve ihale sırasında CVaR risk değerlendirme yöntemini kullandığı bir model sunulmuştur. Ayrıca elektrik üretimi ve elektrik piyasası fiyatlarına ilişkin belirsizlikler stokastik bir yaklaşımla giderilmiştir.
- Sunulan optimizasyon problemi iki seviyeli ve çok aşamalı olarak yürütülmektedir. Üst seviye problemde toplam portföy kazançları maksimize edilirken, alt seviye problemde ise, elde edilen kârın daha sonra paylaşımından farklı olarak, katılımcıların kazançları optimizasyon problemi çözüm aşamasında dikkate alınmaktadır.

- Çalışmada İspanya'dan alınan gerçek verilerle yapılan durum çalışmaları yatırımcılar ve portföy yöneticileri için iyi bir referans veri sağlama potansiyeline sahiptir. Ayrıca EDS'ye sahip YEK'leri barındıran YEPY'ye risk değerlendirmesi konusunda fikir vermesi açısından yardımcı olabilir.



2.1 Giriş



Şekil 2.1 YEK'ler için teşvik politikaları

Elektrik tüketimi ve bu tüketim talebinin karşılanması açısından üretilen elektrik enerjisi miktarı sürekli olarak artmaktadır [76]. Fakat günümüzde üretimi gerçekleştirilen bu enerjinin büyük bir bölümü çevre kirliliğine sebep olan konvansiyonel enerji kaynaklarından karşılanmaktadır ve bu durum dünyayı yeni alternatif enerji kaynaklarını bulmaya itmektedir [1]. Bu açıdan rüzgâr ve güneş enerjisi teknolojilerinin hızla gelişmesi, bu teknolojilerin yatırım maliyetlerinin ciddi oranda düşmesi, küresel iklim değişikliği ve gelişmiş ülkelerin yeşil teknolojilere yönelmeye olan isteklerinden dolayı YEK'lerin toplam elektrik üretimindeki payı her yıl artmaktadır [2]. Uluslararası Enerji Ajansı'nın (International Energy Agency - IEA) raporuna göre [77], YEK'lerden enerji üretimi 2018'de bir önceki yıla göre %7 artarak toplam elektrik üretiminin dörtte birinden fazlasını oluşturmuştur. Fotovoltaik ve rüzgâr enerjisi bu büyümenin %90'ını kaplamaktadır. Bu gelişmelerin, teknolojinin ilerlemesi ve farklı teşvik

mekanizmalarının uygulanması sonucunda maliyetlerdeki önemli düşüşler sayesinde sağlandığı söylenebilir.

YEK'lerin yaygınlığını arttırmak için devletler tarafından SF uygulaması, piyasa fiyatı üzerine prim uygulaması, YES gibi çeşitli politikalar uygulanmaktadır [3]. Kota zorunluluğu olarak da bilinen yenilenebilir enerji portföy standardı (YPS) ise enerji üretiminin belirli bir kısmının YEK'lerden karşılanmasını sağlamaktadır. Bu politikalardan başka, karbon politikalarından biri olan karbon fiyatlandırması da YEK'lere yatırım yapılmasını kolaylaştırabilir [5]. Destekleme politikalarına genel bir bakış Şekil 2.1 'de verilmektedir.

2.2 YEK Teşvik Politikalarına İlişkin Literatürün Detaylı İncelenmesi

Burada literatürdeki YEK teşvik politikalarına yönelik çalışmaların daha detaylı incelenmesi açısından 1. Bölümde yer alan literatür taramasının dışında kalan yayınlar incelenmektedir.

Hiroux ve Saguan [3] yenilenebilir enerji destek programlarının ve elektrik piyasası tasarımlarının rüzgâr enerjisini içermesinin uygun olup olmadığını incelemişlerdir. Yaptıkları analizle rüzgâr üreticilerinin üretim belirsizlikleri ile piyasa fiyatları arasındaki dengeyi sağlamayı hedeflemişlerdir. Bu dengeyi sağlamada ekonomik desteklerin ve PFÜP uygulamasının daha iyi bir seçenek olduğunu ifade etmişlerdir.

Klessmann ve diğ. [78] yenilenebilir enerji üreticilerinin Almanya, İspanya ve İngiltere'de enerji piyasalarına nasıl katıldığını araştırmışlardır. Ana odak olarak rüzgâr enerji kaynaklarını belirlemişlerdir. Çalışmada GÖP, DGP ve YES'i ele almışlardır. Destekleme yapılarının SF, PFÜP ve kota uygulamalarından oluştuğunu söylemişlerdir ve ayrıca bu yapıları incelemişlerdir. Risk unsurlarının elektrik piyasalarındaki fiyatlar, tahmin hataları, dengeleme sorunları, şebeke bağlantı problemleri ve sistem planlama hatalarından oluştuğunu belirtmişlerdir. Ayrıca en büyük riske maruz kalmanın İngiltere'de, en az riske maruz kalmanın ise Almanya'da gerçekleştiğini ifade etmişlerdir.

Söderholm [79] YES piyasasındaki ikili anlaşmaların sağlanması konusunda incelemeler yapmıştır. Bu amaçla YES piyasasının ekonomik prensiplerini

açıklamış ve İsveç-Norveç örneğini ele almıştır. Ayrıca iklim politikası hedefleriyle bağlantısı ve uluslararası bir piyasanın kurulması gibi konuları da değerlendirmiştir.

Amundsen ve Nese [80] İskandinav tipi bir YES piyasasını incelemişlerdir ve bu piyasanın gerçekleştirilmesi ile sistemden nelerin bekleneceğinin belirlenmesi açısından bir araştırma yapmışlardır. Önemli bir sonuç olarak YES piyasasının yenilenebilir enerji üretimini düzenlemek için bir araç olabileceğini ifade etmişlerdir.

Jacobsen ve Zvingilaite [81] Danimarka'da dalgalı elektrik fiyatlarının ve sayısı giderek artan stokastik üretime sahip YEK'lerin etkilerinin yaşandığını ifade etmişlerdir. YEK'lerin entegrasyonu ile fiyatların büyük dalgalılık gösterdiğini fakat ortalama fiyatların düştüğünü açıklamışlardır. Danimarka'da YEK'ler konusunda yaşanan ana problemin rüzgâr ile ilgili olmadığını, düşük fiyatın olduğunu belirtmişlerdir. Ayrıca çalışmada YEK'lerin sayısının artması için teşvikleri güçlendirmek açısından bazı seçenekleri değerlendirmişlerdir. Bu seçeneklerin üretilen elektriğin verimli kullanılması, üretim çeşitliliğinin ve esnekliğin azaltılması ya da fiyatların artırılması olduğunu belirtmişlerdir.

Sioshansi ve Hurlbut [82] Teksas'ın Amerika Birleşik Devletleri'nde RES entegrasyonunun meydana geldiği ilk bölge olduğunu ifade etmişlerdir. Çalışmada bu bölge için RES'lerin karakteristiklerini dikkate alan piyasa kurallarının tasarlanmasında ortaya çıkan sorunları ele almışlardır. Ayrıca gelecekte piyasaya katılması beklenen RES'ler için iletim kapasitesinin uygunluğu açısından piyasa operatörü tarafından atılan adımları incelemişlerdir.

Abbad [83] yüksek oranda RES entegrasyonu hedeflerine ulaşılması konusunda teknik ve ekonomik çözümleri ele almıştır. Uygulamaların SF tarifesinden piyasa katılımına ve PFÜP uygulamasına nasıl geçiş yapacağını açıklamıştır. Önemli bir bilgi olarak İspanya'da kurulu olan RES'lerin %97'sinin enerji piyasasına katıldığını ifade etmiştir.

MacGill [84] Avustralya Ulusal Elektrik Piyasası'nın (National Electricity Market - NEM) RES entegrasyonu konusunda edindiği deneyimleri açıklamıştır. NEM'in dünyada yenilenebilir enerji konusunda hedef uygulayan ilk kurumlardan biri

olduğunu ifade etmiştir. Avustralya'daki piyasa kurallarının geçmişini açıklamış ve gelecekte şebekeye entegrasyonu konusunda atılabilecek adımları değerlendirmiştir. Ayrıca Cutler ve diğ. [85] NEM'in güney bölgesi için rüzgâr üretimi, elektrik talebi ve 2 yıllık piyasa fiyatlarını değerlendirerek RES'lerin şebekeye entegrasyonu konusunu incelemişlerdir.

Liu ve diğ. [86] sera gazı emisyonlarını azaltmak için emisyon ticareti gerçekleştirildiğini ya da destekleme mekanizmalarının uygulandığını fakat bu işlemlerin piyasa işletiminde sorunlar meydana getirdiğini belirtmişlerdir. Çalışmada üretim şirketlerinin piyasadaki davranışlarını analiz etmek için ajan-bazlı bir yöntem sunmuşlardır. Amacı elektrik üretim şirketinin kârını maksimize etmek olarak ifade etmişlerdir.

Bird ve diğ. [87] YPS'nin ve emisyon sınırlarının ABD elektrik sektöründeki etkisini incelemişlerdir. Çalışmada emisyon sınırı belirlemenin yenilenebilir enerji yaygınlığını arttırdığı ve YPS'nin YEK'lerin piyasaya katılımının belirlenmesi konusunda faydalı olduğu sonucuna varmışlardır.

Baldick [88] Teksas Elektrik Piyasası Güvenilirlik Konseyi (Electric Reliability Council of Texas – ERCOT) örneğini inceleyerek RES'ler ve iletim kısıtlarının yer aldığı bir yapıda karbon emisyonlarını azaltmak amacıyla uygulanan fiyat uygulamalarını ve elektrik piyasası fiyatlarının değişimini değerlendirmiştir. Ayrıca sera gazı emisyonlarının azaltılması amacıyla RES kullanılmasının maliyetini tahmin etmiştir.

Hirth ve Ueckerdt [89] yenilenebilir enerji konusunda iki ana politika olan destekleme programlarını ve CO₂ fiyatlandırma politikalarını incelemişlerdir. Her iki politikanın birbirinin aksi yönünde çalıştığını ifade etmişlerdir. Genellikle karbon fiyatlandırmasının en iyi politika olduğunu fakat uygulamaya engel olan durumları ortadan kaldırmak için destekleme ve karbon fiyatlandırmasının bir karışımını içeren bir politikanın benimsenmesi gerektiğini ifade etmişlerdir.

Gawel ve Purkus [90] 2012 yılında kabul edilen Alman yenilenebilir enerji prim uygulamasını incelemişlerdir. Analizlerden elde ettikleri sonuçlarda PFÜP uygulamasının YEK'lerin piyasaya katılımını arttırdığını fakat piyasa ve sistem

entegrasyonunu geliştirmek için PFÜP uygulamasının yeterli olamayacağını belirtmişlerdir.

Ciarreta ve diğ. [91] YEK'lerin entegrasyonu konusunu 2008-2012 yılları arasında İspanya elektrik piyasası verilerini kullanarak ekonomik açıdan incelemişlerdir. Ana amaçlarını YEK'lerin maliyetinin ekonomik açıdan değerlendirilmesi olarak ifade etmişlerdir. Bu durumun çevresel fayda sağlama ve desteklemeler konusunda önemli olduğunu açıklamışlardır. İspanya'da genel olarak SF ve PFÜP uygulamalarının YEK'leri teşvik etme konusunda etkili olduğunu belirtmişlerdir.

Vlachos ve Biskas [92] YEK'lerin yaygınlığının arttırılması için SF uygulaması ve kota uygulamasının gerçekleştirildiğini fakat artan RES sayısı ile maliyetlerin artmasının sonucunda politik bir stres oluşturduğunu ifade etmişlerdir. Yazarlar bu sorunu piyasa takas fiyatı, rezerv fiyatları ve yenilenebilir enerji destekleri de dahil olmak üzere yeni bir piyasa modeli ile çözmeyi hedeflemişlerdir. Önerilen modelin etkinliğini SF uygulaması ve YES mekanizması ile test etmişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlara göre önerilen model ile desteklemelerde önemli bir düşüşün yaşandığını ifade etmişlerdir.

Hasan ve diğ. [93] NEM'de piyasa katılımcılarının yenilenebilir enerji üretimleri konusundaki tercihlerini araştırmışlardır. Piyasa katılımcılarının tercihlerini çoklu karar verme yaklaşımı ile ele almışlardır. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda gaz yakıtlı santrallerin kısa sürede üretim sağlayabilmesi ve düşük yatırım maliyetine sahip olmaları nedeniyle portföylerde en önemli konumda olduklarını ifade etmişlerdir. Ayrıca rüzgâr ve jeotermal enerji santrallerinin karbon fiyat uygulaması ve destek ödemeleri olması durumunda diğer santraller ile rekabet edebileceğini belirtmişlerdir.

Brijs ve diğ. [94] Orta Avrupa'da ortaya çıkan negatif fiyatların yenilenebilir enerji entegrasyonu konusunda bir engel olduğunu ifade etmişlerdir. Bu amaçla çalışmada piyasada negatif fiyatların oluşmasına sebep olan durumları incelemişlerdir. Elde ettikleri sonuçlarda negatif fiyatın yenilenebilir enerji ve talebin aşağı ve yukarı yönlü tahmin hataları sebebiyle ortaya çıktığını açıklamışlardır. Ayrıca negatif fiyatların talep cevabı, EDS ve esnek üretim ile giderilebileceğini ifade etmişlerdir. Bunun dışında fiyatın yenilenebilir enerji

destek mekanizmaları ya da dengesizlik fiyat hesaplama metotları gibi piyasa yapılarından da etkilenebileceğini belirtmişlerdir.

Dean [95] emisyon ticaretinin, YPS'nin ve düşük karbon standardının Kaliforniya'nın sera gazı emisyonlarını azaltma çabalarının önemli bir parçası olduğunu belirtmiştir. Emisyon ticaretinin YPS ile birlikte değerlendirildiğinde elektrik şirketlerine YPS uygulaması için ödeme yapmasına yardımcı olduğunu ve emisyon ticaretinin en az maliyetli mekanizma olmadığını ifade etmiştir.

Binder ve diğ. [96] YPS'nin yenilenebilir enerji üretimini teşvik etmek amacıyla yaygın şekilde kullanıldığını belirtmişlerdir. Çalışmada Massachusetts ve Connecticut YES ticaretini kullanarak elektrik sektöründeki fiyatlar arasında varsayımsal ilişkileri test eden veri odaklı sonuçlara ulaşmışlardır. Ayrıca literatürde bu konulara ilişkin ampirik araştırmaların az sayıda olduğunu ifade etmişlerdir.

Newbery [97] 2015 AB Enerji Paketinde YEK'lerin piyasaya entegre edilmesinin önerildiğini ifade etmişlerdir. İngiltere'de SF uygulaması yerine PFÜP ödemesine geçildiğini açıklamışlardır. Neredeyse tüm destekleme mekanizmalarını deneyen İngiltere'nin bu konuda inceleme açısından iyi kanıtlar sunduğunu ifade etmişlerdir. Ayrıca inovasyonun yeterli fon sağlamak için yeniden tasarlanmasının gerektiğini belirtmişlerdir.

Genoese ve diğ. [98] Alman piyasası prim modelinde rüzgâr enerjisi operatörlerinin kârlılığını etkileyen parametreleri analiz etmişlerdir. Almanya'da YEK'lerin hızlı artışı ile SF uygulamasından prim uygulamasına geçildiğini ifade etmişlerdir. 2007'den 2012'ye kadar dört Alman bağımsız sistem operatörünün enerji profilinin analizine dayalı olarak kârlılığın önemli ölçüde rüzgâr enerji portföyünün genel rüzgâr enerji üretimine ve tahmin hatası ile ilişkisine bağlı olduğunu belirtmişlerdir.

Sun [99] iki ülkenin ortak YES piyasası olarak faaliyet gösteren rekabetçi bir elektrik piyasasını ele almıştır. Yenilenebilir enerji kotasının en iyi şekilde seçildiğinde ortak bir yeşil ticaret piyasasının olduğu, tüm üreticilerin konvansiyonel üretici olduğu ve tüm üreticilerin konvansiyonel üretici olup karbon emisyon standardına uyulduğu olmak üzere senaryolar gerçekleştirmiştir.

Çalışmada ortak işletilen bir YES piyasasının sosyal faydayı arttırma potansiyeline sahip olduğunu ifade etmiştir.

Mulder ve Zomer [100] Avrupa'da perakendecilerin bir önceki yıla ait portföylerinin içeriğini ve çevresel etkilerini açıklamakla yükümlü olduklarını açıklamışlardır. Hollanda elektrik piyasasının %34'ünün yenilenebilir enerjiden oluştuğunu, Norveç'te ise bu oranın %69 olduğunu belirtmişlerdir. Çalışmada yeşil ve yeşil olmayan enerjilerin fiyat farkının çok az olduğunu söylemişlerdir. Ayrıca kota uygulamasına geçilmesi ile yenilenebilir enerji fiyatlarının düştüğünü ifade etmişlerdir.

Ciarreta ve diğ. [101] SF tarifesinin YEK'lerin sayısının artmasına yardımcı olduğunu fakat YEK'lerin sayısının giderek artması nedeniyle bu durumun tüketicilere yüksek maliyet getirdiğini ifade etmişlerdir. Çalışmada SF uygulamasını ve YES ticaretini karşılaştırmışlardır. Önerdikleri yapıyı 2008-2013 İspanyol elektrik sistemi verileri ile test etmişlerdir. Çalışmada gerçekleştirdikleri simülasyonlarda YES programının 2020 yenilenebilir enerji hedeflerini karşılayabileceğini ve maliyetleri azaltabileceğini belirtmişlerdir.

Chaves-Avila ve diğ. [102] desteklemelerin kuralları, negatif fiyatlar, fazla üretim durumunda ekonomik kazanç gibi YEK'ler ile ilgili piyasa kurallarını incelemişlerdir. Ayrıca bazı Avrupa ülkelerinde uygulanan yaklaşımları incelemişlerdir. 2020 İspanya senaryosunu değerlendirmişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlara göre SF uygulaması ile YEK sayısının arttığını ve düşük karbon emisyonlarının sağlandığını belirtmişlerdir. Negatif fiyatlar ve talep cevabı ile SF uygulamasının talep tarafında maliyeti düşürdüğünü ifade etmişlerdir.

Upton Jr. ve Synder [103] ABD'de 30 eyaletin elektrik üretimlerinin bir bölümünü YEK'lerden karşılanmasını zorunlu kılan YPS'yi benimsediklerini belirtmişlerdir. Önemli bir sonuç olarak YPS'yi benimseyen eyaletlerde elektrik fiyatlarında artış yaşandığını ve elektrik talebinde azalma meydana geldiğini ifade etmişlerdir.

Lee ve Huh [104] iklim değişikliğine karşı birçok ülkenin çeşitli yenilenebilir enerji politikaları uyguladığını açıklamışlardır. Petrol fiyatının YEK'lerin yayılımını etkileyen önemli bir faktör olduğu bildirmişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri

sonuçlara göre Güney Kore’de YPS’nin yenilenebilir enerjinin yayılımını SF uygulamasına göre daha çok artırdığını belirtmişlerdir.

Dong ve Shimada [105] Japonya elektrik şirketlerinin YPS ve SF uygulamasına karşı verdiği cevabı analiz etmişlerdir. Yenilenebilir olmayan santrallerin YEK’lerin entegrasyonu sebebi ile gelirlerinde kayıplar yaşadığını ifade etmişlerdir. YPS’nin YES piyasası fiyatları üzerinde doğrudan etkisinin olduğunu açıklamışlardır. Ayrıca SF uygulamasının tüketicilere ek maliyete sebep olduğunu ve Japon hükümetinin yenilenebilir enerji payını en uygun şekilde arttırması için önlemler alması gerektiği ifade etmişlerdir.

Cucchiella ve diğ. [106] YEK’lerin yatırım kârlılığını değerlendirmek için bir ekonomik analiz yapmışlardır. Her YEK’in piyasa fiyatlarına, maliyete ve teşvik politikalarına bağlı olarak farklı kârlılığı olduğunu ifade etmişlerdir. Ayrıca YEK’lerin seçiminin portföy uygulaması konusunda önemli olduğunu belirtmişlerdir.

Bhattacharya ve diğ. [107] gönüllü yeşil enerji uygulamasını, tüketici tercihlerindeki farklılıkları ve eksik piyasa rekabetini dikkate alarak YPS’nin piyasaya olan etkilerini ve sosyal faydasını incelemişlerdir. Çalışmada YPS’nin elektrik piyasasında fiyatları yükselttiğini ve bunun sonucunda yenilenebilir enerji kullanımının azalmaya neden olduğunu ifade etmişlerdir. Sonuçlarda YPS’nin yenilenebilir enerji kullanımını arttırmayı hedeflemiş olsa da kullanılan yenilenebilir enerji miktarında azalmaya sebep olduğunu belirtmişlerdir.

Linnerud ve Simonsen [108] AB Komisyonunun YEK’lerin piyasaya katılımının sağlanmasının gerektiğini tavsiye ettiklerini ifade etmişlerdir. Bu durum ile ilgili bir örneğin İsveç-Norveç YES piyasası olduğunu belirtmişlerdir. Çalışmada Norveç bölümünün tasarım özelliklerinin yatırımcıların engel olarak algılamalarına etkisini incelemişlerdir. Önemli bir sonuç olarak büyük ölçekli hidroelektrik santrali yatırımcılarının sertifika satma hakkı elde etmek için projelerini zamanında tamamlamama riski ile ilgilendiklerini belirtmişlerdir.

Yu-zhuo ve diğ. [109] SF uygulaması ve YPS kapsamında yenilenebilir enerji endüstrisinin uzun vadeli gelişim modelini oluşturmak için sistem dinamiğini kullanmışlardır ve Çin’in rüzgâr endüstrisine ilişkin bir durum çalışması

gerçekleştirmişlerdir. Ayrıca farklı ülkelerdeki benzer sorunları da SF uygulamasının ve YPS uygulamasının anlaşılmasını kolaylaştırmak amacıyla incelemişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda bu uygulamaların Çin rüzgâr enerji endüstrisinin uzun vadeli ve hızlı gelişimini teşvik edebileceğini ifade etmişlerdir.

Kelsey ve Meckling [110] YEK'lerin piyasaya katılımı ile ekonomik kazanç ve kayıp yaşayan tarafların olduğunu açıklamışlardır. Yazarlar yenilenebilir enerji entegrasyonu konusunda Avrupa ülkeleri ve ABD verilerine dayalı uluslararası ilk çalışmayı gerçekleştirdiklerini bildirmişlerdir. Yenilenebilir enerji kapasitesinin büyük bölümünü bağımsız üreticilerin oluşturduğunu ifade ederken küçük bir bölümünü ise kamuya ait üretim birimlerinin ve küçük dağıtık üretim birimlerinin oluşturduğunu belirtmişlerdir. Çalışmada SF ve YPS uygulamalarının etkilerini incelemişlerdir. Her iki uygulamanın da YEK'lerin piyasa kazançları konusunda etkisinin önemli seviyede olmadığını ifade etmişlerdir.

Liu ve diğ. [111] 2016 yılında Kuzeybatı Çin'de güneş ve rüzgâr enerji üretiminin kısıtlandırıldığını bildirmişlerdir. Yazarlar bu kısıtlamaya sebep olan idari kararları ve piyasa engellerini ele almışlardır. Çalışmada uzun vadeli işlemleri içeren sözleşmelerin, esnek fiyatlandırma mekanizmalarının ve Çin elektrik piyasa mekanizmalarının yenilenebilir enerji entegrasyonunu kolaylaştırdığını ve kârı arttırdığını açıklamışlardır.

Zhang ve diğ. [112] SF uygulamasının hükümetler açısından büyük mali yüke neden olduğunu, YPS'nin ve YES uygulamasının ise bu yükü azaltabildiğini ifade etmişlerdir. Yazarlar YPS ve YES uygulamasının etkinliğini incelemek için Çin verileri ile bir durum çalışması gerçekleştirmişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda YES uygulamasının hükümetin destek maliyetini azalttığını, SF uygulamasına göre YPS'nin ve YES uygulamasının katılımcıların kârını düşürdüğünü, YPS ve YES uygulamasının yeterli olmadığı durumda SF uygulamasının tamamlayıcı politika olarak uygulanması gerektiğini ifade etmişlerdir.

Choi ve diğ. [113] Güney Kore'de SF ve YPS uygulamalarından hangisinin daha iyi performans gösterdiğini belirlemek için bir araştırma yapmışlardır. SF

uygulamasının 2002'den 2011'e kadar uygulandığını, YPS 'nin ise 2012 yılından beri yürürlükte olduğunu ifade etmişlerdir. Faydaları hükümet ve üreticiler açısından değerlendirmişlerdir. Hükümet açısından fotovoltaik sistemler için YPS'nin, rüzgâr enerjisi, biyokütle ve yakıt hücreleri için ise SF uygulamasının daha uygun olduğu sonucuna varmışlardır. Üreticiler için ise bu iki durumun tersinin geçerli olduğunu açıklamışlardır.

Gersema ve Wozabal [114] birçok fotovoltaik ve rüzgâr enerji üreticisinin sanal güç santrallerine kayıt olup elektrik piyasalarına eriştiğini açıklamışlardır. Ayrıca YEK'lerin üretimlerinin belirsiz olması sebebiyle piyasada bir risk oluşturduğunu ifade etmişlerdir. Yazarlar çalışmada birden çok YEK'in bir araya getirilerek riskin ne kadar azaltılabildiğini araştırmışlardır. Alman elektrik piyasası verileri ile gerçekleştirdikleri durum çalışmalarından elde edilen sonuçlarda optimum portföylerin riski azalttığını ve kârı arttırdığını belirtmişlerdir. Ayrıca bu durumun SF uygulaması olduğu durumda da geçerli olduğunu açıklamışlardır.

Zhang ve diğ. [115] Çin enerji sektörü reformlarının yenilenebilir enerji entegrasyonu üzerindeki etkisini incelemişlerdir. Köklü bir elektrik piyasasının bu konuda meydana gelebilecek zorlukları giderebileceğini ifade etmişlerdir. Çin'de iletim ve dağıtım tarife reformu, doğrudan ticaret reformu, SF ile alım garantisi ve YES gibi politikaların uygulandığını açıklamışlardır. Fakat yerel yönetimlerin doğrudan enerji ticaretine izin vermemesinin ve yenilenebilir enerji kota uygulamasının olmamasının engelleyici bir unsur olduğunu ifade etmişlerdir.

Djorup ve diğ. [116] YEK'lerin sayısının artması ile elektrik fiyatlarının düştüğünü açıklamışlardır. Yazarlar çalışmada bu etkinin finansal sürdürülebilirlik üzerindeki etkisini incelemişlerdir. Liyakat eğrisinin %100 YEK'leri içeren bir sisteminin gerçekleştirilmesine engel olduğunu belirtmişlerdir. Yenilenebilir enerjinin çoğunlukla SF garantisi ile sağlandığını, SF'nin yenilenebilir enerji miktarının arttıkça kaldırılacak geçici bir yöntem olarak değerlendirmesinin yanlış olduğunu açıklamışlardır.

Doulamis ve diğ. [117] SF uygulamasının YEK'lerin entegrasyonu konusunda yaygın olarak kullanıldığını ifade etmişlerdir. Fakat SF uygulamasında fiyatların değişmediğini ve bu nedenle toplayıcıların benimsenmeye başladığını

belirtmişlerdir. Toplayıcının hedefinin aktif katılımı sağlamak ve katılımcıların kârını maksimize etmek olduğunu açıklamışlardır.

Hao ve diğ. [118] SF ve YPS'nin birlikte ve ayrı uygulanma durumunu değerlendirmişlerdir. Birlikte uygulamanın yenilenebilir enerji entegrasyonunun ilk aşamalarında iyi performans gösterdiğini açıklamışlardır. Yenilenebilir enerji maliyetinin konvansiyonel üretime göre ucuz olduğu durumda YPS'nin makul olduğunu, yenilenebilir ve konvansiyonel kaynak maliyetlerinin yaklaşık aynı olması durumunda ise SF uygulamasının uygun olduğunu ifade etmişlerdir.

Odeh ve Watts [119] YEK'lerin çeşitlendirilmesinin etkilerini incelemişlerdir. Ayrıca Şili'deki entegrasyon politikalarının YEK'lerin en yüksek oranda işletilebildiği yerleşimde yeterli teşviki sağlayıp sağlamadığını araştırmışlardır. Çalışmada önemli bir sonuç olarak çeşitliliğin artırılması ile YEK'lerin piyasada güçlü bir etkiye sahip olacağını ifade etmişlerdir.

Wang ve diğ. [120] YPS hedeflerine ulaşma maliyetini azaltmak için YES programının uygulandığını fakat bu durumda yenilenebilir enerji dağılımında eşitsizlik olabileceğini açıklamışlardır. Bu amaçla çalışmada eşitlik problemini gidermek için YES vergisi ve kota uygulaması hakkında incelemeler yapmışlardır. SF uygulamasının Çin hükümeti için ağır mali yüke sebep olması nedeniyle YPS'nin daha uygun olduğu sonucuna varmışlardır. Ayrıca YES programının hedefinin eşitliğe engel olmayacak şekilde oluşturulması gerektiğini ifade etmişlerdir.

Guo ve diğ. [121] YPS'nin ve YES ticaretinin yenilenebilir enerji konusunda uygun piyasa mekanizmaları olduğunu açıklamışlardır. Yazarlar çalışmada bu iki uygulamanın birlikte değerlendirildiği bir piyasa denge modeli önermişlerdir. Modele GÖP ve DGP'yi dahil etmişlerdir. YES ticaretini Cournot modeline dayanarak oluşturmuşlardır ve elektrik piyasasına entegre etmişlerdir. Sonuçlarda büyük yenilenebilir enerji üreticilerinin enerji fiyatlarını arttırmak için piyasa gücünü kullandıklarını, YES piyasasında kârlarını arttırmak için uygun stratejileri belirlediklerini, yenilenebilir enerji üreticilerinin YES piyasasından elde ettikleri önemli kazançlar nedeniyle elektrik piyasasına teklif verme davranışlarının azalabileceğini ifade etmişlerdir.

Huang ve diğ. [122] ASEAN ülkelerinin 2015'ten 2025 yılına kadar yenilenebilir enerji payını %13-23 arasında arttırmayı hedeflediğini ifade etmişlerdir. Ayrıca şebeke esnekliğinin YEK'lerin belirsizliklerini gidererek bu kaynakların rolünü en üst düzeye çıkaracağını açıklamışlardır. Yazarlar şebeke esnekliğini geliştirmek için şebeke güvenilirliği, elektrik piyasasına erişim, yük profili rampa kapasitesi, tahmin kalitesi, doğal gazdan elektrik üretim oranı ve YEK'lerin çeşitliliğini değerlendirme aracı olarak belirlemişlerdir. ASEAN ülkelerini yenilenebilir enerji entegrasyonu konusunda iyi, orta ve az hazırlıklı olarak gruplara ayırmışlardır. Ayrıca üye ülkelerin yenilenebilir enerji entegrasyonunu arttırmak ve sistem maliyetini düşürmek için esnek kapasitelerini arttırması gerektiğini ifade etmişlerdir.

YEK destek mekanizmalarına yönelik literatürün sınıflandırılması Tablo 2.1'de verilmektedir. Sınıflandırma, optimizasyon modeli olan ve olmayan çalışmaları içermektedir. Ayrıca makale ve konferans bildirisi olarak da ikiye ayrılmaktadır. Referanslardaki üst simgeler Ω , Δ ve δ , sırasıyla çalışmanın amacını belirten maliyet minimizasyonu, sosyal fayda maksimizasyonu/kâr maksimizasyonu ve YEK desteği araştırmasını temsil etmektedir.

Tablo 2.1 Destekleme politikalarına yönelik literatürün sınıflandırılması

Destek Politikası	Optimizasyon modeli içeren		Optimizasyon modeli içermeyen	
	Makale	Bildiri	Makale	Bildiri
Karbon vergisi	[5] ^{Ω} , [13] ^{Ω} , [42] ^{Δ}	[123] ^{Δ} , [124] ^{δ}	—	—
Karbon üst sınırı ve ticareti	—	[125] ^{Ω} , [126] ^{Ω}	—	—
Karbon vergisi, Vergi teşviki	[93] ^{Ω}	—	—	—
SFÜP	[127] ^{Ω}	—	—	[128] ^{δ} , [129] ^{δ}
SF	[8] ^{Δ} , [22] ^{Δ} , [98] ^{Δ} , [114] ^{δ} , [117] ^{Δ} , [130] ^{Ω} , [131] ^{Ω} , [132] ^{Δ} , [133] ^{Ω} , [134] ^{Ω} , [135] ^{δ}	—	[9] ^{δ} , [20] ^{δ} , [116] ^{δ} , [122] ^{δ} , [136] ^{δ} , [137] ^{δ} , [138] ^{δ}	[139] ^{δ}

Tablo 2.1 Destekleme politikalarına yönelik literatürün sınıflandırılması

(devamı)

SF, Karbon vergisi, Karbon üst sınırı ve ticareti	[140] ^Δ	—	—	—
SF, SFÜP	[49] ^Ω , [141] ^Δ	[142] ^Δ , [143] ^{Δ,Ω} , [144] ^Δ , [145] ^Δ	[90] ^δ , [91] ^δ , [97] ^δ , [102] ^δ	—
SF, SFÜP, Miktar hedefi	—	—	[78] ^δ , [146] ^δ	—
SF, YES	[92] ^δ , [101] ^Ω	—	[115] ^δ	[147] ^δ
SF, YPS	[14] ^δ , [15] ^δ , [104] ^δ , [105] ^δ , [109] ^δ , [118] ^Δ	—	[110] ^δ , [148] ^δ	—
SF, YPS, YES, Sübvansiyon	[21] ^δ	—	—	—
SF, YPS, Karbon vergisi	[10] ^Ω	—	—	—
SF, YPS, Karbon vergisi, Karbon üst sınırı ve ticareti	[89] ^Ω	—	—	—
SF, YPS, Karbon vergisi, YES	[88] ^δ	—	[113] ^δ	—
SF, YPS, Karbon politikaları, YES	[112] ^Ω	—	—	—
YES	[11] ^Δ , [99] ^Δ , [100] ^δ , [149] ^Δ	—	[18] ^δ	[150] ^δ , [151] ^δ
YPS	[152] ^Ω , [153] ^Δ , [154] ^Ω	—	[19] ^δ , [103] ^δ	[155] ^δ , [156] ^δ
YPS, Karbon politikaları	[157] ^Ω	—	—	—
YPS, Karbon üst sınırı ve ticareti	[95] ^δ	—	—	—
YPS, YES	[6] ^δ , [7] ^Ω , [12] ^Δ , [17] ^Δ , [96] ^δ , [107] ^δ , [120] ^Δ , [121] ^Δ	[158] ^δ	[108] ^δ , [111] ^δ	—

Tablo 2.1 Destekleme politikalarına yönelik literatürün sınıflandırılması
(devamı)

RPS, Karbon vergisi, Vergi teşviki	[23] ^Ω , [29] ^Δ	—	—	—
Sübvansiyon	—	[159] ⁶	[148] ⁶ , [160] ⁶ , [161] ⁶ , [162] ⁶ , [163] ⁶ , [164] ⁶	—
Vergi teşviki	—	—	[165] ⁶	—
Sübvansiyon, Vergi teşviki	—	—	[166] ⁶	—

2.3 YEK Destekleme Mekanizmaları

Teşvik mekanizmaları genel olarak yatırım destekleri, üretim destekleri, miktar hedefleri ve karbon politikaları olarak dört başlık altında sınıflandırılabilir [17]. Dünyada çeşitli devletlerin sağladığı destekleme politikalarına ilişkin detaylı bilgi Tablo 2.2’de verilmektedir.

Tablo 2.2 Çeşitli ülkelerde YEK destekleme politikalarının karşılaştırması

Ülke	SF	PFÜP	Miktar hedefi	YES	Vergi teşviki	Sübvansiyon	İhale	Net ölçüm
Almanya	✓	✓			✓	✓	✓	
Amerika Birleşik Devletleri	✓		✓	✓	✓	✓		✓
Arjantin	✓				✓	✓	✓	
Avusturya	✓			✓		✓		
Avustralya	✓		✓	✓		✓	✓	
Belçika		✓	✓	✓	✓	✓		✓
Birleşik Krallık	✓		✓	✓	✓		✓	
Brezilya	✓				✓	✓	✓	✓
Bulgaristan	✓	✓						

Tablo 2.2 Çeşitli ülkelerde YEK destekleme politikalarının karşılaştırması
(devamı)

Çekya	✓	✓		✓	✓	✓		
Çin	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
Danimarka		✓		✓	✓	✓	✓	✓
Finlandiya	✓	✓		✓		✓		
Fransa	✓	✓			✓	✓	✓	
Güney Afrika	✓				✓	✓	✓	
Hindistan	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Hollanda		✓			✓	✓	✓	✓
İrlanda	✓					✓	✓	✓
İspanya	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓
İsveç			✓	✓	✓	✓		
İsviçre	✓					✓		
İtalya	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓
Kanada	✓		✓		✓	✓	✓	✓
Kolombiya					✓	✓		✓
Lüksemburg	✓	✓				✓	✓	
Macaristan	✓	✓				✓	✓	✓
Meksika			✓	✓	✓		✓	✓
Norveç			✓	✓		✓	✓	
Polanya	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Portekiz	✓		✓		✓	✓	✓	✓
Romanya			✓	✓		✓		
Slovakya	✓	✓		✓	✓	✓	✓	
Şili							✓	
Türkiye	✓					✓	✓	
Uruguay	✓				✓	✓	✓	✓
Yunanistan	✓	✓			✓	✓	✓	✓

2.3.1 Yatırım Destekleri

Yenilenebilir enerji teknolojisindeki gelişim konvansiyonel kaynaklardaki gelişime göre daha masraflıdır ve bu sebeple büyük miktarda finansal destekleri gerektirmektedir [161]. Yatırım destekleri sübvansiyonlar, hibeler ve vergi teşviklerini kapsamaktadır. Sübvansiyon genellikle devlet tarafından nakit para ödemesidir. Bu destek mekanizması YEK teknolojisinin gelişiminde önemli bir rol oynamaktadır. Çünkü herhangi bir alanda teknolojinin gelişiminin sağlanması açısından büyük miktarda para desteğine ihtiyaç duyulmaktadır. Ayrıca, sağlanan

yüksek miktarda destek devlete ağır bir yük de oluşturabileceği için genellikle acil ihtiyaç duyulan alanlarda değerlendirilmesi önerilmektedir [167]. Sübvansiyonlar ile ilgili detaylı bilgiler Referanslar [148], [162], [163] ve [164]'te yer almaktadır. Ayrıca, hibeler yenilenebilir enerji sistemi yatırımcılarını desteklemek amacıyla sağlanmaktadır. Bu yapıda, devlet tarafından açılan programlara başvuran ve başvurusu uygun görülen YEK yatırımcılarına mülklerine eklenen YEK'leri desteklemek için birim yatırım maliyeti üzerinden hibe parası ödenmektedir. Örneğin, Teksas Eyaleti Köy İşleri Bakanlığı (Texas State Department of Rural Affairs), tarım üreticilerine ve küçük işletmelere biyokütle, jeotermal, hidroelektrik, hidrojen, rüzgâr, fotovoltaiik ve gelgit enerji santrallerine sahip olmaları durumunda minimum 2.500 dolar ve maksimum 500.000 dolar ödeme gerçekleştirmektedir [168]. Bu destekler kamu kurumlarının yanı sıra özel şirketler ve özel şahıslar için de verilebilmektedir. Vergi teşvikleri arasında ise düşük faizli ve uzun vadeli krediler, çevre vergisi muafiyeti, katma değer vergisi muafiyeti gibi destekler yer almaktadır. Vergi teşviklerinin farklı bir konumda olmak üzere diğer ekonomik araçların yerini alamayacağı bir işleve sahip olduğu söylenebilir [167]. Referans [165] ve [167]'de vergi teşvikleri üzerine detaylı bilgiler verilmektedir.

2.3.2 Üretim Destekleri

Üretim destekleri genellikle SF uygulaması, PFÜP uygulaması, net ölçüm ve ihale yönteminden oluşmaktadır. Tarihsel olarak bakıldığında SF uygulamasının ABD ve Avrupa'da kullanılan ana mekanizma olduğu söylenebilir. Bu mekanizmada YEK'lerden üretilen ve şebekeye gönderilen birim elektrik enerjisi için, genellikle 1 kWh'tır, bir tutar ödenmektedir. Diğer bir deyişle önceden belirlenmiş sabit bir fiyatla ve belirli bir süre için devlet tarafından satın alma zorunluluğu olarak da söylenebilir [139]. Bu yapı, düşük gelir riskiyle karşılaşmak istemeyen yatırımcıları teşvik etmektedir. Avusturya, Danimarka, Finlandiya, Almanya ve Hollanda gibi birçok Avrupa ülkesinde kullanılmaktadır [140]. Bu mekanizma dünyada ilk kez 1978 yılında ABD'de farklı bir isimle kullanılmıştır ve daha sonra tüm dünyada yaygınlaşmıştır. Almanya ise bu mekanizmayı 1990 yılında Avrupa'da ilk uygulayan ülke olmuştur. Ayrıca, ABD'de rüzgâr enerjisi üreticileri, üretim desteği olarak üretim vergisi desteği almaktadırlar [169].

PFÜP uygulaması, elektrik piyasasında oluşan fiyatın üzerinde ek bir destek ödemesidir. SF uygulamasından farklı olarak bu mekanizmada üreticilere ödenen destek miktarı elektrik piyasası fiyatına bağlı olarak farklı zamanlarda farklı değerlerde olmaktadır [128]. SF uygulaması elektrik üretimini talebe göre dengeleme konusunda herhangi bir teşvik sağlamazken, PFÜP uygulaması stokastik üretime sahip YEK'lerin dengeleme maliyetlerini azaltabilme potansiyeline sahiptir [142]. Bu mekanizma sabit ve kayar olarak ikiye ayrılmaktadır. Sabit yapıda, YEK'ler elektrik piyasasına katılmaktadırlar ve elektrik piyasası fiyatı üzerine doğrudan sabit bir prim ödemesi almaktadırlar. Bu yapı basit gibi görünse de riskleri de içinde barındırmaktadır. Çünkü piyasa fiyatı yüksek olduğunda iyi bir gelir elde edilebilirken, piyasa fiyatının çok düşük olması durumunda piyasa fiyatının üzerinde prim alınsa dahi istenilen gelir elde edilemeyebilir. Bu bağlamda, sabit yapıda genellikle yüksek ödeme yapmak istemeyen devlet kurumları da dikkate alınarak YEK'ler için minimum ve maksimum seviyeler belirlenmiştir.

Kayar yapıda ise ilk olarak genellikle 1 aylık olacak şekilde belirlenen ortalama elektrik fiyatı ve referans elektrik fiyatı belirlenir. Elektrik piyasası fiyatı referans fiyatın üzerinde ise herhangi bir ödeme yapılmaz. Ayrıca sabit yapıda olduğu gibi burada da YEK'leri teşvik etmek açısından bir minimum fiyat belirlenebilir. Burada yüksek ödeme fiyatı YEK'leri daha fazla enerji üretmeye teşvik edebilmektedir. Bu açıdan bu yapı EDS'ye sahip olan veya biyokütle veya jeotermal üreticilerine bir avantaj sağlayabilir. PFÜP uygulaması AB ülkelerinde, yaygın olarak kullanılan SF mekanizmasına alternatif olarak uygulanmaktadır. İspanya, dünyada bu mekanizmayı uygulayan ilk ülkedir. Bu uygulamayı kullanan bazı Avrupa ülkeleri; Çek Cumhuriyeti, Danimarka, Almanya, Hollanda, Finlandiya ve Slovenya'dır. Ayrıca, tüketicilerin sahip olduğu YEK'lerden üretilen enerjinin şebekeye satıldığı elektrik faturalandırma yapısı olan net ölçüm mekanizması, şebeke boyutuna göre nispeten küçük ölçekli YEK'leri teşvik etmek için kullanılmaktadır. Bu yapı genellikle konut tipi rüzgâr ve fotovoltaik enerji üretim sistemleri için kullanılmaktadır. İhale mekanizması ise devletlerin yenilenebilir enerji için bir dizi ihale yaptığı ve ardından kazanan teklifleri SF uygulaması, PFÜP uygulaması veya

kapasite ödemeleri gibi yöntemlerle desteklediği yenilenebilir enerji projelerine finansal destek tahsis etmeye yönelik rekabetçi bir uygulamadır [161].

2.3.3 Miktar Hedefleri

Yaygın olarak uygulanan kota zorunluluğu uygulaması, YEK'lerden enerji üretimini desteklemek için kullanılan minimum limit tabanlı bir mekanizmadır [170]. Kota zorunluluğu genellikle devlet tarafından belirlenen belirli bir yenilenebilir enerji hedefinden oluşan ve tüketiciler ve elektrik tedarikçilerinin gerekli yükümlülüklerle uymak zorunda olduğu bir yapıdır. Ayrıca, tüketicilerin yenilenebilir enerjiyi mümkün olduğunca daha ucuza satın almaları açısından ve yenilenebilir üreticilerin birbirleriyle rekabet edebilmeleri amacıyla YES piyasaları kurulmaktadır [161]. Başka bir deyişle, bu mekanizmada, elektrik tedarik şirketlerinin ürettiği enerjini bir kısmının YEK'lerden oluşması zorunluluğu getirilmektedir. Yenilenebilir enerji üreticileri ürettikleri enerji için yeşil sertifika almakta ve ilgili piyasalarda ticaret yapabilmektedir. Genellikle üretilen 1 MWh enerji için bir yeşil sertifika alınmaktadır. Daha sonra YES alan üretim şirketleri, sorumluluklarını yerine getirdiğini kanıtlamak için sertifikalarını düzenleyici kurumlara göndermektedirler. Bu mekanizma İngiltere, İtalya, Belçika, Avustralya, Şili ve ABD'nin büyük bir bölümünde uygulanmaktadır. Kota zorunluluğunun, özellikle YES sistemi ile birleştirildiğinde piyasa katılımı ve üretici rekabet gücünün artırılması konusunda etkili olduğu söylenebilir. Böylece YEK'lerden üretilen enerji miktarlarının daha kontrollü bir şekilde yönetilme fırsatı yakalanabilmektedir [170]. YES'ler aynı zamanda yenilenebilir enerji sertifikası, yenilenebilir enerji kredisi ve takas edilebilir yeşil sertifika olarak da bilinmektedir. Kota hedefleri ABD'de YPS olarak isimlendirilmektedir. YPS, YEK'leri teşvik etme ve devlet desteklerinin ekonomik yükünü azaltabilme potansiyeline sahiptir [155], [158]. İngiltere, ABD ve Avustralya günümüzde bu mekanizmayı iyi uygulayan ülkeler arasındadır [155]. Yükümlülüklerin yerine getirilmemesi durumunda ülkeden ülkeye değişmek üzere çeşitli cezalar uygulanmaktadır ve bu fiyat genellikle sertifika piyasasındaki en yüksek fiyatı belirlenmektedir. Fakat bu yapı, pahalı YEK yatırımlarını teşvik etmediği için genellikle teknolojik gelişmelerin uygulanması için çok uygun değildir.

2.3.4 Karbon Politikaları

Devletler endüstriyel kuruluşların karbon emisyonlarını azaltmak için çeşitli düzenlemeler uygulamaktadırlar. Bunlar; karbon üst sınırı politikası, karbon vergisi politikası, karbon üst sınırı ve ticareti politikası ve karbon dengeleme politikasıdır. Karbon üst sınırı, toplam karbon emisyonunun sınırlandırıldığı bir politikadır [125]. Karbon vergisi üretilen CO₂ miktarı için bir verginin uygulandığı yapıdır. Bu uygulama nispeten düşük bir maliyete sahiptir ve CO₂ emisyonlarını kontrol ederek küresel ısınmayı yavaşlatmak için değerlendirilmektedir. Danimarka 1991'de karbon vergisini uygulayan ilk ülkedir ve bunu Finlandiya, Hollanda, Norveç ve İsveç izlemiştir [123]. Uygun karbon vergisinin yenilenebilir enerjiyi teşvik edebileceği ve karbon emisyonlarını azaltabildiği söylenebilir. Ancak burada yüksek vergi oranları iş performansını ve endüstri gelişimini etkileyebilmektedir [124].

Karbon üst sınırı ve ticareti, Avrupa, Kuzey Amerika, Avustralya, Çin ve dünyanın diğer bölgelerinde uygulanan piyasa temelli bir mekanizmadır [126]. Bu politikada, üreticiler önceden belirlenmiş limitten daha fazla karbon yaydıkları takdirde bir ödeme yapmak zorunda kalmaktadırlar. Bu sınırdan daha az karbon salınımı yapmaları durumunda uygun piyasalarda karbon emisyon miktarlarını diğer üreticilere satabilmektedirler. Son olarak karbon dengeleme politikası ise şirketlerin karbon ayak izlerini dengelemek için dünya çapında yenilenebilir enerji projelerine yatırım yapmalarını sağlamak amacıyla değerlendirilmektedir [125].

2.4 Teşvik Politikalarının Yenilenebilir Enerji Dalgalılığı Açısından Değerlendirilmesi

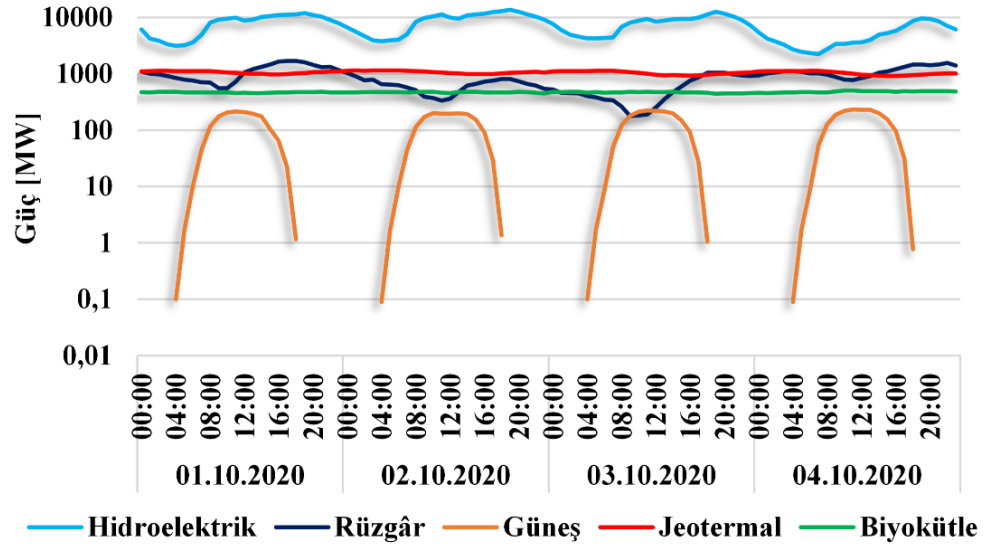
YEK'lerin sayısı teşvik politikaları aracılığı ile hızla artmaktadır. Ancak YEK'ler geleneksel üretim kaynaklarından farklı yapılara sahiptirler. Bu durum güç sisteminin işleyişi açısından farklılıklara neden olmaktadır. YEK'lerden üretilen enerji genellikle hava koşullarından etkilenmektedir ve yüksek bir öngörülemezlik ve dalgalılığa sahiptir. Ayrıca, enerji üretimlerinde kısa vadeli dalgalanmalar dışında orta vadeli (günlük, haftalık) ve uzun vadeli (mevsimsel) dalgalanmalar olabilmektedir [171]. Bu bağlamda YEK'lerin şebekeye taahhüt ettikleri enerjiyi

sağlayamamalarının olasılığı düşünülerek iletilen enerjinin kesintiye uğramaması açısından rezerv bulundurulması gerekmektedir [172].

Her bir YEK'in farklı bir yapıya sahip olduğu ve üretimlerinin farklılık gösterdiği düşünüldüğünde, uygulanan destekleme politikalarının YEK'leri destekleme açısından farklı oranlarda etkileyeceği açıktır. Türkiye Elektrik Piyasası İşletme A.Ş.'den alınan ve 01/10/2020 - 04/10/2020 tarihlerini kapsayan logaritmik ölçekteki yenilenebilir enerji üretim verileri Şekil 2.2'de verilmiştir. Şekilden de görülebileceği gibi üretilen saatlik yenilenebilir enerji miktarında büyük değişimlerin olduğu söylenebilir. Bu bilgiler doğrultusunda YEK kaynağının türüne göre devletlerin sağladığı üretim teşviklerinin belirlenmesi önem arz etmektedir. Ayrıca teşvik seçiminin üreticiler için de önemli olduğunun altı çizilmelidir.

SF uygulamasının biyokütle dışında doğası gereği enerji depolama özelliği olmayan RES ve FGÜT'ler ile EDS'ye sahip olmayan YEK'ler için uygun olduğu söylenebilir. PFÜP uygulaması ise barajlı hidroelektrik, jeotermal, biyokütle ve EDS'ye sahip YEK'ler için daha uygundur. Çünkü PFÜP uygulamasında değişen fiyatlar üzerinden yüksek fiyatlı dönemde satış yapılarak daha fazla gelir elde edilebilmektedir. Ayrıca depolama kapasitesi olmayan ve elektrik üretimi çok değişken olan YEK'lerin SF mekanizması ile enerji satması daha uygun iken, üretimleri kısmen daha belirli olan FGÜT'ler PFÜP uygulaması ile daha yüksek gelir elde etme şansına sahip olabilirler. Elektrik üretimindeki kesinlik, elektrik piyasasında dengesizliğe düşmeyi önleyecek ve daha kârlı ticaret gerçekleştirilmesini sağlayacaktır.

Bunların dışında ülkelerin, daha güvenli bir sistem işletimi açısından YEK'leri EDS'lerle donatmak için teşvikler sağlamaları veya biyokütle, jeotermal ve barajlı hidroelektrik gibi depolama özelliklerine sahip kaynakları uygun teşviklerle desteklemeleri de önemli bir konudur. Ayrıca, genellikle YPS uygulaması ile bağlantılı olarak kullanılan ve üreticilerin birbiri ile rekabet edebilmesini sağlamak için oluşturulan YES piyasalarında ve karbon emisyon üst sınırı ve ticaret piyasalarında enerji ticaretinin her bir piyasa katılımcısını korumak açısından uygun piyasa kurallarını belirleyerek gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Çünkü oligopol piyasa durumunda diğer katılımcılar zarar görebilmektedirler.



Şekil 2.2 EPİAŞ YEK enerji üretimleri

YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ ELEKTRİK PİYASALARINA OPTİMUM KATILIMI

3.1 Giriş

Dünyada enerji tüketiminin büyük çoğunluğu karbon salınımına sebep olan petrol ve türevi yakıtlar kullanılarak elde edilmektedir. Dolayısıyla sera gazı emisyonlarına sebep olmayan ve temiz enerji olarak adlandırılan YEK'lerin kullanımına bir gereksinim söz konusudur. Bu amaçla devletler YEK'lerin sayısının artırılması amacıyla çeşitli destekler sağlamaktadırlar ki bu destekler Bölüm 2'de detaylı şekilde açıklanmıştır. Fakat doğası gereği stokastik yapıya sahip olan YEK'lerin artan sayısı elektrik güç sistemlerinde sistem işletimi ve güvenilirliği açısından birçok probleme sebep olabilmektedir. Bu açıdan son dönemde birçok ülkede YEK'lerin elektrik piyasalarına katılmaları zorunlu hale geldiği söylenmelidir.

Güç sistemlerinin işletimi ve elektrik piyasaları konularına bakılacak olursa, yirminci yüzyılın son yirmi yılına kadar dünya çapında güç sistemleri merkezi bir şekilde yönetilmiştir ve devlete ait kamu kuruluşları elektrik enerjisi ile ilgili bütün faaliyetleri bütünleşik bir şekilde gerçekleştirmişlerdir. Bu faaliyetler enerjinin üretimi, iletimi, dağıtımı ve perakende satıştan oluşmaktadır. Modern elektrik piyasalarının yaratılmasına yönelik ilk adımlar ise 1982 yılında Pinochet diktatörlüğü döneminde ekonomiden sorumlu Chicago Boys adlı ekonomiden sorumlu grup tarafından üretim ve dağıtımın ayrılması, üreticiler arasında rekabetin başlatılması ve üretim maliyetine göre elektrik fiyatının belirlenmesi adımları ile atılmıştır. Avrupa'da ise elektrik sektörünün liberalleşmesi ilk olarak 1990 yılında İngiltere ve Galler'de, daha sonra 1991 yılında Norveç'te gerçekleşmiştir. Avustralya ve Yeni Zelanda da 1996 yılında bu uygulamaya geçen ilk ülkelerdendir. Daha sonra bu ülkeleri California (CaIPX), Newyork (NYISO) ve Pennsylvania New Jersey and Maryland (PJM) piyasalarının serbestleşmesi ile ABD takip etmiştir [173].

Elektrik piyasalarının gelişimine bakıldığında 1980'lerden bu yana yaşanan geçiş deneyiminin bir sonucu olarak dikey entegrasyondan evrilerek önemli bir serbestleşme sürecinden geçildiği görülmektedir [174]. Özellikle gelişmiş ülkelerdeki serbestleşme açısından toptan piyasalarda önemli ilerlemelerin kaydedildiği ve hatta perakende piyasalara kadar uygulandığı söylenebilir.

YEK'lerin elektrik piyasalarına katılımı konusuna bakılacak olursa bu kaynakların piyasaya bireysel katılımı dışında bir portföy yapısına dahil olarak katılımının daha uygun olabileceği söylenebilir. Çünkü portföy yapısı ile portföy kazancını arttırmak ve piyasada fiyat belirleyen konumda yer almak gibi birçok avantaj elde edilebilmektedir. Doğası gereği stokastik yapıdaki YEK'lerin elektrik piyasalarında yaptıkları ticaret ile gerçek zamanda gerçekleştirdikleri üretim arasında dengesizlikler meydana gelebilmektedir. Bu bağlamda, YEK'ler açısından oluşabilecek dengesizliklerin portföy içerisinde giderilebilme şansı da yakalanabilmektedir. Ayrıca YEPY, bahsedilen amaçların gerçekleştirilmesini kolaylaştırmak açısından portföye BEDS, HPSS ve EAO'ları da dahil edebilir [175].

Portföy yöneticisi aracılığı ile avantajlı şekilde elektrik piyasalarına katılan YEK'ler dolaylı yoldan ikili anlaşmalar dahil olmak üzere GÖP ve pasif katılım dışında DGP'ye aktif katılımcı olarak da katılım sağlayabilmektedirler. Fakat birçok ülkede enerji piyasası farklı yapıdadır ve çalışma mekanizmaları da farklıdır, bu açıdan portföy yapısı elektrik piyasalarına katılım konusunda teklif yönetimini de kolaylaştırabilir.

3.2 Elektrik Piyasalarına Genel Bir Bakış

3.2.1 Elektrik Piyasası Temsilcileri

Elektrik piyasasında yer alan katılımcılar tüketiciler, perakendeciler ve üreticiler olarak adlandırılabilir. Tüketiciler, elektrik son kullanıcılarıdır. Spot ya da vadeli piyasalardan enerji satın alabilirler, üreticilerle ikili sözleşme imzalayabilirler veya perakendecilerden enerji satın alabilirler. Perakendeciler, genellikle dağıtım şirketlerini ifade etmektedir. Doğrudan elektrik piyasasına katılmayan tüketicilere elektrik temin etmektedir. Genel olarak üreticilerle ikili anlaşma yaparak müşterilerine elektrik enerjisi satmaktadır. Perakendecilerin amacı müşterilerine yaptığı satıştan elde ettiği kârı maksimize etmektir. Üreticiler, elektrik üretim

tesislerine sahiptirler ve elektrik üretiminden sorumludurlar. Stokastik ve stokastik olmayan üretici olarak ikiye ayrılmaktadırlar. Bir üretici ürettiği elektriği elektrik piyasalarında ya da ikili anlaşmalar yoluyla tüketicilere ve perakendecilere satarak kârını maksimize etmeyi amaçlamaktadır [176].

Piyasa temsilcileri arasında piyasa operatörü, bağımsız sistem operatörü ve enerji düzenleme kurumu yer almaktadır. Piyasa operatörü, piyasayı kurallarına göre yönetir ve enerji ticaret mekanizmasının yönetimini gerçekleştirir. Bağımsız sistem operatörü, elektrik piyasasına ilişkin elektrik güç sisteminin teknik yönetiminden sorumlu olan taraftır. Piyasa düzenleme kurumu ise piyasa kurallarının oluşturulmasını sağlamaktadır ve piyasayı denetlemektedir [177].

Ayrıca PJM Interconnection gibi bazı piyasalarda, bağımsız sistem operatörü ve piyasa operatörü tarafından yapılan işlemler tek bir kuruluş tarafından gerçekleştirilmektedir. Bu durumda bağımsız sistem operatörü hem sistemin teknik kontrolünden hem de piyasanın ekonomik yönetiminden sorumlu olmaktadır [178].

3.2.2 Elektrik Piyasası Organizasyonu

Son dönemde birçok ülkede YEK'lerden gerçek zamandaki enerji dengesizliklerinden kendilerinin sorumlu olmaları istenmektedir. Bu durum stokastik yapıya sahip YEK'ler açısından elektrik piyasalarına katılım konusunu önemli bir hale getirmiştir.

Elektrik spot piyasaları, piyasa işletmecisi tarafından belirlenen sürelerden önce üretici ve tüketicilerin enerji alım satım tekliflerini eşleştirilerek dengeli bir piyasa yapısı hazırlamak amacıyla işletilmektedir [175]. GÖP, bir gün öncesinden üretim ve tüketimin dengelenmesi amacıyla çalıştırılan organize bir piyasadır. Ayrıca, gün öncesi piyasalarında yaşanabilecek dengesizliklerin ek düzenleme piyasası olarak bilinen GİP'de telafi edilmesi mümkündür. GÖP genellikle bir gün içerisindeki enerji işlemlerinin büyük bir bölümünü kapsamaktadır. GÖP için piyasa katılımcıları bir sonraki günün her bir saati için toplam 24 adet satış ya da satın alma teklifi sunmaktadırlar. Ayrıca Yeni Zelanda gibi bazı ülkelerde ise 30 dakikalık teklifler sunulmaktadır. Tekliflerin son teslim zamanları farklı ülkelerde birbirinden farklılıklar göstermektedir. Örneğin Türkiye'de katılımcılar bir sonraki

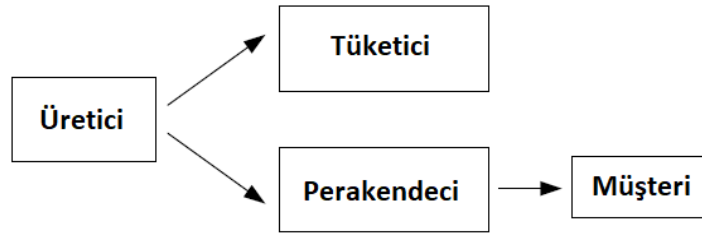
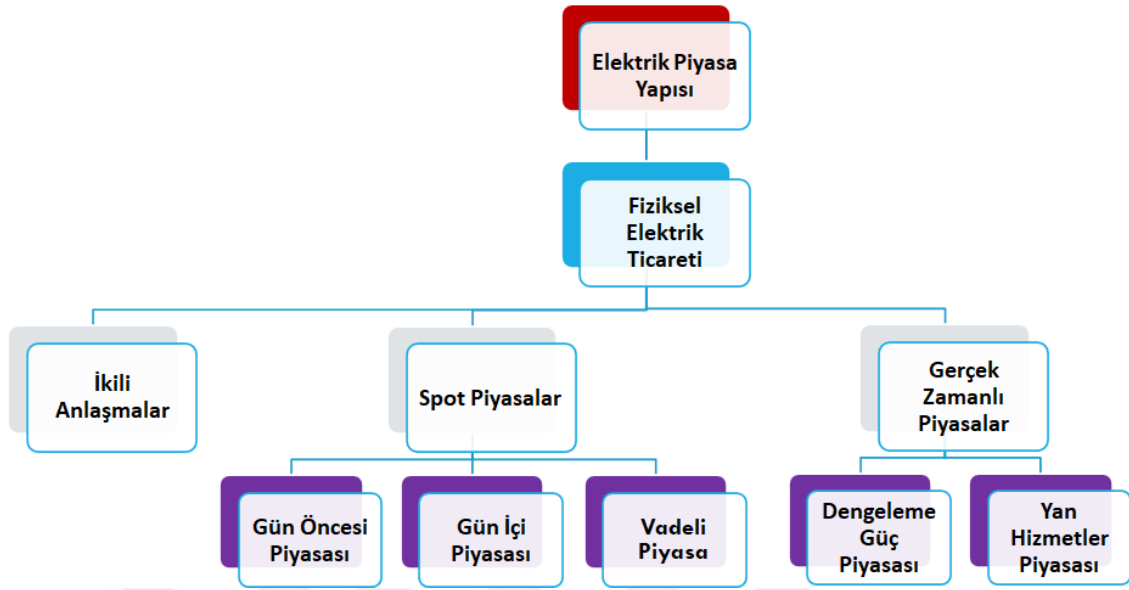
gün için gün öncesi piyasa tekliflerini her gün 12:30'a kadar EPIAŞ'a sunmaktadırlar. Her teklif katılımcının satın almak ya da satmak istediği enerji fiyatı ve miktarını belirten bir fiyat-miktar çifti olarak sunulmaktadır. Daha sonra takas edilen miktarlar ve piyasa takas fiyatı 13:30'da açıklanmaktadır. Türkiye'de işletilen GİP ise sürekli bir piyasadır ve fiziki teslimattan genellikle 1 saat öncesine kadar piyasaya teklif verilebilmektedir. İspanya elektrik spot piyasası OMIE'de, GÖP teklifleri bir gün öncesinden saat 12:00'ye kadar sunulabilmektedir. İspanya GİP ise, açık artırma piyasası ve sürekli piyasadan oluşmaktadır. Açık artırma piyasası 6 alt bölüme ayrılmaktadır. Örneğin, 1. Oturum 14:00'te açılmaktadır ve 15:00'de kapanmaktadır. Bu oturum için sonuçlar 15:07'de açıklanmaktadır. Sürekli GİP'de ise enerji tesliminden 1 saat öncesine kadar işlem yapılabilmektedir. Gün öncesi referans elektrik fiyatının belirlenmesi için piyasa operatörü, satış tekliflerini artan fiyata göre ve satın alma tekliflerini azalan fiyata göre sıralayarak toplu satın alma ve satış eğrilerini belirlemektedir. Öte yandan, eğer iletim sistemi piyasa fiyat açıklama prosedürüne dahil edilirse tek bir sistem fiyatı yerine bir yerel marjinal fiyat ortaya çıkmaktadır.

Ayrıca gerçek zamanlı piyasa ya da DGP olarak da adlandırılan, üretimin ve tüketimin eşit olmasını sağlayan ve ayrıca GÖP'e göre avantaj elde edebilme fırsatı yakalanabilen son bir dengeleme piyasası da mevcuttur. Üretimin eksikliği durumunda denge garanti edilene kadar artan fiyat politikası uygulanarak bağımsız sistem operatörü tarafından satış teklifleri kabul edilmektedir. Fazla üretim durumunda ise üretimi azaltmak için azalan fiyat politikasına göre alış teklifleri kabul edilmektedir. Bunun dışında üreticiler için üretim ve teklif miktarlarının eşitlenememesi durumunda bağımsız sistem operatörü tarafından, enerjiyi daha yüksek fiyattan satın alma veya daha düşük fiyattan satma gibi yükümlülükler getirilmektedir ki bu durum DGP'ye pasif katılımı ifade etmektedir. Aktif katılım durumunda piyasada aşağı ve yukarı düzenleme hizmeti sunabilmektedirler. Aşağı düzenleme hizmeti üreticinin üretimini azaltmak ya da tüketicinin tüketimini arttırmak için teklif vermesi iken, yukarı düzenleme hizmeti üreticinin üretimini arttırması ya da tüketicinin tüketimini azaltması anlamına gelmektedir. Elektrik piyasa yapıları her ülkede farklı olduğu için DGP'nin yapısı da farklılık göstermektedir. Farklı ülkelerdeki DGP piyasalarına bakıldığında tek

veya çift fiyat uygulamasının geçerli olduğu söylenebilir. Tek fiyat uygulamasında enerji alışı ve satışı sonunda net talimat hacmine bakılarak tek bir fiyat ortaya çıkmaktadır ve tüm katılımcılar için bu fiyat geçerli olmaktadır. Sistem dengesizliğinin pozitif olması durumunda, pasif katılımcı olan üretici pozitif dengesizlik yaşıyorsa üreticinin enerji satışında aşağı düzenleme fiyatı baz alınırken, negatif dengesizlik yaşaması durumunda GÖP fiyatı ile işlem yapılmaktadır. Sistem dengesizliğinin negatif olması durumunda pasif katılımcı olan üretici negatif dengesizlik yaşıyorsa yukarı düzenleme fiyatı baz alınırken, pozitif dengesizlik yaşaması durumunda GÖP fiyatı baz alınmaktadır. Çift fiyat uygulamasında ise enerji alış ve satış yönünde iki farklı fiyat ortaya çıkmaktadır. Sistem dengesizliğinin negatif yönlü olması durumunda, pasif katılımcı olan üretici negatif dengesizlikte ise yukarı yönlü fiyattan enerji alışı gerçekleştirirken, pozitif dengesizlik yaşaması durumunda GÖP fiyatı ile işlem yapmaktadır. Sistem dengesizliğinin pozitif yönlü olması durumunda ise pasif katılımcı olan üretici negatif dengesizlik yaşıyorsa GÖP fiyatları ile enerji satın alırken, pozitif dengesizlik yaşaması durumunda aşağı yönlü fiyat ile enerji satışı gerçekleştirmektedir. Eğer üretici DGP’de aktif katılımcı olarak yer alıyorsa, güç sistemini dengelemeye yönelik verdiği aşağı ya da yukarı hizmet için ilgili yöndeki fiyat ile ticaret gerçekleştirmektedir. Türkiye’de elektrik piyasa yapısına ait genel bir şema Şekil 3.1’de verilmiştir. Bunların dışında tedarikçiler ve tüketiciler arasında ikili sözleşme imzalama olasılığı da mevcuttur. İkili anlaşma, tezgahüstü piyasalarda tedarikçi ile tüketici arasında yapılan serbest bir anlaşmadır. Şekil 3.2’de ikili anlaşmalara ait genel bir yapı gösterilmektedir. Burada üreticiler, tüketiciler veya perakendeciler ile ikili anlaşmalar imzalamaktadırlar. Tüketiciler kendi tüketimleri için enerji satın alırken, perakendeciler ise müşterilerinin taleplerini karşılamak için enerji satın almaktadırlar.

Vadeli piyasalar katılımcıların gelecek dönem için belirli bir tarihte teslimat için enerji ticaretinin gerçekleştirildiği açık arttırma sistemine dayalı bir piyasa türüdür. Vadeli piyasaların göze çarpan en önemli özelliği gelecekteki alım satım için bugünkü fiyatların kullanılmasıdır. Bu nedenle vadeli piyasalar elektrik spot piyasalarındaki elektrik fiyatlarının belirsizliğinin giderilmesi konusunda oldukça faydalıdır. Çünkü spot piyasadaki elektrik fiyatları yüksek dalgalı bir yapı

sergilemektedir. Bu yapıdaki belirsizlik piyasaya katılan temsilciler tarafından arzu edilmemektedir.



Ayrıca güvenli sistem işletimi için başka bir piyasaya yani primer ve sekonder rezervden oluşan yan hizmetler piyasasına da ihtiyaç duyulabilmektedir. Primer frekans kontrolünde sistem frekansının düşmesine veya yükselmesine tepki olarak yan hizmet biriminin aktif çıkış gücünün otomatik artırılması veya düşürülmesi yoluyla sistem frekansı yeni bir denge noktasına getirilmektedir. Sekonder frekans kontrolü ise aktif güç çıkışının, milli yük tevzi merkezinden otomatik olarak gönderilen sinyaller ile artırılarak veya düşürülerek sistem frekansının nominal değer olan 50 Hz'e getirilmesidir [180].

YEK'lerin elektrik piyasalarına katılımına bakıldığında genel olarak ikili anlaşmalar dahil olmak üzere çoğunlukla GÖP'te ticaret yaptıkları söylenebilir. Bunların dışında gerçekte zamanda oluşan enerji dengesizliklerini gidermek

açısından DGP'ye katılmaktadırlar. Ayrıca bağımsız sistem operatörünün kabul etmesi durumunda pasif katılım dışında aktif katılımcı olarak DGP'ye katılım sağlayarak kazançlarını arttırabilecekleri söylenmelidir.

3.3 YEK'lerin Elektrik Piyasalarına Katılımına İlişkin Literatürün Detaylı İncelenmesi

Burada literatürdeki YEK'lerin elektrik piyasalarına optimum katılımına yönelik çalışmaların daha detaylı incelenmesi açısından 1. Bölümde yer alan literatür taramasının dışında kalan yayınlar incelenmektedir.

Behboodi ve diğ. [5] talep cevabı programının ve YEK'lerin optimum işletimini belirlemek için bir model sunmuşlardır. Modelde enerji üretimine, belirsizliğe, emisyon değerlerine, kapasite genişletme maliyetlerine, rüzgâr değişimine ve talep esnekliğine yer vermişlerdir. Önerilen modeli British Columbia-Kanada 2024 planlaması için uygulamışlardır. Elde ettikleri sonuçlarda rüzgâr üretiminde maliyetin en az %30 azaltıldığını ifade etmişlerdir. Ayrıca optimum kaynak kapasitesinin karbon vergisine ve kurulum maliyetine de bağlı olduğunu belirtmişlerdir.

Street ve diğ. [181] şeker kamışı küspesinden elektrik üretimi gerçekleştiren kojenerasyon tesisini ve hidroelektrik santralini içeren bir portföyün stokastik programlamaya dayalı optimum işletim problemini ele almışlardır. Amacı enerji ticareti gerçekleştiren şirketin kârını maksimize etmek olarak belirlemişlerdir. Önerilen modelin hidrolojik ve yakıt ile ilgili riskleri azalttığını ve piyasaya rekabetçi bir katılım sağlayabildiğini belirtmişlerdir. Ayrıca modelin Brezilya'da birkaç enerji ticareti gerçekleştiren şirket tarafından kullanıldığını ifade etmişlerdir.

Li ve Wei [182] rüzgâr enerjisinin işletimini planlamak için olasılığa dayalı çok katmanlı bir yapı önermişlerdir. Önerilen yapıda katmanlara farklı özelliklere sahip kaynakların da katılabileceği ifade edilmiştir. Ayrıca GÖP'te çok katmanlı yapının tek katmanlı yapıya dönüştürülmesi için bir metodoloji sunulmuştur. Çalışmada sonuç olarak YEK'lerin termik santrallerden daha az üretim güvenilirliği sağladığı açıklanmıştır.

Farahmand ve diğ. [183] Kuzey Avrupa’da dengeleme rezerv tedariki ve sistem dengelemesinde DGP’nin etkilerini incelemişlerdir. Çalışmada rüzgâr enerjisini hava tahmin modellerine ve rüzgâr hızı ölçümlerine dayanarak modellemişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda sistem dengeleme maliyetini azaltmak için İskandinav esnek hidroelektrik gücünün iyi bir fırsat sağlayabileceğini ifade etmişlerdir.

Durrwachter ve Looney [184] RES’lerin entegrasyonu için ERCOT tarafından uygulanan piyasa kurallarını incelemişlerdir. Bu kuralların çok sayıda RES’in entegrasyonu ile başa çıkmak için oluşturulduğunu ifade etmişlerdir. Bu çalışmada RES’lerin özellikle GÖP’deki ve DGP’deki işletimini dikkate almışlardır.

Mohammadi ve diğ. [185] RES ve esnek yüklerin GÖP’te yer aldığı bir optimizasyon modeli önermişlerdir. Çalışmada sanal güç santrali, toplayıcı görevini üstlenmiştir. Modelde esnek yüklerin hem EDS hem de enerji üretim kaynağı gibi davranabildiği kabul edilmiştir. Çalışmadan elde edilen sonuçlara göre her birimin bağımsız olarak çalışmasına oranla önerilen sistemin kârı arttırdığı ifade edilmiştir. Ayrıca önerilen yöntemin rüzgâr enerjisinin entegrasyonunu kolaylaştırdığı belirtilmiştir.

Botterud ve diğ. [186] enerji üretimi ve fiyat belirsizliği altında RES’in GÖP’teki optimum enerji ticareti gerçekleştirmesi için doğrusal olmayan bir model önermişlerdir. Modelin gerçek zamanlı üretim ile GÖP’e sunulan teklif arasındaki sapmalarda ceza uygulamasını içermediğini belirtmişlerdir. Bu açıdan yerel marjinal fiyatlara sahip piyasalardaki mekanizmaları dikkate almışlardır. Modeli test etmek için ABD’de yer alan bir rüzgâr çiftliğinden elde ettikleri verileri kullanmışlardır. Çalışmada elde ettikleri sonuçlarda olasılıksal rüzgâr enerjisi tahminlerinin GÖP’ün ve DGP’nin karar verme aşamasında etkili bir rol aldığını belirtmişlerdir. Ayrıca modelin yenilenebilir enerji üreticileri için risk ve kâr arasındaki dengeyi iyi bir şekilde sağlayabildiğini ifade etmişlerdir.

Simao ve diğ. [136] RES’lerin Iberian Electricity Market’e (MIBEL) katılımını araştırmışlardır. Çalışmada MIBEL’in alt kuruluşları olan GÖP ve GİP’i işleten OMEL ile türev piyasaları işleten OMIP’in piyasa işleyişini anlatmışlardır. Üreticinin katılacağı piyasanın daha iyi anlaşılması açısından bir simülasyon

geliştirmişlerdir. Simülatörde uygulanan yöntemin toplam kârı maksimize etmeye dayalı olduğunu belirtmişlerdir. Ayrıca bunu gerçekleştirirken gün öncesi, gün içi ve sistem dengesini de dikkate almışlardır. Bunların dışında İber Yarımadasında SF tarifesinin uygulandığını ifade etmişlerdir. Bu tarife ile elde edilen gelirin elektrik piyasalarında elde edilen gelirden daha çok olduğunu açıklamışlardır. Son dönemlerde yenilenebilir enerjinin sürdürülebilirliği için sağlanan desteklerin teknolojik gelişmelerin artması ve buna bağlı olarak kurulum maliyetlerinin düşmesi ile azalma eğiliminde olduğunu ifade etmişlerdir.

Ela ve Edelson [187] RES'lerin güvenilirliği arttırabildiği ve ekonomik fayda sağlayabildiği durumda enerji piyasası açısından elde edilebilecek faydaları incelemişlerdir. RES'lerin diğer YEK'ler ile karşılaştırıldığında mevcut rüzgâra bağlı değişen maksimum üretim sınırı dışında oldukça esnek bir kaynak olduğunu ifade etmişlerdir.

Bitar ve diğ. [188] bir RES'in elektrik piyasalarına optimum şekilde katılımını araştırmışlardır. Çalışmada rüzgâr gücünü stokastik olarak modellemişlerdir ve katılımcılar için optimum sözleşme tekliflerini belirlemeyi hedeflemişlerdir. Ayrıca katılımcılara dengesizliklerini azaltma fırsatı sağlayan ardışık yapıda açıklanan GİP'leri değerlendirmişlerdir.

Zugno ve diğ. [189] bir rüzgâr enerjisi üreticisinin kısa vadeli elektrik piyasalarında kârını arttırmak için optimum ticaret problemini ele almışlardır. Üreticinin GÖP'te fiyat alan, DGP'de ise fiyat belirleyen konumda olduğunu kabul etmişlerdir. Gün öncesi fiyatlar, rüzgâr enerji üretimi ve sistemde meydana gelen dengesizlikler için senaryolara bağlı modelleme gerçekleştirmişlerdir.

Ghaffari ve Venkatesh [190] rüzgâr enerjisi üreticilerinin gelecekte enerji piyasasına katılımında karşılaşacağı zorlukları incelemişlerdir. Çalışmada tahmin belirsizlikleri ve enerji sapmaları için bir GİP yapısı önermişlerdir. Ayrıca gerçek zamanda meydana gelen yetersiz ve aşırı üretim için piyasa seçeneklerini kullanmışlardır. Önerilen yapıda rüzgâr enerjisi üreticilerinin ve rezerv sağlayıcıların ikili anlaşma yapabileceğini ifade etmişlerdir.

Neuhoff ve diğ. [191] YEK'lerin entegrasyonu için uluslararası iletim hattı kapasitesini göz önüne alarak bir metodoloji önermişlerdir. Ayrıca Avrupa

genelindeki iki piyasa tasarımı karşılaştırmışlardır. Bunlardan birisi ulusal fiyat bölgeleri arasındaki iletim kapasitelerini optimize eden bir yaklaşım iken diğ. [192] düğüm fiyatlandırma yaklaşımı olduğunu belirtmişlerdir.

He ve diğ. [192] piyasanın liyakat eğrisi için yeni bir analitik model önermişlerdir. Önerilen model negatif fiyatların ortaya çıkması için oluşturulmuştur. Modelde negatif fiyatlar, yakıt fiyatları, CO₂ fiyatları, enerji santrallerinin arızası, YEK'lerden gelen güç, santrallerin verimliliği gibi birçok parametre değerlendirilmiştir. Ayrıca modelin gelecek yılların elektrik fiyatlarını tahmin etme konusunda kendine yer edinebileceği de ifade edilmiştir.

Gil ve Lin [193] RES'lerin PJM GÖP fiyatları üzerindeki etkisini incelemişlerdir. Çalışmada PJM'den elde ettikleri 2010 yılı verilerini kullanmışlardır. Yazarlar sonuçların katılımcılar için beklenen kârı sağlayabildiğini ifade etmişlerdir. Ayrıca elektrik piyasaları için sağlanan faydanın PJM'deki rüzgâr çiftliklerine verilen destekler karşısında daha önemli olduğunu açıklamışlardır.

Mulder ve Scholtens [194] YEK'lerin yer aldığı elektrik piyasasında hava koşullarının değişiminin günlük elektrik fiyatları üzerindeki etkisini incelemişlerdir. Çalışmada FGÜT'lerin fiyatlar üzerinde çok önemli bir etkisinin olmadığı sonucuna varmışlardır. Almanya'daki rüzgâr hızının Hollanda elektrik fiyatları üzerinde olumsuz etkisinin olduğu, Hollanda'daki rüzgâr hızının ise Hollanda elektrik fiyatlarını az miktarda arttırdığı sonucuna ulaşmışlardır. Ayrıca elektrik fiyatının çoğunlukla geleneksel gaz tabanlı santrallerden etkilendiğini ifade etmişlerdir.

Dai ve Qiaio [195] elektrik piyasasında ve ikili anlaşmalar rezerv piyasasında rüzgâr ve konvansiyonel güç üreticilerinin toplam kârını maksimize etmek amacıyla stokastik programlamaya dayalı bir optimum teklif stratejisi sunmuşlardır. Önerilen stratejinin etkinliğini test etmek için farklı oyuncu tiplerini içeren bir piyasada gerçek verilere dayalı durum çalışmaları gerçekleştirmişlerdir. Piyasa katılımcılarının davranışlarının belirsizliği için oyun teorisi yaklaşımını uygulamışlardır. Ayrıca ikili anlaşmalarla gerçekleştirilen rezerv piyasasında daha fazla katılımcının rekabeti arttırdığı ve fiyatı düşürdüğünü ifade etmişlerdir.

Baringo ve Conejo [196] YEK'lerin bazı ülkelerde baskın konuma geldiğini ve GÖP'de ve DGP'de fiyat belirleyen taraf olduğunu açıklamışlardır. Çalışmada fiyat belirleyen taraf olarak rüzgâr üreticilerinin GÖP'e ve DGP'ye optimum katılımı için bir strateji sunmuşlardır. Önerilen yöntemi stokastik yaklaşıma dayalı karışık tamsayılı doğrusal programlama modeli olarak modellemişlerdir.

Heydarian-Forushani ve diğ. [197] rüzgâr enerji üreticilerinin rekabetçi bir piyasaya katılmaları için stokastik karar verme yaklaşımına dayalı bir model önermişlerdir. Modele GÖP, GİP ve DGP'yi dahil edip talep cevabı kaynaklarını eklemişlerdir. GİP'lerin piyasa oyuncularına hamle şansı verdiğini ifade etmişlerdir. Rüzgâr enerji üretimi ve piyasa fiyatlarındaki belirsizlikleri senaryolara dayalı yaklaşımla gidermişlerdir. Ayrıca modele risk ölçümü için CVaR eklemişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlara göre rüzgâr üretimindeki dengesizlikleri gidermek açısından talep cevabının kârı arttırdığını ve riskleri azalttığını belirtmişlerdir.

Kazempour ve Zareipour [198] büyük ölçekli RES'lerin elektrik piyasaları üzerindeki etkisini incelemek için bir yaklaşım önermişlerdir. Bu yaklaşımda GÖP ve DGP'ye yer vermişlerdir. Rüzgâr enerji üreticilerini üretim portföyü içerisine dahil etmişler ve bir dizi senaryo ile modellemişlerdir. Elde ettikleri sonuçlara göre RES entegrasyonu arttıkça piyasa oyuncuları için dengeleme ve kâr durumunun değişebileceğini ifade etmişlerdir.

Zhao ve Wu [199] talep cevabı ve RES'lerin GÖP fiyatları üzerindeki etkisini incelemişlerdir. Çalışmada rüzgâr enerjisi düşünülerek talep cevabı için pik saatlerden pik olmayan saatlere aktarılacak yük miktarının belirleme işlemini gerçekleştirmişlerdir.

Kiani ve Annaswamy [200] YEK'lerin entegrasyon maliyetlerinin azaltılması için talep cevabı programlarının kullanılabileceğini ileri sürmüşlerdir. Çalışmada sunulan yaklaşımda üretim şirketi, tüketim şirketi ve bağımsız sistem operatörü olmak üzere piyasanın genel bir modelini oluşturmuşlardır. Ayrıca rüzgâr belirsizliği, rekabetçi sistemin durumu ve talep cevabı kullanılarak azaltılan maliyeti analiz etmişlerdir.

Jafari ve diğ. [201] rekabetçi bir elektrik piyasasında rüzgâr enerji belirsizliğinin yönetilmesi konusunda GİP'lerin etkilerini incelemişlerdir. Çalışmada GÖP ve GİP'i ele almışlardır. Rüzgâr enerjisinin belirsizliği için stokastik programlama yöntemini kullanmışlardır. Simülasyon sonuçlarından GİP'in rüzgâr enerjisinin belirsizliğinin azaltılması konusunda yararlı olabileceğini ve ayrıca bu durumun pahalı üretim birimlerine olan bağıllığı azaltabileceğini ifade etmişlerdir. GİP'lerin artırılması daha az belirsizliğe ve rezerv gereksinimine yol açsa da çok sayıda piyasanın varlığının piyasa işleyişini zorlaştıracığını belirtmişlerdir.

Gonzalez-Aparicio ve Zucker [202] İspanya GÖP'ün kapanması ve ilk GİP'in açılması arasındaki zaman diliminde meydana gelen rüzgâr güç tahmin hatalarının belirlenmesi için bir yaklaşım önermişlerdir. Önerilen metodolojinin rüzgâr enerji üreticilerinin GİP'e en iyi şekilde teklif verme konusunda yardımcı olduğunu ve üreticilerin gelirini artırdığını ifade etmişlerdir.

Skajaa ve diğ. [203] GİP'te rüzgâr enerji ticaretinin kolay gerçekleştirilmesi için bir algoritma önermişlerdir. Bu algoritmayı Danimarka'nın kuzeyindeki Nord Pool fiyat bölgesinde yer alan bir rüzgâr üreticisini dikkate alarak oluşturmuşlardır. Ayrıca elde edilen fayda ile rüzgâr enerji üreticisinin ticaret hacmi, üreticinin amacı ve rüzgâr çiftliğinin kurulu gücü arasındaki ilişkiyi araştırmışlardır. Elde ettikleri sonuçlarda rüzgâr enerjisi üreticilerinin GİP'e katılım sağlayarak kârlarını arttırabileceğini ifade etmişlerdir.

Ding ve diğ. [204] İspanya elektrik piyasasından esinlenerek stokastik rüzgâr üreticilerinin GÖP'e ve GİP'e optimum katılımı için bir model önermişlerdir. Çalışmada ayrıca RES ve HPSS'nin birlikte çalışmasını da değerlendirmişlerdir ve amacın toplam kârı maksimize etmek olduğunu belirtmişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda önerilen sistemin kârı belirgin bir şekilde arttırabildiğini ifade etmişlerdir.

Tang ve Jain [205] rüzgâr çiftliklerinin termik santraller gibi maliyet fonksiyonlarının yerine üretim olasılıklarına göre teklif verdiği bir açık arttırma yöntemi geliştirmişlerdir. Çalışmada stokastik kaynaklara sahip katılımcıların gerçek bilgilerini ortaya çıkaran teşvik edici bir mekanizma tasarlamışlardır. İlk olarak toplayıcının rüzgâr çiftliklerini seçme problemini ele almışlardır. Daha

sonra ise bağımsız sistem operatörünün rüzgâr enerji fiyatlandırmasının nasıl olacağı konusunu incelemişlerdir.

Amelin [206] GİP ve talep cevabının RES'leri barındıran ve İskandinav elektrik piyasa koşullarına dayalı bir piyasayı nasıl etkilediğini araştırmıştır. Sonuçlarda GİP ve talep cevabının fayda sağladığını belirtmiştir. Ayrıca İskandinav sistemi bir GİP'in piyasa oyuncularının teslimat zamanına daha yakın işlem gerçekleştirmesinden dolayı tahmin hatalarını azalttığını ifade etmiştir.

Zhao ve diğ. [207] RES'lerin piyasada ticaret yapmaları için riski dikkate alan sözleşmeler önermişlerdir. Çalışmada farklı RES'lerin bir araya getirilmesi ile belirsizliklerin ve entegrasyon maliyetinin azaltılabileceğini ifade etmişlerdir.

Behrens ve diğ. [208] dalga enerjisinin NEM'deki durumunu incelemişlerdir. Çalışmada 9 yıllık saatlik dalga verisi ve dönüştürücü performans verisini kullanarak saatlik elektrik üretim profillerini ve normalize edilmiş enerji kapasite faktörlerini hesaplamışlardır. Elde ettikleri sonuçlarda dalga enerjisinin gelecekte NEM bölgesinin elektrik üretimine önemli katkıda bulunma potansiyeline sahip olduğunu ifade etmişlerdir.

Dai ve Qiao [209] rüzgâr enerji üreticilerinin kısa vadeli elektrik piyasalarında optimum teklif stratejisini içeren iki düzeyli bir stokastik optimizasyon modeli önermişlerdir. Modelde bir katmanın toplam kârın maksimize edilmesi amacıyla oluşturulduğu açıklanırken diğer katmanın ise piyasa takas fiyatı sürecini kapsadığı ifade edilmiştir.

Zhang ve diğ. [210] rüzgâr enerji üretiminin belirsizliğini dikkate alarak piyasa takas fiyatının açıklanması için bir model sunmuşlardır. Modeli karışık tamsayılı doğrusal programlama yöntemi ile modellemişlerdir ve 3 baralı bir sistemde ve IEEE RTS79 sisteminde test etmişlerdir.

Martin ve diğ. [127] çok sayıda YEK içeren bir piyasada piyasa tasarımının konvansiyonel ve rüzgâr enerji tesislerinin teşvikleri üzerindeki etkisini araştırmak için stokastik bir model önermişlerdir. Önerilen modeli İspanya'dan esinlenerek oluşturmuşlardır fakat modelin genel bir model olduğunu ifade etmişlerdir. Ayrıca modelin piyasa tasarımının genel özelliklerini ve riskten kaçınma gibi etkenlerin genel ekonomik özelliklerini içerebileceğini belirtmişlerdir.

Shafie-khah ve diğ. [132] hem gün öncesi hem de oligopol piyasada fiyat belirleyen konumda yer alan bir rüzgâr üreticisi için talep cevabını da dikkate alarak bir optimum teklif stratejisi önermişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda fiyat alan konumdaki RES modelinin piyasada büyük paya sahip üreticiler için uygun olmadığını ifade etmişlerdir. Ayrıca fiyat belirleyen konumdaki YEK'lerin hem GÖP hem de DGP'deki fiyatları arttırdığı sonucuna ulaşmışlardır.

Mahmoudi ve diğ. [211] GÖP'te yer alan rüzgâr enerji üreticileri için yeni bir teklif stratejisi sunmuşlardır. Çalışmada ayrıca güç değişimlerini dengelemek amacıyla talep cevabını da düşünmüşlerdir. Rüzgâr üreticilerinin talep cevabı toplayıcıları ile anlaşma yaptığını belirtmişlerdir. Önerilen stratejide ilk olarak GÖP'te fiyatın açıklandığını ve talep cevabı anlaşmalarının gerçekleştirildiğini daha sonra DGP'ye katılımın sağlandığını ifade etmişlerdir. Ayrıca önerilen stratejiyi İskandinav elektrik piyasası verileriyle test etmişlerdir.

Fanzares ve diğ. [212] bir enerji şirketinin riski dikkate alan yenilenebilir portföy yapısı altında sözleşme stratejisi geliştirmesi için bir metodoloji önermişlerdir. Yenilenebilir enerji üretimindeki belirsizlikleri senaryolarla gidermeye çalışmışlardır. Portföylerin doğrulanması için stres testlerinden faydalanmışlardır. Ayrıca modelin etkinliğini Brezilya piyasasından örneklerle göstermişlerdir.

Zakeri ve diğ. [213] AB enerji politikasının hedefinin Avrupa için tek bir piyasa oluşturmak olduğunu ifade etmişlerdir. Bu amaçla güç sistemi bağlantılarının etkilerini analiz etmek için bir enerji modeli önermişlerdir. Önerilen modelde her bir güç sistemini ayrıntılı bir şekilde ele alarak çok bölgeli bir güç piyasasını simüle etmişlerdir. Ayrıca çalışmada Almanya yenilenebilir enerji entegrasyonunun İskandinav piyasasındaki etkilerini incelemişlerdir. Elde ettikleri sonuçlarda Almanya'daki üretimin İskandinav piyasa fiyatlarını bir miktar arttırdığını ifade etmişlerdir. Bu durumda İskandinav enerji üreticilerinin kârlarının, tüketicilerin ise maliyetlerinin arttığını açıklamışlardır.

Figueiredo ve diğ. [214] ülkeler arası güç akışı sınırını dikkate alarak rüzgâr enerji kaynaklarının yüksek entegrasyonunun Batı ve Doğu Danimarka arasındaki piyasa bölme davranışı (farklı fiyat bölgelerinin yaratılması) üzerindeki etkisini

değerlendirmişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda piyasa bölme olasılığının rüzgâr enerjisine bağlı olduğunu ifade etmişlerdir.

Zhao ve diğ. [215] YEK'ler ve esnek olmayan tüketicileri içeren sanal güç santrallerinin kontrol ve teklif problemini araştırmışlardır. Esnek olmayan yükler planlanamadığından ve doğru bir şekilde tahmin edilemediğinden bu yüklerin yenilenebilir enerji ile birlikte kullanımı konusunda bir strateji önermişlerdir. Çalışmada amacı sanal güç santralinin GÖP ve DGP'den satın aldığı enerjinin maliyetini minimize etmek olarak belirlemişlerdir. Elde ettikleri sonuçlarda önerilen stratejinin daha düşük maliyet ile işlemleri gerçekleştirebildiğini ifade etmişlerdir.

Kardakos ve diğ. [216] dağıtık YEK'ler, BEDS'ler ve tüketicilere sahip bir ticari sanal güç santralinin GÖP'e katılması için bir optimum teklif stratejisi önermişlerdir. Çalışmada amacı gerçek zamanlı üretim ve tüketim dengesizliğini minimize etmek ve GÖP'ten beklenen geliri maksimize etmek olarak belirlemişlerdir. Ayrıca modele talep cevabını da eklemişlerdir. Önerilen modeli Yunan elektrik sisteminde test etmişlerdir ve çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda önerilen modelin etkili olduğunu açıklamışlardır.

Nieta ve diğ. [217] yenilenebilir enerji üreticilerinin tek olarak yer aldığı ve diğer santrallerle rekabet edebildiği bir model önermişlerdir. Tek bir birimin RES ve HPSS'den oluştuğunu ifade etmişlerdir. Modelde rüzgâr enerjisi sapmalarının giderilmesini, fazla üretimin bir kısmının HPSS'de depolanmasını ve enerji açığı durumunda depolama sisteminden elektrik üretiminin gerçekleştirilmesini sağlamışlardır. Çalışmada ikili anlaşmalar ve GÖP tekliflerini düşünmüşlerdir. Ayrıca meydana gelen güç dengesizliklerini cezalandırmışlardır.

Maier ve diğ. [218] küçük ölçekli yenilenebilir enerji projeleri için uzun vadeli yatırımları belirlemek ve elektrik satış sözleşmelerini eşleştirmek için yeni bir portföy yaklaşımı sunmuşlardır. Çalışmada Brezilya elektrik sistemi içerisindeki yatırım kararlarını örnek göstererek portföy ve ticaret stratejisinin fiyatlar ve karar verme mekanizması üzerindeki etkilerini incelemişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlara göre önerilen stratejinin farklı piyasa sözleşme seçeneklerinin optimum seçimini gerçekleştirdiğini ve fiyat-miktar riskini azalttığını ifade etmişlerdir.

Dabbagh ve Sheikh-El-Eslami [219] dağıtık YEK'leri içeren bir sanal güç santralinin elektrik piyasasında ticaret yapması ve rezerv hizmeti sağlaması için bir optimal teklif modeli sunmuşlardır. Kâr değişkenliği riskini kontrol etmek için CVaR yöntemini kullanmışlardır. Çalışmada yenilenebilir enerji üretimini, güç tüketimini, rezerv çağrısını, piyasa fiyatlarını ve piyasa belirsizliklerini dikkate almışlardır.

Valentine ve diğ. [220] New York Bağımsız Sistem Operatörünün işlettiği GÖP ve DGP'de EA şarj konusu ve rüzgâr enerji üretimi arasındaki ilişkiyi incelemişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda optimum EA şarjının rüzgâr enerji üretiminin fazla olduğu zamanlarda gerçekleştiğini ve EA'lardaki artışın rüzgâr gücünde yapılacak kesintileri azaltabileceğini belirtmişlerdir.

Baringo ve Conejo [221] rüzgâr enerji üreticilerinin yatırım maliyetleri için desteklerin azaltıldığını ve bu desteklerin yakın zamanda kaldırılacağını açıklamışlardır. Bu koşullar altında rüzgâr enerji üreticilerinin yatırımlarını sadece piyasayı dikkate alarak kârlı hale getirmeleri için bir teklif stratejisi geliştirmelerinin gerektiğini belirtmişlerdir. Çalışmada GÖP ve DGP'ye katılan bir RES'in en uygun teklif stratejisini elde etmek için stokastik bir model önermişlerdir. Rüzgâr enerji üretimi, piyasa fiyatları, talep teklifleri ve rakiplerin tekliflerine ilişkin belirsizlikleri senaryolarla gidermeye çalışmışlardır. Ayrıca kâra ilişkin riski CVaR ile ölçmüşlerdir.

Ding ve diğ. [222] RES ve EDS hibrit sisteminin fiyat alan konumunda yer aldığı GÖP ve DGP'de işletme politikasını en iyi şekilde gerçekleştirmesi için bir strateji önermişlerdir ve bunu değerlendirmişlerdir. Çalışmada fiyat ve rüzgâr enerjisi üretim belirsizliği için stokastik modellemeyi kullanmışlardır. Amacı kâr ve risk arasındaki dengeyi sağlamak olarak ifade etmişlerdir. Elde ettikleri sonuçlara göre önerilen stratejinin diğer stratejilere göre %12 daha fazla kâr sağladığını belirtmişlerdir.

Guerrero-Mestre ve diğ. [223] yenilenebilir enerji üreticilerine verilen desteklerin azalması ile bu üreticilerin piyasa fiyatlarına uyum sağlamak zorunda olduklarını belirtmişlerdir. Yazarlar yaptıkları çalışmada bir grup RES'in GÖP'teki ticaretini modellemişlerdir. Çalışmada piyasaya üreticilerin ayrı teklifler verdiği, ayrı

tekliflerin verildiği fakat dengesizliklerin ortak telafi edildiği ve tüm üreticilerin ortak bir teklif verdikleri yapıları dikkate almışlardır. En iyi sonucun ortak teklif verilen yapıda sağlandığını belirtmişlerdir.

Hellmers ve diğ. [224] bir birleşik ısı ve güç tesisinin ve rüzgâr çiftliğinin GÖP'e teklif vermesi için bir model sunmuşlardır. Sundukları modeli test etmek için gerçek veriler kullanmışlardır. Birleşik ısı ve güç tesisinin ve rüzgâr çiftliğinin portföy olarak ya da bağımsız olarak piyasaya katılımını değerlendirmişlerdir. Portföy olarak çalışma sağlandığında kârın arttığını ve toplam dengesizliğin azaldığını açıklamışlardır. Bu durumun birleşik ısı ve güç tesisinin ve RES'in dengesizliğinin birbirinin zıttı olacak şekilde olmasından dolayı meydana geldiğini ifade etmişlerdir.

Yang ve diğ. [225] YEK'lerin piyasada yaygınlığının artması ile tüketicilerin yenilenebilir enerji tercihlerinin incelenmesi açısından bir araştırma yapmışlardır. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlara göre tüketicilerin genellikle yenilenebilir enerjinin payının artması için fazladan ödeme yapmaya istekli olduklarını açıklamışlardır. Bu payın tüm YEK'lerin hibrit modeli olması gerektiğini belirtmişlerdir. Ayrıca tüketicilerin yenilenebilir enerji konusunda başka bir tedarikçi yerine mevcut tedarikçileri ile ticaret yapmayı tercih ettiklerini ifade etmişlerdir.

Scharff ve Amelin [226] gün içi ticaretinin iklim değişikliği ve çevre tahribatı konularını ele almak için gerekli olan YEK'lerin entegrasyonunu kolaylaştırabileceğini ifade etmişlerdir. Çalışmada piyasa katılımcılarının ELBAS'a ait sürekli ticaret yapılan GİP'teki ticaret davranışını incelemişlerdir. GİP'in açık artırma ve sürekli ticaret gerçekleştirilen bir yapıda olduğunu belirtmişlerdir.

Pinto ve diğ. [227] farklı piyasa fırsatlarını dikkate alarak bir piyasa oyuncusu için en iyi yatırım sağlayan portföy optimizasyonu stratejisi sunmuşlardır. Desteklenen her oyuncunun kârını en üst seviyeye çıkarmak için tüm piyasalarda ticaret yapılacak miktarı ve fiyatı belirlemişlerdir. Ayrıca önerilen stratejiyi MIBEL'den aldıkları gerçek verilerle test etmişlerdir.

Kiesel ve Kusterman [228] Avrupa'da elektrik piyasasında YEK'lerin artmasının ve ülkeler arasındaki piyasa bağılılığının artmasının elektrik fiyatları üzerinde etkili

olduğunu ifade etmişlerdir. Özellikle birden fazla piyasa seçeneği var ise risk ve portföy yönetimi için tüm elektrik fiyatlarının tek bir çerçevede değerlendirilmesinin önemli olduğunu vurgulamışlardır.

Rahimiyan ve Baringo [229] RES, EDS ve bir grup yükten oluşan sanal güç santralinin GÖP ve DGP'ye optimum teklif verebilmesi için bir yaklaşım önermişlerdir. Sanal güç santralini fiyat alan konumda olarak düşünmüşlerdir ve yönetimini bir enerji yönetim sistemi ile gerçekleştirmişlerdir.

Chazarra ve diğ. [230] bir hidroelektrik santralinin hem elektrik hem de rezerv piyasasından elde edeceği haftalık kârını maksimize eden stokastik bir model önermişlerdir. Önerilen modelde katılımcının piyasada fiyat alan konumda olduğunu belirtmişlerdir. Ayrıca su girişleri ve piyasa fiyatlarının belirsizliği için senaryo ağacına dayalı stokastik programlama yoluna gitmişlerdir ve önerilen modeli İspanya elektrik piyasasından elde ettikleri verilerle test etmişlerdir.

Bhagwat ve diğ. [231] EMLab Generation elektrik piyasa modeli ile YEK'lerin payının artması durumunda stratejik rezerv durumunu analiz etmişlerdir. Stratejik rezervin yatırımları erteleyebileceğini ve gelecekte talebe ilişkin belirsizliğin piyasanın kararsız hale gelmesine ve elektrik fiyatlarının yükselmesine sebep olabileceğini ifade etmişlerdir. Ayrıca yenilenebilir enerjinin büyük bir paya sahip olması durumunda ise rezervin alternatif bir kapasite mekanizması ile düzenlenmesi gerektiğini belirtmişlerdir.

Liu ve diğ. [232] YEK'leri içeren dağıtık üretim, EDS ve esnek yüklerden oluşan bir mikroşebekenin GÖP'e katılımı için optimum teklif stratejisi önermişlerdir. Belirsizlikler nedeniyle meydana gelebilecek toplam maliyeti minimize etmek için stokastik programlama kullanmışlardır. Çalışmada önerilen sistemde RES, FGÜT, yakıt hücresi, mikrotürbin, dizel jeneratör, BEDS ve esnek yükten oluşan mikroşebeke ile yapılan testlerden avantaj elde edilebildiği sonucuna varmışlardır. Ayrıca Wang ve diğ. [233] RES, FGÜT, mikrotürbin ve EDS'den oluşan bir mikroşebekenin GÖP ve yan hizmetler piyasasından elde edeceği geliri maksimize etmek için bir model ileri sürmüşlerdir.

Dai ve Qiao [234] büyük ölçekli RES'lerin kısa vadeli elektrik piyasalarına katılımı konusunda bir model öne sürmüşlerdir. Önerilen modelde ilk aşamada her

katılımcının kârının en üst düzeye çıkarıldığını, daha sonra ise şebeke kısıtlarını dikkate alarak GÖP ve DGP takas fiyatlarının belirlendiğini ifade etmişlerdir. Ayrıca rüzgâr enerji üretimi ve güç talebi belirsizliğini senaryolarla gidermeye çalışmışlardır.

Liu ve diğ. [235] RES'lerin elektrik piyasasında işlemlerini kolay bir şekilde gerçekleştirebilmeleri için bir teklif verme stratejisi önermişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda önerilen yöntemin elektrik piyasasında yenilenebilir enerji üretim şirketleri arasında rekabeti sağlayabildiğini ve yenilenebilir enerji entegrasyonunu kolaylaştırabileceğini ifade etmişlerdir.

Moradi ve diğ. [236] YEK sahiplerinin elektrik piyasasındaki tahmin hatalarını gidermek ve oluşabilecek yüksek piyasa fiyatlarından korunmak için EDS ile birlikte koordineli bir çalışma yapması gerektiğini ifade etmişlerdir. Bu nedenle çalışmada bir sözleşme modeli önermişlerdir. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlara göre üretimi belirsiz olan kaynakların EDS'ler ile iş birliği yapmadan piyasa katılımından istediği sonuçları alamayacağını ve önerilen modelin bu konuda etkili olduğunu belirtmişlerdir.

Aravena ve Papavasiliou [237] çok sayıda YEK içeren bir güç sisteminde bölgesel şebeke yönetiminin etkisini araştırmışlardır. İlk olarak iletim kısıtları, enerji ve rezerv ayrılması gibi çeşitli faktörlerin YEK'lerin verimliliği üzerindeki etkisini incelemişlerdir. Daha sonra 656 termal santral, 679 bara ve 1073 hattan oluşan bir modeli simüle etmişlerdir. Çalışmada Avrupa elektrik piyasasının mevcut durumunu dikkate almışlardır ve Orta Batı Avrupa verileri ile bir durum çalışması gerçekleştirmişlerdir.

Chen ve diğ. [238] YEK, EDS ve talep cevabının yer aldığı bir yapının elektrik ve yan hizmetler piyasasında optimum işletimi için bir strateji önermişlerdir. Önerilen stratejiyi IEEE'nin 18 baralı sisteminde test etmişlerdir ve elde ettikleri sonuçlara göre her bir performans ölçütünün rüzgâr enerjisi, EDS ve talep cevabı içeriklerini belirleyebildiğini ifade etmişlerdir. Talep cevabının toplam sistem maliyeti üzerinde en önemli eleman olduğunu ve rüzgâr enerji kapasitesinin karbon emisyonlarının azaltılması konusunda en etkili eleman olduğunu belirtmişlerdir.

Zhang ve diğ. [239] elektrik piyasasında dağıtık YEK'lerin rekabet gücünü arttırmak için merkezi bir sanal güç santrali uygulaması önermişlerdir. Çalışmada RES'leri, FGÜT'leri ve talep cevabını dikkate alarak sayısal analizler gerçekleştirmişlerdir. Sanal güç santralinin elektrik piyasasında fiyat belirleyen konumda yer aldığını ifade etmişlerdir.

Neto ve diğ. [240] Brezilya'da hidroelektrik, RES ve FGÜT'lerin risk analizi ve portföy optimizasyonu için bir metodoloji önermişlerdir. Su girişi, rüzgâr hızı, güneş ışınlamı, fotovoltaik panel sıcaklığı ve ortalama üretim kapasiteleri için stokastik modelleme uygulamışlardır. Çalışmada hidroelektrik santrallerin ekonomik riski önemli ölçüde azalttığını ve portföy oluşumuna olumlu yönde katkı sağladığını ifade etmişlerdir.

Nguyen ve diğ. [241] çoğunluğu RES'den oluşan ayrıca termik santralleri de içeren bir sanal güç santralinin elektrik piyasasına ve gün içi talep yanıtı programına katılımı için bir strateji önermişlerdir. Modelde YEK'lerin üretimine, tüketici taleplerine ve elektrik fiyatlarına ait belirsizlikleri dikkate almışlardır. Talep cevabı programını yaşanabilecek gerçek zamanlı güç dengesizliklerini gidermek amacıyla kullandıklarını belirtmişlerdir.

Ryu ve diğ. [242] YEK'lerin üretim belirsizlikleri ile başa çıkmak için bir ortak çalışma stratejisi belirlemişlerdir. YEK sahiplerinin GÖP ve DGP'ye katıldığı ve piyasa operatörünün güç dengesizliklerini cezalandırdığı bir yapı sunmuşlardır. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlara göre önerilen stratejinin toplam sosyal faydayı maksimize edebildiğini ve bireysel kazancı arttırabildiğini ifade etmişlerdir.

Jiang ve diğ. [243] elektrik piyasasında dağıtık FGÜT'lerin durumu ile ilgili bir araştırma yapmışlardır. FGÜT'lerin piyasaya doğrudan, merkezi olmayan bir mikroşebeke ile ve toplanarak katılım sağlayabileceğini açıklamışlardır. Birden çok FGÜT'nin bir araya getirilmesi ile tek bir kaynakta yaşanabilecek dengesizlik probleminin giderilebileceğini ifade etmişlerdir.

Chen ve Trifkovic [244] FGÜT, RES, bir grup yük ve EDS'den oluşan bir mikroşebekenin elektrik piyasasına en uygun şekilde katılımı için bir strateji ileri sürmüşlerdir. Önerilen yapının sistem belirsizliklerini giderebildiğini ifade etmişlerdir. Ayrıca Fazlalipour ve diğ. [245] düşük gerilimli yenilenebilir

mikroşebekelerin GÖP ve rezerv piyasalarına katılması için bir karışık tamsayılı doğrusal olmayan programlama modeli sunmuşlardır. Elektrik piyasasındaki fiyat belirsizliklerini gidermek için stokastik programlama yöntemini kullanmışlardır.

Mohammad ve Mishra [246] enerji üretimi ile ilgili problemleri giderebilmek amacıyla kullanılan talep cevabı ve RES'lere yer verilen bir piyasa modeli önermişlerdir. Problemi iki aşamalı olarak ele almışlardır. İlk aşamada rüzgâr enerji üretim senaryolarını dikkate alarak gün öncesi işletim maliyetini minimize etmek istemişlerdir. Diğer aşamada ise talep cevabı operatörünün sosyal faydayı maksimize etmesini hedeflemişlerdir. Önerilen modeli IEEE'nin 24 baralı sisteminde test etmişlerdir. Sonuç olarak yüksek rüzgâr entegrasyonu ve düşük talep cevabı katılım senaryosunda maliyetin minimum seviyede olduğunu ifade etmişlerdir.

Schneider ve Roozbehani [247] stokastik kaynaklar için iki aşamalı oyun yaklaşımına dayalı bir optimum teklif stratejisi önermişlerdir. Yazarlar üreticilerin GÖP'e teklif verdiklerini ve daha sonra gerçek zamanlı bir enerji azaltma seviyesi seçtiklerini belirtmişlerdir. Çalışmada piyasaya dayalı ceza fiyatlarının kaynak verimliliği ve teklif doğruluğu arasındaki dengeyi sağlayabildiğini ifade etmişlerdir.

Ruhi ve diğ. [248] toplayıcıların, YEK'lerin güç sistemine entegrasyonu konusunda önemli bir rol oynadığını açıklamışlardır. Çalışmada toplayıcının elektrik piyasasında stratejik üretim kısıtlaması ile elde edebileceği kârı değerlendirmişlerdir. Kısıtlamadan en iyi şekilde faydalanma durumunun genel olarak zor bir problem olsa da şebeke yapısının radyal olması durumunda etkili olduğunu ifade etmişlerdir. Ayrıca stratejik azaltma yöntemi ile önemli bir kâr artışı elde edilebileceğini açıklamışlardır.

Du ve diğ. [249] rüzgâr enerji üreticilerinin çoklu elektrik piyasalarında ticaret yapabilmeleri için yeni bir GİP mekanizması sunmuşlardır. Önerilen yapıda rüzgâr enerjisinden daha iyi faydalanmak için kaydırılabilir yüklerden ve güncellenmiş rüzgâr verilerinden faydalanmışlardır. Ayrıca önerilen yapının mevcut piyasaya uygun olduğunu ifade etmişlerdir. Sunulan mekanizmada ilk olarak GÖP ve GİP tahminlerini yapmışlardır. Ardından rüzgâr enerji üreticilerinin ve kaydırılabilir

yüklerin optimum çalışması için bir yönetim gerçekleştirmişlerdir. Elde ettikleri sonuçlarda modelin kârı ve rekabet gücünü arttırdığını belirtmişlerdir.

Sedzro ve diğ. [250] YEK'lerin kısa vadeli rezerv piyasalarına katılımı için bir piyasa yapısı sunmuşlardır ve bu yapıyı test etmişlerdir. Enerji üretimi ve fiyat belirsizliklerini stokastik yaklaşım ile dikkate almışlardır. Önerilen modelde yenilenebilir enerji santralinin gelirini maksimize etmeye ve kayıp riskini minimize etmeye çalışmışlardır. Ayrıca önerilen yapıyı test etmek için EDS ile entegre olmuş 750 kW'lık dalga enerjisi santrali örneğini ele almışlardır. Çalışmada rezerv piyasasının %5'lik kâr artışı ve risk aralığında %5'lik azalma sağladığını açıklamışlardır. Sonuç olarak rezerv piyasasının sistem operatörü ve dalga enerjisi santrali için kârlı olduğunu ifade etmişlerdir.

Gonzalez-Aparicio ve Tzimas [251] enerji üreticileri için alternatif bir yöntem olan bir rüzgâr enerjisi ve karbondioksit yakalama konsepti önermişlerdir. Bu konseptte karbondioksit kullanarak metanol üretimi gerçekleştirilmiştir. Ayrıca yazarlar İspanya elektrik piyasasından elde ettikleri verilerle çeşitli durum çalışmaları gerçekleştirmişlerdir. Çalışmada rüzgâr enerjisinin GÖP ve GİP'e satıldığı ve bunun dışında üçüncü şahıslara metanol satma işleminin gerçekleştirildiği belirtilmiştir. Simülasyonlardan elde ettikleri sonuçlarda belirli durumlarda rüzgâr enerjisi üreticilerinin piyasaya teklif vermek yerine metanol üretmesinin daha fazla kârlı olduğunu ifade etmişlerdir.

Zakeri ve diğ. [252] İngiltere ve İskandinav elektrik piyasasının Kuzey Denizi üzerinden enerji nakil hattı ile bağlantı kurma planı olduğunu ifade etmişlerdir. Çalışmada her ülkenin bölgesel ısıtma sistemini de göz önüne alarak İskandinav-İngiltere elektrik piyasasının saatlik çalışmasını modelleyerek analiz etmişlerdir. Elde ettikleri sonuçlara göre bölgede sosyoekonomik açıdan kazancın 220-230 milyon Euro artacağını ifade etmişlerdir. Bu bağlantının İngiltere'nin rüzgâr enerjisi entegrasyonu esnekliğini arttıracak fakat aynı zamanda artan kapasitenin beklenen ekonomik faydayı azaltacağını açıklamışlardır. Ayrıca İngiltere liyakat eğrisinin etkisi ile iki ülke arasındaki fiyat farkının azalacağını açıklamışlardır.

Babaei ve diğ. [253] rüzgâr ve konvansiyonel enerji üreticilerinin hem GÖP hem de DGP’de teklif vermeleri için çok aşamalı bir stokastik programlama modeli önermişlerdir. Önerdikleri modelde üreticilere DGP’de güncelleme yapma yani dengeleme fırsatı sunmuşlardır. Çalışmadan elde ettikleri sonuçlarda önerilen yaklaşımın rüzgâr enerji üretimi ve fiyat belirsizliğinin giderilmesine yardımcı olduğunu ifade etmişlerdir.

Bashi ve diğ. [254] çok sayıda RES’in entegrasyonu durumunda GÖP, GİP ve DGP’deki işlemlerin piyasalara olan etkilerini incelemişlerdir. Sonuçlarda GİP’in kârı arttırdığını, DGP’lerin arz-talep dengesini ayarladığını, yüksek RES entegrasyonu durumunda piyasada rezerv bekletilmesinin gerektiğini, GİP’in ticaret işlemlerini DGP’den GİP’e kaydırabildiğini ve rezerv miktarını azaltabildiğini ifade etmişlerdir.

Panda ve Tiwari [255] GÖP ve DGP’lerde üretim ve dağıtım şirketlerinin kârlarını analiz etmek için bir strateji öne sürmüşlerdir. Önerdikleri stratejiyi alt ve üst olmak üzere iki seviyeli olarak planlamışlardır. Alt seviyede piyasa takas fiyatının açıklandığını, yerel marjinal fiyatlar ve CVaR değerinin en aza indirildiğini açıklamışlardır. Üst seviyede ise uygun teklif stratejileri seçilerek kârın maksimize edildiğini belirtmişlerdir. Önerilen stratejiyi kanıtlamak için Monte Carlo yaklaşımı ile senaryolara bağlı simülasyonlar gerçekleştirmişlerdir. Ayrıca yaklaşımı IEEE’nin 30 baralı sisteminde test etmişlerdir.

Mazzi ve diğ. [256] piyasa katılımcılarının esnekliğini ve bağımsız sistem operatörünün enerji düzenleme kapasitesini arttırmak için yenilikçi bir DGP katılım modeli önermişlerdir. Piyasa katılımını kontrol edilebilir ve stokastik üretime sahip üreticileri barındıran sanal güç santrali üzerinden gerçekleştirmişlerdir. Modelde GÖP fiyatları, DGP fiyatları ve YEK’lerden enerji üretimi ile ilgili belirsizlikleri stokastik programlama ile gidermişlerdir. Çalışmada sonuç olarak sanal güç santralinin kârı önemli ölçüde arttırabildiği sonucuna ulaşmışlardır.

Fazlalipour ve diğ. [257] yenilenebilir enerji mikroşebekelerinin belirsizliklerini dikkate alarak GÖP ve DGP’ye teklif vermesi için stokastik programlamaya dayalı bir model ileri sürmüşlerdir. Çok sayıda senaryoyu azaltmak için

forward/backward senaryo azaltma tekniğini kullanmışlardır. Piyasa katılım riskini CVaR yöntemi ile araştırmışlardır. Üç RES, iki FGÜT, iki mikrotürbin, iki yakıt hücresi, bir EDS ve 100 kW'lık esnek yükten oluşan mikroşebeke ile bir durum çalışması gerçekleştirmişlerdir.

Banshwar ve diğ. [258] bir sanal güç santralinin elektrik ve yan hizmetler piyasasına teklif vermesi için bir yapı önermişlerdir. Önerilen yapıyı sanal güç santrali, HPSS ve yenilenebilir enerji üreticilerinden oluşturmuşlardır. Bu yapıda şebeke kısıtlamalarını ve güç akışı limitlerini de dikkate almışlardır. Ayrıca önerilen modeli test etmek için IEEE'nin 30 baralı sistemini kullanmışlardır ve 3 durum çalışması gerçekleştirmişlerdir. Sonuçlarda sanal güç santralinin yenilenebilir enerji entegrasyonunu arttırmada önemli bir rol oynayabileceğini belirtmişlerdir.

Sadeghi-Mobarakeh ve diğ. [259] GÖP ve DGP'ye katılan YEK'ler ve esnek yüklere sahip bir elektrik şirketinin optimum teklif stratejisini ele almışlardır. Çalışmada DGP elektrik fiyatları, esnek olmayan talepler ve yenilenebilir enerji üretimi ile ilgili belirsizlikleri dikkate almışlardır. Bunun için iki aşamalı robust stokastik optimizasyon yöntemini uygulamışlardır. Sonuçlarda şebeke kısıtlarının düşünülmesi ile teklif stratejisinin önemli ölçüde değiştiğini, çok sayıda esnek yük ve şebeke kısıtlarının yer alması durumunda teklif maliyetinin azaltılabildiğini ifade etmişlerdir.

Carriere ve Kariniotakis [260] yenilenebilir enerji üreticilerinin GÖP'te işlem yapmaları için tahmin ve karar alma işlemlerinin dahil olduğu iki yeni yaklaşım sunmuşlardır. Modelde dört tahmin ve bir karar alma modeline yer vermişlerdir. Önerilen yaklaşımı değerlendirmek için EPEX Spot'ta işlem yapan FGÜT ve Nord Pool'da işlem yapan RES verileri ile iki durum çalışması gerçekleştirmişlerdir.

Prado ve Qiao [261] yenilenebilir enerji perakendecileri için kısa vadeli bir karar alma modeli önermişlerdir. Önerilen çalışmada perakendeciler ve müşterileri arasındaki kısa vadeli talep cevabı uygulaması için yeni bir ticaret mekanizması geliştirmişlerdir. Müşterilerin perakendeciye taleplerini arttırmak ve azaltmak için teklifler gönderdiğini belirtmişlerdir. Çalışmada GÖP ve DGP elektrik fiyatları, yenilenebilir enerji üretimi, elektrik talebi ve müşterilerin talep cevabı katılımı ile

ilgili belirsizlikleri hesaba katmışlardır. Ayrıca önerilen modeli PJM ve National Renewable Energy Laboratory'den aldıkları gerçek verilerle test etmişlerdir.

Moreno ve Diaz [262] maksimum entropi tahmin modelini kullanarak dağıtık YEK'lerin birleşiminin farklı AB elektrik piyasa fiyatları üzerindeki etkisini incelemişlerdir. Her bir üretim kaynağının elektrik fiyatını ne kadar değiştireceğini bilmenin portföy kararlarının alınması aşamasında faydalı olabileceğini ifade etmişlerdir.

Pinto ve Falcao-Reis [263] risk yönetimini karar verme sürecinin temel bir bileşeni olarak gören elektrik piyasası oyuncularının stratejik katılım kararını desteklemek için yeni bir model ileri sürmüşlerdir. Önerilen yaklaşımda şirket kapsamındaki oyuncuların davranışlarını katılım riski açısından değerlendirmişlerdir. İberya elektrik piyasası verilerini kullanarak elde ettikleri test sonuçlarında daha iyi kâr elde edildiğini ve ayrıca önerilen model ile en gelişmiş piyasa katılım stratejilerinden bile iyi performans elde edilebildiğini ifade etmişlerdir.

Aguiar ve diğ. [264] yenilenebilir, doğal gaz ve termik enerji santrallerinin GÖP'e teklif vermesi için bir yapı sunmuşlardır. Önerilen yapıda yenilenebilir enerji santrallerinin enerji dengesizliği durumunda rezerv satın aldığını, doğal gaz enerji santrallerinin ise rezerv sattığını düşünmüşlerdir. Çalışmada önerilen modelin YEK'lerden elde edilen üretimi arttırdığını ve rezerv sağlayan katılımcılar için en uygun katılımı sağladığını ifade etmişlerdir.

Zhan ve Chen [265] çoklu enerji sistemleri ile birlikte bir RES'in DGP'de yer alması için bir optimum katılım modeli geliştirmişlerdir.

Mastropietro ve diğ. [266] Kolombiya'da GÖP'e yapılan tekliflerin herhangi bir kesinti ya da arıza sebebiyle önceden bildirilmesi durumunda piyasa katılımcıları açısından herhangi bir ekonomik sonucunun olmadığını açıklamışlardır. Fakat bu durumun YEK'lerin verimli entegrasyonu için uygun olmadığını ifade etmişlerdir. Yazarlar çalışmada Kolombiya için GÖP'ten sonra GİP'den ve DGP'den oluşan bir piyasa sistemi önermişlerdir. Çalışmada önerdikleri piyasa sisteminin karmaşık düzenine ve piyasa oturumlarının nasıl gerçekleştirileceğine odaklanmışlardır. Ayrıca önerilen yapının uzun vadeli sözleşmeler üzerindeki etkisini incelemişlerdir.

3.3.1 Yenilenebilir enerji kaynaklarının piyasa katılımlarına göre sınıflandırılması

İncelenen çalışmalarda YEK'ler ürettikleri enerjiyi çeşitli piyasa katılım kombinasyonları ile satarak elde ettiği kârı maksimize edebilmektedir. Literatürde YEK'lerin GÖP, saat öncesi piyasası, GİP, DGP, yan hizmetler piyasası, rezerv piyasası, YES piyasası, kapasite piyasası, bölgesel elektrik piyasasına teklif verdiği çalışmalar yer almaktadır. Ayrıca ikili anlaşmalar yoluyla ticaretin yapıldığı çalışmalar da mevcuttur. İncelenen çalışmalar için YEK'lerin katıldıkları piyasaların sınıflandırılması Tablo 3.1'de verilmiştir.

Tablo 3.1 YEK'lerin katılım sağladığı piyasaların sınıflandırılması

Piyasa katılımı	Referanslar
Bölgesel elektrik piyasası	[51]
DGP	[88], [55]
Elektrik piyasası	[3], [5], [9], [10], [81], [82], [84], [85], [86], [87], [89], [90], [91], [93], [94], [95]
Elektrik piyasası	[12], [13], [19], [20], [22], [23], [26], [43], [53], [69], [72], [97], [98], [100], [102], [103], [104], [105], [106], [110], [111], [114], [115], [116], [117], [119], [122], [181], [187], [188], [191], [194], [200], [207], [208], [212], [213], [214], [218], [225], [227], [228], [231], [35], [235], [236], [237], [239], [240], [241], [243], [244], [248], [250], [252], [262], [263]
Elektrik piyasası, rezerv piyasası	[62], [219]
Elektrik piyasası, yan hizmetler piyasası	[25], [238], [258]
Elektrik piyasası, yan hizmetler piyasası, ikili anlaşmalar	[49]
Elektrik piyasası, yeşil sertifika piyasası	[11], [14], [15], [107], [118], [120], [121]
GİP	[190], [203], [206], [226]

Tablo 3.1 YEK'lerin katılım sağladığı piyasaların sınıflandırılması (devamı)

GÖP	[8], [27], [28], [29], [30], [31], [33], [50], [64], [65], [68], [71] [92], [185], [186], [192], [193], [199], [210], [211], [216], [224], [232], [246], [247], [260]
GÖP, DGP	[32], [36], [39], [41], [44], [45], [46], [48], [183], [184], [189], [196], [198], [205], [209], [127], [132], [215], [220], [221], [222], [223], [229], [234], [242], [253], [255], [256], [257], [259], [261], [267]
GÖP, DGP	[56], [58], [60], [61], [64], [66], [67], [70], [74], [75]
GÖP, DGP, rezerv piyasası	[54], [73]
GÖP, GİP	[24], [38], [83], [201], [202], [204], [249], [251]
GÖP, ikili anlaşmalar	[57], [217]
GÖP, rezerv piyasası	[40], [42], [47], [63], [195], [230], [245], [264]
GÖP, yan hizmetler piyasası	[34], [59], [233]
GÖP, GİP, DGP	[37], [52], [136], [197], [254], [266]
GÖP, saat öncesi piyasası	[182]
GÖP, DGP, YES Piyasası	[78]
Kapasite piyasası	[16]
YES piyasası	[6], [7], [17], [18], [21], [79], [80], [96], [99], [101], [108], [109], [112], [113]

3.3.2 Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik piyasasındaki konumlarına göre sınıflandırılması

Genellikle tek bir YEK nispeten küçük enerji kapasitesi ile elektrik piyasasında fiyat alan konumda yer almaktadır. Fakat birden çok YEK, birleştirici bir yapı içerisinde yer alarak piyasada etkin konumda yani fiyat belirleyen olarak yer alabilmektedir. İncelenen çalışmalarda YEK'ler piyasada fiyat alan, fiyat belirleyen ve her ikisinin de yer aldığı konumda yer almışlardır. Tablo 3.2'de literatürde yer alan çalışmaların sınıflandırılması yer almaktadır. [189]'da YEK GÖP'te fiyat alan konumda iken DP'de fiyat belirleyen konumda yer almaktadır. [216]'da ise fiyat

alan ve fiyat belirleyen olarak ayrı iki durum için düşünülmüştür. [55]'te ise GÖP'te fiyat belirleyen , DGP'de fiyat alan konumda yer almaktadır.

Tablo 3.2 YEK'lerin piyasadaki konumlarının sınıflandırılması

YEK'lerin piyasaya katılımı	Referanslar
Fiyat alan	[6], [11], [27], [28], [29], [30], [31], [32], [37], [44], [45], [52], [54], [66], [70], [73], [74], [75], [105], [185], [184], [186], [187], [188], [193], [200], [201], [202], [203], [204], [205], [207], [209], [127], [211], [215], [219], [221], [222], [229], [230], [232], [233], [241], [242], [247], [249], [250], [251], [253], [256], [259], [260], [261], [262], [263]
Fiyat belirleyen	[8], [33], [36], [46], [61], [67], [196], [132], [239], [254], [258]
Fiyat alan ve fiyat belirleyen	[55], [189], [216]

3.3.3 Yenilenebilir enerji kaynaklarının piyasaya katılımı için kullanılan modelleme yöntemlerinin, modelleme tekniklerinin, programların ve çözücülerin sınıflandırılması

İncelenen çalışmaların çoğunda bir piyasaya katılım modeli yer almaktadır. Tablo 3.3'te incelenen çalışmalar için modelleme yöntemleri ve modelleme tekniklerinin sınıflandırılmasına ait bilgiler verilmiştir. Ele alınan çalışmalar içerisinde en çok matematiksel optimizasyon yönteminin ve karışık tam sayılı doğrusal programlama tekniğinin kullanıldığı görülmektedir. Ayrıca Tablo 3.4'te problemin çözümü için kullanılan program ve çözücü sınıflandırılması yapılmıştır. Çalışmalarda en çok GAMS ve MATLAB programının ve CPLEX çözücüsünün kullanıldığı ifade edilmelidir.

Tablo 3.3 Modelleme yöntemleri ve tekniklerinin sınıflandırılması

Modelleme kategorisi	Modelleme tekniği	Referanslar
Matematiksel optimizasyon	Analitik	[9]
	Bulanık optimizasyon	[28]
	Çoklu doğrusal regresyon analizi	[202]

Tablo 3.3 Modelleme yöntemleri ve tekniklerinin sınıflandırılması (devamı)

Matematiksel optimizasyon	Doğrusal programlama	[47], [51], [56], [58], [89], [92], [114], [267], [197], [198], [127], [218], [222], [224], [229], [235], [241], [251], [253], [256]
	Doğrusal dinamik programlama	[10]
	Doğrusal olmayan programlama	[29], [30], [39], [41], [45], [53], [186], [192], [194], [200], [244], [258], [122], [260]
	Karışık tamsayılı doğrusal programlama	[23], [34], [36], [39], [44], [48], [52], [57], [63], [64], [77], [79], [81], [83], [85], [94], [97], [98], [104], [111], [135], [139], [142], [151], [155], [159], [160], [165], [167], [172], [175], [177], [180], [181], [182], [184], [191], [193], [195], [196], [197], [199], [200], [201], [203], [205], [206], [209], [210], [211], [212]
	Karışık tamsayılı doğrusal olmayan programlama	[11], [32], [42], [62], [236], [245], [257]
	Karışık tamsayılı kuadratik programlama	[238]
	Model öngörülü kontrol	[48], [64]
	Otoregresif hareketli ortalamalar modeli	[185]
	Sağlam optimizasyon	[259]
	Stokastik programlama	[201], [205], [211]
	Stokastik doğrusal programlama	[27], [181], [212]
	Stokastik karışık tamsayılı doğrusal programlama	[52], [217]
	Stokastik optimizasyon problemi	[7]

Tablo 3.3 Modelleme yöntemleri ve tekniklerinin sınıflandırılması (devamı)

Matematiksel Optimizasyon	Belirtilmemiş	[5], [6], [38], [80], [107], [112], [120], [182], [237], [239], [246], [248], [264]
Oyun teorisi	Adaptif öğrenme	[227]
	Shapley değeri	[54], [73], [242]
	Denge kısıtlı matematiksel programlama	[132]
Oyun teorisi	Nash dengesi	[66], [71], [117], [195], [243]
	Rekabetçi denge	[207]
	Belirtilmemiş	[17]
Ajan bazlı	Dinamik algoritma	[86]
	Maksimum Entropi Ekonometrik tahmin yaklaşımı	[262]
	Yapay sinir ağları	[263]

Tablo 3.4 Kullanılan program ve çözücünün sınıflandırılması

Yazılım	Çözücü	Referanslar
AIMMS	CPLEX	[12]
C++	CPLEX	[253]
FICO XPRESS	-	[40]
FORTRAN	-	[29]
GAMS	ALPHAEC	[245]
	BARON	[238]
	DICOPT	[62]
	LINDOGLOBAL, ALPHAEC	[257]
	CPLEX	[27], [37], [50], [54], [56], [63], [64], [65], [67], [69], [73], [89], [102], [189], [195], [196], [197], [201], [211], [216], [219], [221], [230], [236], [241], [254], [195]
	NLPEC	[6]
	PATH	[92], [112], [120], [127]
	-	[10], [30], [249]
GAMS, EXCEL	-	[251]
GAMS, MATLAB	CPLEX	[8], [31], [217], [223]
	BARON	[41], [244]
	-	[132]

Tablo 3.4 Kullanılan program ve çözücünün sınıflandırılması (devamı)

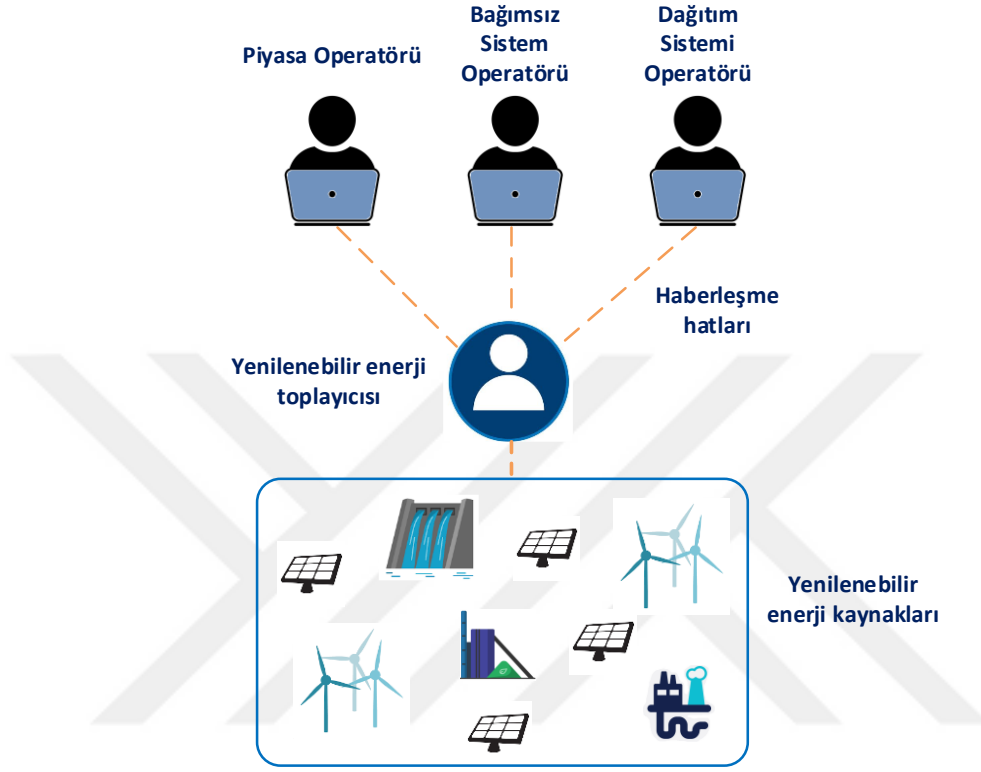
IBM ILOG CPLEX	-	[204]
MATLAB	CPLEX	[36], [44], [58], [75], [210], [232], [233]
	GLOBELSEARCH	[238]
	GUROBI	[25], [38], [48], [60], [209], [234], [121]
	MIPS	[93], [258]
	-	[33], [39], [45], [51], [118], [192], [207], [215], [239], [246], [255], [264]
MATLAB, YALMIP	GUROBI	[261]
PLEXOS	XPRESS-MP	[13]
PYTHON	GUROBI	[256]
R	-	[193], [202], [260]
SAS	-	[225]
VENSIM	-	[14], [15], [109]
YALMIP	MOSEK	[46], [61]
-	CPLEX	[24], [32], [57], [199]
	CPLEX, PATH	[11]
	XPRESS-MP	[181]

3.3.4 Yenilenebilir enerji kaynaklarının toplu olarak elektrik piyasasına katılım yollarının sınıflandırılması

Dünyada uygulanan çeşitli teşvik politikaları ile YEK'lerin sayısı artmış durumdadır. Ancak YEK'ler doğası gereği stokastik güç üretimine sahiptirler ve bu kaynaklardan elde edilen güç çevresel koşullardan büyük ölçüde etkilenmektedir. Bu bağlamda bu kaynakların gelecekte doğrudan elektrik piyasasına katılmaları planlanmaktadır.

YEK'ler stokastik doğası nedeniyle elektrik piyasasına teklif verdiğinde, bu yükümlülüğü gerçek zamanlı olarak yerine getiremeyebilir ve dengesizliğe düşebilir. Bunun bir sonucu olarak, dengesizlik maliyeti santrallerin kârında bir azalmaya yol açabilir. Bu bakımdan, YEK'lerin piyasaya toplu olarak katılması konusu yatırımcılar ve araştırmacılar için ilgi çekici bir hâle gelmiştir. Bu sebeple YEK'ler genellikle toplayıcı ya da portföy olarak adlandırılan bir yapının altında toplanmaktadırlar. Bu durumda, bir YEK'in negatif bir dengesizlik yaşaması ve başka bir YEK'in pozitif dengesizlik yaşaması durumunda toplam dengesizlik ve

dengeşizlik maliyeti azalabilmektedir. Ayrıca bir toplayıcının piyasada fiyat belirleyen konumda yer alabileceği de ifade edilmelidir. YEK'leri içeren bir toplayıcının elektrik piyasasına teklif verdiği genel bir yapı Şekil 3.3'te verilmiştir. Bu yapı genellikle toplayıcıya katılan tüm taraflar için kârlıdır.



Şekil 3.3 Toplayıcının elektrik piyasasına teklif verdiği yapı

Literatürde, YEK'ler toplayıcı, rüzgar enerjisi toplayıcı, portföy, bir grup yenilenebilir enerji üreticisi, mikroşebeke ve sanal güç santrali altında yer alarak elektrik piyasasına toplu olarak katılabilmektedir. Bu birleştirici yapılar sadece YEK'leri içerebileceği gibi YEK'ler ile birlikte birleşik ısı ve güç, termik santral, mikrotürbin vb. kaynakları içerebilmektedir. Literatürde YEK'lerin piyasaya toplu olarak katıldığı yapıların sınıflandırılması ise Tablo 3.5'te verilmiştir.

Tablo 3.5 YEK'lerin elektrik piyasasına toplu olarak katılma yollarının sınıflandırılması

Elektrik piyasası katılım şekli	Referanslar
Bir grup rüzgâr üreticisi	[35], [37], [188], [223]

Tablo 3.5 YEK'lerin elektrik piyasasına toplu olarak katılma yollarının sınıflandırılması (devamı)

Bir grup yenilenebilir enerji üreticisi	[34]
Dağıtık enerji toplayıcısı	[268]
Mikroşebeke	[232], [233], [244], [245], [257], [269], [270]
Portföy	[212], [218], [224], [227], [240], [254]
Rüzgâr enerjisi toplayıcısı	[205], [207]
Sanal güç santrali	[30], [33], [38], [44], [45], [47], [49], [68], [74], [75], [114], [117], [185], [215], [216], [219], [229], [239], [241], [256], [258], [262]
Toplayıcı	[55], [58], [61], [66], [67], [71], [242], [248], [263]
Yenilenebilir enerji toplayıcısı	[56]

3.3.5 Yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji depolama sistemleri ile birlikte kullanıldığı çalışmaların sınıflandırılması

Tablo 3.6 YEK ile birlikte kullanılan enerji depolama sistemlerinin sınıflandırılması

Depolama sistemi türü	Referanslar
BEDS	[28], [39], [48], [49], [50], [57], [64], [67], [70], [75], [216], [257]
Elektrikli araçlar	[47], [60], [61], [62], [63], [195]
EDS	[25], [32], [36], [40], [45], [55], [58], [74], [94], [185], [222], [229], [232], [238], [244], [250], [256]
HPSS	[27], [31], [34], [42], [72], [204], [258]
Sıkıştırılmış hava enerji depolama sistemi	[29], [236]
Doğalgaz depolama sistemi	[54], [73]
Termal enerji depolama	[66], [69]

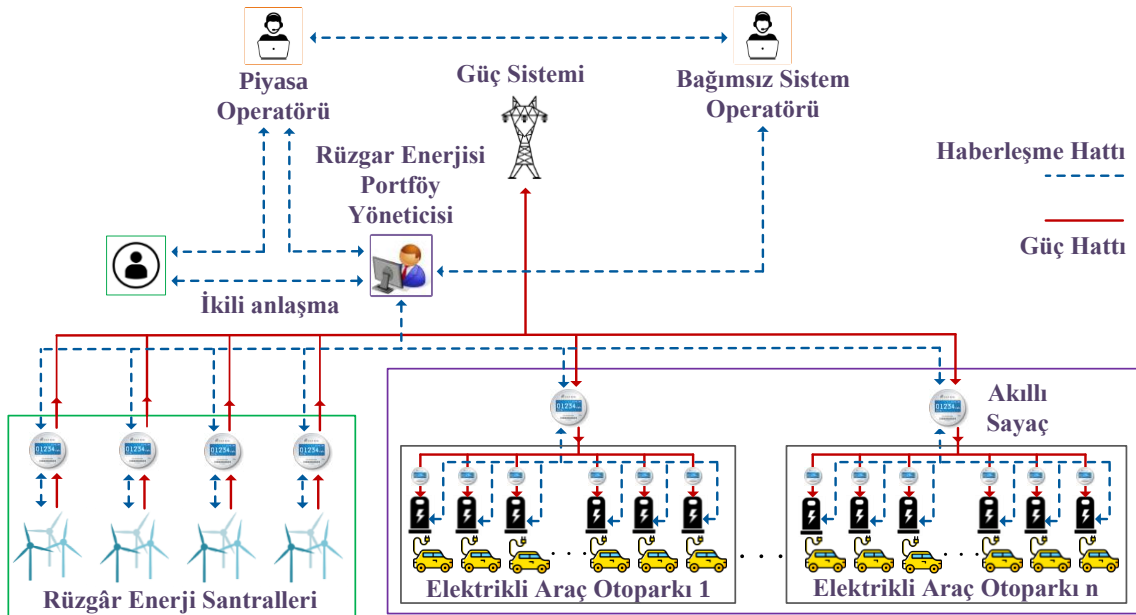
YEK'ler elektrik piyasalarına teklif verdiğinde gerçek zamanda yaşayabilecekleri üretim fazlası ya da üretim yetersizliği durumunda dengesizliğe düşme ve

verdikleri taahhütleri yerine getirememe durumu ile karşı karşıya kalabilmektedirler. Bu nedenle YEK'lerin enerji depolama sistemleri ile birlikte değerlendirilmesi uygun bir çözüm olarak görülmektedir. YEK'lerin elektrik piyasalarına katılımı için bir portföy yapısına katılımı söz konusu olsa da birden çok YEK'i içeren portföy açısından da EDS'lere yer verilmesi birçok fayda getirecektir. Yukarıda incelenen çalışmalar içerisinde BEDS, EA, HPSS, sıkıştırılmış hava enerji depolama sistemi, doğalgaz depolama sistemi, termal enerji depolama sistemi ve türü belirtilmeksizin EDS'lere yer verilmiştir. YEK'ler ile birlikte yer alan enerji depolama sistemlerinin sınıflandırılması Tablo 3.6'da verilmiştir.



DENGESİZLİK AZALTICI OLARAK ELEKTRİKLİ ARAÇ OTOPARKLARINI İÇEREN BİR RÜZGÂR ENERJİSİ PORTFÖY YÖNETİCİSİ İÇİN RİSKTEN KAÇINAN OPTİMUM TEKLİF STRATEJİSİ

Bu çalışma, gerçek zamanlı güç dengesizliklerini gidermek için EAO'ların portföy yapısına dahil edildiği ve bir grup RES'i barındıran REPY'nin elektrik piyasalarına katılım konusunu ele almaktadır. Çalışmada portföy yöneticisinin RES'lerden üretilen enerji ve EAO'larda bulunan EA'ların şarj edilmesi için çeşitli alış satış işlemleri gerçekleştirdiği bir optimum teklif stratejisi önerilmiştir. REPY, GÖP ve DGP'ye katılabilirken, RES'lerden üretilen enerjiyi ikili anlaşmalarla da satabilmektedir. Ayrıca REPY'nin DGP'de aktif katılımcı olarak yer aldığı ve aşağı ya da yukarı düzenleme hizmeti sunduğunun altı çizilmelidir. Önerilen optimum teklif modelinin amacı, bağımsız sistem operatörü tarafından tahsis edilen hat kapasiteleri ve CVaR ile belirsizliklere karşı riski de dikkate alarak elde edilebilecek kazancı maksimize etmektir.



Şekil 4.1 REPY'nin elektrik piyasasına teklif verdiği önerilen yapı

Önerilen modelin genel bir yapısı Şekil 4.1'de verilmektedir. Burada, portföyünde

EAO'ları barındıran REPY risk yönetimini de hesaba katarak GÖP ve DGP'den alış ve satış işlemlerinden elde ettiği kazancı maksimize etmektedir. Ayrıca REPY kâr maksimizasyonu için ikili anlaşmalar da yapabilmektedir ve bu anlaşmayı piyasa operatörüne bildirmektedir. Burada EAO'lar ve RES'ler için gerçekleştirilen enerji ticareti işlemlerinde tahsis edilen hat kapasitelerinin de hesaba katıldığı ifade edilmelidir. Çalışmada RES'lerin güç üretimi, EA'ların sürüş davranışları, GÖP ve DGP elektrik fiyat belirsizlikleri senaryolara bağlı stokastik yaklaşım kullanılarak giderilmektedir. REPY elektrik piyasasında fiyat alan konumda olacak şekilde düşünülmüştür. EAO sahibi ve EA sahipleri arasındaki ikili anlaşmalar ve araçtan şebekeye enerji modunun (vehicle-to-grid (V2G)) bu çalışmada dikkate alınmadığı ifade edilmelidir.

4.1 Önerilen Yapının Matematiksel Modeli

REPY'nin elektrik piyasalarına katılım modeli bir optimizasyon modeli olarak oluşturulmuştur. REPY'nin alış ve satış işlemlerinden elde ettiği kârı maksimize etmesi hedeflenen amaç fonksiyonu (4.1)'de verilmiştir. Burada ikili anlaşmalar da dahil olmak üzere, GÖP ve DGP'de çeşitli işlemler gerçekleştirilmektedir. Optimizasyon probleminde CVaR yöntemi yer aldığı için riskten kaçınma faktörünün formülde de görülebileceği gibi beklenen gelir üzerinde doğrudan bir etkisi vardır. Ayrıca sunulan probleme ilişkin detaylı adlar dizgisi Tablo 4.1'de verilmektedir.

Tablo 4.1 REPY'nin elektrik piyasalarına katılım modeli için adlar dizgisi

Kümeler	$f, h, k, l, m, s, t, y, w, \Delta^t$
Parametreler	$E_{f,y}^{EA,maks}, E_{w,k,h}^{rüzgar,üret}, E_{w,k,t}^{rüzgar,üret,tr}, E_{k,t}^{rüzgar,prod,\Delta t}, ED_{f,y}^{EA,bas},$ $HK_{f,h}^{EAO}, HK_{w,h}^{RES}, N, p_k, p_l, p_m, p_s, P_{w,k,t}^{rüzgar,üret}, R_{f,y}^{EA,ch}, E_{f,y}^{EA,ist},$ $T_{f,y,s}^a, T_{f,y,s}^v, \alpha, \beta, \lambda_{h,m}^{DGP,al}, \lambda_{h,m}^{DGP,sat}, \lambda_{h,l}^{GÖP}, \lambda_h^{ikili}, \Delta_T, \eta_{f,y}^{EA,şarj}$
Karar Değişkenleri	$C_{EA}^{GÖP,al}, C_{EA}^{DGP,al}, C_w^{DGP,al}, CVaR_\alpha, E_{s,h}^{EA,al,GÖP}, E_{f,y,s,t}^{EA,ch}, E_{s,h}^{EA,tüket,GZ},$ $E_{s,t}^{EA,tüket,GZ,\Delta t}, E_{s,h}^{EA,al,DGP}, E_{s,h}^{EA,sat,DGP}, E_{f,s,h}^{EA,tüket}, E_{k,h}^{rüzgar,ikili},$ $E_{k,h}^{rüzgar,DGP,al}, E_{k,h}^{rüzgar,DGP,sat}, E_{w,k,h}^{rüzgar,kes}, E_{k,h}^{rüzgar,GÖP}, ED_{f,y,s,t}^{EA},$ $P_{rüzgar}^{ikili}, P_{EA}^{DGP,sat}, P_{rüzgar}^{DGP,sat}, P_{rüzgar}^{GÖP,sat}, P_{f,y,s,t}^{EA,şarj}, u_h^{DGP}, \Gamma_{k,l,m,s}, \zeta$

$$\begin{aligned}
& \text{maximize } \{ (1 - \beta) \\
& \cdot (P_{rüzgar}^{ikili} + P_{rüzgar}^{GÖP,sat} + P_{rüzgar}^{DGP,sat} - C_{rüzgar}^{DGP,al} - C_{EA}^{GÖP,al} \\
& - C_{EA}^{DGP,al} + P_{EA}^{DGP,sat}) + (\beta \cdot CVaR_{\alpha}) \}
\end{aligned} \tag{4.1}$$

RES'lerde üretilen enerjinin ikili anlaşmalar yoluyla satılması ile elde edilen gelir (4.2) ile elde edilmektedir. Eşitlik (4.3), RES'lerde üretilen enerjinin GÖP'de satılması ile elde edilen geliri tanımlamaktadır. RES'lerin yukarı düzenleme ve aşağı düzenleme hizmeti için DGP'ye katılması sonucu oluşan gelir ve gider sırasıyla (4.4) ve (4.5)'te verilmektedir. RES'ler, DGP'ye enerji satarken GÖP'de eşleşen miktarlarının üzerinde üretim gerçekleştirmektedirler, enerji alış yönünde ise üretimlerini azaltmaktadırlar. EAO'lar tarafından EA'ları şarj etmek için GÖP'ten satın alınan enerjinin maliyeti (4.6) ile hesaplanmaktadır. EA'ların şarj edilmesi için DGP'de enerji alım yönünde yapılan işlemler neticesinde oluşan maliyet (4.7) ile elde edilmektedir. EA'ların yukarı düzenleme hizmeti için DGP'ye katılımları sonucu elde edilen gelir (4.8) ile hesaplanmaktadır. Bu durumda EA'lar, belirtilen saat için GÖP'ten satın alınan enerjiden daha az şarj edilmektedir. Diğer bir deyişle enerji dolaylı olarak DGP'de satılmaktadır.

$$P_{rüzgar}^{ikili} = \sum_k \sum_h p_k \cdot \lambda_h^{ikili} \cdot E_{k,h}^{rüzgar,ikili} \tag{4.2}$$

$$P_{rüzgar}^{GÖP,satış} = \sum_k \sum_l \sum_h p_k \cdot p_l \cdot \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{k,h}^{rüzgar,GÖP} \tag{4.3}$$

$$P_{rüzgar}^{DGP,satış} = \sum_k \sum_m \sum_h p_k \cdot p_m \cdot \lambda_{h,m}^{DGP,sat} \cdot E_{k,h}^{rüzgar,DGP,sat} \tag{4.4}$$

$$C_{rüzgar}^{DGP,alış} = \sum_k \sum_m \sum_h p_k \cdot p_m \cdot \lambda_{h,m}^{DGP,al} \cdot E_{k,h}^{rüzgar,DGP,al} \tag{4.5}$$

$$C_{EAO}^{GÖP,alış} = \sum_s \sum_l \sum_h p_s \cdot p_l \cdot \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{s,h}^{EA,al,GÖP} \tag{4.6}$$

$$C_{EAO}^{DGP,altis} = \sum_s \sum_m \sum_h p_s \cdot p_m \cdot \lambda_{h,m}^{DGP,al} \cdot E_{s,h}^{EA,al,DGP} \quad (4.7)$$

$$P_{EAO}^{DGP,satis} = \sum_s \sum_m \sum_h p_s \cdot p_m \cdot \lambda_{h,m}^{DGP,sat} \cdot E_{s,h}^{EA,sat,DGP} \quad (4.8)$$

$$CVaR_\alpha = \zeta - \frac{1}{(1-\alpha)} \cdot \sum_k \sum_l \sum_m \sum_s p_k \cdot p_l \cdot p_m \cdot p_s \cdot \Gamma_{k,l,m,s} \quad (4.9)$$

$$\begin{aligned} \zeta - & \left(\sum_h \lambda_h^{ikili} \cdot E_{k,h}^{rüzgar,ikili} + \sum_h \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{k,h}^{rüzgar,GÖP} \right. \\ & + \sum_h \lambda_{h,m}^{DGP,sat} \cdot E_{k,h}^{rüzgar,DGP,sat} + \sum_h \lambda_{h,m}^{DGP,al} \cdot E_{k,h}^{rüzgar,DGP,al} \\ & - \sum_h \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{s,h}^{EA,al,GÖP} - \sum_h \lambda_{h,m}^{DGP,al} \cdot E_{s,h}^{EA,al,DGP} \\ & \left. + \sum_h \lambda_{h,m}^{DGP,sat} \cdot E_{s,h}^{EA,sat,DGP} \right) \leq \Gamma_{k,l,m,s}, \quad \forall k, s, l, m \end{aligned} \quad (4.10)$$

$$\Gamma_{k,l,m,s} \geq 0, \quad \forall k, l, m, s \quad (4.11)$$

Ortalama aşırı kayıp veya riske maruz değeri aşan beklenen kayıp olarak bilinen CVaR, stokastik problemlerde oldukça yaygın olarak kullanılmaktadır. Belirli bir α değeri için CVaR, kâr dağılımının $(1-\alpha)$ dağılımından daha küçük olan kârın beklenen değeri olarak isimlendirilmektedir. α burada güven düzeyini ifade etmektedir. Yani tüm senaryoların eşit olasılıklı olması durumunda, $(1-\alpha) \times \%100$ olan en kötü senaryoda beklenen kârdır. CVaR ile risk yönetimi, risksiz problemlere kolay bir şekilde eklenerek ele alınabilmektedir. CVaR'a ait ifadeler, (4.9)-(4.11)'de yer almaktadır. Burada koşullu riske maruz değer miktarı çeşitli yardımcı değişkenler aracılığı ile hesaplanmaktadır. Bu denklemlerde CVaR değeri yardımcı değişkenler de kullanılarak hesaplanmaktadır.

Arıza, bakım, hat yenileme veya öncelikli satın alma gibi piyasa koşulları nedeniyle bağımsız sistem operatörü tarafından uygulanan hat kapasiteleri nedeniyle hat kullanım limitlerinde sınırlamalar olabilmektedir. Eşitsizlik (4.12), EAO'ların EA'ları hat kapasitesine göre şarj etmesi için şebekeden çekilen gücün sınırlarını

belirlenmektedir. Benzer şekilde (4.13), her bir RES için tahsis edilen hat sınırlarını belirlemektedir. RES'lerden üretilen güç belirlenen kapasitenin üzerindeyse hat kapasite sınırını korumak amacıyla kesintiye gidilmektedir.

$$E_{f,s,h}^{f,EA,tüket} \leq HK_{f,h}^{EA0}, \quad \forall f, s, h \quad (4.12)$$

$$E_{w,k,h}^{rüzgar,üret} - E_{w,k,h}^{rüzgar,kes} \leq HK_{w,h}^{RES}, \quad \forall w, k, h \quad (4.13)$$

Eşitsizlikler (4.14)-(4.19) elektrik piyasasında gerçekleştirilen enerji ticareti işlemleri için sınır değerleri tanımlamaktadır. (4.14) ve (4.15) sırasıyla RES'lerden üretilen enerjinin GÖP ve DGP'de satılabilecek miktarlarını sınırlandırmaktadır. Burada satılan enerji ikili anlaşmalar ile satılan enerjiden kalan enerji miktarı kadar olabilmektedir. DGP'de RES'lerin enerji alış yönünde gerçekleştirdiği işlemlerin sınırının GÖP'e teklif edilen satış miktarı kadar olabileceği, (4.16) eşitsizliği ile tanımlanmıştır. EA'ların şarjı için GÖP ve DGP'den satın alınabilecek enerjinin sınırı ise sırasıyla (4.17) ve (4.18)'de tanımlanırken, DGP'ye yukarı düzenleme hizmeti için sunulabilecek enerji miktarının sınırı (4.19) ile belirlenmektedir. Enerji satış durumunda EA'ların bataryaları deşarj edilmemekte bunun yerine EA'ları şarj etmek için GÖP'ten alınan enerji miktarında azalmaya gidilmektedir.

$$E_{k,h}^{rüzgar,GÖP} \leq E_{k,h}^{rüzgar,üret,top} - \sum_w E_{w,k,h}^{rüzgar,kes} - E_{k,h}^{rüzgar,ikili}, \quad \forall k, s, h \quad (4.14)$$

$$E_{k,h}^{rüzgar,DGP,sat} \leq E_{k,h}^{rüzgar,üret,top} - \sum_w E_{w,k,h}^{rüzgar,kes} - E_{k,h}^{rüzgar,ikili}, \quad (4.15)$$

$\forall k, h$

$$E_{k,h}^{rüzgar,DGP,al} \leq E_{k,h}^{rüzgar,GÖP}, \quad \forall k, h \quad (4.16)$$

$$E_{s,h}^{EA,al,GÖP} \leq E_{s,h}^{EA,tüket,GZ}, \quad \forall s, h \quad (4.17)$$

$$E_{s,h}^{EA,al,DGP} \leq E_{s,h}^{EA,tüket,GZ} - E_{s,h}^{EA,al,GÖP}, \quad \forall s, h \quad (4.18)$$

$$E_{s,h}^{EA,sat,DGP} \leq E_{s,h}^{EA,tüket,GZ}, \quad \forall s, h \quad (4.19)$$

REPY, her saat için sadece tek yönlü teklif yapabildiğinden, eşitsizlikler (4.20) ve (4.21) GÖP'te aynı saatte alım satım yapılmasını engellemektedir. RES'lerden GÖP'e enerji satışının izni (4.20) ile sağlanırken, EAO'ların GÖP'ten enerji alabilmesi için izin (4.21) ile sağlanmaktadır. Portföy için DGP'de aynı saat için enerji alış ve satışı (4.22) ve (4.23) eşitsizlikleri ile engellenmektedir. RES'lerden üretilen enerji eşitlik (4.24) dikkate alınarak çeşitli yerlerde değerlendirilmektedir ki bunlar EAO'lar, ikili anlaşmalar, GÖP ve DGP'dir. Her bir h saati için RES'lerden üretilen enerjinin toplam miktarı (4.25)'de yer alırken, her bir t periyodu için üretilen toplam enerji (4.26)'da verilmiştir. RES'lerden üretilen güç ile ilgili işlemlerde $P_{w,k,t}^{rüzgar,üret}$ yerine t ve $(t + 1)$ periyotlarındaki güçlerin ortalamasının alınması ile daha doğru sonuçlar elde edilebileceği düşünüldüğünden denklem (4.27)'de yamuk kuralı uygulanmıştır.

$$E_{k,h}^{rüzgar,GÖP} \leq N \cdot u_h^{GÖP}, \quad \forall k, h \quad (4.20)$$

$$E_{s,h}^{EA,al,GÖP} \leq N \cdot (1 - u_h^{GÖP}), \quad \forall s, h \quad (4.21)$$

$$E_{k,h}^{rüzgar,DGP,al} + E_{s,h}^{EA,al,DGP} \leq N \cdot u_h^{DGP}, \quad \forall k, s, h \quad (4.22)$$

$$E_{k,h}^{rüzgar,DGP,sat} + E_{s,h}^{EA,sat,DGP} \leq N \cdot (1 - u_h^{DGP}), \quad \forall k, s, h \quad (4.23)$$

$$\begin{aligned} E_{k,h}^{rüzgar,ikili} + E_{k,h}^{rüzgar,GÖP} + E_{k,h}^{rüzgar,DGP,sat} - E_{k,h}^{rüzgar,DGP,al} + E_{s,h}^{rüzgar,EA} \\ = E_{k,h}^{rüzgar,üret,top} - \sum_w E_{w,k,h}^{rüzgar,kes}, \quad \forall k, s, h \end{aligned} \quad (4.24)$$

$$E_{k,h}^{rüzgar,üret,top} = \sum_t E_{k,t}^{rüzgar,üret,\Delta t}, \quad \forall k, h, \quad t \in \Delta^t \quad (4.25)$$

$$E_{k,t}^{rüzgar,üret,\Delta t} = \sum_w E_{w,k,t}^{rüzgar,üret,tr}, \quad \forall k, t \quad (4.26)$$

$$E_{w,k,t}^{rüzgar,üret,tr} = \frac{(P_{w,k,t}^{rüzgar,üret} + P_{w,k,(t+1)}^{rüzgar,üret})}{2} \cdot \Delta_T, \quad \forall w, k, t \quad (4.27)$$

Eşitlik (4.28)'de EA'lar tarafından tüketilen enerjinin içeriği açıklanmaktadır, ki bu ifade RES'lerden sağlanan enerji, DGP'de alış-satış yapılan enerji ve GÖP'ten

alınan enerjiden oluşmaktadır. Burada DGP’de gerçekleştirilen satış işlemi belirtilen saat için EA’ların toplam şarj gücünde azaltıcı etkiye sebep olmaktadır. Her bir h saatinde EA’ları şarj etmek için kullanılan enerjinin ifadesi (4.29) ile verilirken, her bir t periyodu için EA’ları şarj etmek için gereken enerji (4.30) ile hesaplanmaktadır. (4.27)’ye benzer şekilde eşitlik (4.31)’de, EA’ları şarj etmek için gerçekleştirilen işlemlerde yamuk kuralı uygulanmaktadır.

$$E_{s,h}^{EA,al,GÖP} + E_{s,h}^{EA,sat,DGP} - E_{s,h}^{EA,al,DGP} + E_{s,h}^{rüzgar,EA} = E_{s,h}^{EA,tüket,GZ}, \quad \forall s, h \quad (4.28)$$

$$E_{s,h}^{EA,tüket,GZ} = \sum_t E_{s,t}^{EA,tüket,GZ,\Delta t}, \quad \forall s, h, \quad t \in \Delta^t \quad (4.29)$$

$$E_{s,t}^{EA,tüket,GZ,\Delta t} = \sum_f \sum_y E_{f,y,s,t}^{EA,\text{şarj}}, \quad \forall s, t \quad (4.30)$$

$$E_{f,y,s,t}^{EA,\text{şarj}} = \frac{P_{f,y,s,t}^{EA,\text{şarj}} + P_{f,y,s,(t+1)}^{EA,\text{şarj}}}{2} \cdot \Delta T, \quad \forall f, y, s, t \quad (4.31)$$

Eşitsizlik (4.32), EA bataryalarının şarj gücünün izin verilen şarj oranından daha büyük olmamasını garanti etmektedir. (4.33), EA’ların EAO’da bulunmadıkları zamanlarda şarj olmamasını sağlamaktadır. (4.34)’te EA’ların her bir t zaman periyodu için enerji durumunun, $(t-1)$ zaman aralığındaki enerji durumu ile eğer şarj oluyorsa t anındaki şarj edilen enerjinin toplamı kadar olduğu ifade edilmektedir. EA bataryalarının enerji durumunun izin verilen maksimum enerji sınırına eşit ya da bundan küçük olması gerekliliği (4.35) ile sağlanmaktadır. Eşitlik (4.36), EA’ların EAO’ya geldikleri andaki enerji durumlarını ifade ederken, eşitlik (4.37) EA’ların EAO’dan ayrıldıklarındaki enerji durumunun arzu edilen enerji durumuna eşit olmasını sağlamaktadır.

$$P_{f,y,s,t}^{EA,\text{şarj}} \leq R_{f,y}^{EA,\text{şarj}}, \quad \forall f, y, s, \quad t \in [T_{f,y,s}^v, T_{f,y,s}^a] \quad (4.32)$$

$$P_{f,y,s,t}^{EA,\text{şarj}} = 0, \quad \forall f, y, s, \quad t \notin [T_{f,y,s}^v, T_{f,y,s}^a] \quad (4.33)$$

$$ED_{f,y,s,t}^{EA} = ED_{f,y,s,(t-1)}^{EA} + \eta_{f,y}^{EA,\text{şarj}} \cdot P_{f,y,s,t}^{EA,\text{şarj}} \cdot \Delta T, \quad t \in (T_{f,y,s}^v, T_{f,y,s}^a] \quad (4.34)$$

$$ED_{f,y,s,t}^{EA} \leq E_{f,y}^{EA,maks}, \forall f, y, s, \quad t \in [T_{f,y,s}^v, T_{f,y,s}^a] \quad (4.35)$$

$$ED_{f,y,s,t}^{EA} = ED_{f,y}^{EA,basl}, \quad \forall f, y, s, \quad t = [T_{f,y,s}^v] \quad (4.36)$$

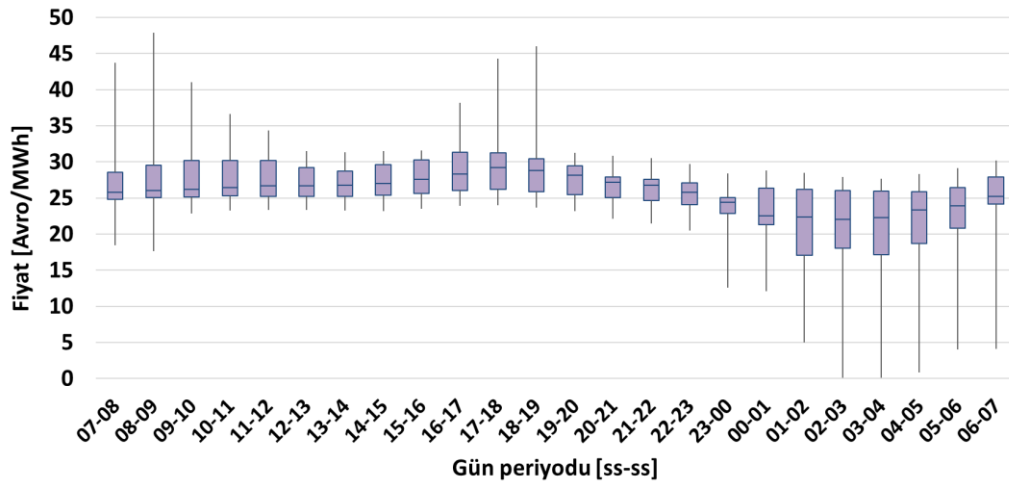
$$ED_{f,y,s,t}^{EA} = E_{f,y}^{EA,ist}, \quad \forall f, y, s, \quad t = [T_{f,y,s}^a] \quad (4.37)$$

4.2 Test ve Sonuçlar

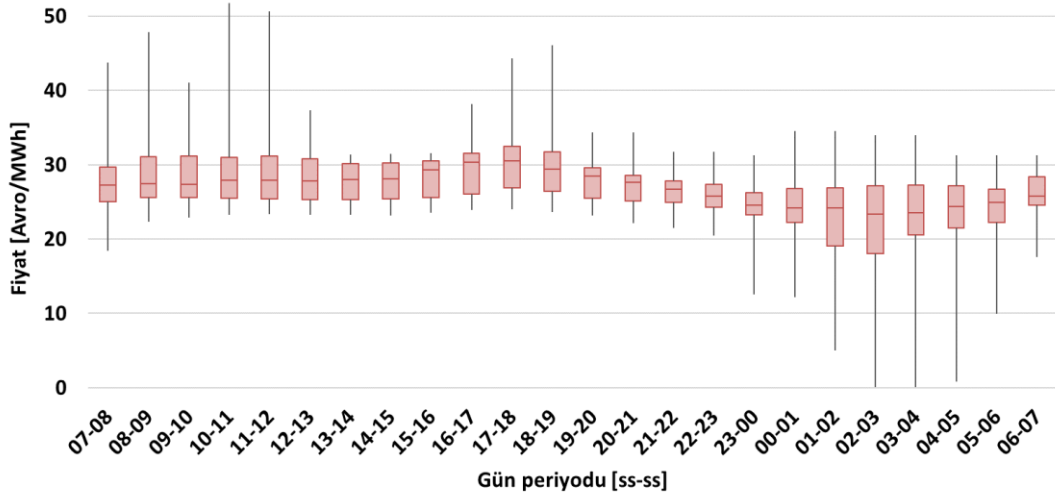
Bu çalışmada, REPY'nin elektrik piyasalarına katılımından elde ettiği kazancı maksimize etmeyi amaçladığı problem, ki burada portföy yapısına EA'lar dahil edilerek, risk yönetimi ve tahsis edilen hat kapasiteleri de dikkate alınmaktadır, karışık tamsayı doğrusal programlama yöntemi ile ele alınmıştır. Önerilen metodoloji, GAMS v.24.1.3 yazılımı ve CPLEX v.12 ticari çözücüsü kullanılarak test edilmiştir. Bu bölümün geri kalanında önerilen metodolojinin etkinliğini göstermek için ilk olarak test sistemine ait giriş verileri verilmiş olup daha sonra farklı durum çalışmaları gerçekleştirilmiş ve ilgili sonuçların karşılaştırmaları ele alınmıştır.

4.2.1 Giriş Verileri

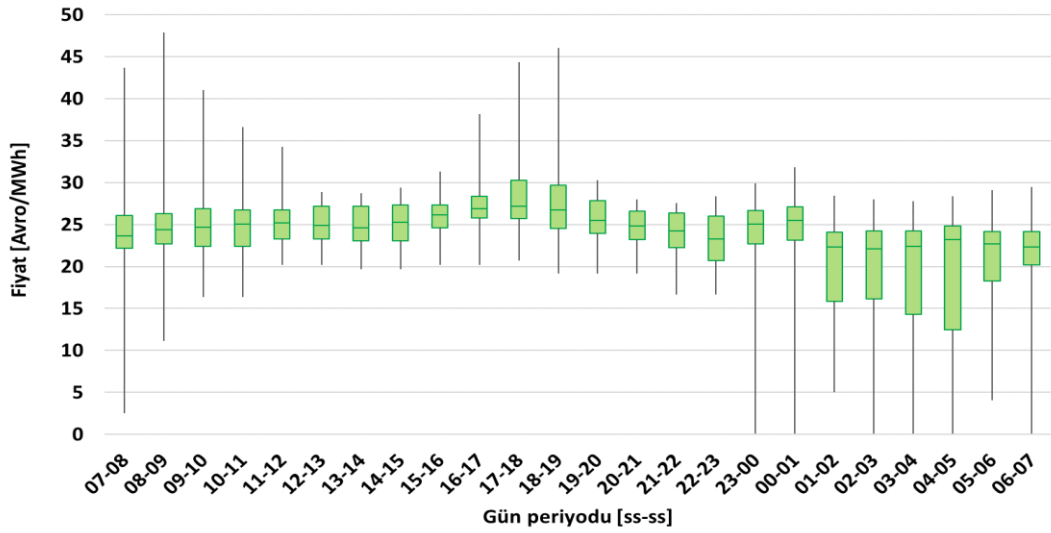
Gerçek hayatta pek çok optimizasyon probleminde belirsizliklerle karşılaşıldığından ve belirsizlikler nedeniyle oluşabilecek maliyetler nedeniyle bunların dikkate alınması gerektiğinden, bu çalışmada EA'ların sürüş davranışları, elektrik piyasa fiyatları ve rüzgâr enerjisi üretim belirsizlikleri senaryo bazlı stokastik yaklaşımla ele alınmıştır.



Şekil 4.2 İsveç GÖP elektrik fiyatları kutu grafiği



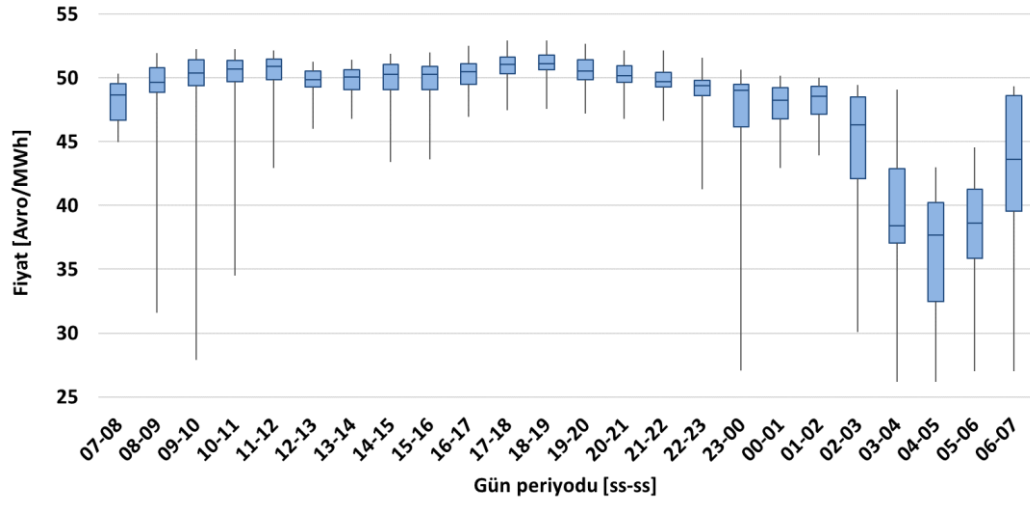
Şekil 4.3 İsveç DGP yukarı düzenleme elektrik fiyatları kutu grafiği



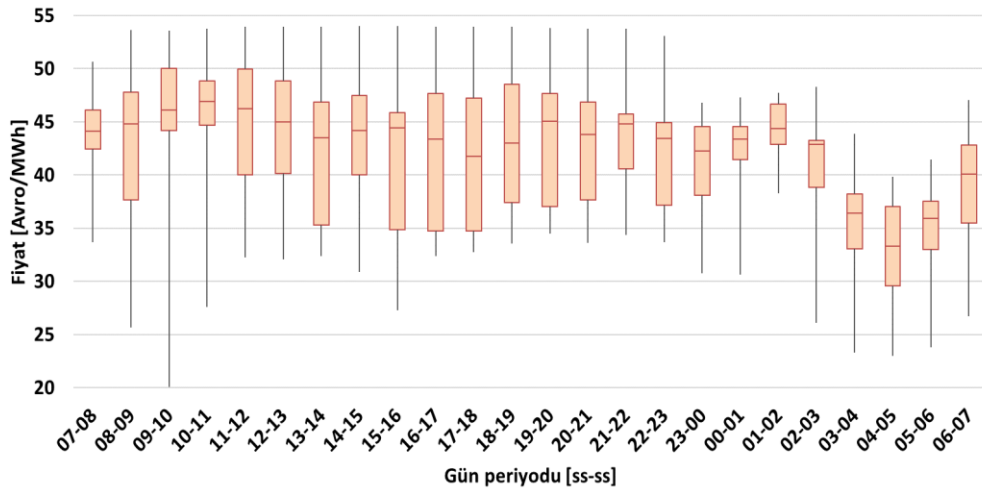
Şekil 4.4 İsveç DGP aşağı düzenleme elektrik fiyatları kutu grafiği

GÖP ve DGP elektrik fiyatları için Türkiye ve İsveç elektrik piyasasından alınan gerçek veriler kullanılarak 20 farklı senaryosu düşünülmüştür. İsveç SE3 bölgesine ait GÖP, DGP yukarı ve aşağı düzenleme elektrik fiyatlarına ait veriler sırasıyla Şekil 4.2, Şekil 4.3 ve Şekil 4.4'te verilirken, Türkiye GÖP ve DGP elektrik fiyatlarına ait veriler sırasıyla Şekil 4.5 ve Şekil 4.6'da verilmiştir. Elektrik piyasası fiyatları 1 Ocak 2020'den itibaren 20 günü kapsamaktadır. Burada, DGP için İsveç'te aşağı ve yukarı düzenleme olmak üzere iki farklı fiyat uygulaması mevcutken Türkiye'de tek fiyat uygulamasının geçerli olduğu hatırlatılmalıdır. Ayrıca İsveç GÖP ve DGP elektrik fiyatları referans [271]'den elde edilirken, Türkiye GÖP ve DGP elektrik fiyatları referans [272]'den elde edilmiştir. Ayrıca, REPY'nin İsveç'te 23,5 €/MWh ve Türkiye'de 46 €/MWh fiyatlarla ikili anlaşmalar

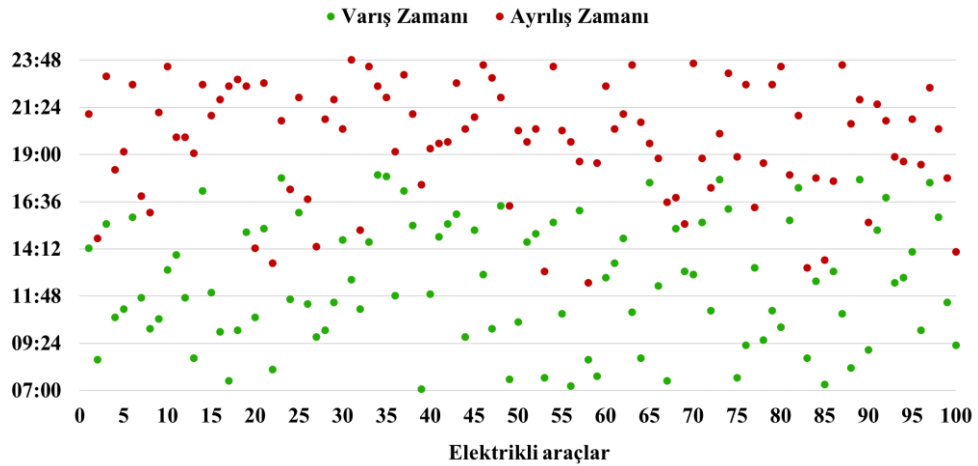
yapabildiği kabul edilmiştir. “ t ” zaman periyodu 5 dakika olarak belirlenirken “ α ” güvenilirlik katsayısı 0,9 olarak alınmıştır.



Şekil 4.5 Türkiye GÖP elektrik fiyatları kutu grafiği



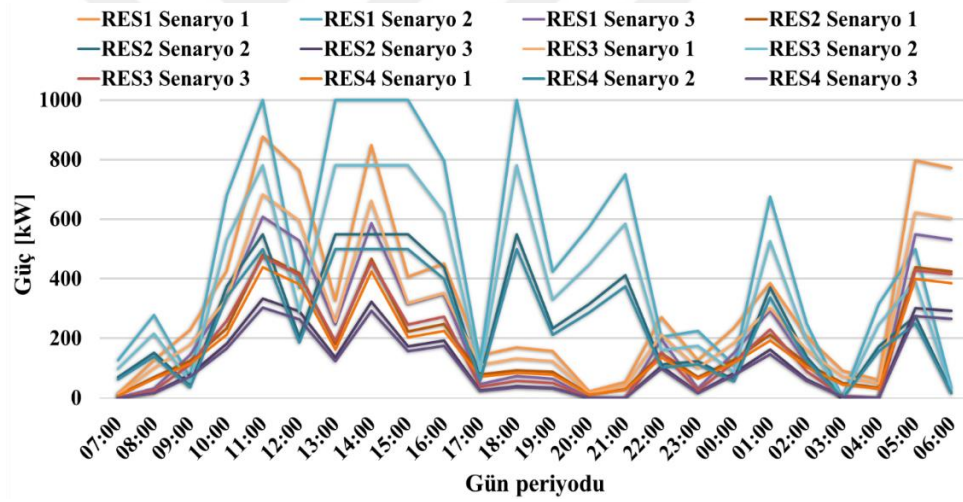
Şekil 4.6 Türkiye DGP elektrik fiyatları kutu grafiği



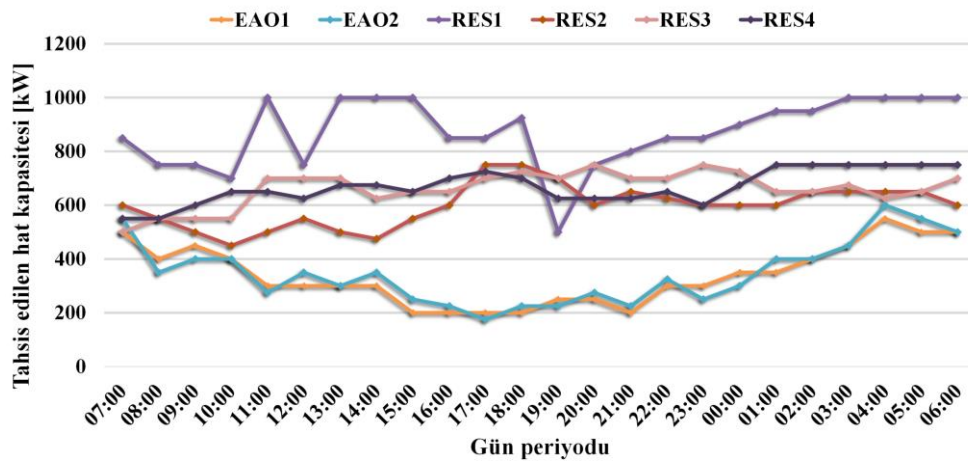
Şekil 4.7 EAO 1’de 100 elektrikli aracın varış ve ayrılış zamanları

Tablo 4.2 Elektrikli Araçların Karakteristikleri

Elektrikli Araç Tipleri	Batarya Kapasitesi [kWh]	Şarj Gücü [kW]
Volkswagen E-Golf	36	7.2
BMW i-3	33	7.7
Mercedes B-Class	28	10
Tesla Model-S	100	10
Fiat 500E	24	6.6
Ford Focus Electric	23	6.6
Kia Soul EV	27	6.6
Mitsubishi i-MiEV	16	3.6
Chevy Volt	18	3.6
Nissan LEAF	40	6.6



Şekil 4.8 Rüzgâr enerji santralleri için senaryolara bağlı üretim verileri



Şekil 4.9 Tahsis edilen hat kapasitesi verileri

Portföy yöneticisi, her bir EAO'da her biri farklı karakteristiklere sahip 10 EA'dan her birinden 10 tane olmak üzere toplamda 200 araçtan oluşan 2 EAO'yu yönetmektedir. Bu araçlar BMW-i3, Chevy Volt, Fiat 500-E, Ford Focus Electric, Kia Soul EV, Mercedes B-Class, Mitsubishi i-MiEV, Nissan LEAF, Tesla Model-S ve Volkswagen E-Golf'tür. EA'lara ait veriler Tablo 4.2'de verilmiştir. EA'ların EAO'dan ayrılırken tam şarj ile ayrıldıkları kabul edilmiştir. EA sürüş davranışları için 4 farklı senaryo düşünülmüştür. Bu tez çalışmasında EA senaryolarının oluşturulması için referans [273]'te yer alan verilerin kullanıldığının altı çizilmelidir. Burada EA'ların EAO'ya gelme ve EAO'dan ayrılma zamanları ile EAO'ya geldikleri andaki enerji durumları dikkate alınmıştır. Senaryoların oluşturulması ile ilgili süreçler ilgili referansta detaylı şekilde açıklanmıştır. Senaryo 1 için EAO 1'deki araçlara ait otoparka geliş ve ayrılış verileri Şekil 4.7'de verilmiştir.

REPY'nin portföyünde 4 RES'i içerdiği düşünülmüştür ve bu santrallere ait 3 farklı üretim senaryosu referans [274]'ten elde edilen verilerin çalışmaya uygun şekilde revize edilmesi ile oluşturulmuştur. Her bir RES'e ait üretim senaryoları Şekil 4.8'de verilmiştir.

İletim sistemi katılımcıları için maksimum tahsis edilen hat kapasiteleri sistem işletmecisi ya da bağımsız sistem operatörü olarak bilinen kuruluş tarafından belirlenmektedir. Şekil 4.9, EAO'lar ve RES'lerin güç şebekesine bağlı olduğu hatlar için belirlenen maksimum hat kapasitelerini göstermektedir.

4.2.2 Simülasyon ve Sonuçlar

Önerilen modelin etkinliği 12 farklı durum çalışması ile test edilmiştir. Bu durum çalışmaları Türkiye ve İsveç elektrik piyasalarına ait fiyatlar ve riskten kaçınma faktörünün farklı değerleri düşünülerek ve ikili anlaşmaların yapılıp yapılmadığı dikkate alınarak oluşturulmuştur. Burada aynı portföy yapısının farklı piyasalardaki kazanç karşılaştırmasının yapılması amacıyla Türkiye ve İsveç elektrik piyasası verileri ile durum çalışmaları gerçekleştirilmiştir.

- *Durum-1:* REPY İsveç GÖP ve DGP elektrik piyasasına katılmaktadır. Ayrıca REPY ikili anlaşmalar da yapabilmektedir. β değeri 1 olarak belirlenmiştir.
- *Durum-2:* REPY İsveç GÖP ve DGP elektrik piyasasına katılmaktadır. Ayrıca

REPY ikili anlaşmalar da yapabilmektedir. β değeri 0,8 olarak belirlenmiştir.

- *Durum-3:* REPY İsveç GÖP ve DGP elektrik piyasasına katılmaktadır. Ayrıca REPY ikili anlaşmalar da yapabilmektedir. β değeri 0,6 olarak belirlenmiştir.
- *Durum-4:* REPY İsveç GÖP ve DGP elektrik piyasasına katılmaktadır. Ayrıca REPY ikili anlaşmalar da yapabilmektedir. β değeri 0,3 olarak belirlenmiştir.
- *Durum-5:* REPY İsveç GÖP ve DGP elektrik piyasasına katılmaktadır. Ayrıca REPY ikili anlaşmalar da yapabilmektedir. β değeri 0 olarak belirlenmiştir.
- *Durum-6:* REPY Türkiye GÖP ve DGP elektrik piyasasına katılmaktadır. Ayrıca REPY ikili anlaşmalar da yapabilmektedir. β değeri 1 olarak belirlenmiştir.
- *Durum-7:* REPY Türkiye GÖP ve DGP elektrik piyasasına katılmaktadır. Ayrıca REPY ikili anlaşmalar da yapabilmektedir. β değeri 0,8 olarak belirlenmiştir.
- *Durum-8:* REPY Türkiye GÖP ve DGP elektrik piyasasına katılmaktadır. Ayrıca REPY ikili anlaşmalar da yapabilmektedir. β değeri 0,6 olarak belirlenmiştir.
- *Durum-9:* REPY Türkiye GÖP ve DGP elektrik piyasasına katılmaktadır. Ayrıca REPY ikili anlaşmalar da yapabilmektedir. β değeri 0,3 olarak belirlenmiştir.
- *Durum-10:* REPY Türkiye GÖP ve DGP elektrik piyasasına katılmaktadır. Ayrıca REPY ikili anlaşmalar da yapabilmektedir. β değeri 0 olarak belirlenmiştir.
- *Durum-11:* REPY İsveç GÖP ve DGP elektrik piyasasına katılmaktadır. REPY, ikili anlaşmalar yapmamaktadır. β değeri 0,6 olarak belirlenmiştir.
- *Durum-12:* REPY Türkiye GÖP ve DGP elektrik piyasasına katılmaktadır. REPY, ikili anlaşmalar yapmamaktadır. β değeri 0,6 olarak belirlenmiştir.

Gerçekleştirilen her bir durum çalışması için elde edilen kazançlara ilişkin sonuçlar Tablo 4.3'te verilmiştir. Durum çalışmaları arasında en kârlı durum 999,84 € ile Türkiye'de REPY'nin ikili anlaşmalar yaptığı ve riskten kaçınma faktörünü 0 olarak GÖP ve DGP'ye katıldığı Durum-10'da gerçekleşmiştir. En az kazanç elde edilen durum ise Durum-1'de gerçekleşmiştir, ki REPY burada İsveç'te bulunmakta ve riskten tamamen kaçınılmaktadır. Burada en çok kazanç elde edilen durumun en iyi sonuç olmadığını belirtmekte fayda vardır çünkü bu durumda riskten kaçınma faktörü 0 olarak alınmıştır. REPY'nin portföy katılımcılarını düşünerek kendine uygun risk seviyesini seçmesi uygun olacaktır.

Tablo 4.3 Durum Çalışmalarından Elde Edilen Kazançların Karşılaştırması

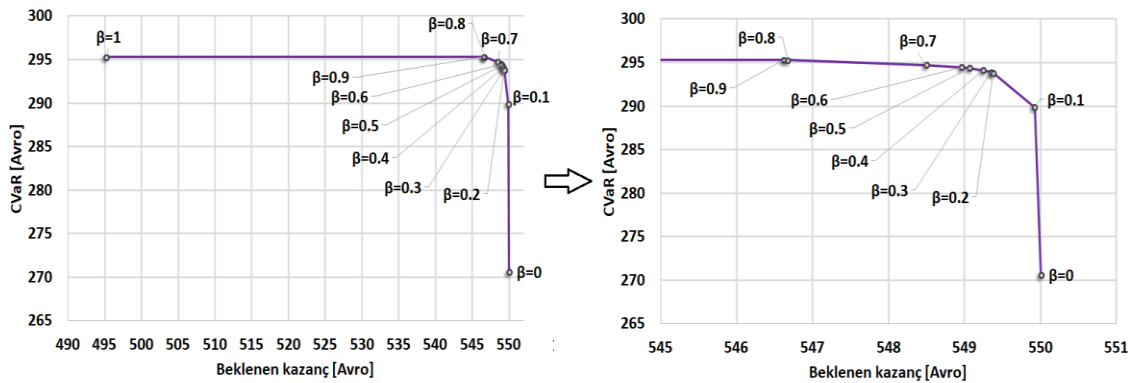
Durum	GÖP	DGP	İkili anlaşma	Ülke	β	Beklenen Kazanç [Avro]
Durum-1	✓	✓	✓	İsveç	1	495,21
Durum-2	✓	✓	✓	İsveç	0,8	546,67
Durum-3	✓	✓	✓	İsveç	0,6	548,96
Durum-4	✓	✓	✓	İsveç	0,3	549,35
Durum-5	✓	✓	✓	İsveç	0	550,01
Durum-6	✓	✓	✓	Türkiye	1	905,65
Durum-7	✓	✓	✓	Türkiye	0,8	996,13
Durum-8	✓	✓	✓	Türkiye	0,6	997,16
Durum-9	✓	✓	✓	Türkiye	0,3	999,53
Durum-10	✓	✓	✓	Türkiye	0	999,84
Durum-11	✓	✓	–	İsveç	0,6	546,26
Durum-12	✓	✓	–	Türkiye	0,6	974.23

Aynı riskten kaçınma faktörleri için hem ikili anlaşmaların yapıldığı hem de GÖP ve DGP'ye katılım sağlandığı durumlarda Türkiye'deki kazanç İsveç'tekinden daha yüksek olmuştur. En dikkat çekici sonuç, İsveç'te elde edilen maksimum kazancın, Türkiye'de elde edilen en az kazançtan daha az olmasıdır.

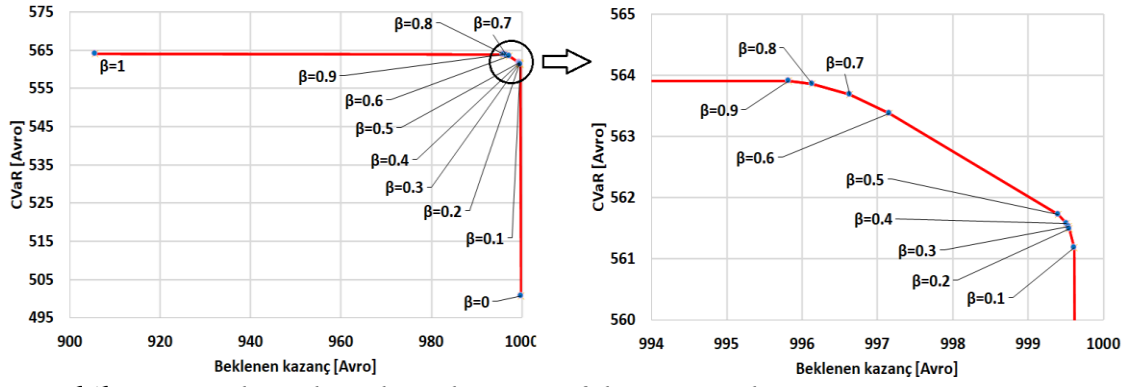
Ticari işlemlerin İsveç elektrik piyasası fiyatları ile gerçekleştirildiği Durum 1-5'teki β değerine göre CVaR ile kazanç arasındaki ilişkiler ve ticari işlemlerin Türkiye elektrik piyasası fiyatları ile gerçekleştirildiği Durum 6-10'daki β değerine göre CVaR ile kazanç arasındaki ilişkiler sırasıyla Şekil 4.10 ve Şekil 4.11'de verilmiştir. Ayrıca şekillerde grafiğin eğriliğinin daha iyi değerlendirilebilmesi açısından ara değerler de hesaplanarak grafiklere eklenmiştir. Her iki şekilde de beklendiği gibi riskten kaçınma faktörünün değerinin artması ile beklenen kazançlar azalırken koşullu riske maruz değere ait miktar artmaktadır. Tablo 4.4'te ise farklı β değerindeki değişimlere göre CVaR ve beklenen kazançlara ilişkin veriler yer almaktadır. Beklendiği gibi riskten kaçınma faktörünün değerinin artması ile CVaR değerleri artarken beklenen kazançlarda azalmalar olmuştur.

Tablo 4.4 Simülasyonlardan elde edilen sonuçların karşılaştırması

Riskten kaçınma faktörünün değeri	CVaR [Avro]		Beklenen Kazanç [Avro]	
	İsveç	Türkiye	İsveç	Türkiye
1	295,2966027	563,968	495,2050352	905,64681
0,999999	295,2966022	563,968	534,6949679	987,84026
0,999	295,2966014	563,968	546,0926494	994,54867
0,99	295,2965987	563,9678	546,0931251	994,58474
0,95	295,274739	563,9148	546,5644264	995,73514
0,9	295,2702456	563,9081	546,6240135	995,82012
0,8	295,2608508	563,8512	546,6710885	996,13099
0,7	294,7165295	563,6785	548,4958534	996,63094
0,6	294,4501543	563,3801	548,9599456	997,15873
0,5	294,3615631	561,7218	549,0678045	999,40114
0,4	294,106594	561,5814	549,2421501	999,50979
0,3	293,9084189	561,5327	549,3484326	999,53318
0,2	293,81	561,4868	549,379	999,55106
0,1	289,86	561,1808	549,924	999,60961
0,05	288,976549	558,8644	550,0097142	999,83787
0,001	288,9763366	558,6486	550,00972	999,83994
0,0001	288,9752036	558,647	550,00972	999,83995
0	270,5810083	500,6416	550,0097296	999,83995



Şekil 4.10 İsveç'te riskten kaçınma faktörünün değışimine göre CVaR ve beklenen kazanç değeri



Şekil 4.11 Türkiye’de riskten kaçınma faktörünün değişimine göre CVaR ve beklenen kazanç değerleri

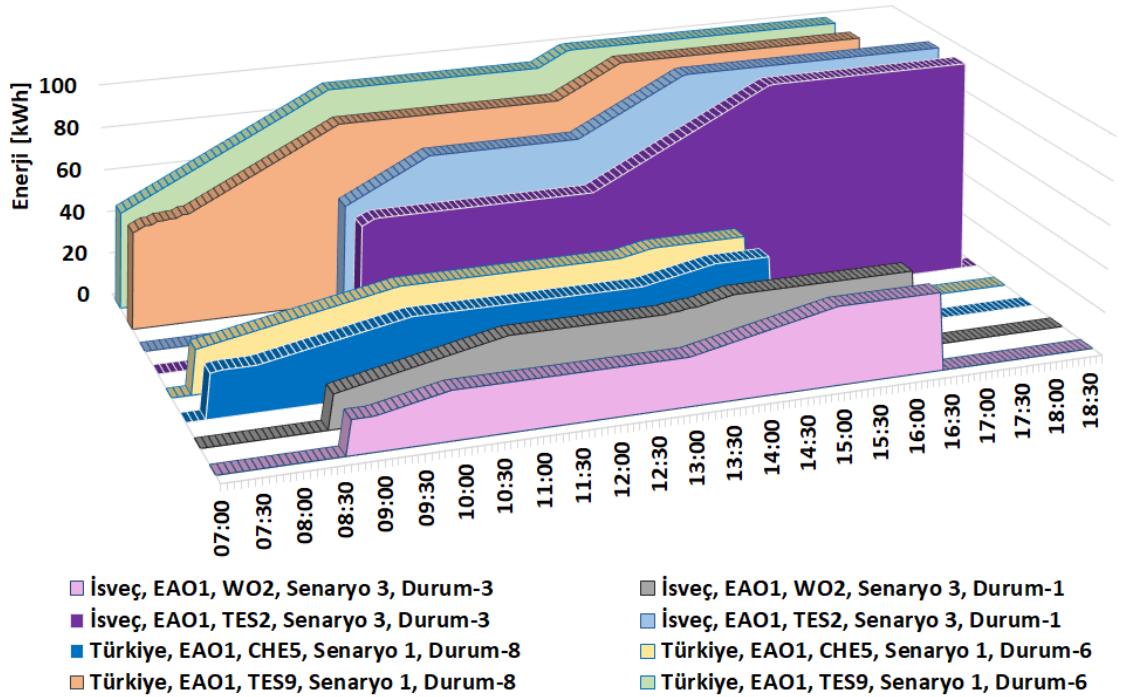
Tablo 4.5 Simülasyonlardan elde edilen sonuçların karşılaştırması

Durum Çalışmaları	İkili anlaşma		GÖP				DGP				RES'lerden EAO'lara [kWh]
	Satış		Satış		Alış		Satış		Alış		
	Miktar [kWh]	Kazanç [Euro]	Miktar [kWh]	Kazanç [Euro]	Miktar [kWh]	Maliyet [Euro]	Miktar [kWh]	Kazanç [Euro]	Miktar [kWh]	Maliyet [Euro]	
Durum-1	7701.09	180.98	7345.72	191.05	245.43	6.88	7061.68	199.32	2795.22	69.26	183.76
Durum-2	3198.45	75.16	9325.32	255.35	257.70	7.22	10497.36	292.25	2782.95	68.88	1189.39
Durum-3	3166.68	74.42	8437.17	228.78	313.02	8.95	11411.25	321.55	2721.59	66.83	1695.58
Durum-4	3166.68	74.42	6840.16	184.75	469.69	13.12	12917.08	363.72	2473.74	60.43	822.27
Durum-5	2650.20	62.28	6209.01	170.00	693.04	19.39	14161.92	397.35	2347.61	57.23	209.05
Durum-6	8485.72	390.34	12100.15	597.03	381.90	18.14	665.89	29.83	3509.14	93.42	1111.34
Durum-7	4492.74	206.67	18272.67	907.87	270.89	12.86	243.83	10.92	2757.88	116.47	437.04
Durum-8	4492.74	206.67	18413.65	914.87	220.14	10.45	109.83	4.92	2815.61	118.85	535.58
Durum-9	4179.25	192.25	18841.88	935.44	—	—	—	—	3040,65	128.15	522.99
Durum-10	3966.79	182.47	19054.34	945.49	—	—	—	—	3040.65	128.13	211.26
Durum-11	—	—	7635.76	204.65	411.46	11.44	15385.37	417.92	2629.19	64.88	472.67
Durum-12	—	—	22619.59	1087.04	—	—	369.20	13.94	3008.31	126.75	584.60

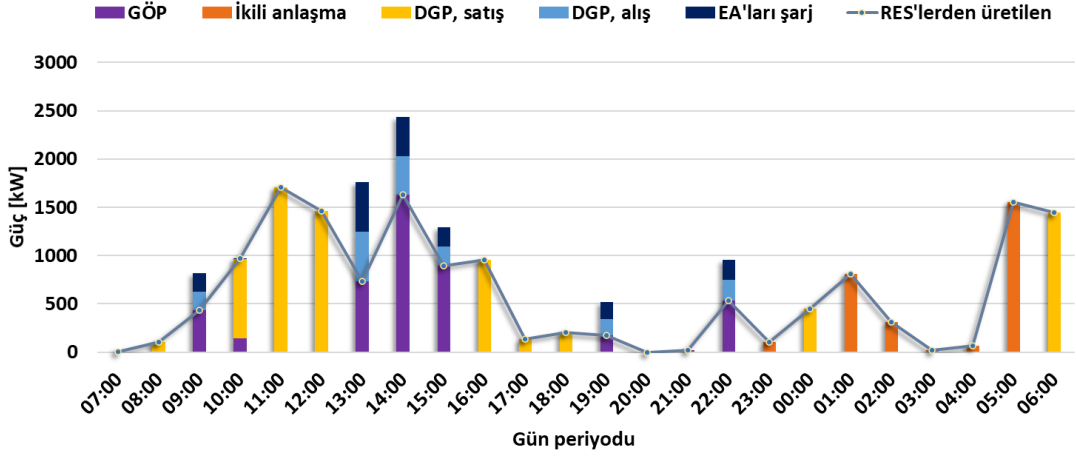
Her bir durum çalışması için GÖP ve DGP’ye teklif edilen enerji miktarları, ikili anlaşma enerji miktarları, RES’lerden EAO’lara tahsis edilen enerji miktarları ve bunlara ilişkin maliyet ve kazançlar Tablo 4.5’te verilmiştir. Çalışmadan elde edilen sonuçlara göre riskten kaçınma faktörünün artmasıyla gerçekleştirilen ikili anlaşma ticaret hacmi artmıştır. İkili anlaşmalar yoluyla enerji satışı, en fazla Durum-6’da gerçekleştirilmiş ve bu 390.34 € gelire sonuçlanmıştır. Önemli bir

başka sonuç ise Türkiye’den farklı olarak İsveç’te RES’lerden EA’ları şarj etmek için tahsis edilen enerjinin en büyük değerinin, riskten kaçınma faktörünün 1 alındığı durumda elde edilmemiş olmasıdır. β değerindeki değişime göre, Durum-1’deki bazı ticari işlemler dışında İsveç ve Türkiye’de GÖP ve DGP’de gerçekleştirilen alış ve satış işlemleri birbirinin tersi olacak şekilde meydana gelmiştir.

Şekil 4.12’de, riskten kaçınma faktörünün EA’ların şarjı üzerinde nasıl bir etkisi olduğunu göstermek için, EA sürüş senaryosu 3’te Durum-1 ve Durum-3 için İsveç’te yer alan EAO 1’de bulunan WO2 ve TES2 ile ve Durum-6 ve Durum-8’de Türkiye’de yer alan EAO 1’de bulunan CHE5 ve TES9’a ait enerji durum ifadeleri verilmiştir. Şekilden EA’ların EAO’dan tam şarj edilerek ayrıldığı görülmektedir. Genel olarak, her iki ülke için aynı β değeri dikkate alındığında EA’ların şarj edilme karakteristiği açısından yaklaşık olarak benzerlik gösterdiği ifade edilebilir. EA’lar Durum-1 ve Durum-6’da, Durum-3 ve Durum-8’den daha önce maksimum şarj seviyesine ulaşmıştır. Şekilde belirtilen ve burada yer almayan EA’lar açısından riskten kaçınma faktörünün arttırılması ile EA’ların genel olarak maksimum şarj seviyesine daha önce ulaştığı ifade edilebilir.

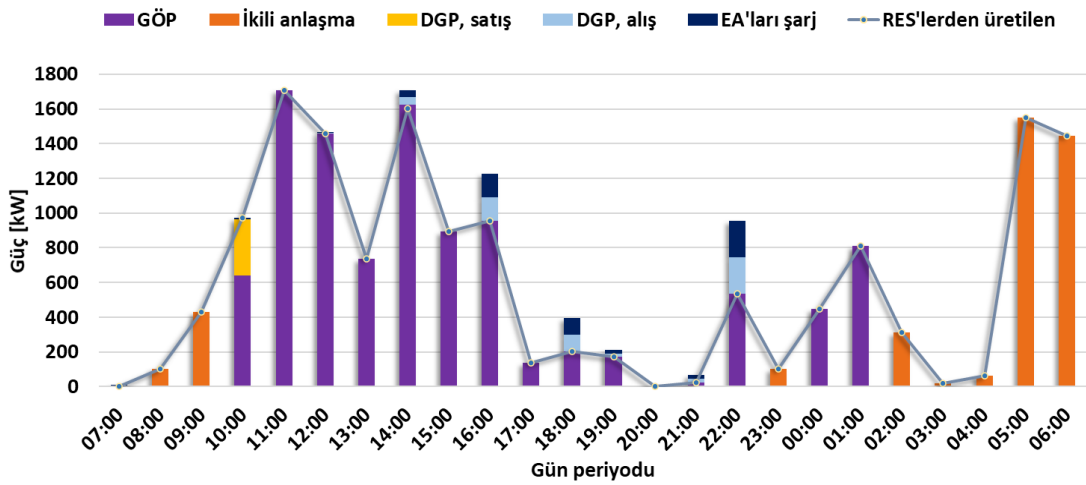


Şekil 4.12 Seçilen bazı EA’ların şarj seviyeleri



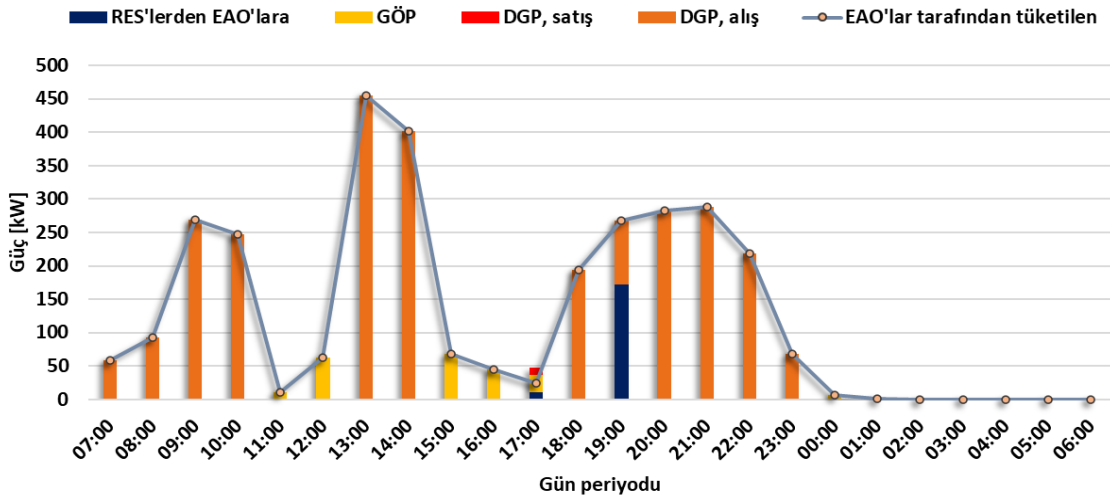
Şekil 4.13 Senaryo 3 için Durum 3'te rüzgâr enerji santrallerinde üretilen güçlerin dağılımı

REPY'nin İsveç'te bulunduğu durumda, rüzgâr enerjisi üretimiyle ilgili senaryo 3 için Durum-3'te RES'lerden üretilen toplam gücün dağılımına ilişkin veriler Şekil 4.13'te verilmiştir. 09:00-10:00, 13:00-16:00, 19:00-20:00 ve 22:00-23:00 saatleri için DGP'ye aşağı yönlü bir teklif sunulmuştur. Bu durum, RES'lerin GÖP'e sunulan enerji miktarı kadar üretim gerçekleştirmeyeceği anlamına gelmektedir. DGP enerji alış saatlerinin EA'lara şarj için enerji ayrılan saatlerde gerçekleştiğinin altı çizilmelidir. Bu durum EA'ların şarj esnekliğine güvenilerek ortaya çıkmıştır. Yukarı düzenleme hizmeti için DGP'ye toplam 13347,44 kWh enerji satılırken, GÖP'e 661,54 kWh enerji satılmıştır. Bazı saatlerde RES'lerden üretilen enerjinin bir bölümü, EA'ları şarj etmek için ayrılmıştır ki bu 1695,54 kWh'tir. Ayrıca 22:00'dan sonra gece saatlerinde ikili anlaşmalar da yapılmıştır.

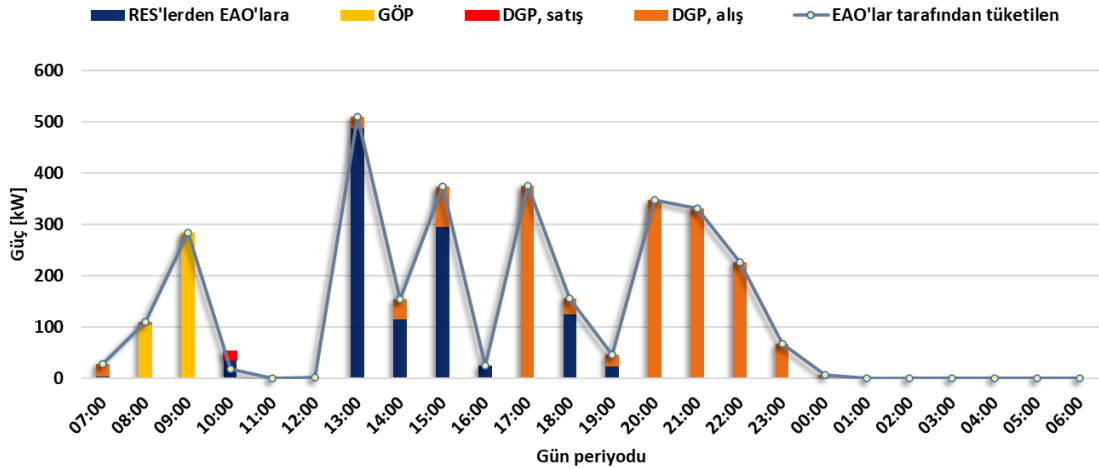


Şekil 4.14 Senaryo 1 için Durum 8'te rüzgâr enerji santrallerinde üretilen güçlerin dağılımı

Şekil 4.14, rüzgâr enerjisi üretimiyle ilgili senaryo 1 için ticari işlemlerin Türkiye elektrik piyasası fiyatları ile gerçekleştirildiği Durum-8'deki enerji dağıtımlarını göstermektedir. Toplam saatlik elektrik üretimi incelendiğinde, GÖP'te gerçekleştirilen satışın 10349,43 kWh'lik değer ile büyük bir paya sahip olduğu ve bunun toplam enerjinin yaklaşık %66'sını oluşturduğu görülmüştür. RES'lerden EAO'ları şarj etmek için gün boyunca toplam 535,58 kWh enerji ayrılmıştır. İkili anlaşmalarla satılan enerji miktarı ise 4025,37 kWh olarak gerçekleşmiştir.



Şekil 4.15 Senaryo 3 için Durum 1'de EAO'lar tarafından tüketilen güçlerin dağılımı

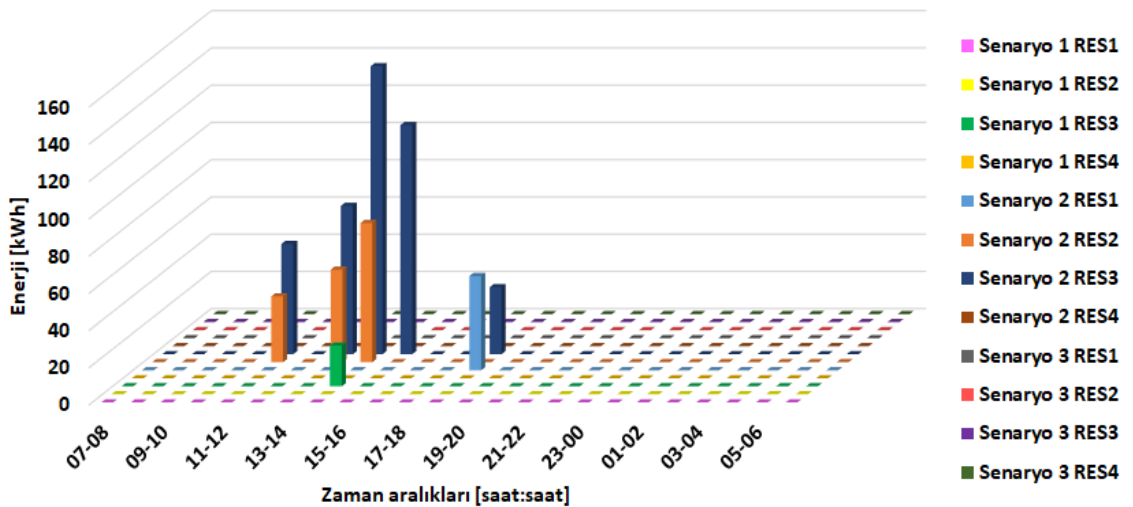


Şekil 4.16 Senaryo 3 için Durum 6'da EAO'lar tarafından tüketilen güçlerin dağılımı

EA sürüş davranışları ile ilgili senaryo 3 için Durum-1 ve Durum-6'da EAO'larda tüketilen gücün saatlik dağılımı sırasıyla Şekil 4.15 ve Şekil 4.16'da verilmiştir.

Her iki durum için de EA'lar, RES'lerden tahsis edilen ve GÖP ve DGP'den satın alınan enerjilerle şarj edilmiştir. Ayrıca bu saatlerde, DGP'ye enerji satışı gerçekleştirilmiştir ki bu EA'ların ilgili saat için GÖP teklifinden veya RES'lerden tahsis edilen enerjiden daha az şarj edildiği anlamına gelmektedir. EA'lar her iki durumda da çoğunlukla DGP'den satın alınan enerji ile şarj edilmiştir. Elektrik fiyatlarının iki ülkede farklılığından dolayı EA'ların farklı zamanlarda şarj edildiği görülmüştür. Örneğin, Durum-3'te saat 14:00'te EA'ların toplam şarj gücü 402,43 kW iken, Durum-8'de toplam şarj gücü 154,94 kW'tır.

Rüzgâr enerjisi temiz ve yenilenebilir bir kaynak olduğu için üretimin olabildiğince bu kaynaklardan karşılanması istenmekle birlikte çeşitli nedenlerle bağımsız sistem operatörü tarafından tahsis edilen hat kapasitelerine sınırlamalar getirilmektedir. Bu istenmeyen durum, RES'lerde bir miktar kesintiye neden olmaktadır. Çalışmada belirlenen hat kapasitelerine göre RES'lerde meydana gelen kesintiler Şekil 4.17'de verilmiştir. En yüksek kesinti üretim senaryosu 2 için 154,69 kWh ile RES3'te 14:00 ile 15:00 saatleri arasında meydana gelmiştir ve bu senaryoda gün boyunca toplam 452,67 kWh kesinti yaşanmıştır. Ayrıca, riskten kaçınma faktörünün 1 olarak alındığı ve en çok riskten kaçınılan durum çalışmaları olan Durum-1 ve Durum-6'da REPY rüzgâr enerjisi üretimindeki ve elektrik fiyatlarındaki belirsizlikler için risk yönetimi dikkate alınarak, zarar etmemek adına hat limitleri dışında, İsveç'teki RES'lerde toplam 2737,94 kWh ve Türkiye'deki RES'lerde toplam 3950,77 kWh kesinti gerçekleştirmiştir.



Şekil 4.17 Senaryolara bağlı olarak rüzgâr enerji santrallerinde meydana gelen kesintiler

DENGESİZLİK AZALTICI OLARAK ELEKTRİKLİ ARAÇ
OTOPARKLARINI İÇEREN BİR YENİLENEBİLİR
ENERJİSİ PORTFÖY YÖNETİCİSİ İÇİN İKİ SEVİYELİ
YAKLAŞIM DÜŞÜNÜLEREK RİSKTEN KAÇINAN
OPTİMUM TEKLİF STRATEJİSİ

5.1 Önerilen Yapının Matematiksel Modeli

94

verirken, belirsizlikler nedeniyle risk ve bağımsız sistem operatörü tarafından belirlenen hat kapasiteleri de hesaba katılmaktadır. Önerilen modele ait genel bir yapı Şekil 5.1’de verilmektedir. Çalışmada YEPY’nin elektrik piyasalarında fiyat alan konumda olduğu düşünülmektedir. Ayrıca optimum teklif kararında iki seviyeli yaklaşımın kullanıldığına altı çizilmelidir. Bu bölümün geri kalanında ilk olarak üst seviye problemin matematiksel modeli sunulurken, daha sonra ise alt seviye problemin matematiksel modeli ele alınmaktadır. Sunulan probleme ilişkin detaylı adlar dizgisi Tablo 5.1’de verilmektedir.

Tablo 5.1 EAO’ları da içeren YEPY’nin elektrik piyasalarına katılım modeli için adlar dizgisi

Kümeler	$f, h, k, l, m, ph, s, t, w, y, \Delta^t$
Parametreler	$C^{maks,EAO}(f), C^{maks, fv}(ph), C^{maks, rüzgar}(w), C^{top, port, maks}, D_f^{EAO}, D_{ph}^{fv}, D_w^{rüzgar}, E_{f,y}^{EA, ist}, E_{f,y}^{EA, maks}, E_{f,y}^{EA, min}, E_{ph,k,h}^{fv, üret}, E_{ph,k,t}^{fv, üret, t}, E_{w,k,h}^{rüzgar, üret}, E_{w,k,t}^{rüzgar, üret, t}, HK_{f,h}^{EAO}, HK_{ph,h}^{FGÜT}, HK_{w,h}^{RES}, L_f^{EAO, min}, L_f^{EAO, maks}, L_{ph}^{fv, min}, L_{ph}^{fv, maks}, L_w^{rüzgar, min}, L_w^{rüzgar, maks}, N, p_k, p_l, p_m, p_s, p_{ph,k,t}^{fv, üret}, p_{w,k,t}^{rüzgar, üret}, R_{f,y}^{EA, şarj}, R_{f,y}^{EA,deşarj}, SoE_{f,y}^{EA, başl}, T_{f,y,s}^a, T_{f,y,s}^v, \alpha, \beta, \lambda_{ikili}, \lambda_{h,m}^{DGP, al}, \lambda_{h,m}^{DGP, sat}, \lambda_{h,l}^{GÖP}, \lambda_h^{port}, \Delta_T, \eta_{f,y}^{EA, şarj}, \eta_{f,y}^{EA,deşarj}$
Karar Değişkenleri	$C_{EAO}^{GÖP, alış}, C_{EAO}^{DGP, alış}, C_{fv}^{DGP, alış}, C_{rüzgar}^{DGP, alış}, CVaR_\alpha, E_{f,s,h}^{EA, alış, GÖP}, E_{f,s,h}^{EA, satış, GÖP}, E_{f,y,s,t}^{EA, şarj}, E_{f,y,s,t}^{EA,deşarj}, E_{f,s,h}^{EA, tüket, GZ}, E_{f,s,t}^{EA, tüket, GZ, t}, E_{f,s,t}^{EA, üret, GZ, t}, E_{f,s,h}^{EA, alış, DGP}, E_{f,s,h}^{EA, üret, GZ}, E_{f,s,h}^{EA, satış, DGP}, E_{f,s,h}^{f, EA, tüket}, E_{ph,k,h}^{fv, ikili}, E_{ph,k,h}^{fv, DGP, alış}, E_{ph,k,h}^{fv, DGP, satış}, E_{ph,k,h}^{fv, kes}, E_{ph,k,h}^{fv, GÖP}, E_{f,s,h}^{fv, EA}, E_f^{top, EAO}, E_{w,k,h}^{rüzgar, ikili}, E_{w,k,h}^{rüzgar, DGP, alış}, E_{w,k,h}^{rüzgar, DGP, satış}, E_{w,k,h}^{rüzgar, kes}, E_{w,k,h}^{rüzgar, GÖP}, E_{f,s,h}^{rüzgar, EA}, ED_{f,y,s,t}^{EA}, I_{ph}^{top, fv}, I_w^{top, rüzgar}, K_f^{EAO}, K_{ph}^{fv}, K_w^{rüzgar}, p_{fv}^{ikili}, p_{rüzgar}^{ikili}, p_{EAO}^{DGP, satış}, p_{EAO}^{GÖP, satış}, p_{fv}^{DGP, satış}, p_{rüzgar}^{DGP, satış}, p_{fv}^{GÖP, satış}, p_{rüzgar}^{GÖP, satış}, p_{f,y,s,t}^{EA, şarj}, p_{f,y,s,t}^{EA,deşarj}, u_{h,k,s}^{DGP}, u_{h,s}^{EAO}, u_{h,k,s}^{GÖP}, u_{1-12}^{yard}, \Gamma_{k,l,m,s}, \zeta, \lambda_\Omega^x$

5.1.1 Üst Seviye Problem

Çalışmanın ana amaç fonksiyonu, ki bu YEPY’nin GÖP ve DGP’deki çeşitli alış ve satış işlemlerinden ve gerçekleştirdiği ikili anlaşmalardan elde edilen kazancı etmektir, (5.1) tarafından verilmiştir. Amaç fonksiyonu beklenen kazançlar,

beklenen giderler ve CVaR ifadesinden oluşmaktadır. Formülden de anlaşılacağı üzere riskten kaçınma faktörünün kazanç üzerinde doğrudan etkisi olduğu belirtilmelidir.

$$\begin{aligned}
& \text{maksimum} \left\{ (1 - \beta) \right. \\
& \quad \cdot \left(P_{rüzgar}^{ikili} + P_{rüzgar}^{GÖP,satış} + P_{rüzgar}^{DGP,satış} - C_{rüzgar}^{DGP,alış} + P_{fv}^{ikili} \right. \\
& \quad + P_{fv}^{GÖP,satış} + P_{fv}^{DGP,satış} - C_{fv}^{DGP,alış} - C_{EAO}^{GÖP,alış} + P_{EAO}^{GÖP,satış} \\
& \quad \left. \left. - C_{EAO}^{DGP,alış} + P_{EAO}^{DGP,satış} \right) + (\beta \cdot CVaR_{\alpha}) \right\}
\end{aligned} \tag{5.1}$$

RES'lerden üretilen enerjinin ikili anlaşmalar yoluyla satılmasıyla elde edilen toplam gelir (5.2)'de ifade edilirken, GÖP'te ve yukarı düzenleme hizmeti için DGP'de satılmasıyla elde edilen gelirler sırasıyla (5.3) ve (5.4)'te verilmiştir. RES'lerin DGP'de aşağı düzenleme hizmeti sonucu ortaya çıkan maliyet ise (5.5) ile hesaplanmaktadır. (5.2)-(5.5)'de RES'ler için verilen ifadelere benzer şekilde, FGÜT'ler için enerji satış gelirleri ve enerji alış masrafı (5.6)-(5.9)'da verilmiştir.

$$P_{rüzgar}^{ikili} = \sum_w \sum_k \sum_h p_k \cdot \lambda_h^{ikili} \cdot E_{w,k,h}^{rüzgar,ikili} \tag{5.2}$$

$$P_{rüzgar}^{GÖP,satış} = \sum_w \sum_k \sum_l \sum_h p_k \cdot p_l \cdot \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{w,k,h}^{rüzgar,GÖP} \tag{5.3}$$

$$P_{rüzgar}^{DGP,satış} = \sum_w \sum_k \sum_m \sum_h p_k \cdot p_m \cdot \lambda_{h,m}^{DGP,satış} \cdot E_{w,k,h}^{rüzgar,DGP,satış} \tag{5.4}$$

$$C_{rüzgar}^{DGP,alış} = \sum_w \sum_k \sum_m \sum_h p_k \cdot p_m \cdot \lambda_{h,m}^{DGP,alış} \cdot E_{w,k,h}^{rüzgar,DGP,alış} \tag{5.5}$$

$$P_{fv}^{ikili} = \sum_{ph} \sum_k \sum_h p_k \cdot \lambda_h^{ikili} \cdot E_{ph,k,h}^{fv,ikili} \tag{5.6}$$

$$P_{fv}^{GÖP,satış} = \sum_{ph} \sum_k \sum_l \sum_h p_k \cdot p_l \cdot \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{ph,k,h}^{fv,GÖP} \tag{5.7}$$

$$P_{fv}^{DGP,satış} = \sum_{ph} \sum_k \sum_m \sum_h p_k \cdot p_m \cdot \lambda_{h,m}^{DGP,satış} \cdot E_{ph,k,h}^{fv,DGP,satış} \tag{5.8}$$

$$C_{fv}^{DGP,alıs} = \sum_{ph} \sum_k \sum_m \sum_h p_k \cdot p_m \cdot \lambda_{h,m}^{DGP,alıs} \cdot E_{ph,k,h}^{fv,DGP,alıs} \quad (5.9)$$

EA bataryalarının deşarj edilmesi ile sağlanan enerjinin GÖP ve DGP'ye satışından elde edilen gelir sırasıyla (5.10) ve (5.11)'de ifade edilmektedir. EA'ların şarj edilmesi için GÖP ve DGP'den satın alınan enerjinin maliyetleri ise sırasıyla (5.12) ve (5.13) ile hesaplanmaktadır.

$$P_{EAO}^{GÖP,satıs} = \sum_f \sum_s \sum_l \sum_h p_s \cdot p_l \cdot \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{f,s,h}^{EA,satıs,GÖP} \quad (5.10)$$

$$P_{EAO}^{DGP,satıs} = \sum_f \sum_s \sum_m \sum_h p_s \cdot p_m \cdot \lambda_{h,m}^{DGP,satıs} \cdot E_{f,s,h}^{EA,satıs,DGP} \quad (5.11)$$

$$C_{EAO}^{GÖP,alıs} = \sum_f \sum_s \sum_l \sum_h p_s \cdot p_l \cdot \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{f,s,h}^{EA,alıs,GÖP} \quad (5.12)$$

$$C_{EAO}^{DGP,alıs} = \sum_f \sum_s \sum_m \sum_h p_s \cdot p_m \cdot \lambda_{h,m}^{DGP,alıs} \cdot E_{f,s,h}^{EA,alıs,DGP} \quad (5.13)$$

Risk yönetimi, belirsizlikler nedeniyle karşılaşılabilecek kârdan zarar veya zarar durumunu hesaba katmak için CVaR yöntemi ile ele alınmıştır. Bu yöntem optimizasyon problemlerinde yaygın şekilde kullanılmaktadır. Probleme ait CVaR'a ilişkin denklemler (5.14)-(5.16)'da verilmiştir.

RES'lerden üretilen enerjiye ilişkin piyasa tekliflerinin sınırı ve portföy içi ticaretin üst limiti (5.17) ve (5.18) 'de belirlenirken, FGÜT'ler için sınırlar ise (5.19) ve (5.20)'de belirlenmektedir. (5.21) ve (5.22)'de ise EAO'lar için piyasa limitleri açıklanmaktadır.

RES'ler ve FGÜT'ler için şebekeye gönderilebilecek enerji miktarı ve EAO'lar için elektrik şebekesinden satın alınabilecek veya elektrik şebekesine satılabilecek enerji miktarı için limitler (5.23)-(5.25)'te belirlenmiştir.

$$CVaR_{\alpha} = \zeta - \frac{1}{(1-\alpha)} \cdot \sum_k \sum_l \sum_m \sum_s p_k \cdot p_l \cdot p_m \cdot p_s \cdot \Gamma_{k,l,m,s} \quad (5.14)$$

$$\begin{aligned}
\zeta - & \left(\sum_w \sum_h \lambda_h^{ikili} \cdot E_{w,k,h}^{rüzgar,ikili} \right. \\
& + \sum_w \sum_h \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{w,k,h}^{rüzgar,GÖP} \\
& + \sum_w \sum_h \lambda_{h,m}^{DGP,satış} \cdot E_{w,k,h}^{rüzgar,DGP,satış} \\
& - \sum_w \sum_h \lambda_{h,m}^{DGP,alış} \cdot E_{w,k,h}^{rüzgar,DGP,alış} + \sum_{ph} \sum_h \lambda_h^{ikili} \cdot E_{ph,k,h}^{fv,ikili} \\
& + \sum_{ph} \sum_h \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{ph,k,h}^{fv,GÖP} + \sum_{ph} \sum_h \lambda_{h,m}^{DGP,satış} \cdot E_{ph,k,h}^{fv,DGP,satış} \\
& - \sum_{ph} \sum_h \lambda_{h,m}^{DGP,alış} \cdot E_{ph,k,h}^{fv,DGP,alış} + \sum_f \sum_h \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{f,s,h}^{EA,satış,GÖP} \\
& - \sum_f \sum_h \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{f,s,h}^{EA,alış,GÖP} + \sum_f \sum_h \lambda_{h,m}^{DGP,satış} \cdot E_{f,s,h}^{EA,satış,DGP} \\
& \left. - \sum_f \sum_h \lambda_{h,m}^{DGP,alış} \cdot E_{f,s,h}^{EA,alış,DGP} \right) \leq \Gamma_{k,l,m,s}, \quad \forall k, s, l, m
\end{aligned} \tag{5.15}$$

$$\Gamma_{k,l,m,s} \geq 0, \quad \forall k, l, m, s \tag{5.16}$$

$$\begin{aligned}
& E_{w,k,h}^{rüzgar,ikili}, E_{w,k,h}^{rüzgar,GÖP}, E_{w,k,h}^{rüzgar,DGP,satış}, E_{f,s,h}^{rüzgar,EA} \\
& \leq E_{w,k,h}^{rüzgar,üret} - E_{w,k,h}^{rüzgar,kes}, \quad \forall w, k, h
\end{aligned} \tag{5.17}$$

$$E_{w,k,h}^{rüzgar,DGP,alış} \leq E_{w,k,h}^{rüzgar,GÖP}, \quad \forall w, k, h \tag{5.18}$$

$$E_{ph,k,h}^{fv,ikili}, E_{ph,k,h}^{fv,GÖP}, E_{ph,k,h}^{fv,DGP,satış}, E_{f,s,h}^{fv,EA} \leq E_{ph,k,h}^{fv,üret} - E_{ph,k,h}^{fv,kes}, \quad \forall ph, k, h \tag{5.19}$$

$$E_{ph,k,h}^{fv,DGP,alış} \leq E_{ph,k,h}^{fv,GÖP}, \quad \forall ph, k, h \tag{5.20}$$

$$E_{f,s,h}^{EA,satış,GÖP}, E_{f,s,h}^{EA,satış,DGP} \leq E_{f,s,h}^{EA,üret,GZ}, \quad \forall f, s, h \tag{5.21}$$

$$E_{f,s,h}^{EA,alış,GÖP}, E_{f,s,h}^{EA,alış,DGP} \leq E_{f,s,h}^{EA,tüket,GZ}, \quad \forall f, s, h \tag{5.22}$$

$$E_{w,k,h}^{rüzgar,üret} - E_{w,k,h}^{rüzgar,kes} \leq HK_{w,h}^{RES}, \quad \forall w, k, h \tag{5.23}$$

$$E_{ph,k,h}^{fv, \text{üret}} - E_{ph,k,h}^{fv, kes} \leq HK_{ph,h}^{FGÜT}, \quad \forall ph, k, h \quad (5.24)$$

$$E_{f,s,h}^{f,EA,tüket}, E_{f,s,h}^{f,EA, \text{üret}} \leq HK_{f,h}^{EAO}, \quad \forall f, s, h \quad (5.25)$$

(5.26) ve (5.27) eşitsizlikleri ile DGP'de aynı saat için yukarı düzenleme hizmeti ve aşağı düzenleme hizmeti için teklif verilmemesi sağlanırken, (5.28) ve (5.29) eşitsizlikleri ile GÖP'te aynı saatte enerji alış ve satış işleminin gerçekleştirilmemesi sağlanmaktadır. EAO'daki EA'ların aynı saatte şarj ve deşarj olmaması durumu ise (5.30) ve (5.31) ile garanti edilmektedir.

$$\sum_w E_{w,k,h}^{rüzgar,DGP,satış} + \sum_{ph} E_{ph,h}^{fv,DGP,satış} + \sum_f E_{f,s,h}^{EA,satış,DGP} \leq N \cdot u_{h,k,s}^{DGP}, \quad \forall k, s, h \quad (5.26)$$

$$\sum_w E_{w,k,h}^{rüzgar,DGP,alış} + \sum_{ph} E_{ph,h}^{pv,DGP,alış} + \sum_f E_{f,s,h}^{EA,alış,DGP} \leq N \cdot (1 - u_{h,k,s}^{DGP}), \quad \forall k, s, h \quad (5.27)$$

$$\sum_w E_{w,k,h}^{rüzgar,GÖP} + \sum_{ph} E_{ph,h}^{fv,GÖP} + \sum_f E_{f,s,h}^{EA, \text{üret},GÖP} \leq N \cdot u_{h,k,s}^{GÖP}, \quad \forall k, s, h \quad (5.28)$$

$$\sum_f E_{f,s,h}^{EA,tüket,GÖP} \leq N \cdot (1 - u_{h,k,s}^{GÖP}), \quad \forall k, s, h \quad (5.29)$$

$$\sum_f E_{f,s,h}^{EA,tüket,GZ} \leq N \cdot u_{h,s}^{EAO}, \quad \forall s, h \quad (5.30)$$

$$\sum_f E_{f,s,h}^{EA, \text{üret},GZ} \leq N \cdot (1 - u_{h,s}^{EAO}), \quad \forall s, h \quad (5.31)$$

RES ve FGÜT'lerde üretilen enerjinin nerede değerlendirildiğine ilişkin enerji denklemleri sırasıyla (5.32) ve (5.33)'te verilmiştir. EAO'ların EA'ları şarj etmek için satın aldıkları şarj enerjilerine ait denklem (5.34)'te verilirken, her EAO için EA'lardan deşarj edilen enerjiye ait denklem (5.35)'de tanımlanmıştır.

$$E_{w,k,h}^{rüzgar,ikili} + E_{w,k,h}^{rüzgar,GÖP} + E_{w,k,h}^{rüzgar,DGP,satış} - E_{w,k,h}^{rüzgar,DGP,alış} + \sum_f E_{f,s,h}^{rüzgar,EA} = E_{w,k,h}^{rüzgar,üret} - E_{w,k,h}^{rüzgar,kes}, \quad \forall w, k, s, h \quad (5.32)$$

$$E_{ph,k,h}^{fv,ikili} + E_{ph,k,h}^{fv,GÖP} + E_{ph,k,h}^{fv,DGP,satış} - E_{ph,k,h}^{fv,DGP,alış} + \sum_f E_{f,s,h}^{fv,EA} = E_{ph,k,h}^{fv,üret} - E_{ph,k,h}^{fv,kes}, \quad \forall ph, k, s, h \quad (5.33)$$

$$E_{f,s,h}^{EA,alış,GÖP} + E_{f,s,h}^{EA,alış,DGP} + E_{f,s,h}^{rüzgar,EA} + E_{f,s,h}^{fv,EA} = E_{f,s,h}^{EA,tüket,GZ}, \quad \forall f, s, h \quad (5.34)$$

$$E_{f,s,h}^{EA,satış,GÖP} + E_{f,s,h}^{EA,satış,DGP} = E_{f,s,h}^{EA,üret,GZ}, \quad \forall f, s, h \quad (5.35)$$

Rüzgâr ve fotovoltaik güç üretimine ait işlemlerde $P_{w,k,t}^{rüzgar,üret}/P_{ph,k,t}^{fv,üret}$ ile yapılan işlemlerin yerine t ve $(t+1)$ zamanlarındaki güçlerin ortalamasının alınarak yapılan işlemlerin daha doğru sonuç vereceği düşünüldüğü için (5.36) ve (5.37)'de yamuk kuralı uygulanmıştır.

$$E_{w,k,t}^{rüzgar,üret,t} = \frac{(P_{w,k,t}^{rüzgar,üret} + P_{w,k,(t+1)}^{rüzgar,üret})}{2} \cdot \Delta T, \quad \forall w, k, t \quad (5.36)$$

$$E_{ph,k,t}^{fv,üret,t} = \frac{(P_{ph,k,t}^{fv,üret} + P_{ph,k,(t+1)}^{fv,üret})}{2} \cdot \Delta T, \quad \forall ph, k, t \quad (5.37)$$

Her bir h saatinde her bir RES ve FGÜT tarafından üretilen enerjiye ait ifadeler sırasıyla (5.38) ve (5.39)'da verilmiştir. (5.40) ve (5.41)'de ise, her bir h saati için EAO'lardaki EA'ların şarj ve deşarj enerji miktarları hesaplanmaktadır. Her bir t anında her bir EAO'nun toplam şarj ve deşarj enerjisi ise sırasıyla (5.42) ve (5.43)'te verilmiştir.

$$E_{w,k,h}^{rüzgar,üret} = \sum_t E_{w,k,t}^{rüzgar,üret,t}, \quad \forall w, k, h, \quad t \in \Delta^t \quad (5.38)$$

$$E_{ph,k,h}^{fv,üret} = \sum_t E_{ph,k,t}^{fv,üret,t}, \quad \forall ph, k, h, \quad t \in \Delta^t \quad (5.39)$$

$$E_{f,s,h}^{EA,tüket,GZ} = \sum_t E_{f,s,t}^{EA,tüket,GZ,t}, \quad \forall f, s, h, \quad t \in \Delta^t \quad (5.40)$$

$$E_{f,s,h}^{EA, \text{üret}, GZ} = \sum_t E_{f,s,t}^{EA, \text{üret}, GZ, t}, \quad \forall f, s, h, \quad t \in \Delta^t \quad (5.41)$$

$$E_{f,s,t}^{EA, \text{tüket}, GZ, t} = \sum_y E_{f,y,s,t}^{EA, \text{şarj}}, \quad \forall f, s, t \quad (5.42)$$

$$E_{f,s,t}^{EA, \text{üret}, GZ, t} = \sum_y E_{f,y,s,t}^{EA, \text{deşarj}}, \quad \forall f, s, t \quad (5.43)$$

(5.36) ve (5.37)'ye benzer şekilde, (5.44) ve (5.45)'te daha doğru sonuçlar elde etmek için EA şarj vedeşarj enerjisi ifadeleri için yamuk kuralı uygulanmıştır. EA'ların maksimum şarj vedeşarj güç sınırları ise sırasıyla (5.46) ve (5.47)'de belirlenmektedir.

$$E_{f,y,s,t}^{EA, \text{şarj}} = \frac{P_{f,y,s,t}^{EA, \text{şarj}} + P_{f,y,s,(t+1)}^{EA, \text{şarj}}}{2} \cdot \Delta_T, \quad \forall f, y, s, t \quad (5.44)$$

$$E_{f,y,s,t}^{EA, \text{deşarj}} = \frac{P_{f,y,s,t}^{EA, \text{deşarj}} + P_{f,y,s,(t+1)}^{EA, \text{deşarj}}}{2} \cdot \Delta_T, \quad \forall f, y, s, t \quad (5.45)$$

$$P_{f,y,s,t}^{EA, \text{şarj}} \leq R_{f,y}^{EA, \text{şarj}}, \quad \forall f, y, s, \quad t \in [T_{f,y,s}^v, T_{f,y,s}^a] \quad (5.46)$$

$$P_{f,y,s,t}^{EA, \text{deşarj}} \leq R_{f,y}^{EA, \text{deşarj}}, \quad \forall f, y, s, \quad t \in [T_{f,y,s}^v, T_{f,y,s}^a] \quad (5.47)$$

Eşitlikler (5.48) ve (5.49), EA'ların EAO'larda olmadıkları zamanlarda şarj vedeşarj olmamalarını garanti etmektedir. EA'ların her bir t anındaki enerji durumu ise (5.50) ile ifade edilmektedir. EA bataryalarının maksimum ve minimum enerji durumları için limitler sırasıyla (5.51) ve (5.52)'de belirlenirken, EA'ların EAO'ya geldiğinde ve EAO'dan ayrıldıklarında enerji seviyelerinin durumu (5.53) ve (5.54) ile belirlenmektedir.

$$P_{f,y,s,t}^{EA, \text{şarj}} = 0, \quad \forall f, y, s, \quad t \notin [T_{f,y,s}^v, T_{f,y,s}^a] \quad (5.48)$$

$$P_{f,y,s,t}^{EA, \text{deşarj}} = 0, \quad \forall f, y, s, \quad t \notin [T_{f,y,s}^v, T_{f,y,s}^a] \quad (5.49)$$

$$ED_{f,y,s,t}^{EA} = ED_{f,y,s,(t-1)}^{EA} + \eta_{f,y}^{EA, \text{şarj}} \cdot P_{f,y,s,t}^{EA, \text{şarj}} \cdot \Delta_T - (P_{f,y,s,t}^{EA, \text{deşarj}} / \eta_{f,y}^{EA, \text{deşarj}}) \cdot \Delta_T, \quad t \in (T_{f,y,s}^v, T_{f,y,s}^a] \quad (5.50)$$

$$ED_{f,y,s,t}^{EA} \leq E_{f,y}^{EA,maxs}, \quad \forall f, y, s, \quad t \in [T_{f,y,s}^v, T_{f,y,s}^a] \quad (5.51)$$

$$ED_{f,y,s,t}^{EA} \geq E_{f,y}^{EA,min}, \quad \forall f, y, s, \quad t \in [T_{f,y,s}^v, T_{f,y,s}^a] \quad (5.52)$$

$$ED_{f,y,s,t}^{EA} = SoE_{f,y}^{EV,bas}, \quad \forall f, y, s, \quad t = [T_{f,y,s}^v] \quad (5.53)$$

$$ED_{f,y,s,t}^{EA} = E_{f,y}^{EA,ist}, \quad \forall f, y, s, \quad t = [T_{f,y,s}^a] \quad (5.54)$$

YEPY tarafından RES'ler ve FGÜT'ler için gerçekleştirilen enerji ticareti sonucu ortaya çıkan gelirler (5.55) ve (5.56)'da tanımlanırken, EAO'ların enerji ticareti sonucu ortaya çıkan maliyet (5.57)'de verilmektedir.

$$I_w^{top,rüzgar} = \left(\sum_k \sum_h p_k \cdot \lambda_h^{ikili} \cdot E_{w,k,h}^{rüzgar,ikili} + \sum_k \sum_l \sum_h p_k \cdot p_l \cdot \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{w,k,h}^{rüzgar,GÖP} + \sum_f \sum_l \sum_h p_l \cdot \lambda_h^{port} \cdot E_{f,s,h}^{rüzgar,EA} + \sum_k \sum_m \sum_h p_k \cdot p_m \cdot \lambda_{h,m}^{DGP,satış} \cdot E_{w,k,h}^{rüzgar,DGP,satış} - \sum_k \sum_m \sum_h p_k \cdot p_m \cdot \lambda_{h,m}^{DGP,alış} \cdot E_{w,k,h}^{rüzgar,DGP,alış} \right), \quad \forall w \quad (5.55)$$

$$I_{ph}^{top,fv} = \left(\sum_{kk} \sum_h p_k \cdot \lambda_h^{ikili} \cdot E_{ph,k,h}^{fv,ikili} + \sum_k \sum_l \sum_h p_k \cdot p_l \cdot \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{ph,k,h}^{fv,GÖP} + \sum_f \sum_l \sum_h p_l \cdot \lambda_h^{port} \cdot E_{f,s,h}^{fv,EA} + \sum_k \sum_m \sum_h p_k \cdot p_m \cdot \lambda_{h,m}^{DGP,satış} \cdot E_{ph,k,h}^{fv,DGP,satış} - \sum_{kk} \sum_m \sum_h p_k \cdot p_m \cdot \lambda_{h,m}^{DGP,alış} \cdot E_{ph,k,h}^{fv,DGP,alış} \right), \quad \forall ph \quad (5.56)$$

$$\begin{aligned}
E_f^{top, EAO} = & \left(\sum_s \sum_l \sum_h p_s \cdot p_l \cdot \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{f,s,h}^{EA, alış, GÖP} \right. \\
& + \sum_s \sum_h p_s \cdot \lambda_h^{port} \cdot E_{f,s,h}^{rüzgar, EA} + \sum_s \sum_h p_s \cdot \lambda_h^{port} \cdot E_{f,s,h}^{fv, EA} \\
& + \sum_f \sum_l \sum_h p_l \cdot \lambda_h^{port} \cdot E_{f,s,h}^{fv, EA} \\
& - \sum_s \sum_l \sum_h p_s \cdot p_l \cdot \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{f,s,h}^{EA, satış, GÖP} \\
& - \sum_s \sum_m \sum_h p_s \cdot p_m \cdot \lambda_{h,m}^{DGP, alış} \cdot E_{f,s,h}^{EA, alış, DGP} \\
& \left. + \sum_s \sum_m \sum_h p_s \cdot p_m \cdot \lambda_{h,m}^{DGP, satış} \cdot E_{f,s,h}^{EA, satış, DGP} \right), \quad \forall f
\end{aligned} \tag{5.57}$$

5.1.2 Alt Seviye Problem

(5.58)'de verilmiş olan alt seviye problemin amaç fonksiyonunda hedef her bir portföy katılımcısının kaybını minimize etmektir.

$$\begin{aligned}
min \left\{ \sum_w \frac{C^{maks, rüzgar}(w)}{C^{top, port, maks}} \cdot K_w^{rüzgar} + \sum_{ph} \frac{C^{maks, pv}(ph)}{C^{top, port, maks}} \cdot K_{ph}^{fv} \right. \\
\left. + \sum_f \frac{C^{maks, EAO}(f)}{C^{top, port, maks}} \cdot K_f^{EAO} \right\}
\end{aligned} \tag{5.58}$$

Bu optimizasyon problemi (5.59)-(5.70)'de açıklandığı gibi EAO'lar için masraf sınırları, RES ve FGÜT'ler için gelir sınırlarını içermektedir. (5.59) ve (5.63), RES'ler ve FGÜT'ler için belirlenen referans değer, gelir ve kayıptan oluşan sınırlara ait eşitsizliklerden oluşurken, (5.67), EAO'lar için belirlenen referans değer, masraf ve kayıptan oluşan sınırlar için eşitsizliği ifade etmektedir. RES'ler ve FGÜT'ler için gelirin alt sınırı (5.61) ve (5.65) ile belirlenirken, üst sınır (5.62) ve (5.66) ile belirlenmektedir. EAO'lar için ise masrafların alt sınırı (5.69) ile belirlenirken üst sınır (5.70) ile belirlenmektedir. (5.60), (5.64) ve (5.68) kayıplar için negatif olmayan sınırları tanımlamaktadır.

$$D_w^{rüzgar} - I_w^{top, rüzgar} - K_w^{rüzgar} \leq 0 \quad \forall w: \lambda_w^1 \tag{5.59}$$

$$-K_w^{rüzgar} \leq 0 \quad \forall w: \lambda_w^2 \quad (5.60)$$

$$L_w^{rüzgar,min} - I_w^{top,rüzgar} \leq 0 \quad \forall w: \lambda_w^3 \quad (5.61)$$

$$I_w^{top,rüzgar} - L_w^{rüzgar,maks} \leq 0, \quad \forall w: \lambda_w^4 \quad (5.62)$$

$$D_{ph}^{fv} - I_{ph}^{top,fv} - K_{ph}^{fv} \leq 0, \quad \forall ph: \lambda_{ph}^5 \quad (5.63)$$

$$-K_{ph}^{fv} \leq 0, \quad \forall ph: \lambda_{ph}^6 \quad (5.64)$$

$$L_{ph}^{fv,min} - I_{ph}^{top,fv} \leq 0, \quad \forall ph: \lambda_{ph}^7 \quad (5.65)$$

$$I_{ph}^{top,fv} - L_{ph}^{fv,maks} \leq 0, \quad \forall ph: \lambda_{ph}^8 \quad (5.66)$$

$$I_f^{top,EO} - D_f^{EO} - K_f^{EO} \leq 0, \quad \forall f: \lambda_f^9 \quad (5.67)$$

$$-K_f^{EO} \leq 0, \quad \forall f: \lambda_f^{10} \quad (5.68)$$

$$L_f^{EO,min} - I_f^{top,EO} \leq 0, \quad \forall f: \lambda_f^{11} \quad (5.69)$$

$$I_f^{top,EO} - L_f^{EO,maks} \leq 0, \quad \forall f: \lambda_f^{12} \quad (5.70)$$

Tek amaçlı bir optimizasyon probleminde iki amaç fonksiyonu yer alamayacaktır. Bu açıdan çalışmada alt seviye problemin üst seviye problemin içerisinde yer alabilmesi için alt seviye problem, hem gerekli ve hem de yeterli olan Karush-Kuhn-Tucker (KKT) optimallik koşulları ile değiştirilmiştir. Bu amaçla ilk olarak KKT koşullarını oluşturmak için (5.71) 'de verilen optimizasyon probleminin Lagrange fonksiyonu oluşturulmuştur. KKT koşullarının durağanlık koşulu, tamamlayıcı gevşeklik koşulu, ikili fizibilite ve birincil fizibilite koşulundan oluştuğu söylenmelidir. Optimizasyon probleminin durağanlık koşulları (5.72)-(5.77)'da verilmiştir. Ayrıca tamamlayıcı gevşeklik koşulları (5.78)-(5.89)'da belirtilmiştir. Bunları doğrusallaştırmanın tek yolu, [25]'teki gibi büyük-M formülasyonu kullanmaktır. (5.91)-(5.126)'da ilgili ifadelerin M formülasyonu ile doğrusallaştırma işlemleri verilmiştir. Ayrıca ikili fizibilite koşulunu sağlamak için Lagrange çarpanlarının negatif olmaması durumu (5.90) ile sağlanmaktadır.

(5.59)-(5.70) ise birincil fizibilite koşullarını ifade etmektedir.

Optimizasyon problemi artık, (5.1)-(5.57), (5.59)-(5.70), (5.72)-(5.77), (5.90)-(5.126)'i içeren karışık tamsayılı doğrusal programlama problemi olarak yeniden yazılabilecektir.

$$\begin{aligned}
\Lambda = & \sum_w \frac{C^{maks,rüzgar(w)}}{C^{top,port,maks}} \cdot K_w^{rüzgar} + \sum_{ph} \frac{C^{maks,fv(ph)}}{C^{top,port,maks}} \cdot K_{ph}^{fv} \\
& + \sum_f \frac{C^{maks,EAO(f)}}{C^{top,port,maks}} \cdot K_f^{EAO} \\
& + \sum_w \lambda_w^1 \cdot (-I_w^{top,rüzgar} + D_w^{rüzgar} - K_w^{rüzgar}) \\
& + \sum_w \lambda_w^2 \cdot (K_w^{rüzgar}) + \sum_w \lambda_w^3 \cdot (-I_w^{top,rüzgar} + L_w^{rüzgar,min}) \\
& + \sum_w \lambda_w^4 \cdot (I_w^{top,rüzgar} - L_w^{rüzgar,maks}) \\
& + \sum_{ph} \lambda_{ph}^5 \cdot (-I_{ph}^{top,fv} + D_{ph}^{fv} - K_{ph}^{fv}) + \sum_{ph} \lambda_{ph}^6 \cdot (K_{ph}^{fv}) \\
& + \sum_{ph} \lambda_{ph}^7 \cdot (-I_{ph}^{top,fv} + L_{ph}^{fv,min}) \\
& + \sum_{ph} \lambda_{ph}^8 \cdot (I_{ph}^{top,fv} - L_{ph}^{fv,maks}) \\
& + \sum_f \lambda_f^9 \cdot (I_f^{top,EAO} - D_f^{EAO} - K_f^{EAO}) + \sum_f \lambda_f^{10} \cdot (K_f^{EAO}) \\
& + \sum_f \lambda_f^{11} \cdot (-I_f^{top,EAO} + L_f^{EAO,min}) \\
& + \sum_f \lambda_f^{12} \cdot (I_f^{top,EAO} - L_f^{EAO,maks}) = 0
\end{aligned} \tag{5.71}$$

$$\frac{\partial \Lambda}{\partial K_w^{rüzgar}} = 0 \rightarrow \frac{C^{maks,rüzgar(w)}}{C^{top,port,maks}} - \lambda_w^1 - \lambda_w^2 = 0 \quad \forall w \tag{5.72}$$

$$\frac{\partial \Lambda}{\partial I_w^{top,rüzgar}} = 0 \rightarrow -\lambda_w^1 - \lambda_w^3 + \lambda_w^4 = 0, \quad \forall w \tag{5.73}$$

$$\frac{\partial \Lambda}{\partial K_{ph}^{fv}} = 0 \rightarrow \frac{C^{maks,fv(ph)}}{C^{top,port,maks}} - \lambda_{ph}^5 - \lambda_{ph}^6 = 0, \quad \forall ph \quad (5.74)$$

$$\frac{\partial \Lambda}{\partial I_{ph}^{top,fv}} = 0 \rightarrow -\lambda_{ph}^5 - \lambda_{ph}^7 + \lambda_{ph}^8 = 0, \quad \forall ph \quad (5.75)$$

$$\frac{\partial \Lambda}{\partial K_f^{EAO}} = 0 \rightarrow \frac{C^{maks,EAO(f)}}{C^{top,port,maks}} - \lambda_f^9 - \lambda_f^{10} = 0, \quad \forall f \quad (5.76)$$

$$\frac{\partial \Lambda}{\partial I_f^{top,EAO}} = 0 \rightarrow \lambda_f^9 + \lambda_f^{11} - \lambda_f^{12} = 0, \quad \forall f \quad (5.77)$$

$$\lambda_w^1 \cdot (D_w^{rüzgar} - I_w^{top,rüzgar} - K_w^{rüzgar}) = 0, \quad \forall w \quad (5.78)$$

$$\lambda_w^2 \cdot (K_w^{rüzgar}) = 0, \quad \forall w \quad (5.79)$$

$$\lambda_w^3 \cdot (L_w^{rüzgar,min} - I_w^{top,rüzgar}) = 0, \quad \forall w \quad (5.80)$$

$$\lambda_w^4 \cdot (I_w^{top,rüzgar} - L_w^{rüzgar,maks}) = 0, \quad \forall w \quad (5.81)$$

$$\lambda_{ph}^5 \cdot (D_{ph}^{fv} - I_{ph}^{top,fv} - K_{ph}^{fv}) = 0, \quad \forall ph \quad (5.82)$$

$$\lambda_{ph}^6 \cdot (K_{ph}^{fv}) = 0, \quad \forall ph \quad (5.83)$$

$$\lambda_{ph}^7 \cdot (L_{ph}^{fv,min} - I_{ph}^{top,fv}) = 0, \quad \forall ph \quad (5.84)$$

$$\lambda_{ph}^8 \cdot (I_{ph}^{top,fv} - L_{ph}^{fv,maks}) = 0, \quad \forall ph \quad (5.85)$$

$$\lambda_f^9 \cdot (I_f^{top,EAO} - D_f^{EAO} - K_f^{EAO}) = 0, \quad \forall f \quad (5.86)$$

$$\lambda_f^{10} \cdot (K_f^{EAO}) = 0, \quad \forall f \quad (5.87)$$

$$\lambda_f^{11} \cdot (L_f^{EAO,min} - I_f^{top,EAO}) = 0, \quad \forall f \quad (5.88)$$

$$\lambda_f^{12} \cdot (I_f^{top,EAO} - L_f^{EAO,maks}) = 0, \quad \forall f \quad (5.89)$$

$$\lambda_w^1, \lambda_w^2, \lambda_w^3, \lambda_w^4, \lambda_{ph}^5, \lambda_{ph}^6, \lambda_{ph}^7, \lambda_{ph}^8, \lambda_f^9, \lambda_f^{10}, \lambda_f^{11}, \lambda_f^{12} \geq 0, \quad \forall w, ph, f \quad (5.90)$$

$$\lambda_w^1 \leq u_1^{yard} \cdot N \quad (5.91)$$

$$I_w^{top, rüzgar} - D_w^{rüzgar} + K_w^{rüzgar} \leq (1 - u_1^{yard}) \cdot N \quad (5.92)$$

$$I_w^{top, rüzgar} - D_w^{rüzgar} + K_w^{rüzgar} \geq 0 \quad (5.93)$$

$$\lambda_w^2 \leq u_2^{yard} \cdot N \quad (5.94)$$

$$K_w^{rüzgar} \leq (1 - u_2^{yard}) \cdot N \quad (5.95)$$

$$K_w^{rüzgar} \geq 0 \quad (5.96)$$

$$\lambda_w^3 \leq u_3^{yard} \cdot N \quad (5.97)$$

$$I_w^{top, rüzgar} - L_w^{rüzgar, min} \leq (1 - u_3^{yard}) \cdot N \quad (5.98)$$

$$I_w^{top, rüzgar} - L_w^{rüzgar, min} + K_w^{rüzgar} \geq 0 \quad (5.99)$$

$$\lambda_w^4 \leq u_4^{yard} \cdot N \quad (5.100)$$

$$-I_w^{top, rüzgar} + L_w^{rüzgar, sat} \leq (1 - u_4^{yard}) \cdot N \quad (5.101)$$

$$-I_w^{top, rüzgar} + L_w^{rüzgar, sat} \geq 0 \quad (5.102)$$

$$\lambda_{ph}^5 \leq u_5^{yard} \cdot N \quad (5.103)$$

$$I_{ph}^{top, fv} - D_{ph}^{fv} + K_{ph}^{fv} \leq (1 - u_5^{yard}) \cdot N \quad (5.104)$$

$$I_{ph}^{top, fv} - D_{ph}^{fv} + K_{ph}^{fv} \geq 0 \quad (5.105)$$

$$\lambda_{ph}^6 \leq u_6^{yard} \cdot N \quad (5.106)$$

$$K_{ph}^{fv} \leq (1 - u_6^{yard}) \cdot N \quad (5.107)$$

$$K_{ph}^{fv} \geq 0 \quad (5.108)$$

$$\lambda_{ph}^7 \leq u_7^{yard} \cdot N \quad (5.109)$$

$$I_{ph}^{top,fv} - L_{ph}^{fv,min} \leq (1 - u_7^{yard}) \cdot N \quad (5.110)$$

$$I_{ph}^{top,fv} - L_{ph}^{fv,min} + K_w^{rüzgar} \geq 0 \quad (5.111)$$

$$\lambda_{ph}^8 \leq u_8^{yard} \cdot N \quad (5.112)$$

$$-I_{ph}^{top,fv} + L_{ph}^{fv,sat} \leq (1 - u_8^{yard}) \cdot N \quad (5.113)$$

$$-I_{ph}^{top,fv} + L_{ph}^{fv,sat} \geq 0 \quad (5.114)$$

$$\lambda_f^9 \leq u_9^{yard} \cdot N \quad (5.115)$$

$$-I_f^{top,EAO} + D_f^{EAO} + K_f^{EAO} \leq (1 - u_9^{yard}) \cdot N \quad (5.116)$$

$$-I_f^{top,EAO} + D_f^{EAO} + K_f^{EAO} \geq 0 \quad (5.117)$$

$$\lambda_f^{10} \leq u_{10}^{yard} \cdot N \quad (5.118)$$

$$K_f^{EAO} \leq (1 - u_{10}^{yard}) \cdot N \quad (5.119)$$

$$K_f^{EAO} \geq 0 \quad (5.120)$$

$$\lambda_f^{11} \leq u_{11}^{yard} \cdot N \quad (5.121)$$

$$I_f^{top,EAO} - L_f^{EAO,min} \leq (1 - u_{11}^{yard}) \cdot N \quad (5.122)$$

$$I_f^{top,EAO} - L_f^{EAO,min} \geq 0 \quad (5.123)$$

$$\lambda_f^{12} \leq u_{12}^{yard} \cdot N \quad (5.124)$$

$$-I_f^{top,EAO} + L_f^{EAO,sat} \leq (1 - u_{12}^{yard}) \cdot N \quad (5.125)$$

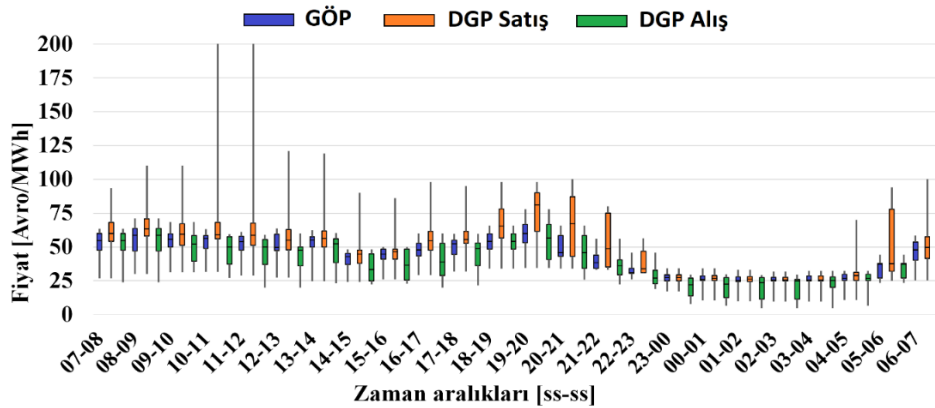
$$-I_f^{top, EAO} + L_f^{EAO, sat} \geq 0 \quad (5.126)$$

5.2 Test ve Sonuçlar

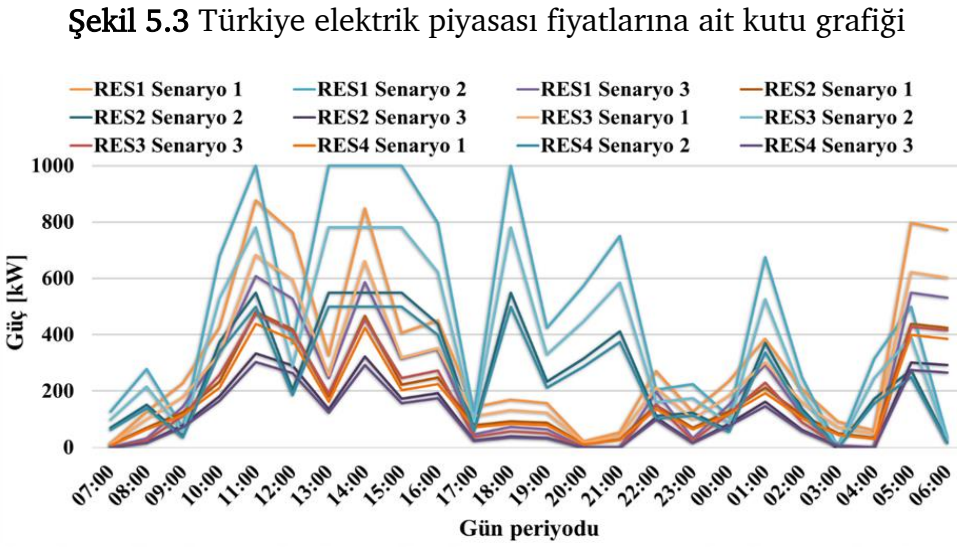
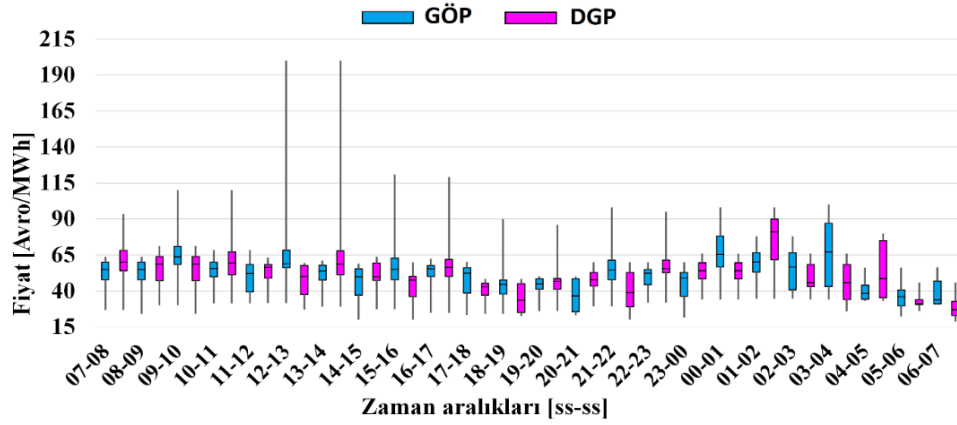
İki seviyeli yaklaşım düşünülerek REPY'nin elektrik piyasalarına optimum katılım modeli, karışık tamsayılı doğrusal programlama yöntemi ile modellenmiştir. Önerilen model GAMS v.24.1.3 yazılımı ve CPLEX v.12 çözücüsü ile test edilmiştir. Bu bölümün alt bölümlerinde ilk olarak durum çalışmaları için giriş verileri verilmiş olup, daha sonra durum çalışmalarından elde edilen sonuçların karşılaştırmaları ele alınmıştır.

5.2.1 Giriş Verileri

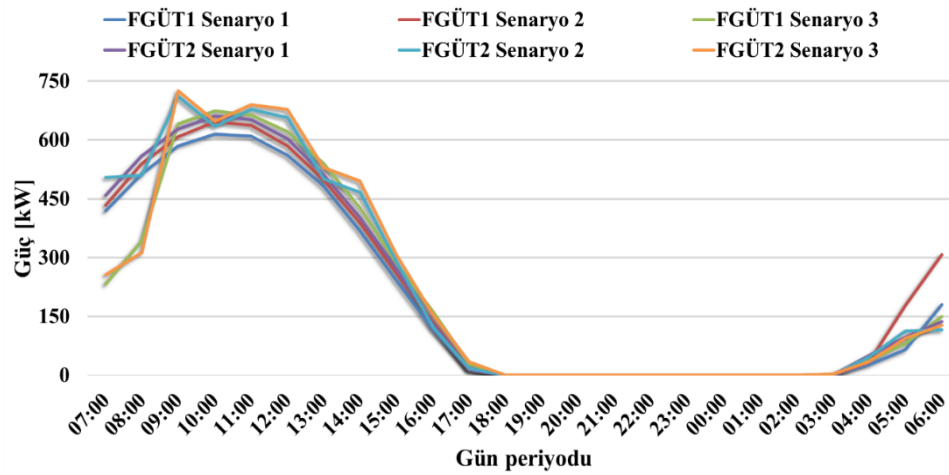
Önerilen modelde oluşabilecek maliyetler açısından çalışmadaki belirsizlikler, ki bunlar GÖP ve DGP elektrik fiyatları ve EA sürüş davranışlarıdır, senaryo bazlı stokastik yaklaşım ile ele alınmıştır. GÖP ve DGP elektrik fiyatları için Finlandiya ve Türkiye elektrik piyasasından alınan gerçek veriler kullanılarak 10 farklı senaryoya yer verilmiştir. Elektrik fiyatları 1 Eylül 2020'den itibaren sonraki 10 günü kapsamaktadır. Elektrik fiyatlarına ait veriler Şekil 5.2 ve Şekil 5.3'te verilmiştir. İkili anlaşma fiyatlarının Türkiye'de 30,5 €/MWh, Finlandiya'da ise 37 €/MWh olduğu kabul edilmiştir. Ayrıca portföy içi enerji ticareti fiyatları her durum çalışmasında ikili anlaşma fiyatları ile aynı olarak belirlenmiştir. YEPY'nin, 4 RES ve 3 FGÜT'yi içerdiği düşünülmektedir. RES'ler ve FGÜT'lere ait 3 farklı üretim senaryosuna ilişkin veriler Şekil 5.4 ve Şekil 5.5'te verilmiştir. YEK'lere ait üretim senaryoları referans [274]'ten elde edilen verilerin çalışmaya uygun şekilde revize edilmesi ile oluşturulduğu ifade edilmelidir.



Şekil 5.2 Finlandiya elektrik piyasası fiyatlarına ait kutu grafiği



Şekil 5.4 Rüzgâr enerji santralleri için senaryolara bağlı üretim verileri



Şekil 5.5 FGÜT'ler için senaryolara bağlı üretim verileri

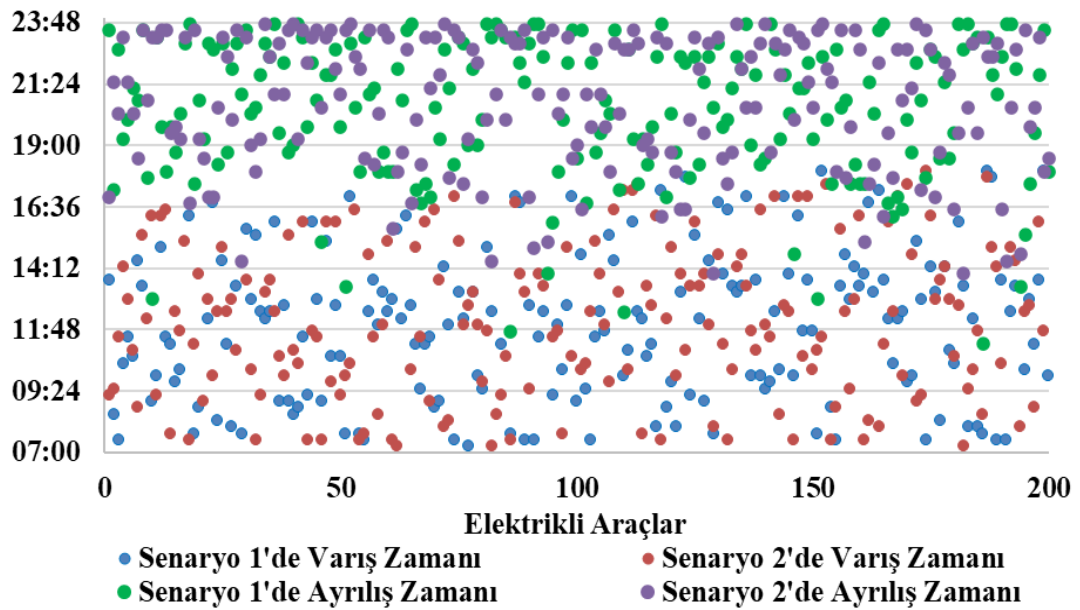
Her bir portföy katılımcısı için belirlenen referans gelir/gider, minimum değerler, maksimum değerler ve portföydeki kapasite oranları Tablo 5.2'de verilmiştir. Referans değerlerin her bir portföy katılımcısının GÖP elektrik fiyatları ile ticaret

yaptıkları durumdan daha kârlı olacak şekilde belirlendiğinin altı çizilmelidir. Ayrıca t zaman aralıkları 15 dakika olarak belirlenmiştir ve risk değerlendirmesi için güvenilirlik seviyesi 0,9 olarak alınmıştır.

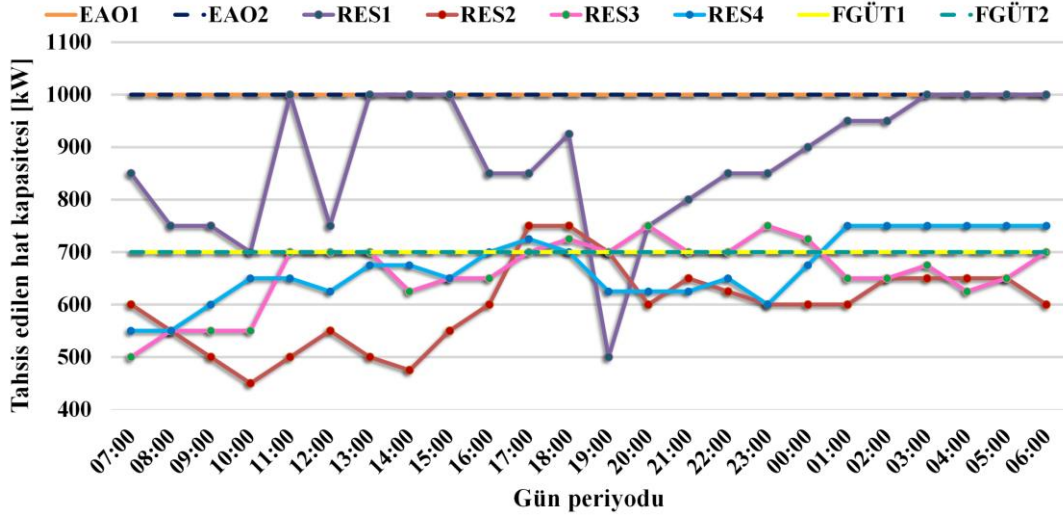
Tablo 5.2 Portföy katılımcılarına ait veriler

Katılımcı	Finlandiya			Türkiye			$\frac{C^{maks}}{C^{top,port,maks}}$
	Referans	Minimum	Maksimum	Referans	Minimum	Maksimum	
RES1	359	341,1	480	276	266	392	0,226
RES2	198	188,1	277,2	154	147,3	217	0,124
RES3	265	251,8	371	207	199,5	294	0,177
RES4	180	171	252	145	134	197,4	0,113
FGÜT1	247	234,6	345,8	158	152	224	0,137
FGÜT2	257	244,2	359,8	166	158,7	233,8	0,143
EAO1	46	29,9	50,6	48	31,2	52,8	0,0397
EAO2	46	29,9	50,6	48	31,2	52,8	0,0398

YEPY, 2 EAO'yu içermektedir ki her bir EAO'da farklı karakteristiklere sahip 10 EA'dan 10 adet olmak üzere toplamda 100 adet EA bulunmaktadır. Araçlara ait verilere bir önceki ana bölümde Çizelge 1.4'te ulaşılabilir. EA'lar için 2 farklı sürüş senaryosu oluşturulmuştur ve bunlara ait veriler Şekil 5.6'da yer almaktadır. Ayrıca, Şekil 5.7 her bir portföy katılımcısı için belirlenmiş olan hat kapasitesi verilerini göstermektedir.



Şekil 5.6 EA'lar için sürüş senaryolarına ait veriler



Şekil 5.7 Her bir portföy katılımcısı için tahsis edilen hat sınır limit değerleri

Tablo 5.3 Durum çalışmalarına ait detaylar

Durum Çalışması	Ülke	GÖP ve DGP Katılımı	İkili Anlaşmalar	" β " Değeri
Durum-1	Finlandiya	✓	✓	1
Durum-2	Finlandiya	✓	✓	0,6
Durum-3	Finlandiya	✓	✓	0
Durum-4	Türkiye	✓	✓	1
Durum-5	Türkiye	✓	✓	0,6
Durum-6	Türkiye	✓	✓	0

Önerilen modelin etkinliğini göstermek amacıyla riskten kaçınma faktörünün farklı değerleri düşünülerek ve Finlandiya ve Türkiye elektrik piyasalarına ait gerçek veriler kullanılarak çeşitli durum çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Durum çalışmalarına ilişkin veriler Tablo 5.3'te verilmiştir.

5.2.2 Simülasyon ve Sonuçlar

Her bir durum çalışmasından elde edilen ayrıntılı sonuçlar Tablo 5.4'te verilmiştir. Elde edilen sonuçlara göre en çok kazanç, YEPY'nin Finlandiya elektrik piyasasına katıldığı ve riskten kaçınma faktörünün 0 olarak alındığı durumda elde edilmiştir. En az kazanç ise, Türkiye elektrik piyasası fiyatlarının kullanıldığı ve β değerinin 1 olarak alındığı durumda ortaya çıkmıştır. Burada en çok kazanç elde edilen durumun en iyi durum olmadığı ifade edilmelidir, çünkü bu durumda problem riskten bağımsız olarak alınmıştır. Bu çalışmada belirlenen β değeri için risk

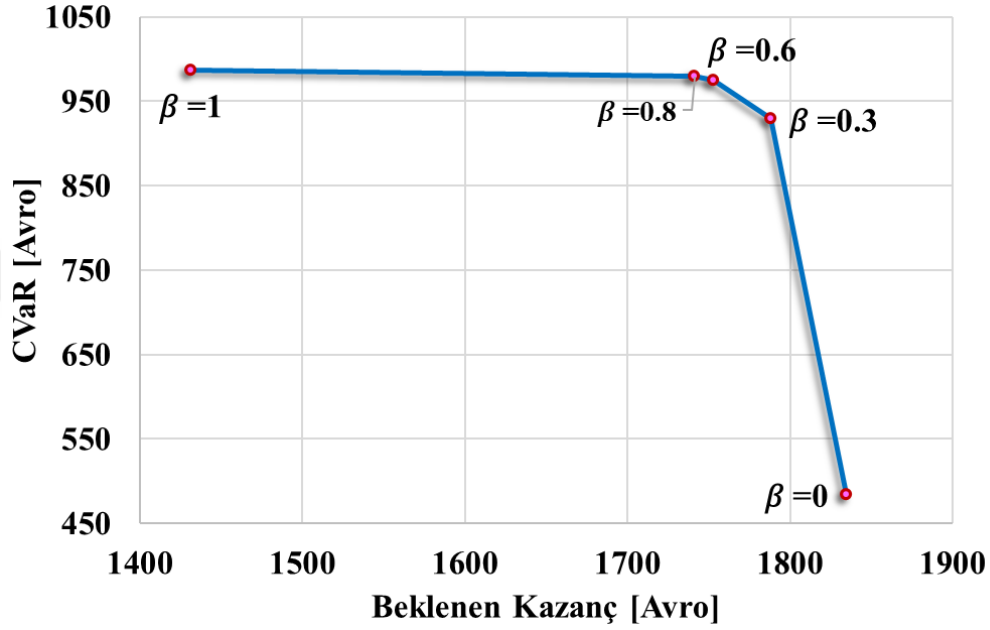
hesaba katılarak optimum elektrik piyasası katılımı sağlanmaktadır. Portföy yöneticisi portföyüne uygun şekilde riski değerlendirerek riskten kaçınma faktörünü belirleyebilir.

Tablo 5.4 Durum çalışmalarından elde edilen detaylı sonuçlar

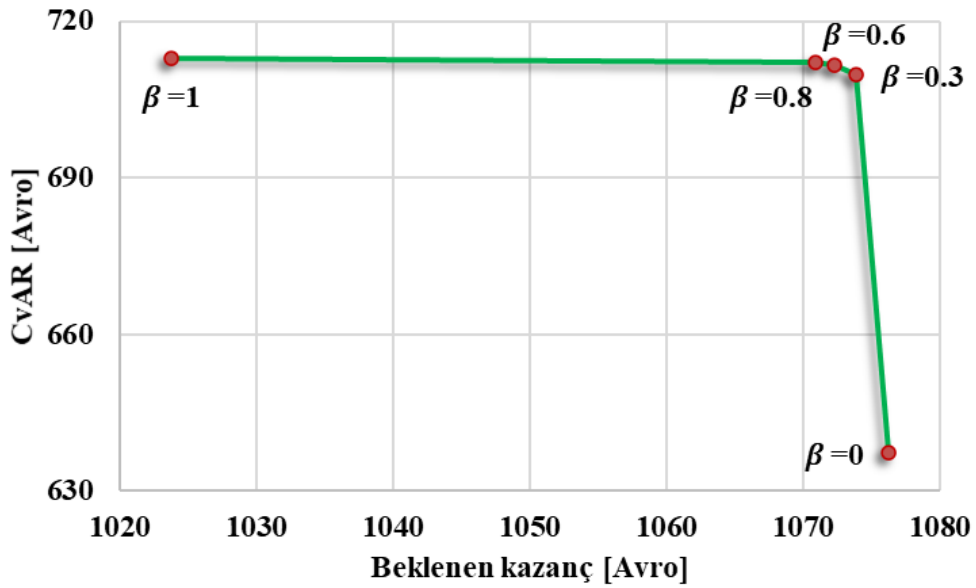
Durum	İkili Anlaşmalar		Gün Öncesi Piyasası				Dengeleme Güç Piyasası			
	Miktar [kWh]	Kazanç [Avro]	Satış		Alış		Satış		Alış	
			Miktar [kWh]	Kazanç [Avro]	Miktar [kWh]	Maliyet [Avro]	Miktar [kWh]	Kazanç [Avro]	Miktar [kWh]	Maliyet [Avro]
Durum-1	14675.47	542.99	11640.1	522.73	352.45	17.12	11918.02	711.76	8904.64	329.06
Durum-2	11469.28	424.36	13487.01	536.39	1330.34	61.30	21088.96	1337.89	14561.48	484.79
Durum-3	3972.94	147.00	3972.94	102.37	4769.16	215.34	31447.22	1903.02	4542.59	102.45
Durum-4	8314.44	253.59	10600.09	349.85	1901.07	56.92	15050.11	555.53	2586.47	78.35
Durum-5	10118.32	308.61	12941.58	415.19	1974.14	62.07	15712.23	597.58	6489.93	186.95
Durum-6	8318.27	253.71	11831.22	373.09	4701.81	38.81	19572.84	729.51	7108.43	204.60

Problemde riskten daha çok kaçındıkça yani β değerini arttırdıkça, Finlandiya'da ikili anlaşmalar daha çok yapılırken, Türkiye'de ikili anlaşma miktarları önce artmış sonra bir miktar azalmıştır. Finlandiya'da β değerinin artmasıyla, GÖP'te gerçekleştirilen enerji satış miktarı ve DGP'de gerçekleştirilen enerji alım miktarı önce artmış sonra bir miktar azalmıştır. Ayrıca GÖP'ten alınan enerji miktarı ve DGP'de gerçekleştirilen satış miktarı giderek azalmıştır. Türkiye'de ise riskten daha fazla kaçındıkça, ikili anlaşma miktarları ve GÖP'e satılan enerji dışındaki tüm enerji ticareti miktarlarında azalma olmuştur. İki ülke arasındaki bu farklılıkların DGP'de tek ve çift fiyat uygulamasından kaynaklandığı ve GÖP ile DGP arasındaki fiyat ilişkilerinin her ülke için farklı olmasından kaynaklandığı ifade edilebilir. Ayrıca, portföy içi enerji ticareti sadece Durum 2'de 5,34 kWh ile küçük bir miktar ile gerçekleşmiştir. Bu durumun YEK'lerin şebekeye enerji satarak daha fazla kâr elde etmeleri ve EA'ların GÖP ve DGP'den daha ekonomik olarak şarj edilmesi nedeniyle gerçekleştiği belirtilmelidir.

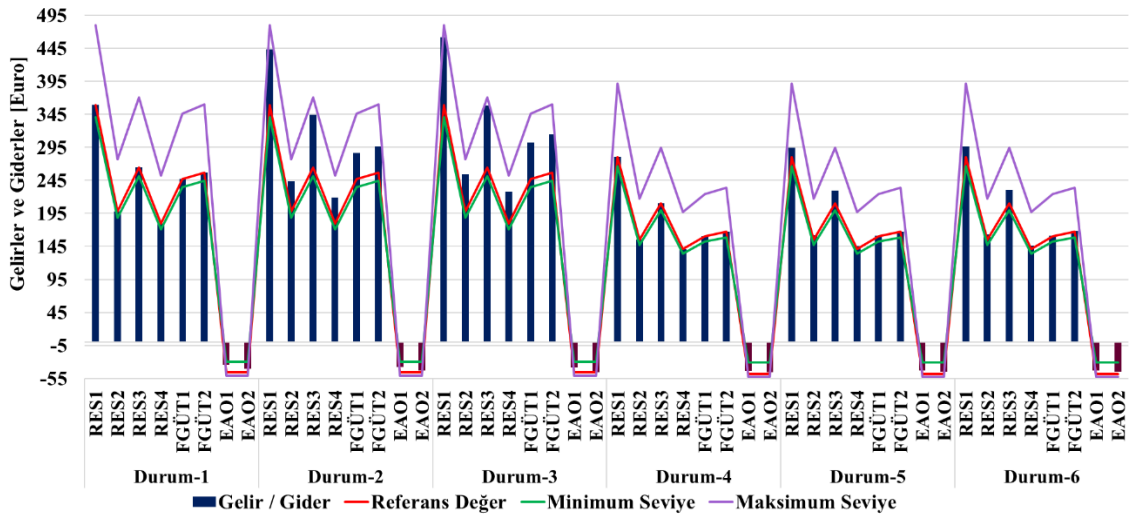
Her iki ülke için durum çalışmalarında CVaR ve beklenen kazanç arasındaki değişimler Şekil 5.8 ve Şekil 5.9'da verilmiştir. Burada her iki ülke için de beklendiği gibi riskten kaçınma faktörünün artması ile beklenen kazançlarda azalma görülürken CVaR değerlerinde artış yaşanmıştır. Ayrıca, Finlandiya'daki CVaR değerleri Türkiye'deki ile karşılaştırıldığında Finlandiya'da CVaR üst ve alt değerleri arasında daha büyük bir fark olduğu ifade edilmelidir.



Şekil 5.8 Finlandiya için gerçekleştirilen durum çalışmalarında riskten kaçınma faktörüne göre CVaR ve beklenen kazanç arasındaki değişimler



Şekil 5.9 Türkiye için gerçekleştirilen durum çalışmalarında riskten kaçınma faktörüne göre CVaR ve beklenen kazanç arasındaki değişimler

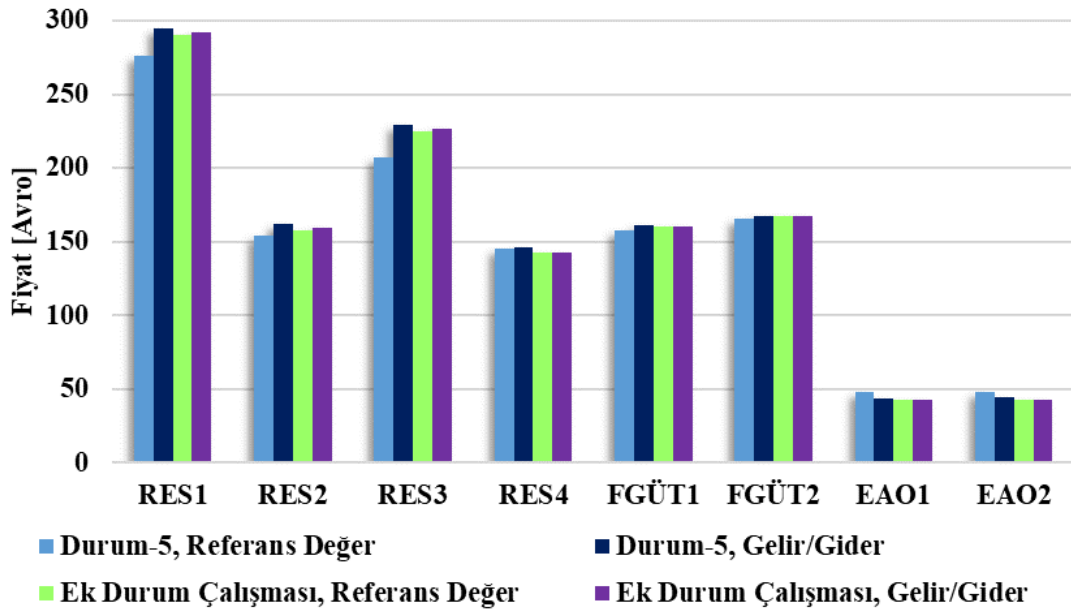


Şekil 5.10 Durum çalışmalarında her bir portföy katılımcısı için gelir veya gider

Her bir durum çalışmasında her bir YEPY katılımcısının gelir veya giderine ilişkin elde edilen sonuçlar Şekil 5.10'da verilmiştir. Ayrıca burada her bir portföy katılımcısı için belirlenen alt ve üst sınırlar ve referans değerler de yer almaktadır. Tüm durum çalışmalarında, YEPY alt düzey problemde katılımcıların kayıplarını en aza indirdiği için, her bir gelir veya gider, referans değere göre kârlı şekilde ya da zarar oluşturmayacak şekilde sonuçlanmıştır. Beklendiği gibi, riskten kaçınma faktörünün değeri arttıkça her katılımcının kazancı düşmesine rağmen, tüm durum çalışmalarında referans değerlere göre kayıpsız sonuçlar elde edilmiştir. Katılımcıların gelir veya giderleri belirlenen referans değerlere göre kayıp yaratmayacak şekilde belirlenirken, toplam portföy kazancının da maksimize edildiği belirtilmelidir. Bazı RES ve FGÜT kazançlarının belirlenen maksimum değerlere yakın olduğunun da altı çizilmelidir. Ayrıca EAO'lar için, her bir durum çalışmasında ortaya çıkan gider değeri referans değerinden oldukça altında gerçekleşmiştir ki bu durum EAO'ları YEPY'e katılmaya teşvik edecektir. Önemli başka bir sonuç da riskten kaçınma faktörünün artırılması ile Finlandiya'da EAO'ların giderleri azalırken Türkiye'de ise bu durumun tam tersi durumun gerçekleşmesidir.

Alt düzey problemin işleyişini daha iyi göstermek amacıyla, Durum-5'in verileri kullanılarak ve RES, FGÜT ve EAO'ların referans fiyat verileri değiştirilerek bir ek durum çalışması gerçekleştirilmiştir. Üretim senaryosu 2 ve sürüş senaryosu 1 için, Durum-5 ve ek durum çalışmasında gelir ve giderlere ilişkin karşılaştırmalar Şekil

5.11’de yer almaktadır. Ek durum çalışmasında, portföy katılımcılarının hiçbir referans değere göre herhangi bir kayıpla karşılaşmamışlardır. Fakat RES’ler için daha yüksek referans değerler belirlenmesine rağmen Durum 5’e kıyasla RES’lerin gelirinde bir azalma meydana gelmiştir. EAO’lar ise daha kazançlı bir durum ile karşılaşmışlardır. FGÜT’lerin kazancı, Durum 5’teki ile aynı kalmıştır. Tüm durum çalışmalarında olduğu gibi burada da referans değerlerin GÖP piyasa fiyatları baz alınarak oluşturulduğu ve değerlerin belirlenirken katılımcıların GÖP fiyatlarına göre zarar etmemesine dikkat edildiğinin altı çizilmelidir.

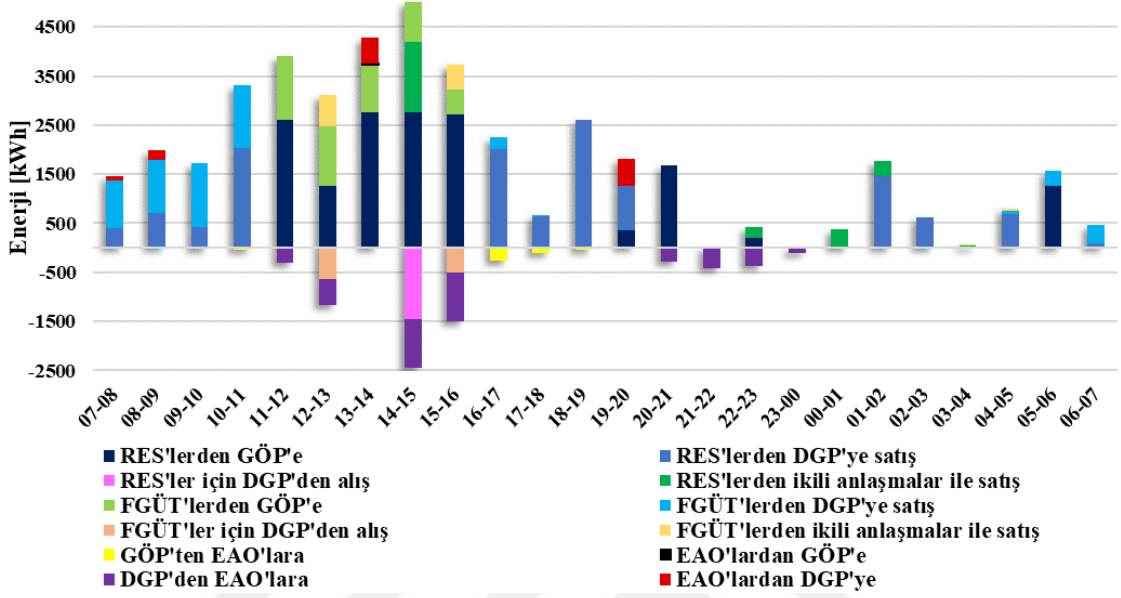


Şekil 5.11 Üretim senaryosu 2 için Durum 5 ve ek durum çalışmasında gelirlerin ve giderlerin karşılaştırması

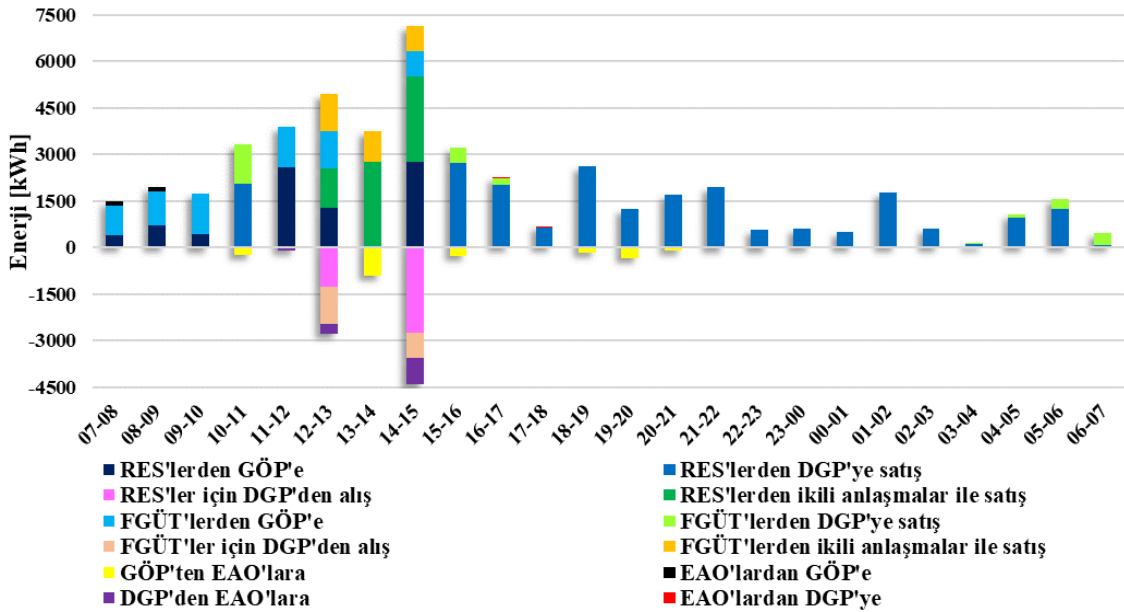
Üretim senaryosu 2 için Durum 1’deki enerji ticaretinin dağılımı Şekil 5.12’de verilmiştir. Burada, RES’ler ve FGÜT’lerden üretilen enerji bazı saatlerde GÖP veya DGP’de satılırken bazı saatlerde her iki piyasada da değerlendirilmiştir. RES’ler DGP’den aşağı düzenleme hizmeti için 14:00-15:00 saatleri arasında enerji satın alırken, FGÜT’ler ise DGP’den 12:00-13:00 ve 15:00-16:00 arasında aşağı düzenleme hizmeti için enerji satın almışlardır. Ayrıca EA’ların daha çok DGP’den satın alınan enerji ile şarj edildiği belirtilmelidir.

Türkiye elektrik piyasası fiyatlarının kullanıldığı ve β değerinin 0,6 olarak alındığı Durum 5’te, gerçekleştirilen enerji işlemlerine ait dağılım Şekil 5.13’te verilmiştir. EA’ların Şekil 5.12’ye kıyasla daha az deşarj olduğu ve sadece iki saat boyunca

RES ve FGÜT'lerin DGP'den enerji satın aldığı görülmektedir. Ayrıca EA'lar daha çok GÖP'ten satın alınan enerji ile şarj edilmiştir. Bunun yanı sıra, RES'lerden üretilen enerji daha çok DGP'de yukarı düzenleme hizmeti için satılırken, FGÜT'lerden üretilen enerji çoğunlukla GÖP'te ve ikili anlaşmalarla satılmıştır.



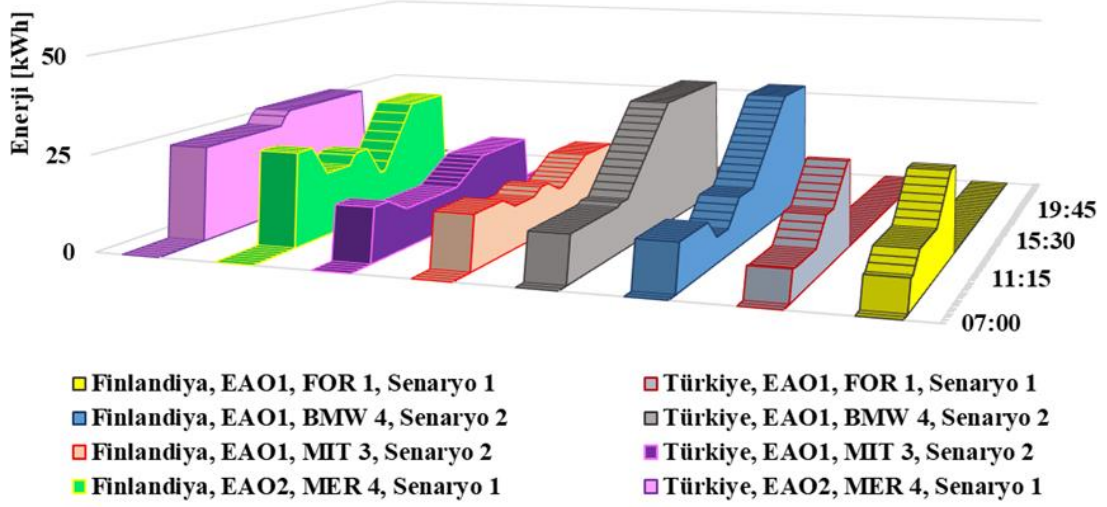
Şekil 5.12 Üretim senaryosu 2 için ve sürüş senaryosu 1 için Durum 1'deki enerji satış ve alış işlemlerinin dağılımı



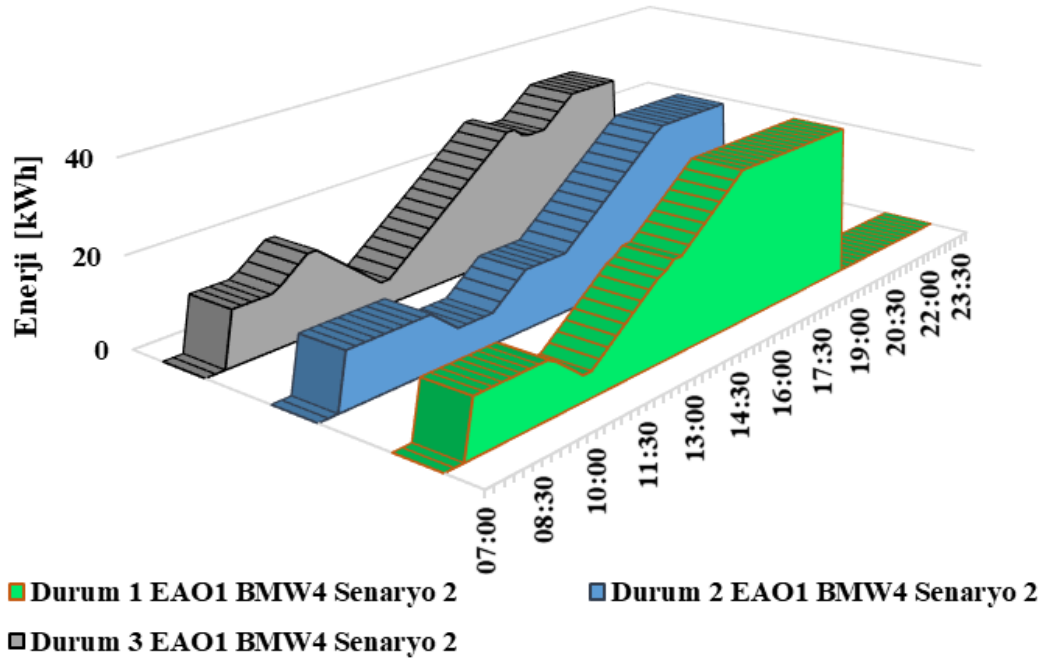
Şekil 5.13 Üretimi senaryosu 2 ve sürüş senaryosu 1 için Durum 5'teki enerji satış ve alış işlemlerinin dağılımı

EA sürüş senaryosu 1 ve EA sürüş senaryosu 2 için Durum 2 ve Durum 5'te seçilen bazı EA'ların enerji seviyeleri Şekil 5.14'te verilmiştir. Genel olarak hem burada

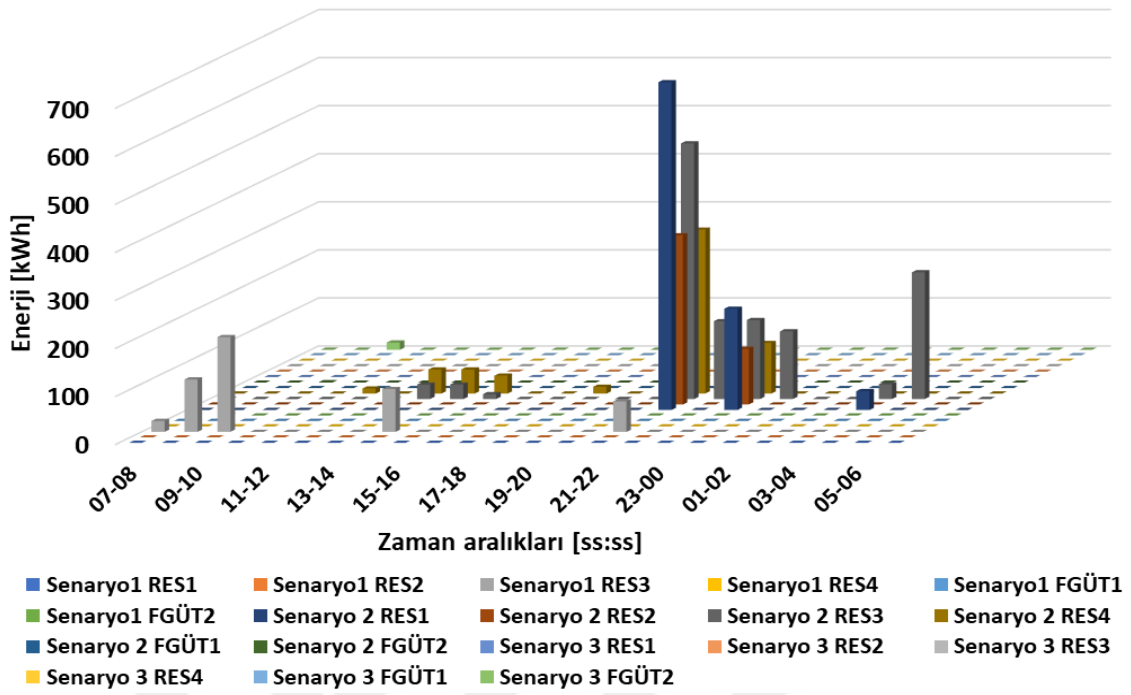
bulunan hem de burada yer almayan EA'lar dikkate alındığında Finlandiya'daki EA'ların Türkiye'deki EA'lara göre daha fazla deşarj olduğu görülmüştür.



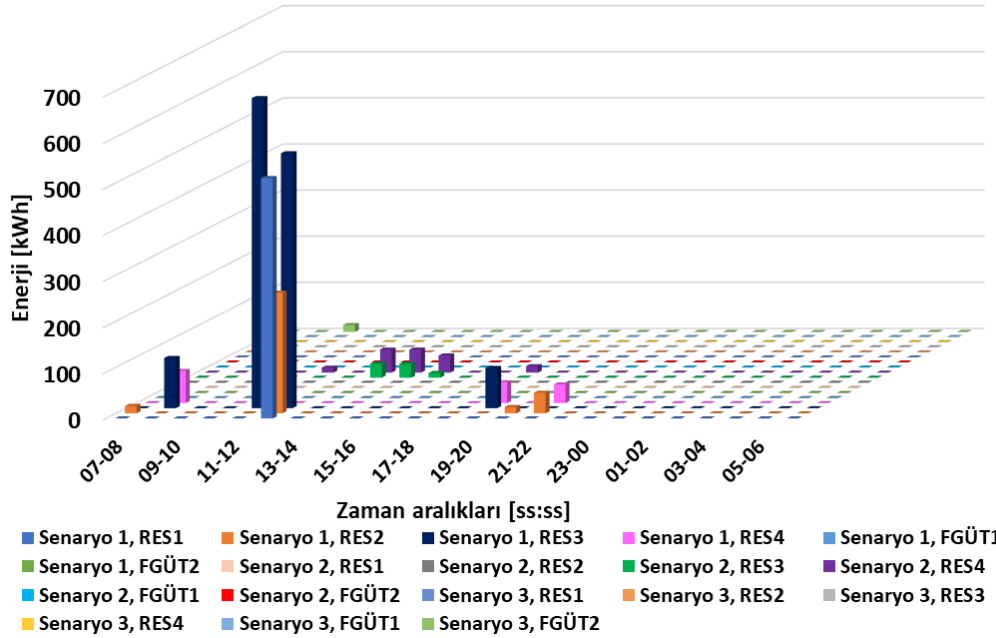
Şekil 5.14 Durum 2 ve Durum 5'te seçilen EA'ların enerji seviyelerinin durumu BMW4 olarak adlandırılan elektrikli aracın Durum 1, Durum 2 ve Durum 3'te enerji seviyelerine ait veri Şekil 5.15'te yer almaktadır. Aracın riskten bağımsız olarak gerçekleştirilen durum çalışmasında daha fazla deşarj olduğu belirtilmelidir. Burada riskten kaçınma faktörünün EA'ların şarjı üzerinde bir etkisi söz konusudur.



Şekil 5.15 Durum 2 ve Durum 5'te seçilen EA'ların enerji seviyelerinin durumu



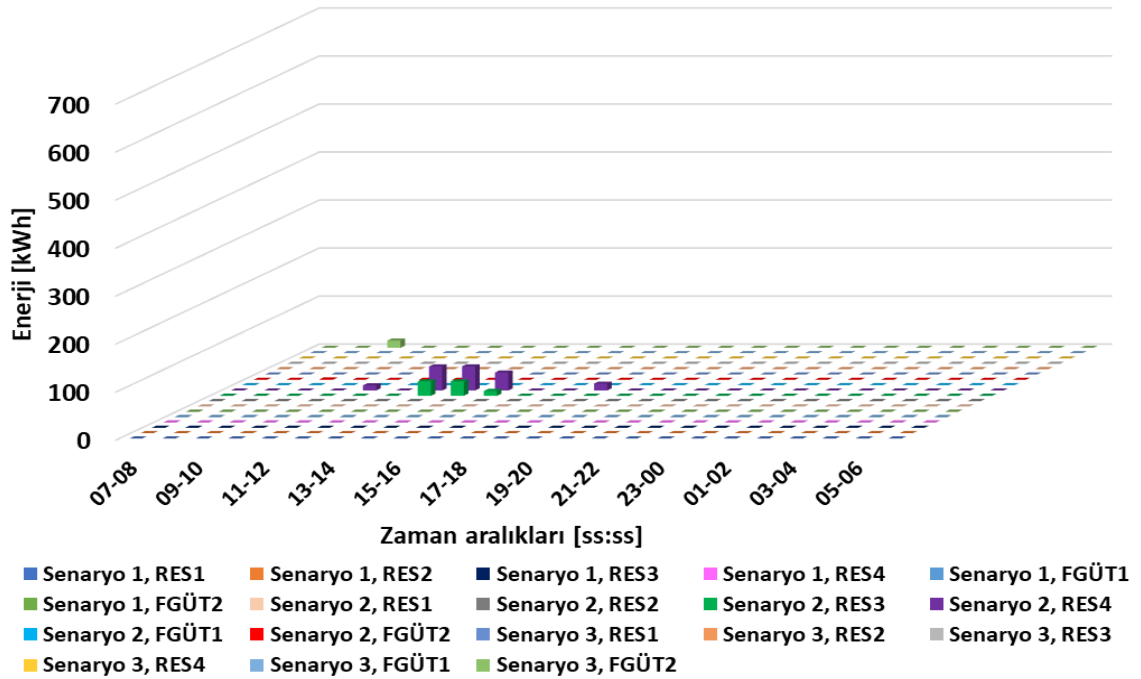
Şekil 5.16 Durum 1’de hat kapasiteleri nedeniyle tüm enerji üretim senaryoları için RES ve FGÜT’lerde meydana gelen enerji kesintileri



Şekil 5.17 Durum 4’te hat kapasiteleri nedeniyle tüm enerji üretim senaryoları için RES ve FGÜT’lerde meydana gelen enerji kesintileri

Durum 1 ve Durum 4’te YEK’lerde meydana gelen kesintiler Şekil 5.16 ve Şekil 5.17’de verilmiştir. Burada hem yenilenebilir enerji üretim senaryolarındaki

üretim değişimleri hem de elektrik piyasalarındaki fiyat senaryolarındaki değişimler dikkate alındığında ve ayrıca alt seviye optimizasyon probleminde her bir portföy katılımcısının zararı da hesaba katıldığı için optimizasyon probleminin çözümü için kullanılan programdan elde edilen sonuçlara göre bazı RES'lerde kesinti meydana gelmiştir. Durum 2, Durum 3, Durum 5 ve Durum 6'da tüm YEK'lerde meydana gelen kesintiler ise Şekil 5.18'de verilmiştir. Burada meydana gelen kesintilerin bağımsız sistem operatörü tarafından belirlenmiş olan hat limitlerinin üzerinde enerji üretimi gerçekleştirildiği için meydana geldiği ifade edilmelidir.



Şekil 5.18 Durum1, Durum 3, Durum 5 ve Durum 6'da hat kapasiteleri nedeniyle tüm enerji üretim senaryoları için RES ve FGÜT'lerde meydana gelen enerji kesintileri

EA'lerin her bir durum çalışmasındaki şarj ve deşarj enerji miktarları Tablo 5.5'te verilmiştir. Aynı β değeri için, Şekil 5.14'teki EA'larda da görülebileceği gibi Finlandiya'daki EA'ların daha fazla şarj edilip deşarj edildiği söylenebilir. Finlandiya'da β değeri arttıkça EA'lar daha az deşarj olmasına rağmen giderlerde azalma olmasının nedeni, enerjinin daha çok DGP'ye satılmış olmasından kaynaklanmıştır. Çünkü DGP'ye satıştan elde edilen kazanç daha fazla olmuştur.

Tablo 5.5 EA'ların toplam şarj ve deşarj enerjisi

Durum	Şarj [kWh]	Deşarj [kWh]	Durum	Şarj [kWh]	Deşarj [kWh]
Durum-1	4486.48	1436.87	Durum-4	3330.56	386.43
Durum-2	4518.72	1449.77	Durum-5	3235.63	310.63
Durum-3	5338.80	2187.11	Durum-6	3697.76	727.70

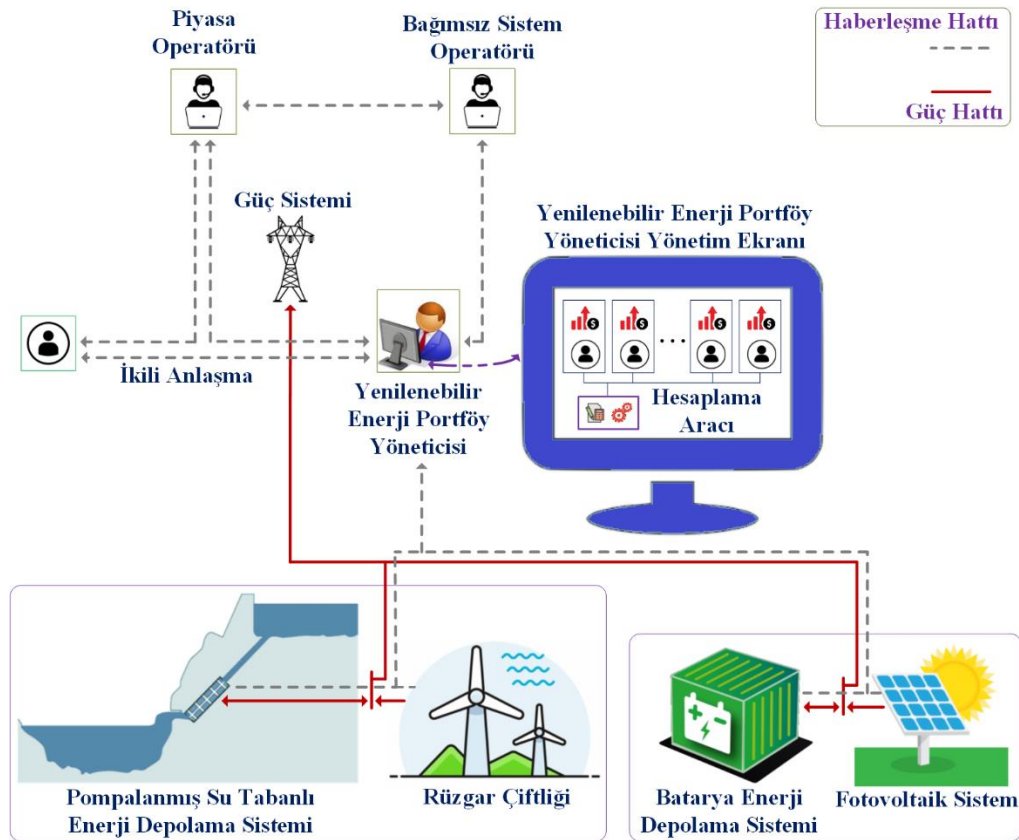
EA'ların her bir durum çalışmasında her bir piyasada gerçekleştirdiği enerji ticareti miktarları ve oluşan maliyet ile gelirler Tablo 5.6'da verilmiştir. Burada riskten kaçınma faktörünün değerinin 0'dan 1'e artması ile her iki ülkede de EA'ların deşarj miktarlarında bir azalma görülse de Finlandiya'daki EA'ların DGP'de enerji alış miktarlarında artış olduğu için, ki burada EA'lar daha ekonomik şarj olmuştur, toplam EA şarj maliyetinde bir azalma görülmüştür.

Tablo 5.6 EA'ların şarj ve deşarjı için enerji piyasalarında gerçekleştirilen ticaretler

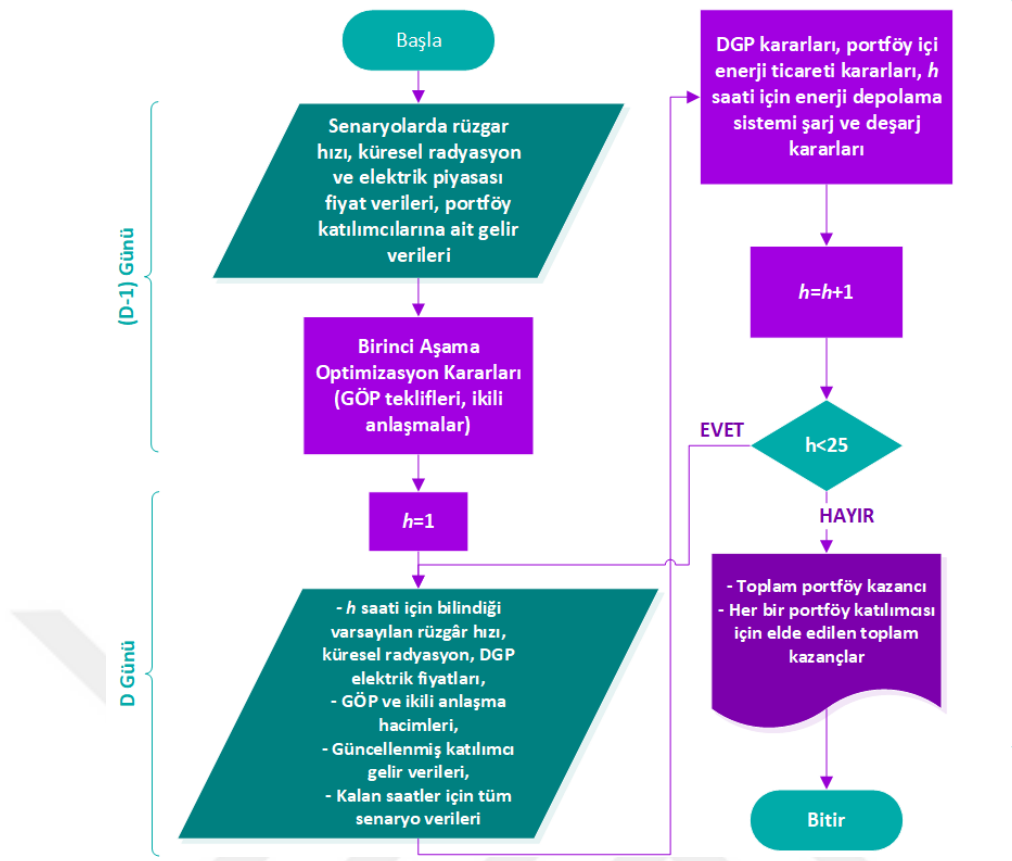
Durum	GÖP				DGP			
	Alış [kWh]	Gider [Avro]	Satış [kWh]	Kazanç [Avro]	Alış [kWh]	Gider [Avro]	Satış [kWh]	Kazanç [Avro]
Durum-1	352.45	17.12	16.07	0.81	4134.03	153.90	1420.80	95.52
Durum-2	1330.34	61.30	455.69	22.93	3177.71	113.21	994.08	71.37
Durum-3	4769.15	215.34	0	0	659.65	15.46	2187.11	146.04
Durum-4	1901.07	56.92	351.40	11.89	1429.48	45.60	35.03	1.34
Durum-5	1974.14	62.07	250.83	8.48	1261.48	36.28	59.69	2.10
Durum-6	4701.81	75.48	184.75	6.31	1346.85	38.81	542.95	20.28

YENİLENEBİLİR ENERJİSİ PORTFÖY YÖNETİCİSİ İÇİN ÇOK AŞAMALI SÜREÇ VE İKİ SEVİYELİ YAKLAŞIM DÜŞÜNÜLEREK RİSKTEN KAÇINAN OPTİMUM TEKLİF STRATEJİSİ

Bu bölümde, BEDS ile entegre edilen FGÜT ve HPSS ile entegre edilen RES'leri yöneten bir YEPY'nin, ikili anlaşmalar da dahil olmak üzere GÖP ve pasif katılımcı olarak DGP'ye optimum katılımını sağlamak için iki seviyeli ve çok aşamalı bir strateji sunulmaktadır. Önerilen yapıda portföy içi enerji ticareti de gerçekleştirilebilirken DGP'ye gerçek zamanda ortaya çıkan dengesizliklerin giderilmesi amacıyla katılım sağlanmaktadır. Ayrıca çalışmada yer alan belirsizlikler için stokastik yaklaşım dikkate alınırken, zarara karşı risk değerlendirmesi için CVaR yöntemi ele alınmaktadır.



Şekil 6.1 Önerilen modele ait genel bir yapı



Şekil 6.2 Önerilen yapıya ait akış şeması

Önerilen modele ait genel bir yapı Şekil 6.1’de verilmektedir. Önerilen modelde, dengesizlik azaltıcı olarak HPSS’lerin ve BEDS’lerin entegre edildiği RES ve FGÜT’leri yöneten YEPY, ikili anlaşmalar dahil olmak üzere GÖP ve DGP’ye katılmaktadır. Çalışmadaki belirsizlikler arasında rüzgâr ve güneş enerjisi üretimi, GÖP ve gerçek zamanlı dengesizlik fiyatları bulunmaktadır ve bu belirsizliklerin giderilmesi açısından stokastik yaklaşım kullanılmaktadır. Ayrıca elektrik piyasalarında teklif aşamasında belirsizlikler nedeniyle risk, CVaR yöntemi ile değerlendirilmektedir. Toplam portföy kazancının maksimize edilmesinin hedeflendiği ve ayrıca her bir katılımcının da kazancını dikkate alarak gerçekleştirilen optimizasyon problemi karışık tamsayılı doğrusal programlama yöntemi aracılığıyla iki seviyeli ve çok aşamalı olarak ele alınmaktadır. İlk aşamada, ikili anlaşma ve GÖP teklif miktarları belirlenmektedir, ki bunlar bekle ve gör kararlarıdır. Bu aşamada kararlar alınırken tüm stokastik süreçler ele alınmaktadır. Daha sonra referans alınan günde her bir saat için ayrı bir aşama yer almaktadır. Bu aşamalarda GÖP elektrik fiyatları ve teklif miktarları ile ikili

anlaşma teklif miktarlarının bilindiği düşünülmektedir ve ilgili her saat için portföy içi ve DGP enerji ticaret miktarları belirlenmektedir. Ayrıca burada her saatte katılımcıların beklenen kazanç verileri de güncellenmektedir. Tüm aşamaların sonunda, ki bu ilgili referans günün sonunu ifade etmektedir, YEPY'nin ve her bir portföy katılımcısının elde ettiği kazanç hesaplanabilmektedir. Önerilen çerçeveye ait akış şeması Şekil 6.2'de verilmiştir.

6.1 Önerilen Yapının Matematiksel Modeli

6.1.1 Üst Seviye Problem

Bu bölümde gerçekleştirilen çalışmada amaç, YEPY'nin GÖP ve DGP'deki çeşitli alış ve satış işlemlerinden ve gerçekleştirdiği ikili anlaşmalardan elde ettiği kazancı maksimize etmektir. Amaç fonksiyonu (6.1) denklemi ile verilmektedir. Amaç fonksiyonu iki bileşenden oluşmaktadır, ki bunlar beklenen kazançlar ve CVaR ifadesidir. Formülden de görüldüğü gibi riskten kaçınma faktörünün toplam kazanç üzerinde doğrudan bir etkisinin olduğu ifade edilmelidir. Sunulan probleme ilişkin detaylı adlar dizgisi Tablo 6.1'de verilmektedir.

Tablo 6.1 EDS'leri de içeren YEPY'nin elektrik piyasalarına katılım modeli için adlar dizgisi

Kümeler	$h, ph(c), s, ta, w, q, \Delta^t$
Parametreler	$C^{maks, fv(ph)}, C^{maks, rüzgar(w)}, C^{top, port, maks}, D_{ph}^{fv}, D_w^{rüzgar}, E_{ph}^{BESS, maks}, E_{ph}^{BEDS, min}, E_{ph}^{BEDS, başl}, E_{ph, s, ta}^{fv, üret, t}, E_{w, s, ta}^{rüzgar, üret, t}, L_{ph}^{fv, min}, L_{ph}^{fv, maks}, L_w^{rüzgar, min}, L_w^{rüzgar, maks}, N, p_s, P_{ph, s, ta}^{fv, üret}, P_{w, s, ta}^{rüzgar, üret}, R_{ph}^{BEDS, şarj}, R_{ph}^{BEDS,deşarj}, V_w^{alt, maks}, V_w^{alt, min}, V_w^{üst, maks}, V_w^{üst, min}, \alpha, \beta, \lambda_h^{ikili}, \lambda_{h, s}^{DGP, alış}, \lambda_{h, s}^{DGP, satış}, \lambda_{h, s}^{GÖP}, \lambda_h^{port}, \Delta_{Ta}, Q_w^{maks}, \sigma_{salınan}, \sigma_{pompalanan}, \eta_{ph}^{BEDS, şarj}, \eta_{ph}^{BEDS,deşarj}$
Karar Değişkenleri	$C_{fv}^{DGP, alış}, C_{rüzgar}^{DGP, alış}, CVaR_\alpha, E_{ph, s, ta}^{BEDS, tüket}, E_{ph, s, ta}^{BEDS, üret}, E_{w, s, ta}^{PSEDS, tüket}, E_{w, s, ta}^{PSEDS, üret}, E_{ph, h}^{fv, ikili}, E_{ph, s, h}^{fv, DGP, alış}, E_{ph, s, h}^{fv, DGP, satış}, E_{ph, c, s, h}^{fv, fv, satış}, E_{ph, w, s, h}^{fv, rüzgar, satış}, E_{ph, h}^{fv, GÖP}, E_{ph, s, h}^{fv, üret}, E_{w, h}^{rüzgar, ikili}, E_{w, s, h}^{rüzgar, DGP, satış}, E_{w, s, h}^{rüzgar, GÖP}, E_{w, ph, s, h}^{rüzgar, fv, satış}, E_{w, q, s, h}^{rüzgar, rüzgar, satış}, E_{w, s, h}^{rüzgar, üret}, I_{ph}^{top, fv}, I_w^{top, rüzgar}, K_{ph}^{fv}, K_w^{rüzgar}, P_{ph, s, ta}^{BEDS, şarj}, P_{ph, s, ta}^{BEDS,deşarj}, P_{fv}^{ikili}, P_{rüzgar}^{ikili}, P_{fv}^{DGP, satış}, P_{rüzgar}^{DGP, satış}, P_{fv}^{GÖP, satış}, P_{rüzgar}^{GÖP, satış}, SoE_{ph, s, ta}^{BEDS}, u_{ph, s, ta}^{BEDS}, u_{h, s}^{DGP}, u_{ph, c, h, s}^{fv, tica}, u_{w, s, ta}^{PSEDS}, u_{w, q, h, s}^{rüzgar, tica}, V_{w, s, ta}^{alt}, V_{w, s, ta}^{üst}, y_{w, s, ta}^{PSEDS}, q_{w, s, ta}^{pompalanan}, q_{w, s, ta}^{salınan}, u_{1-12}^{yard}, \Gamma_s, \zeta, \lambda_\Omega^x$

$$\text{maksimum} \left\{ (1 - \beta) \cdot \left(P_{rüzgar}^{ikili} + P_{rüzgar}^{GÖP,satış} + P_{rüzgar}^{DGP,satış} - C_{rüzgar}^{DGP,alış} + P_{fv}^{ikili} + P_{fv}^{GÖP,satış} + P_{fv}^{DGP,satış} - C_{fv}^{DGP,alış} \right) + (\beta \cdot CVaR_{\alpha}) \right\} \quad (6.1)$$

RES'lerden üretilen enerjinin ikili anlaşmalar yoluyla satılmasıyla elde edilen toplam gelir (6.2)'de ifade edilirken, GÖP ve gerçek zamanda beklenenden fazla üretilen enerjinin DGP'de satılmasıyla elde edilen gelirler sırasıyla (6.3) ve (6.4)'te verilmektedir. RES'lerin gerçek zamanda enerji açığını gidermek amacıyla DGP'den enerji satın alması sonucu ortaya çıkan maliyet ise (6.5) ile hesaplanmaktadır. (6.2)-(6.5)'te RES'ler için verilen ifadelere benzer şekilde, FGÜT'ler için enerji satış gelirleri ve enerji alış masrafı (6.6)-(6.9)'da verilmiştir.

$$P_{rüzgar}^{ikili} = \sum_w \sum_h (\lambda_h^{ikili} \cdot E_{w,h}^{rüzgar,ikili}) \quad (6.2)$$

$$P_{rüzgar}^{GÖP,satış} = \sum_w \sum_v \sum_h (p_v \cdot \lambda_{h,v}^{GÖP} \cdot E_{w,h}^{rüzgar,GÖP}) \quad (6.3)$$

$$P_{rüzgar}^{DGP,satış} = \sum_w \sum_v \sum_h (p_v \cdot \lambda_{h,v}^{DGP,satış} \cdot E_{w,v,h}^{rüzgar,DGP,satış}) \quad (6.4)$$

$$C_{rüzgar}^{DGP,alış} = \sum_w \sum_v \sum_h (p_v \cdot \lambda_{h,v}^{DGP,alış} \cdot E_{w,v,h}^{rüzgar,DGP,alış}) \quad (6.5)$$

$$P_{fv}^{ikili} = \sum_{ph} \sum_s (\lambda_h^{ikili} \cdot E_{ph,h}^{fv,ikili}) \quad (6.6)$$

$$P_{fv}^{GÖP,satış} = \sum_{ph} \sum_v \sum_h (p_v \cdot \lambda_{h,v}^{GÖP} \cdot E_{ph,h}^{fv,GÖP}) \quad (6.7)$$

$$P_{fv}^{DGP,satış} = \sum_{ph} \sum_v \sum_h (p_v \cdot \lambda_{h,v}^{DGP,satış} \cdot E_{ph,v,h}^{fv,DGP,satış}) \quad (6.8)$$

$$C_{fv}^{DGP,alış} = \sum_{ph} \sum_v \sum_h (p_v \cdot \lambda_{h,v}^{DGP,alış} \cdot E_{ph,v,h}^{fv,DGP,alış}) \quad (6.9)$$

Çalışmada küresel radyasyon, rüzgâr hızı ve elektrik fiyatlarındaki belirsizlik nedeniyle ortaya çıkabilecek kârdan zarar veya zarar durumunu hesaba katmak açısından senaryolara dayalı stokastik yöntem kullanılmış olsa da risk

değerlendirmesi konusunun da ele alınması önemlidir. Bu açıdan çalışmada risk yönetimi için CVaR yöntemi kullanılmaktadır. CVaR yöntemine ait ilgili denklemler (6.10)-(6.12)'de verilmiştir.

$$CVaR_{\alpha} = \zeta - \frac{1}{(1 - \alpha)} \cdot \sum_v (p_v \cdot \Gamma_v) \quad (6.10)$$

$$\begin{aligned} \zeta - \left(\sum_w \sum_h \lambda_h^{ikili} \cdot E_{w,h}^{rüzgar,ikili} \right. \\ + \sum_w \sum_h \lambda_{h,v}^{GÖP} \cdot E_{w,h}^{rüzgar,GÖP} \\ + \sum_w \sum_h \lambda_{h,v}^{DGP,satış} \cdot E_{w,v,h}^{rüzgar,DGP,satış} \\ - \sum_w \sum_h \lambda_{h,v}^{DGP,alış} \cdot E_{w,v,h}^{rüzgar,DGP,alış} + \sum_{ph} \sum_h \lambda_h^{ikili} \cdot E_{ph,h}^{fv,ikili} \\ + \sum_{ph} \sum_h \lambda_{h,v}^{GÖP} \cdot E_{ph,h}^{fv,GÖP} + \sum_{ph} \sum_h \lambda_{h,v}^{DGP,satış} \cdot E_{ph,v,h}^{fv,DGP,satış} \\ \left. - \sum_{ph} \sum_h \lambda_{h,v}^{DGP,alış} \cdot E_{ph,v,h}^{fv,DGP,alış} \right) \leq \Gamma_v, \quad \forall v \end{aligned} \quad (6.11)$$

$$\Gamma_v \geq 0, \quad \forall v \quad (6.12)$$

RES'lerden üretilen enerjiye ilişkin piyasa tekliflerinin sınırı ve portföy içi ticaretin üst limiti (6.13)-(6.15)'te belirlenirken, FGÜT'ler için sınırlar ise (6.16)-(6.18)'de belirlenmektedir. (6.19) ve (6.20) eşitsizlikleri ile DGP'de gerçek zamanda aynı saat için enerji alış ve satış teklifi verilmemesi sağlanmaktadır.

$$E_{w,h}^{rüzgar,ikili}, E_{w,h}^{rüzgar,GÖP} \leq E_{w,v,h}^{rüzgar,üret}, \quad \forall w, v, h \quad (6.13)$$

$$\begin{aligned} E_{w,v,h}^{rüzgar,DGP,satış}, E_{w,q,v,h}^{rüzgar,rüzgar,sat}, E_{w,ph,v,h}^{rüzgar,fv,sat}, E_{q,w,v,h}^{rüzgar,rüzgar,sat} \\ \leq E_{w,k,h}^{rüzgar,üret} - E_{w,h}^{rüzgar,GÖP} - E_{w,h}^{rüzgar,ikili}, \quad \forall w, v \end{aligned} \quad (6.14)$$

$$E_{w,k,h}^{rüzgar,DGP,alış} \leq E_{w,h}^{rüzgar,GÖP}, \quad \forall w, v \quad (6.15)$$

$$E_{ph,h}^{fv,ikili}, E_{ph,h}^{fv,GÖP} \leq E_{ph,v,h}^{fv,üret}, \quad \forall ph, v, h \quad (6.16)$$

$$\begin{aligned} E_{ph,v,h}^{fv,DGP,satış}, E_{ph,c,v,h}^{fv,fv,sat}, E_{ph,w,v,h}^{fv,rüzgar,sat}, E_{c,ph,v,h}^{fv,fv,sat}, E_{w,ph,v,h}^{rüzgar,fv,sat} \\ \leq E_{ph,v,h}^{fv,üret} - E_{ph,h}^{fv,GÖP} - E_{ph,h}^{fv,ikili}, \quad \forall ph, v, h \end{aligned} \quad (6.17)$$

$$E_{ph,v,h}^{fv,DGP,alış} \leq E_{ph,h}^{fv,GÖP}, \quad \forall ph, v, h \quad (6.18)$$

$$\sum_w E_{w,v,h}^{rüzgar,DGP,satış} + \sum_{ph} E_{ph,v,h}^{fv,DGP,satış} \leq N \cdot u_{h,v}^{DGP}, \quad \forall v, h \quad (6.19)$$

$$\sum_w E_{w,v,h}^{rüzgar,DGP,alış} + \sum_{ph} E_{ph,v,h}^{fv,DGP,alış} \leq N \cdot (1 - u_{h,v}^{DGP}), \quad \forall v, h \quad (6.20)$$

RES ve FGÜT'lerde üretilen enerjinin nerede değerlendirildiğine ilişkin enerji denklemleri sırasıyla (6.21) ve (6.22)'de verilmektedir.

$$\begin{aligned} E_{w,h}^{rüzgar,ikili} + E_{w,h}^{rüzgar,GÖP} + E_{w,v,h}^{rüzgar,DGP,satış} - E_{w,v,h}^{rüzgar,DGP,alış} \\ + \sum_{q, (q \neq w)} E_{w,q,v,h}^{rüzgar,rüzgar,sat} + \sum_{ph,} E_{w,ph,v,h}^{rüzgar,fv,sat} \\ - \sum_{w, (w \neq q)} E_{q,w,v,h}^{rüzgar,rüzgar,sat} - \sum_{ph,} E_{ph,w,v,h}^{fv,rüzgar,sat} \\ = E_{w,v,h}^{rüzgar,üret}, \quad \forall w, q, ph, v, h \end{aligned} \quad (6.21)$$

$$\begin{aligned} E_{ph,h}^{fv,ikili} + E_{ph,h}^{fv,GÖP} + E_{ph,v,h}^{fv,DGP,satış} - E_{ph,v,h}^{fv,DGP,alış} + \sum_{c, (c \neq ph)} E_{ph,c,v,h}^{fv,fv,sat} \\ + \sum_w E_{ph,w,v,h}^{fv,rüzgar,sat} - \sum_{ph, (c \neq ph)} E_{c,ph,v,h}^{fv,fv,sat} \\ - \sum_w E_{w,ph,v,h}^{rüzgar,fv,sat} = E_{ph,v,h}^{fv,üret}, \quad \forall ph, c, w, v, h \end{aligned} \quad (6.22)$$

Rüzgâr ve fotovoltaik güç santrallerinde üretilen gücün enerjiye dönüştürülmesi için (6.23) ve (6.24) 'te yer alan eşitlikler kullanılmaktadır.

$$E_{w,v,ta}^{rüzgar,üret,t} = P_{w,v,ta}^{rüzgar,üret} \cdot \Delta t, \quad \forall w, v, ta \quad (6.23)$$

$$E_{ph,v,ta}^{fv,üret,t} = P_{ph,v,ta}^{fv,üret} \cdot \Delta t, \quad \forall ph, v, ta \quad (6.24)$$

RES'lerin gerçek zamanda her bir h saatinde enerji alış ve satışı ile ilgili sınırları (6.25) ve (6.26) ile belirlenirken, FGÜT'ler için ilgili sınırlar ise (6.27) ve (6.28)'de belirlenmektedir.

$$E_{w,q,v,h}^{rüzgar,rüzgar,sat} + E_{w,ph,v,h}^{rüzgar,fv,sat} + E_{w,v,h}^{rüzgar,DGP,satış} \leq N \cdot u_{w,q,h,v}^{rüzgar,tica}, \quad (6.25)$$

$$\forall w, q, ph, h, v$$

$$E_{q,w,v,h}^{rüzgar,rüzgar,sat} + E_{ph,w,v,h}^{fv,rüzgar,sat} + E_{w,v,h}^{rüzgar,DGP,alış} \leq N \cdot (1 - u_{w,q,h,v}^{rüzgar,tica}), \quad \forall w, q, ph, h, v \quad (6.26)$$

$$E_{ph,c,v,h}^{fv,fv,sat} + E_{ph,w,v,h}^{fv,rüzgar,sat} + E_{ph,v,h}^{fv,DGP,satış} \leq N \cdot u_{ph,c,h,v}^{fv,tica}, \quad \forall ph, c, w, h, v \quad (6.27)$$

$$E_{w,q,v,h}^{fv,fv,sat} + E_{w,ph,v,h}^{rüzgar,fv,sat} + E_{ph,v,h}^{fv,DGP,alış} \leq N \cdot (1 - u_{ph,c,h,v}^{fv,tica}), \quad \forall ph, c, w, h, v \quad (6.28)$$

Her bir h saatinde kombine edilen her bir HPSS ile entegre olan RES ve BEDS ile entegre olan FGÜT tarafından üretilen enerjilere ait ifadeler sırasıyla (6.29) ve (6.30)'da verilmektedir.

$$E_{w,v,h}^{rüzgar,üret} = \sum_t (E_{w,v,ta}^{rüzgar,üret,t} - E_{w,v,ta}^{PSEDS,tüket} + E_{w,v,ta}^{PSEDS,üret}), \quad (6.29)$$

$$\forall w, v, h, \quad ta \in \Delta^t$$

$$E_{ph,v,h}^{fv,üret} = \sum_t (E_{ph,v,ta}^{fv,üret,t} - E_{ph,v,ta}^{BEDS,tüket} + E_{ph,v,ta}^{BEDS,üret}), \quad \forall ph, v, h, \quad (6.30)$$

$$ta \in \Delta^t$$

RES'lere entegre olan HPSS'lere ait denklemler ise (6.31)-(6.52)'de verilmektedir. HPSS'nin çalışma sistemi, suyun alt rezervuardan üst rezervuara pompalanması ya da üst rezervuardan alt rezervuara aktarılması sonucunda dolaylı olarak enerjinin depolanması ya da enerji üretilmesi prensibine dayanmaktadır. (6.31) ve (6.32) denklemleri sırasıyla ta anında HPSS tarafından üretilen gücü ve üst rezervuara suyu aktarmak için harcanan gücü ifade etmektedir. Eşitlikler (6.33) ve (6.34) ise sırasıyla üst ve alt rezervuardaki su değişimlerini tanımlamaktadır. Eşitsizlikler (6.35) ve (6.36), üst rezervuar için maksimum ve minimum sınırları belirlerken, eşitsizlikler (6.37) ve (6.38) ise alt seviye için sınırları belirtmektedir.

HPSS'lerin alt ve üst rezervuarlarında zamanın başlangıcındaki su seviyeleri ise (6.39) ve (6.40) ile tanımlanmaktadır. Ayrıca her iki yönde de çalışma modu için su akışları (6.41)-(6.44) eşitsizlikleri ile sınırlandırılmaktadır. Suyun alt rezervuara salımına ilişkin su akış miktarı (6.41) ve (6.42) ile sınırlandırılırken, üst rezervuara gönderilen su akış miktarı ise (6.43) ve (6.44) ile kısıtlandırılmaktadır. Eşitsizlikler (6.45) ve (6.46), HPSS'lerin aynı anda iki modda birden çalışmamasını garanti etmektedir.

HPSS'lerin çalışması incelendiğinde genellikle pompalama ve üretim modunda sürekli olarak modlar arasında geçiş yapılarak çalıştırılmadıkları ve belirli bir süre boştta kalmalarının gerekli olduğu söylenmelidir [275]. Bu açıdan denklemler (6.47)-(6.51)'de HPSS'lerin her iki çalışma modu arasında iki periyot boştta kalmaları sağlanmaktadır. Eşitsizlik (6.52) ise depolama sisteminde RES'lerde üretilen enerjiden daha fazlasının depo edilmemesini sağlamaktadır.

$$E_{w,v,ta}^{PSEDS, \text{üret}} = \sigma^{\text{salınan}} \cdot q_{w,v,ta}^{\text{salınan}}, \quad \forall w, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.31)$$

$$E_{w,v,ta}^{PSEDS, \text{tüket}} = \sigma^{\text{pompalanan}} \cdot q_{w,v,ta}^{\text{pompalanan}}, \quad \forall w, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.32)$$

$$V_{w,v,ta}^{\text{üst}} = V_{w,v,(ta-1)}^{\text{üst}} + (q_{w,v,ta}^{\text{pompalanan}} - q_{w,v,ta}^{\text{salınan}}) \cdot \Delta^t, \quad \forall w, v, \quad (6.33)$$

$$ta \in \Delta^t, ta > 1$$

$$V_{w,v,ta}^{\text{alt}} = V_{w,v,(ta-1)}^{\text{alt}} + (q_{w,v,ta}^{\text{salınan}} - q_{w,v,ta}^{\text{pompalanan}}) \cdot \Delta^t, \quad \forall w, v, \quad (6.34)$$

$$ta \in \Delta^t, ta > 1$$

$$V_{w,v,ta}^{\text{üst}} \leq V_w^{\text{üst,maks}}, \quad \forall w, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.35)$$

$$V_w^{\text{üst,min}} \leq V_{w,v,ta}^{\text{üst}}, \quad \forall w, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.36)$$

$$V_{w,v,ta}^{\text{alt}} \leq V_w^{\text{alt,maks}}, \quad \forall w, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.37)$$

$$V_w^{\text{alt,min}} \leq V_{w,v,ta}^{\text{alt}}, \quad \forall w, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.38)$$

$$V_{w,v,ta}^{\text{üst}} = V_w^{\text{üst,başl}}, \quad \forall w, v, ta = 1 \quad (6.39)$$

$$V_{w,v,ta}^{\text{alt}} = V_w^{\text{alt,başl}}, \quad \forall w, v, ta = 1 \quad (6.40)$$

$$0 \leq q_{w,v,ta}^{salınan}, \quad \forall w, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.41)$$

$$q_{w,v,ta}^{salınan} \leq Q_w^{maks}, \quad \forall w, s, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.42)$$

$$0 \leq q_{w,v,ta}^{pompalanan}, \quad \forall w, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.43)$$

$$q_{w,v,ta}^{pompalanan} \leq Q_w^{maks}, \quad \forall w, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.44)$$

$$E_{w,v,ta}^{PSEDS, \text{üret}} \leq N \cdot u_{w,v,ta}^{PSEDS}, \quad \forall w, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.45)$$

$$E_{w,v,ta}^{PSEDS, \text{tüket}} \leq N \cdot y_{w,v,ta}^{PSEDS}, \quad \forall w, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.46)$$

$$y_{w,v,ta}^{PSEDS} + u_{w,v,ta}^{PSEDS} \leq 1, \quad \forall w, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.47)$$

$$y_{w,v,ta}^{PSEDS} + u_{w,v,(ta+1)}^{PSEDS} \leq 1, \quad \forall w, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.48)$$

$$y_{w,v,(ta+1)}^{PSEDS} + u_{w,v,ta}^{PSEDS} \leq 1, \quad \forall w, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.49)$$

$$y_{w,v,ta}^{PSEDS} + u_{w,v,(ta+2)}^{PSEDS} \leq 1, \quad \forall w, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.50)$$

$$y_{w,v,(ta+2)}^{PSEDS} + u_{w,v,(ta+1)}^{PSEDS} \leq 1, \quad \forall w, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.51)$$

$$E_{w,v,ta}^{rüzgar, \text{üret}, t} - E_{w,v,ta}^{PSEDS, \text{tüket}} + E_{w,v,ta}^{PSEDS, \text{üret}} \geq 0, \quad \forall w, v, h, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.52)$$

FGÜT'lere entegre edilen BEDS'lere ait denklemler ise (6.53)-(6.61)'de yer almaktadır. BEDS için sırasıyla şarj ve deşarj güçlerine ait sınırlar (6.53) ve (6.54)'te verilmektedir. Eşitlik (6.55), BEDS'lerin her bir ta anındaki enerji durumunu ifade etmektedir. Bataryalar için minimum ve maksimum enerji sınırları sırasıyla eşitsizlikler (6.56) ve (6.57)'de tanımlanırken, zamanın başlangıcında bataryalar için enerji durum ifadesi ise (6.58) ile tanımlanmaktadır. Ayrıca eşitsizlik (6.59), bataryalarda FGÜT'ler tarafından üretilen enerjiden daha fazlasının depo edilmemesini garanti etmektedir. Eşitlikler (6.60) ve (6.61) ise ta periyodundaki güçten enerjiye dönüşümü sağlamaktadır.

$$P_{ph,v,ta}^{BEDS, \text{şarj}} \leq R_{ph}^{BEDS, \text{şarj}} \cdot u_{ph,v,ta}^{BEDS}, \quad \forall ph, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.53)$$

$$P_{ph,v,ta}^{BEDS,deşarj} \leq R_{ph}^{BEDS,deşarj} \cdot (1 - u_{ph,v,ta}^{BEDS}), \quad \forall ph, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.54)$$

$$SoE_{ph,v,ta}^{BEDS} = SoE_{ph,v,(ta-1)}^{BEDS} + (\eta_{ph}^{BEDS,şarj} \cdot P_{ph,v,ta}^{BEDS,şarj} \cdot \Delta^t) - (P_{ph,v,ta}^{BEDS,deşarj} \cdot \Delta^t) / \eta_{ph}^{BEDS,deşarj}, \quad \forall ph, v, ta, \quad ta \in \Delta^t, ta > 1 \quad (6.55)$$

$$SoE_{ph,v,ta}^{BEDS} \leq E_{ph}^{BEDS,maks}, \quad \forall ph, v, ta, \quad ta \in \Delta^t, ta > 1 \quad (6.56)$$

$$E_{ph}^{BEDS,min} \leq SoE_{ph,v,ta}^{BEDS}, \quad \forall ph, v, ta, \quad ta \in \Delta^t, ta > 1 \quad (6.57)$$

$$SoE_{ph,v,ta}^{BEDS} = E_{ph}^{BEDS,basl}, \quad \forall ph, v, ta = 1 \quad (6.58)$$

$$E_{ph,v,ta}^{fv,üret,t} - E_{ph,v,ta}^{BEDS,tüket} + E_{ph,v,ta}^{BEDS,üret} \geq 0, \quad \forall ph, v, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.59)$$

$$E_{ph,v,ta}^{BEDS,şarj} = P_{ph,v,ta}^{BEDS,şarj} \cdot \Delta^t, \quad \forall ph, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.60)$$

$$E_{ph,v,ta}^{BEDS,deşarj} = P_{ph,v,ta}^{BEDS,deşarj} \cdot \Delta^t, \quad \forall ph, v, ta, \quad ta \in \Delta^t \quad (6.61)$$

YEPY tarafından RES'ler ve FGÜT'ler için gerçekleştirilen enerji ticareti sonucu ortaya çıkan gelirler sırasıyla (6.62) ve (6.63) eşitlikleri ile hesaplanmaktadır.

$$\begin{aligned} I_w^{top,rüzgar} = & \sum_h \lambda_h^{ikili} \cdot E_{w,h}^{rüzgar,ikili} + \sum_v \sum_h p_v \cdot \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{w,v,h}^{rüzgar,GÖP} \\ & + \sum_q \sum_v \sum_h p_v \cdot \lambda_h^{port} \cdot E_{w,q,v,h}^{rüzgar,rüzgar,sat} \\ & + \sum_{ph} \sum_v \sum_h p_v \cdot \lambda_h^{port} \cdot E_{w,ph,v,h}^{rüzgar,fv,sat} \\ & - \sum_q \sum_v \sum_h p_v \cdot \lambda_h^{port} \cdot E_{q,w,v,h}^{rüzgar,rüzgar,sat} \\ & - \sum_{ph} \sum_v \sum_h p_v \cdot \lambda_h^{port} \cdot E_{ph,w,v,h}^{fv,rüzgar,sat} \sum_v \sum_h p_v \cdot \lambda_{h,v}^{DGP,satış} \\ & \cdot E_{w,v,h}^{rüzgar,DGP,satış} - \sum_v \sum_h p_v \cdot \lambda_{h,v}^{DGP,alış} \cdot E_{w,v,h}^{rüzgar,DGP,alış}, \\ & \forall w \end{aligned} \quad (6.62)$$

$$\begin{aligned}
I_{ph}^{top, fv} = & \sum_h \lambda_h^{ikili} \cdot E_{ph,h}^{fv, ikili} + \sum_v \sum_h p_v \cdot \lambda_{h,l}^{GÖP} \cdot E_{ph,v,h}^{fv, GÖP} \\
& + \sum_c \sum_v \sum_h p_v \cdot \lambda_h^{port} \cdot E_{ph,c,v,h}^{fv, fv, sat} \\
& + \sum_w \sum_v \sum_h p_v \cdot \lambda_h^{port} \cdot E_{ph,w,v,h}^{fv, rüzgar, sat} \\
& - \sum_c \sum_{ph} \sum_h p_v \cdot \lambda_h^{port} \cdot E_{c,ph,v,h}^{fv, fv, sat} \\
& - \sum_w \sum_v \sum_h p_v \cdot \lambda_h^{port} \cdot E_{w,ph,v,h}^{rüzgar, fv, sat} \sum_v \sum_h p_v \cdot \lambda_{h,v}^{DGP, satış} \\
& \cdot E_{w,v,h}^{rüzgar, DGP, satış} - \sum_v \sum_h p_v \cdot \lambda_{h,v}^{DGP, alış} \cdot E_{ph,v,h}^{fv, DGP, alış}, \\
& \forall ph
\end{aligned} \tag{6.63}$$

6.1.2 Alt Seviye Problem

(6.64)'te verilmiş olan alt seviye problemin amaç fonksiyonunda amaç her bir portföy katılımcısının gelir kaybını minimize etmek olarak belirlenmiştir.

$$\min \left\{ \sum_w \frac{C^{maks, rüzgar(w)}}{C^{top, port, enerji}} \cdot K_w^{rüzgar} + \sum_{ph} \frac{C^{maks, pv(ph)}}{C^{top, port, enerji}} \cdot K_{ph}^{fv} \right\} \tag{6.64}$$

Optimizasyon problemi (6.65)-(6.72)'de açıklandığı gibi RES ve FGÜT'ler için gelir sınırlarını içermektedir. (6.65) ve (6.69), RES'ler ve FGÜT'ler için belirlenen referans değer, gelir ve kayıptan oluşan sınırlara ait eşitsizliklerden oluşmaktadır. RES'ler ve FGÜT'ler için gelirin alt sınırı (6.67) ve (6.71) ile belirlenirken, üst sınır (6.68) ve (6.72) ile belirlenmektedir. (6.66) ve (6.70) ise kayıplar için negatif olmayan sınırları tanımlamaktadır.

$$D_w^{rüzgar} - I_w^{top, rüzgar} - K_w^{rüzgar} \leq 0 \quad \forall w: \lambda_w^1 \tag{6.65}$$

$$-K_w^{rüzgar} \leq 0 \quad \forall w: \lambda_w^2 \tag{6.66}$$

$$L_w^{rüzgar, min} - I_w^{top, rüzgar} \leq 0 \quad \forall w: \lambda_w^3 \tag{6.67}$$

$$I_w^{top, rüzgar} - L_w^{rüzgar, maks} \leq 0, \quad \forall w: \lambda_w^4 \tag{6.68}$$

$$D_{ph}^{fv} - I_{ph}^{top,fv} - K_{ph}^{fv} \leq 0, \quad \forall ph: \lambda_{ph}^5 \quad (6.69)$$

$$-K_{ph}^{fv} \leq 0, \quad \forall ph: \lambda_{ph}^6 \quad (6.70)$$

$$L_{ph}^{fv,min} - I_{ph}^{top,fv} \leq 0, \quad \forall ph: \lambda_{ph}^7 \quad (6.71)$$

$$I_{ph}^{top,fv} - L_{ph}^{fv,maks} \leq 0, \quad \forall ph: \lambda_{ph}^8 \quad (6.72)$$

$$\begin{aligned} \Lambda = & \sum_w \frac{C^{maks,rüzgar(w)}}{C^{top,port,maks}} \cdot K_w^{rüzgar} + \sum_{ph} \frac{C^{maks,fv(ph)}}{C^{top,port,maks}} \cdot K_{ph}^{fv} \\ & + \sum_f \frac{C^{maks,EA0(f)}}{C^{top,port,maks}} \cdot K_f^{EA0} \\ & + \sum_w \lambda_w^1 \cdot (-I_w^{top,rüzgar} + D_w^{rüzgar} - K_w^{rüzgar}) \\ & + \sum_w \lambda_w^2 \cdot (K_w^{rüzgar}) + \sum_w \lambda_w^3 \cdot (-I_w^{top,rüzgar} + L_w^{rüzgar,min}) \\ & + \sum_w \lambda_w^4 \cdot (I_w^{top,rüzgar} - L_w^{rüzgar,maks}) \\ & + \sum_{ph} \lambda_{ph}^5 \cdot (-I_{ph}^{top,fv} + D_{ph}^{fv} - K_{ph}^{fv}) + \sum_{ph} \lambda_{ph}^6 \cdot (K_{ph}^{fv}) \\ & + \sum_{ph} \lambda_{ph}^7 \cdot (-I_{ph}^{top,fv} + L_{ph}^{fv,min}) \\ & + \sum_{ph} \lambda_{ph}^8 \cdot (I_{ph}^{top,fv} - L_{ph}^{fv,maks}) = 0 \end{aligned} \quad (6.73)$$

Bölüm 5'te yer alan iki seviyeli problemde olduğu gibi alt seviye problemin üst seviye problemin içerisinde yer alabilmesi için alt seviye problemin hem gerekli ve hem de yeterli olan KKT optimallik koşulları ile değiştirilmesi gerekmektedir. Bu açıdan ilk olarak KKT koşullarını oluşturmak için alt seviye problemin (6.73) 'te verilen Lagrange fonksiyonu oluşturulmaktadır. Optimizasyon probleminin KKT optimallik koşullarından olan durağanlık koşulları (6.74)-(6.77)'de verilmektedir. Ayrıca KKT koşullarından olan tamamlayıcı gevşeklik koşulu ise (6.78)-(6.85)'de tanımlanmaktadır. Bu ifadeler iki değişkenin çarpımını içerdiği için doğrusal olmadıkları söylenmelidir ve bu sebeple doğrusallaştırılmaları gerekmektedir. Bu

denklemleri doğrusallaştırmak için büyük-M formülasyonunu kullanmaktır. (6.87)-(6.110)'da ilgili ifadelerin büyük-M formülasyonu ile doğrusallaştırma işlemleri verilmektedir. Ayrıca ikili fizibilite koşulunu sağlamak için Lagrange çarpanlarının negatif olmaması durumu (6.86) ile sağlanmaktadır.

Optimizasyon problemi artık, (6.1)-(6.63), (6.65)-(6.72), (6.74)-(6.77), (6.86)-(6.110)'u içeren karışık tamsayılı doğrusal programlama problemi olarak yeniden yazılabilmektedir.

$$\frac{\partial \Lambda}{\partial K_w^{rüzgar}} = 0 \rightarrow \frac{C^{maks,rüzgar(w)}}{C^{top,port,maks}} - \lambda_w^1 - \lambda_w^2 = 0 \quad \forall w \quad (6.74)$$

$$\frac{\partial \Lambda}{\partial I_w^{top,rüzgar}} = 0 \rightarrow -\lambda_w^1 - \lambda_w^3 + \lambda_w^4 = 0, \quad \forall w \quad (6.75)$$

$$\frac{\partial \Lambda}{\partial K_{ph}^{fv}} = 0 \rightarrow \frac{C^{maks,fv(ph)}}{C^{top,port,maks}} - \lambda_{ph}^5 - \lambda_{ph}^6 = 0, \quad \forall ph \quad (6.76)$$

$$\frac{\partial \Lambda}{\partial I_{ph}^{top,fv}} = 0 \rightarrow -\lambda_{ph}^5 - \lambda_{ph}^7 + \lambda_{ph}^8 = 0, \quad \forall ph \quad (6.77)$$

$$\lambda_w^1 \cdot (D_w^{rüzgar} - I_w^{top,rüzgar} - K_w^{rüzgar}) = 0, \quad \forall w \quad (6.78)$$

$$\lambda_w^2 \cdot (K_w^{rüzgar}) = 0, \quad \forall w \quad (6.79)$$

$$\lambda_w^3 \cdot (L_w^{rüzgar,min} - I_w^{top,rüzgar}) = 0, \quad \forall w \quad (6.80)$$

$$\lambda_w^4 \cdot (I_w^{top,rüzgar} - L_w^{rüzgar,maks}) = 0, \quad \forall w \quad (6.81)$$

$$\lambda_{ph}^5 \cdot (D_{ph}^{fv} - I_{ph}^{top,fv} - K_{ph}^{fv}) = 0, \quad \forall ph \quad (6.82)$$

$$\lambda_{ph}^6 \cdot (K_{ph}^{fv}) = 0, \quad \forall ph \quad (6.83)$$

$$\lambda_{ph}^7 \cdot (L_{ph}^{fv,min} - I_{ph}^{top,fv}) = 0, \quad \forall ph \quad (6.84)$$

$$\lambda_{ph}^8 \cdot (I_{ph}^{top,fv} - L_{ph}^{fv,maks}) = 0, \quad \forall ph \quad (6.85)$$

$$\lambda_w^1, \lambda_w^2, \lambda_w^3, \lambda_w^4, \lambda_{ph}^5, \lambda_{ph}^6, \lambda_{ph}^7, \lambda_{ph}^8 \geq 0, \quad \forall w, ph \quad (6.86)$$

$$\lambda_w^1 \leq u_1^{yard} \cdot N \quad (6.87)$$

$$I_w^{top, rüzgar} - D_w^{rüzgar} + K_w^{rüzgar} \leq (1 - u_1^{yard}) \cdot N \quad (6.88)$$

$$I_w^{top, rüzgar} - D_w^{rüzgar} + K_w^{rüzgar} \geq 0 \quad (6.89)$$

$$\lambda_w^2 \leq u_2^{yard} \cdot N \quad (6.90)$$

$$K_w^{rüzgar} \leq (1 - u_2^{yard}) \cdot N \quad (6.91)$$

$$K_w^{rüzgar} \geq 0 \quad (6.92)$$

$$\lambda_w^3 \leq u_3^{yard} \cdot N \quad (6.93)$$

$$I_w^{top, rüzgar} - L_w^{rüzgar, min} \leq (1 - u_3^{yard}) \cdot N \quad (6.94)$$

$$I_w^{top, rüzgar} - L_w^{rüzgar, min} + K_w^{rüzgar} \geq 0 \quad (6.95)$$

$$\lambda_w^4 \leq u_4^{yard} \cdot N \quad (6.96)$$

$$-I_w^{top, rüzgar} + L_w^{rüzgar, sat} \leq (1 - u_4^{yard}) \cdot N \quad (6.97)$$

$$-I_w^{top, rüzgar} + L_w^{rüzgar, sat} \geq 0 \quad (6.98)$$

$$\lambda_{ph}^5 \leq u_5^{yard} \cdot N \quad (6.99)$$

$$I_{ph}^{top, fv} - D_{ph}^{fv} + K_{ph}^{fv} \leq (1 - u_5^{yard}) \cdot N \quad (6.100)$$

$$I_{ph}^{top, fv} - D_{ph}^{fv} + K_{ph}^{fv} \geq 0 \quad (6.101)$$

$$\lambda_{ph}^6 \leq u_6^{yard} \cdot N \quad (6.102)$$

$$K_{ph}^{fv} \leq (1 - u_6^{yard}) \cdot N \quad (6.103)$$

$$K_{ph}^{fv} \geq 0 \quad (6.104)$$

$$\lambda_{ph}^7 \leq u_7^{yard} \cdot N \quad (6.105)$$

$$I_{ph}^{top,fv} - L_{ph}^{fv,min} \leq (1 - u_7^{yard}) \cdot N \quad (6.106)$$

$$I_{ph}^{top,fv} - L_{ph}^{fv,min} + K_w^{rüzgar} \geq 0 \quad (6.107)$$

$$\lambda_{ph}^8 \leq u_8^{yard} \cdot N \quad (6.108)$$

$$-I_{ph}^{top,fv} + L_{ph}^{fv,sat} \leq (1 - u_8^{yard}) \cdot N \quad (6.109)$$

$$-I_{ph}^{top,fv} + L_{ph}^{fv,sat} \geq 0 \quad (6.110)$$

6.2 Test ve Sonuçlar

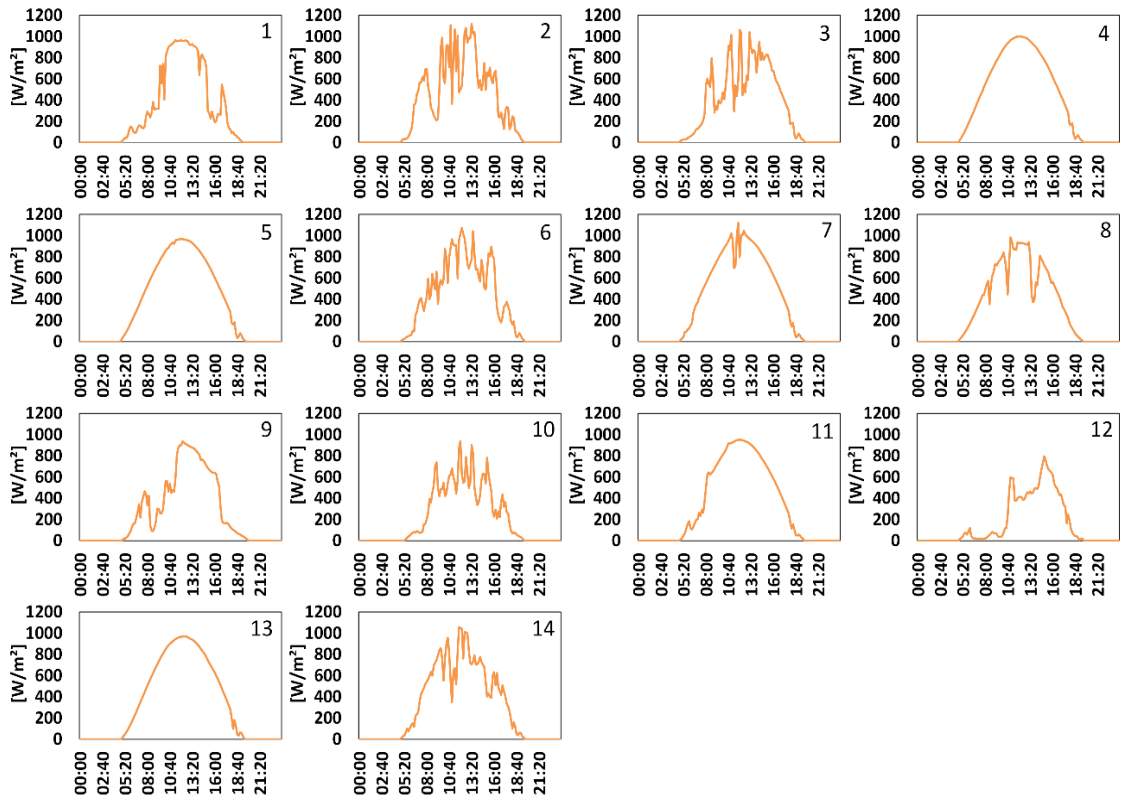
İki seviyeli yaklaşım düşünülerek çok aşamalı olarak gerçekleştirilen optimum elektrik piyasası katılım modeli, karışık tamsayılı doğrusal programlama yöntemi ile ele alınmıştır. Önerilen model GAMS v.24.1.3 yazılımı ve CPLEX v.12 çözücüsü ile test edilmiştir. Bu bölümün alt başlıklarında ise giriş verileri ve durum çalışmalarından elde edilen sonuçlar verilmiş olup bunlara ait karşılaştırmalar ele alınmaktadır.

6.2.1 Giriş Verileri

Önerilen modelin etkinliğini göstermek amacıyla gerçekleştirilen durum çalışmalarında YEPY'nin İspanya'nın kuzeyindeki Navarra bölgesinde yer aldığı kabul edilen 2 RES ve 2 FGÜT'ye sahip olduğu düşünülmektedir. Çalışmada rüzgâr güç üretimi, fotovoltaik güç üretimi ve elektrik piyasalarına ait fiyat belirsizlikleri stokastik yaklaşım ile ele alınmaktadır. Belirtilen tüm belirsizlikler için birbirine bağımlı 14 farklı senaryo oluşturulmuştur. Senaryolarda FGÜT'lere ait güç üretimlerini oluşturmak için Pamplona (ETSIA) UPNA meteoroloji istasyonundan [276] elde edilen ve 1 Temmuz 2020 – 14 Temmuz 2020 tarihlerini kapsayan küresel radyasyon verileri kullanılmıştır ve bu veriler Şekil 6.3'te verilmektedir. Küresel radyasyon verisinden fotovoltaik güç üretimini elde etmek için Referans [52]'de olduğu gibi (6.111)'de verilen eşitlik kullanılmıştır. YEPY yapısı içerisinde

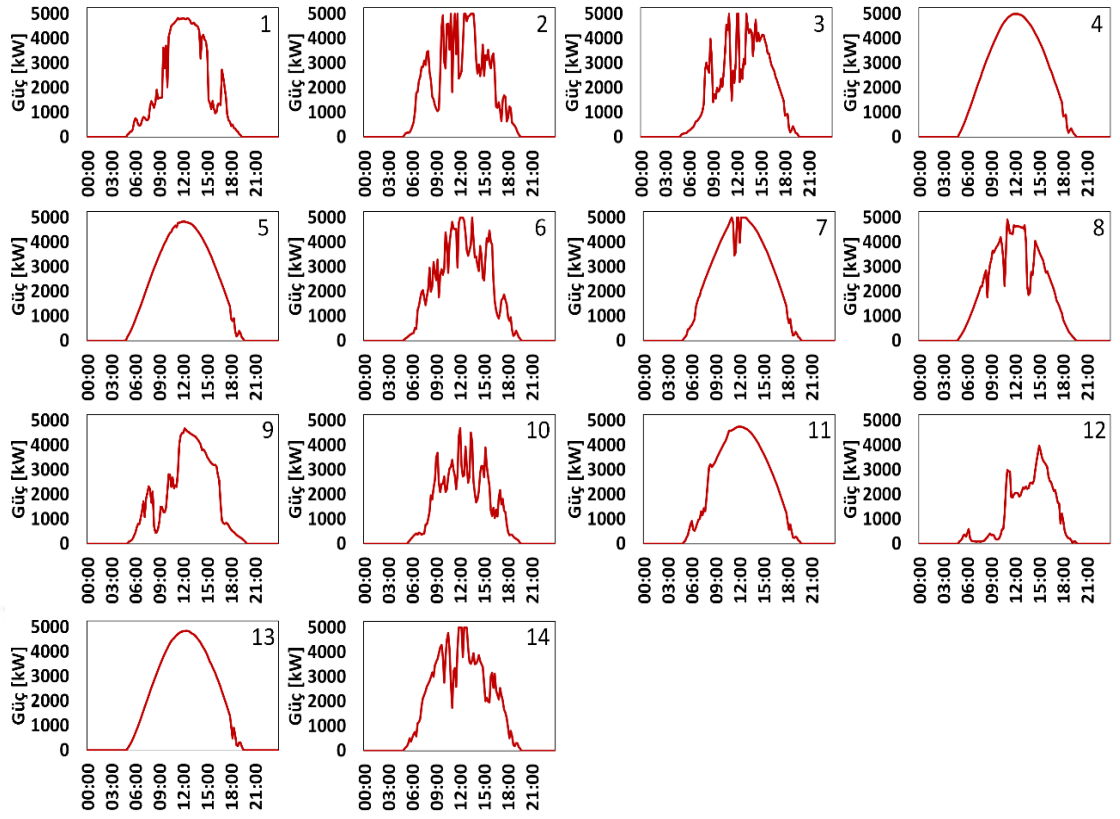
olduğu varsayılan FGÜT'lerin 5 MW ve 2 MW kurulu güçlere sahip olduğu varsayılmaktadır. Bu eşitlik kullanılarak 5 MW'lık santral için elde edilen üretim verileri Şekil 6.4'te verilmektedir. Her bir dizideki fotovoltaik panelin verimliliği (η_n^{FV}) 0,143 olarak kabul edilmiştir. Ayrıca her bir dizideki fotovoltaik panel alanı ise (A_n^{FV}) 1,6x12 m² olarak alınmıştır. Nise fotovoltaik sistem için dizi sayısıdır ve bu çalışmada 1820 olarak kabul edilmiştir.

$$P^{FV} = (\sum_{n=1}^N \eta_n^{FV} \cdot A_n^{FV} \cdot G) / 10^6 \quad (6.111)$$

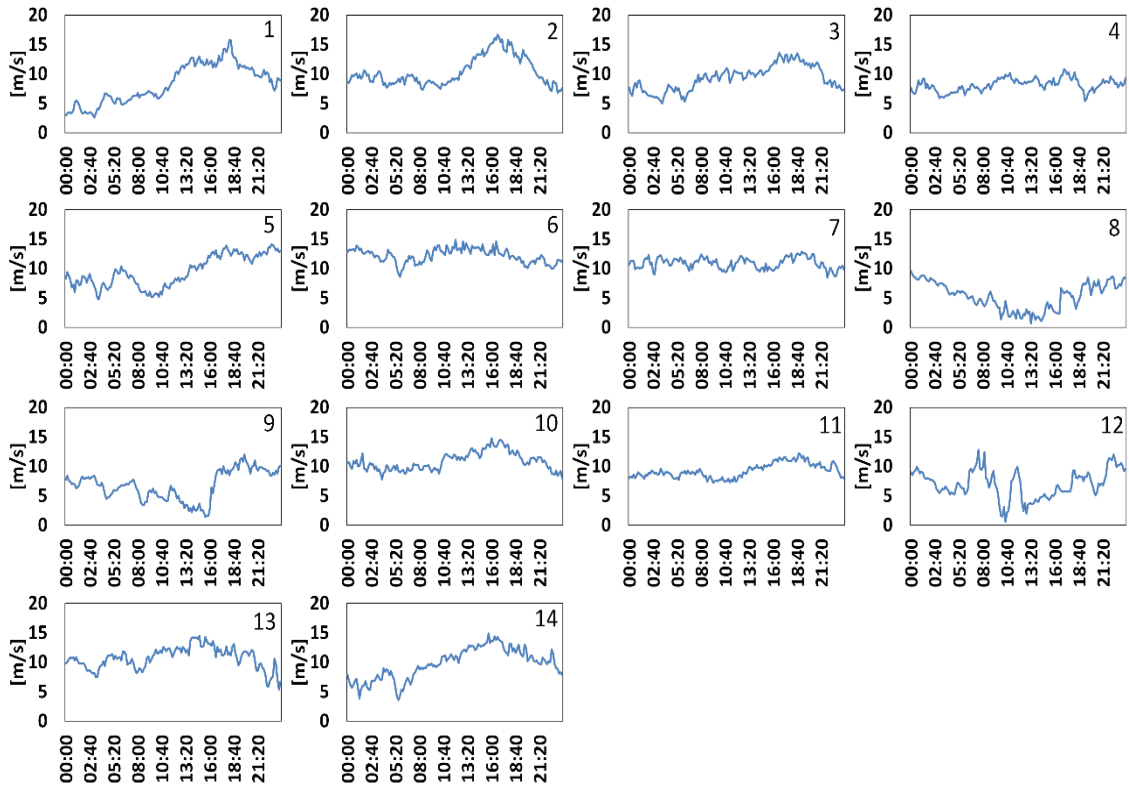


Şekil 6.3 Küresel radyasyon miktarları

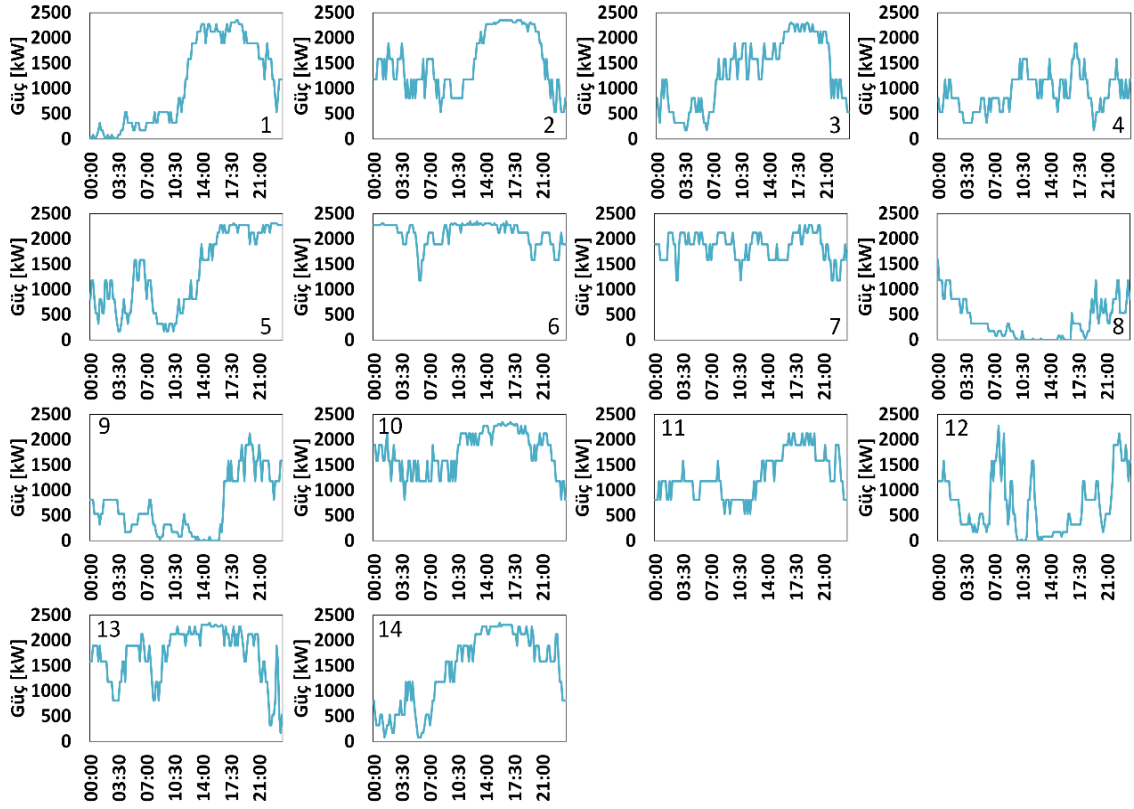
Senaryolardaki rüzgâr santrallerine ait güç üretimlerini oluşturmak için Carrascal GN meteoroloji istasyonundan [276] elde edilen ve 1 Temmuz 2020 – 14 Temmuz 2020 tarihlerini kapsayan 10 dakikalık rüzgâr hızı verileri kullanılmıştır ve bu veriler Şekil 6.5'te verilmiştir. Rüzgâr hızı verisinden rüzgâr güç üretimini elde etmek için Referans [277]'de olduğu gibi (6.112)'deki eşitlik kullanılmıştır. Bu eşitlik ve Referans [278]'de yer alan E-82 E2 ENERCON, nominal gücü 2300 kW'lık rüzgâr türbini verileri kullanılarak elde edilen güç üretim verileri Şekil 6.6'da yer almaktadır.



Şekil 6.4 Fotovoltaik güç üretim senaryoları



Şekil 6.5 Her bir senaryodaki rüzgâr hızları



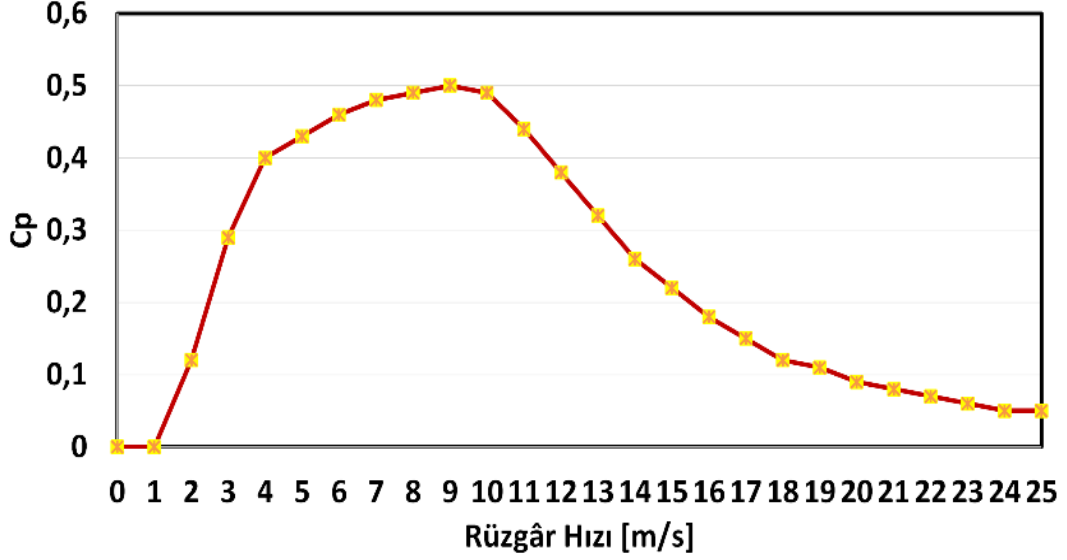
Şekil 6.6 Senaryolardaki rüzgâr güç üretimleri

Çalışmada olduğu düşünülen rüzgâr türbini 3 kanatlıdır ve kanatlarının süpürdüğü alan 5281 m²'dir. Kanat dönme hızı 6-18 rmp aralığında değişmektedir ve rotor çapı 82 metredir. Türbin, ENERCON fırtına kontrol ünitesi ile 28-34 m/s rüzgâr hızında devre dışı bırakılmaktadır. Çalışmadaki rüzgâr santrallerinden biri 3, diğeri 2 rüzgâr türbinine sahiptir ve tesislerin kurulu güçleri sırasıyla 7,05 MW ve 4,7 MW'tır. Çalışmada hava yoğunluğu 1,225 kg/m³ olarak alınmıştır. Rüzgâr türbini için güç katsayısı $C_p(v)$, rüzgâr hızıyla değişiklik göstermektedir. Çalışmada kullanılan türbin için güç katsayısı üretici katalog verisinden alınmıştır. İlgili veri Şekil 6.7'te yer almaktadır.

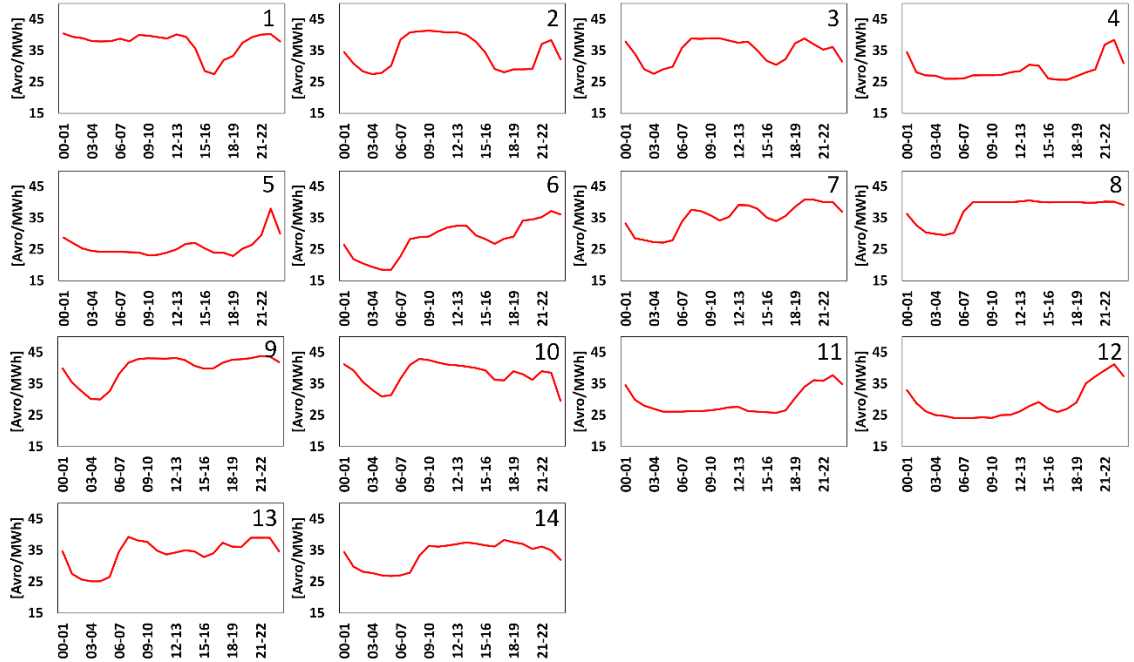
$$P^{\text{Rüzgâr}}(v) = 0,5 \cdot C_p(v) \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (6.112)$$

Elektrik fiyatları için diğer belirsizliklerde olduğu gibi 14 farklı senaryo düşünülmüştür. Elektrik piyasasına ait senaryoları oluşturmak için İspanya elektrik piyasasına ait 1 Temmuz 2020 tarihinden itibaren 14 günlük gerçek veriler kullanılmıştır. GOP elektrik fiyatları Şekil 6.8'de verilirken, DGP elektrik

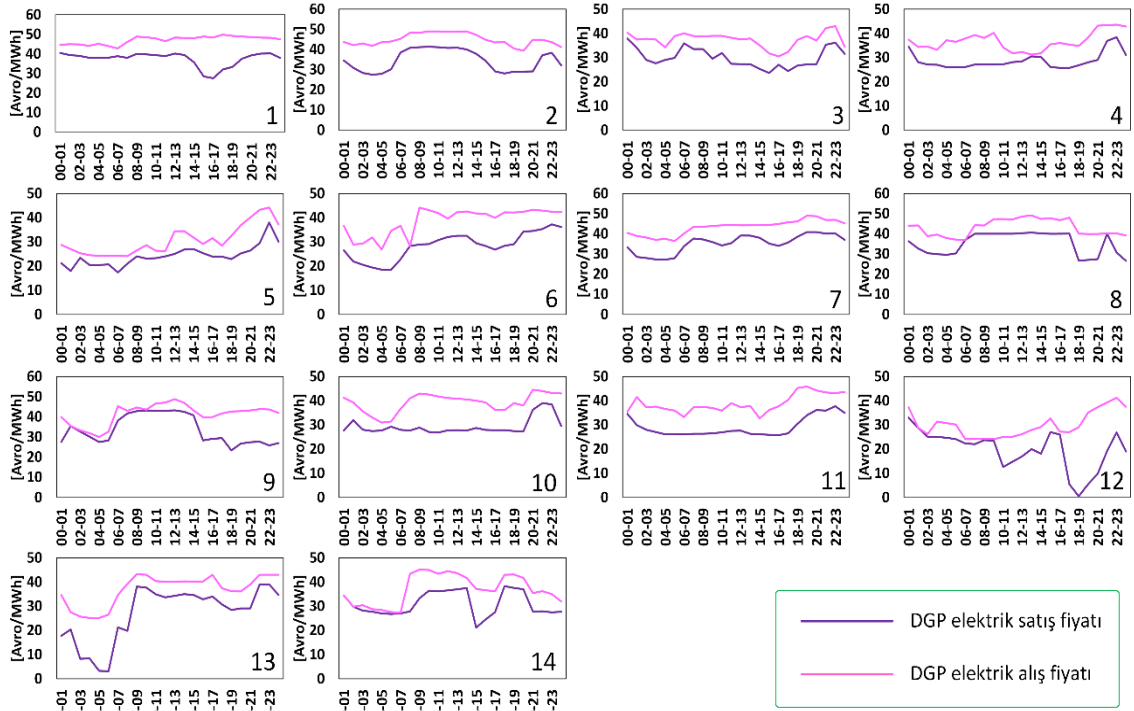
fiyatları Şekil 6.9'da verilmiştir. GÖP elektrik fiyatları referans [279]'dan sağlanırken, sistem dengesizlik fiyatları referans [280]'den elde edilmiştir. Çalışmada ikili anlaşma fiyatının ise 30,8 €/MWh olduğu kabul edilmiştir. Ayrıca portföy içi enerji ticareti fiyatları her durum çalışmasındaki GÖP elektrik fiyatları ile aynı olacak şekilde belirlenmiştir.



Şekil 6.7 Rüzgâr türbini güç katsayısı



Şekil 6.8 GÖP elektrik fiyat senaryoları



Şekil 6.9 DGP elektrik fiyat senaryoları

Her bir portföy katılımcısı için ($D-1$) günü ve D günü için belirlenen referans gelir değeri, minimum gelir değeri, maksimum gelir değeri ve portföydeki kapasite oranı Tablo 6.2’de verilmiştir. Ayrıca çalışmada ta zaman aralıkları 15 dakika olarak belirlenmiştir ve risk değerlendirmesi için güvenilirlik seviyesi 0,9 olarak alınmıştır.

Tablo 6.2 Portföy katılımcılarına ait veriler

Katılımcı	(D-1) Günü			D Günü			Kapasite Oranı
	Referans [Avro]	Minimum [Avro]	Maksimum [Avro]	Ref. [Avro]	Min. [Avro]	Maks. [Avro]	
RES 1	2800	2660	4200	1750	1662,5	2625	0,4554
RES 2	1850	1757,5	2775	1150	1092,5	1725	0,3036
FGÜT 1	1100	1045	1650	750	712,5	1125	0,1721
FGÜT 2	460	437	690	275	261,25	412,5	0,0688

Çalışmada her bir RES’e entegre olan 2 HPSS’ye ait parametreler Tablo 6.3’te verilmiştir. Bu değerlerin seçimi için Referans [217]’de verilen değerler baz alınarak çalışmaya uygun şekilde revize edildiği belirtilmelidir. Ayrıca her bir FGÜT’ye entegre olan BEDS’ye ait özellikler ise Tablo 6.4’te verilmiştir.

Tablo 6.3 HPSS'lere ait karakteristik özellikler

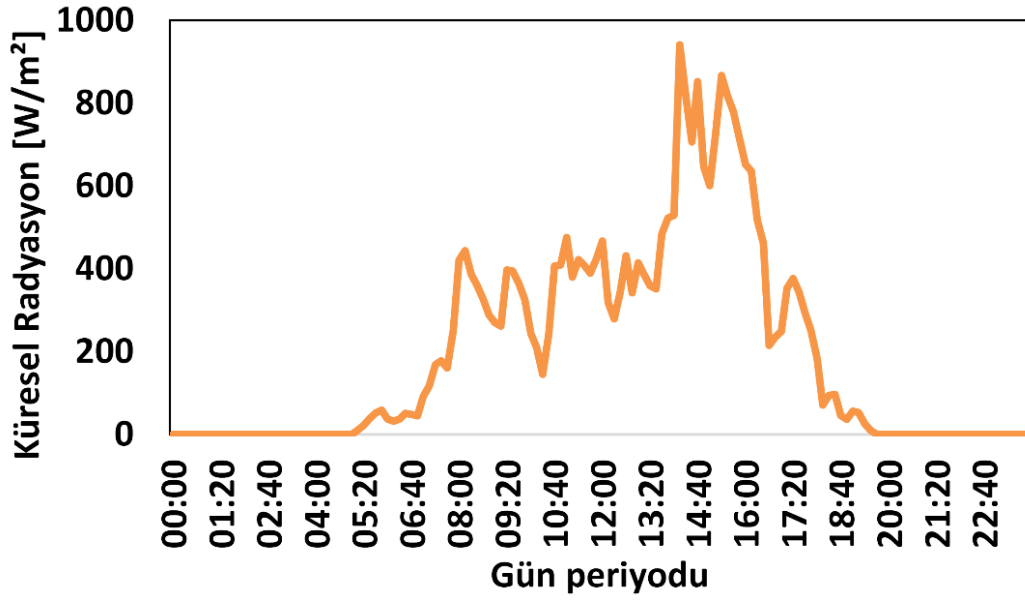
Parametre	Değer		Birim
	HPSS1	HPSS2	
$V_w^{üst,başı}$	14,6875	9,79167	Hm^3
$V_{w,s,ta}^{üst,maks}$	29,375	19,583	Hm^3
$V_{w,s,ta}^{üst,min}$	2,9375	1,9583	Hm^3
$V_w^{alt,başı}$	14,6875	9,79167	Hm^3
$V_{w,s,ta}^{alt,maks}$	29,375	19,583	Hm^3
$V_{w,s,ta}^{alt,min}$	2,9375	1,9583	Hm^3
$q_{w,s,ta}^{pompalanan}$	1,2	1,2	(Hm^3/h)
$q_{w,s,ta}^{salınan}$	0,9467	0,9467	(Hm^3/h)
Q_w^{maks}	5,875	3,917	(Hm^3/h)

Tablo 6.4 BEDS'lere ait karakteristik özellikler

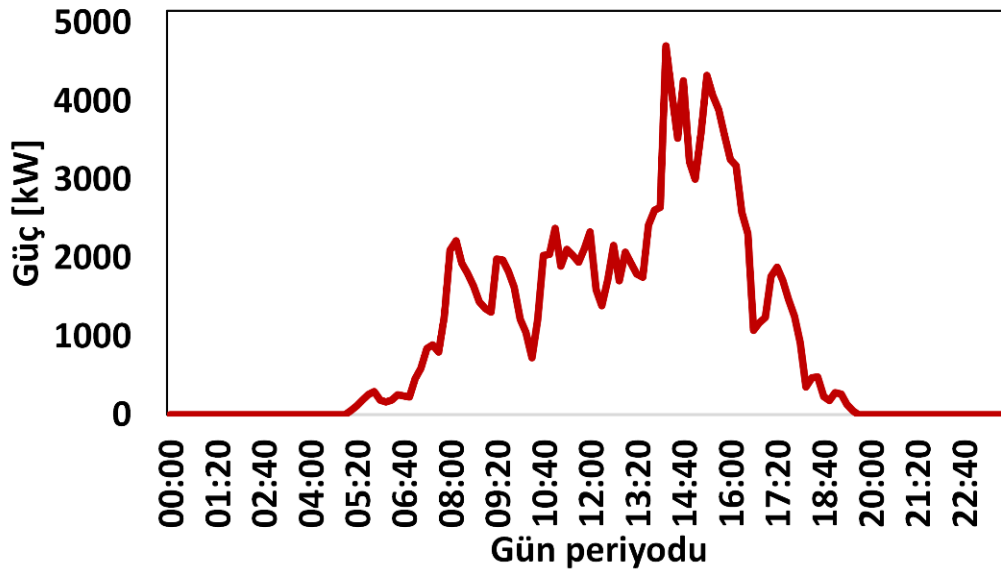
Parametre	Değer		Birim
	BEDS1	BEDS2	
$E_{ph}^{BEDS,maks}$	1000	500	kW
$E_{ph}^{BEDS,min}$	200	100	kW
$R_{ph}^{BEDS,şarj}$	500	250	kW
$R_{ph}^{BEDS,deşarj}$	500	250	kW
$\eta_{ph}^{BEDS,şarj}$	0,95	0,95	—
$\eta_{ph}^{BEDS,deşarj}$	0,95	0,95	—
$ED_{ph}^{BEDS,başı}$	200	100	kWh

Problemde ($D-1$) gününe ait GÖP ve ikili anlaşma teklifleri belirlendikten sonra D günü elde edilen kazançların hesaplanması için D gününe ait küresel radyasyon, rüzgâr hızı ve elektrik fiyatlarına ait verilerin bilinmesi gerekmektedir. D gününe ait küresel radyasyon verisi Şekil 6.10'da verilmektedir. Ayrıca bu küresel radyasyon değeri ile FGÜT 1 tarafından üretilen güç ise Şekil 6.11'de

sunulmaktadır.

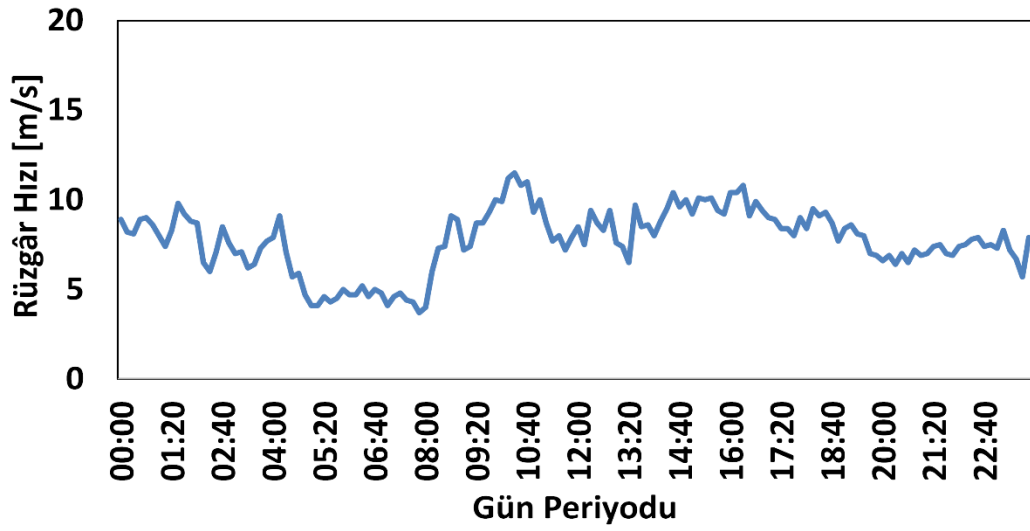


Şekil 6.10 Gerçek zamanda meydana gelen küresel radyasyon miktarı

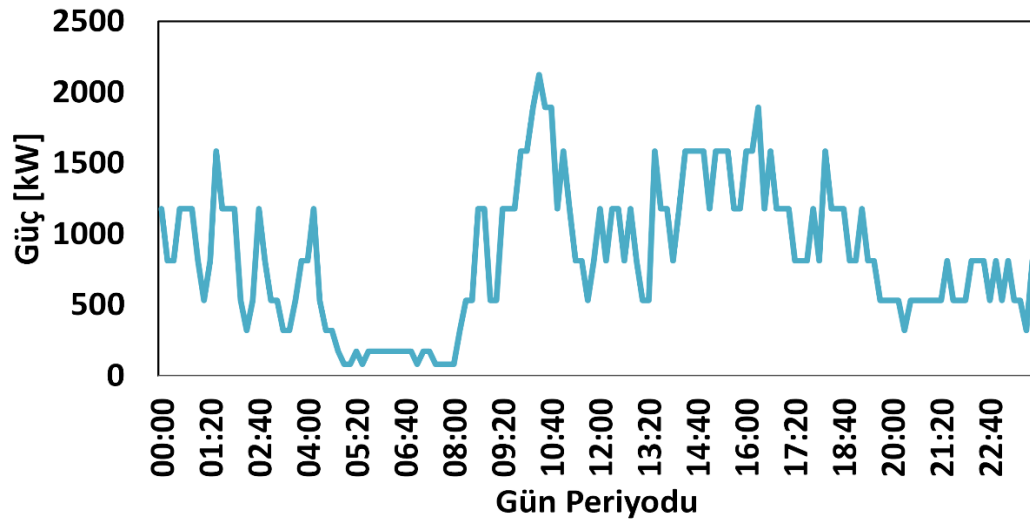


Şekil 6.11 5 MW'lık FGÜT 1'in gerçek zamanda ürettiği güç

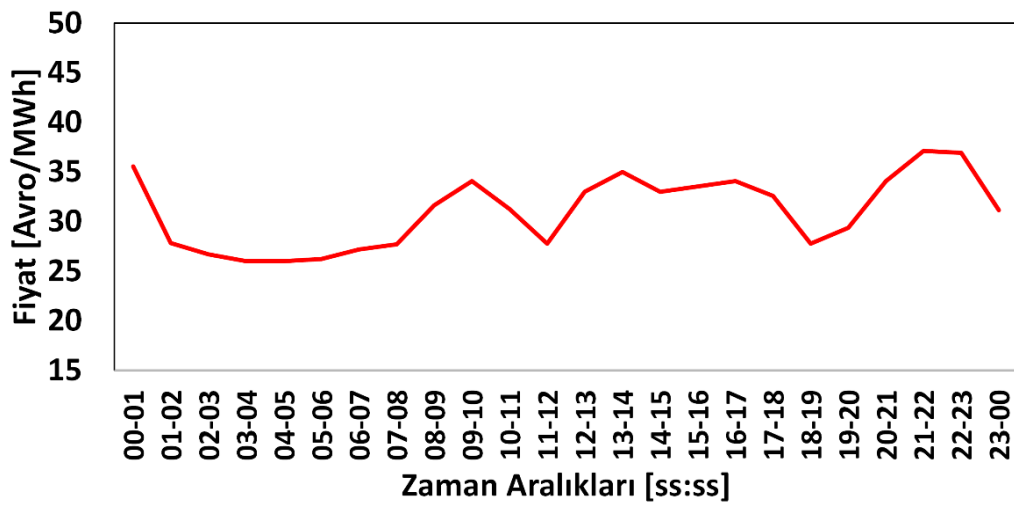
D gününe ait rüzgâr hızı verisi Şekil 6.12'de verilirken, gerçek zamanda ortaya çıkan bu rüzgâr hız verisi ile çalışmada kullanılan rüzgâr türbini tarafından üretilen güçler Şekil 6.13'te yer almaktadır. Ayrıca D günü gerçekleşen GÖP fiyatları Şekil 6.14'te verilirken, enerji dengesizlikleri için her bir saate ait DGP'de her iki yönde ortaya çıkan enerji alış ve satış fiyatları ise Şekil 6.15'te verilmektedir.



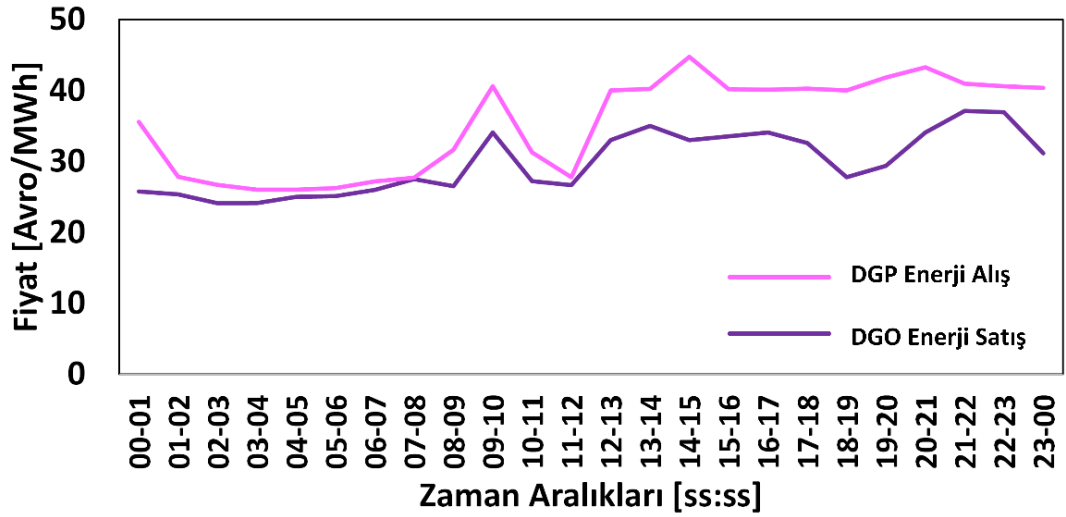
Şekil 6.12 Gerçek zamanda meydana rüzgâr hızı



Şekil 6.13 2,35 MW'lık RES'in gerçek zamanda ürettiği güç



Şekil 6.14 D günü için ortaya çıkan GÖP elektrik fiyatları



Şekil 6.15 D günü için gerçek zamanda oluşan DGP elektrik alış ve satış fiyatları

Önerilen modelin etkinliğini göstermek amacıyla aşağıda Tablo 6.5'te belirtilen 10 farklı durum çalışması gerçekleştirilmiştir. Durum çalışmaları EDS'lerin varlığı ve riskten kaçınma faktörünün farklı değerleri dikkate alınarak oluşturulmuştur.

Tablo 6.5 Durum çalışmalarına ait bilgiler

Durum Çalışması	HPSS	BEDS	Riskten kaçınma faktörü değeri
Durum-1	—	—	0,9
Durum-2	—	—	0,75
Durum-3	—	—	0,5
Durum-4	—	—	0,25
Durum-5	—	—	0,1
Durum-6	✓	✓	0,9
Durum-7	✓	✓	0,75
Durum-8	✓	✓	0,5
Durum-9	✓	✓	0,25
Durum-10	✓	✓	0,1

6.2.2 Simülasyon ve Sonuçlar

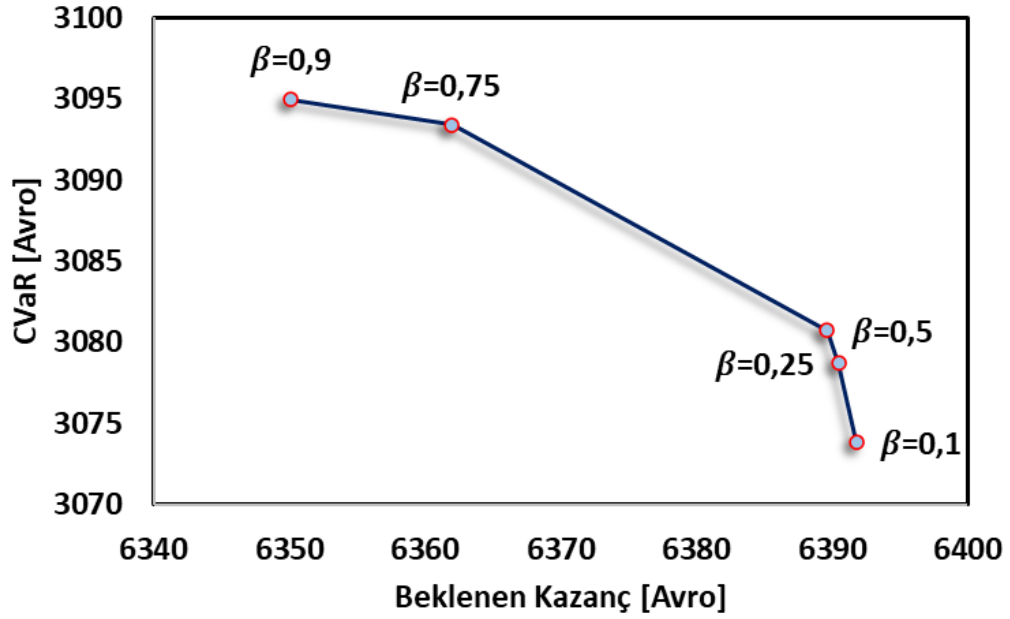
Gün öncesi planlamasından yani ($D-1$) gününe ait optimizasyon probleminden elde edilen detaylı sonuçlar Tablo 6.6'da verilmiştir. EDS'lerin olduğu ve olmadığı durumlarda riskten kaçınma faktörünün değerinin artması ile ikili anlaşma miktarlarının giderek arttığı ve GÖP anlaşma miktarlarının giderek azaldığı görülmektedir. Beklendiği gibi en çok kazancın EDS'nin yer aldığı ve riskten kaçınma faktörünün en düşük alındığı durumda gerçekleştiği ifade edilmelidir. CVaR'a ait değer en yüksek olduğu durum ise yine beklediği üzere EDS'nin olduğu ve riskten kaçınma faktörünün en yüksek seçildiği durumda meydana gelmiştir.

Tablo 6.6 ($D-1$) günü için durum çalışmalarından elde edilen sonuçlar

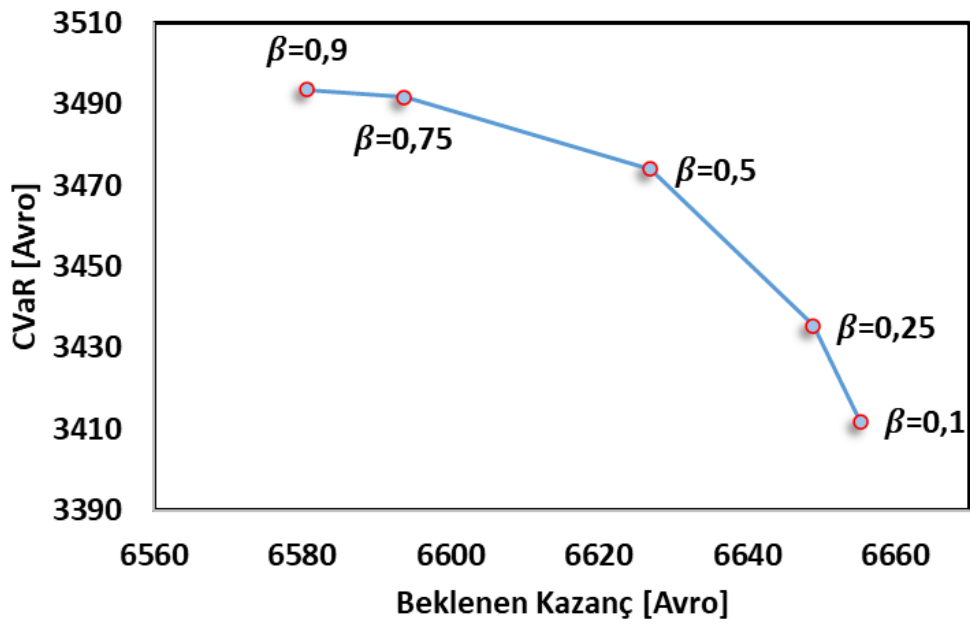
Durum Çalışması	İkili anlaşma		GÖP		Beklenen Kazanç [Avro]	CVaR [Avro]
	Miktar [kWh]	Kazanç [Avro]	Miktar [kWh]	Kazanç [Avro]		
Durum-1	18128,47	558,36	27035,87	951,62	6350,098	3094,967
Durum-2	15439,38	475,53	29724,96	1046,32	6361,976	3093,392
Durum-3	7981,06	245,82	37183,28	1303,72	6389,654	3080,743
Durum-4	5401,34	166,36	39763	1383,99	6390,470	3078,694
Durum-5	3240,72	99,81	41923,62	1451,87	6391,807	3073,871
Durum-6	12459,71	383,76	51801,53	1870,90	6580,675	3493,485
Durum-7	9450,70	291,08	54721,71	1973,61	6593,758	3491,684
Durum-8	5426,40	167,13	59310,05	2131,43	6626,933	3474,057
Durum-9	6886,41	212,1013	59001,99	2086,53	6648,869	3435,377
Durum-10	6745,98	207,7762	59453,32	2091,348	6655,243	3411,971

Riskten korunma haritası, riskten kaçınma durumu ve kâr davranışındaki değişikliği görmemizi sağlamaktadır. Şekil 6.16 ve Şekil 6.17, ilk optimizasyon

sürecinden elde edilen sonuçlara dayalı olarak beklenen kazançları ve CVaR değişimini içeren risk haritalarını göstermektedir. Buradan EDS'nin YEK'lerle entegre olduğu Durum-6, Durum-7, Durum-8, Durum-9 ve Durum-10'da beklenen kârlar ve bununla bağlantılı olarak CVaR değerinin daha yüksek olduğu sonucuna varılmaktadır.



Şekil 6.16 Durum-1 – Durum-5'te CVaR miktarı ve beklenen maliyetlerin ilişkisi



Şekil 6.17 Durum-6 – Durum-10'da CVaR miktarı ve beklenen maliyetlerin ilişkisi

Tablo 6.7 *D* günü için durum çalışmalarından DGP'ye ait elde edilen sonuçlar

Durum Çalışması	DGP Satış		DGP Alış	
	Miktar [kWh]	Kazanç [Avro]	Miktar [kWh]	Gider [Avro]
Durum-1	90883,26	2750,423	1615,638	54,748
Durum-2	90883,26	2750,423	1615,638	54,748
Durum-3	90883,26	2750,423	1615,638	54,748
Durum-4	90883,26	2750,423	1615,638	54,748
Durum-5	90883,26	2750,423	1615,638	54,748
Durum-6	75001,37	2501,287	10195,27	392,175
Durum-7	75102,38	2425,874	10207,44	392,505
Durum-8	76945,22	2473,529	12189,8	444,078
Durum-9	75832,43	2476,241	12307,27	398,191
Durum-10	74774,4	2454,84	11758,96	250,3995

Her bir durum çalışmasında DGP'de gerçekleştirilen enerji alış ve satış miktarları Tablo 6.7'de verilmektedir. Durum-1, Durum-2, Durum-3, Durum-4 ve Durum-5'te EDS'ler yer almadığı için DGP'de gerçekleştirilen enerji ticaretlerinin aynı olduğu ifade edilmelidir. Bu durum çalışmalarında, sadece ikili anlaşma miktarları ve GÖP teklifleri farklılık göstermektedir. Durum-6, Durum-7, Durum-8, Durum-9 ve Durum-10'da ise riskten kaçınma faktörü değerlerini artması ile DGP alış ve satış miktarlarında önce bir artış daha sonra bir miktar azalış görülmektedir. Önemli bir sonuç olarak EDS'lerin eklenmesi ile DGP enerji satış miktarlarında bir azalma ve DGP enerji alış miktarlarında önemli bir artma meydana geldiği ifade

edilmelidir. Ayrıca DGP enerji alış miktarının en büyük değerinin en çok kazanç elde edilen Durum-9'da gerçekleştiği de belirtilmelidir.

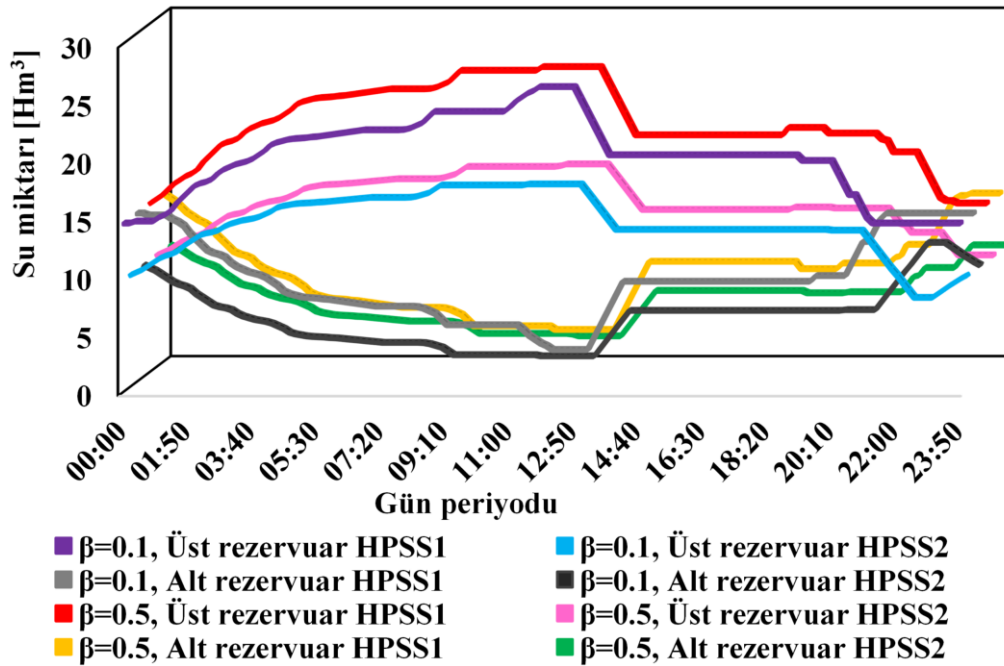
Tablo 6.8 Gerçek zamanda elde edilen kazançlar

Durum Çalışması	Beklenen Kazanç [Avro]	Gerçekleşen Kazanç [Avro]
Durum-1	6350,098	4178,644
Durum-2	6361,976	4181,333
Durum-3	6389,654	4163,752
Durum-4	6390,470	4169,092
Durum-5	6391,807	4159,185
Durum-6	6580,675	4184,73
Durum-7	6593,758	4190,57
Durum-8	6626,933	4198,621
Durum-9	6648,869	4239,656
Durum-10	6655,243	4242,189

Her bir durum çalışması için, gün öncesi beklenen ve gerçekleşen kazançlar Tablo 6.8'de verilmiştir. En yüksek kazanç, EDS'lerin yer aldığı ve riskten kaçınma faktörünün 0,1 olarak alındığı durumda elde edilmektedir. EDS'lerin kullanıldığı her durumda, elde edilen kârın EDS'siz duruma göre daha yüksek olduğunu belirtmekte fayda vardır. Örneğin Durum-5 ile Durum-10 arasında 83 Avro değerinde bir fark gerçekleşmektedir. EDS'lerin olmadığı ve EDS'lerin olduğu durum çalışmaları için en iyi sonuçların β 'nın farklı değerlerinde elde edildiğinin de altı çizilmelidir. EDS'nin olmadığı durum çalışmaları arasında en yüksek kazanç β 'nın 0,75 alındığında durumda elde edilirken, EDS'leri içeren durum çalışmaları arasında ise riskin en çok alındığı durumda kazanç en yüksek seviyede

oluşmaktadır. Buradan EDS'lerin yer aldığı durumda riskten kaçınma faktörünün daha düşük seçilebileceği sonucu ortaya çıkabilir. Çünkü EDS ortaya çıkan dengesizliklerin giderilmesini sağlayabilmektedir.

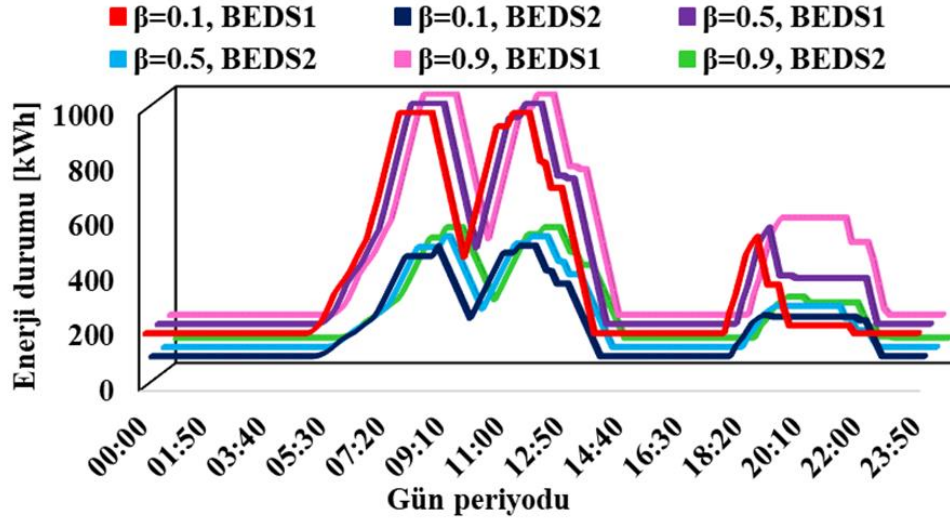
Elde edilen kazançlar açısından D gününe ait üretim senaryolarına bakıldığında fotovoltaiik ve rüzgâr enerjisi üretiminin genel olarak en düşük seviyeye yakın olduğu söylenebilir. Bu sebeple gerçekleşen kazançlarda beklenen kazançla göre bir azalma meydana gelmiştir. Bu bağlamda, EDS'ler YEK üretiminin yüksek olduğu durumlarda arbitraj yoluyla kârı daha fazla arttırabilirler. Ayrıca portföy yapısı tahmin hataları nedeniyle ortaya çıkan dengesizlik maliyetini azaltarak elde edilebilecek kazancı arttırma potansiyeline de sahip olduğu belirtilmelidir. Çalışmada hiçbir portföy katılımcısının önceden belirlenen referans kazanç değerine göre zarar etmediğinin de belirtilmesinde fayda vardır, ki bu durum portföy yapısı düşünüldüğünde katılımcılara piyasaya katılım konusunda kolaylık sağlamanın yanında ekonomik olarak portföylere katılmayı da teşvik edebilir.



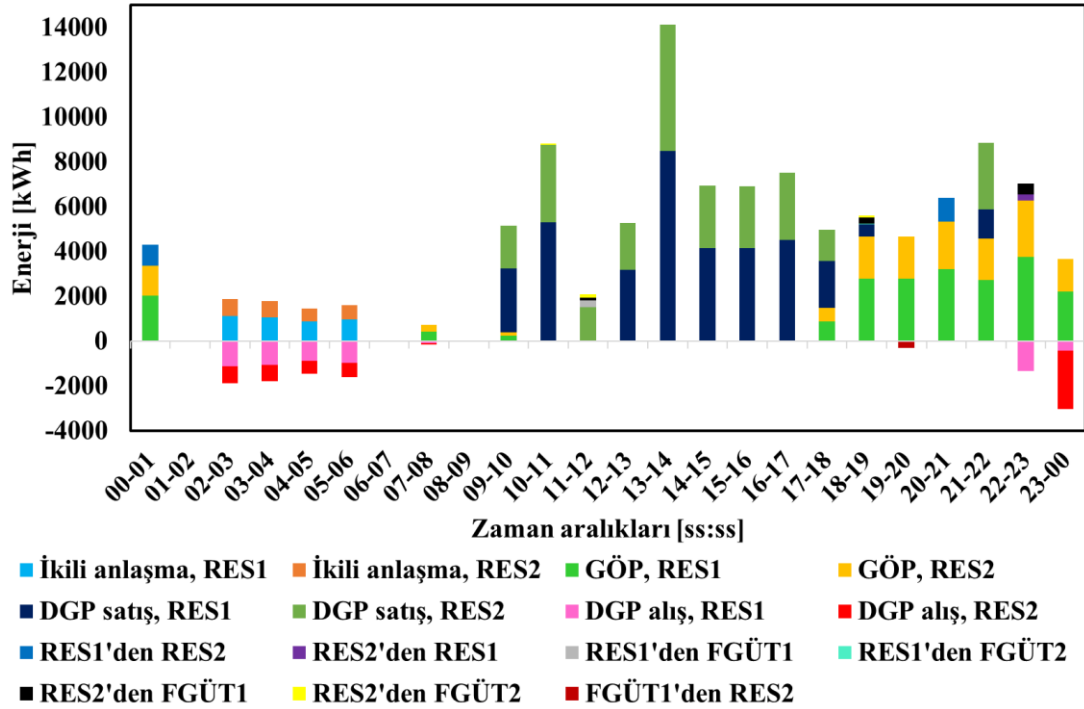
Şekil 6.18 Durum-8 ve 10'da üst ve alt rezervuarların su miktarlarındaki değişimler

Durum-8 ve Durum-10'daki HPSS'lere ait rezervuarların su miktarındaki değişimler Şekil 6.18'de gösterilmektedir. Şekil incelendiğinde riskten kaçınma faktörünün su miktarındaki değişime etkisinin olduğu söylenebilir. HPSS2, her iki

β değeri için 21:00'e kadar yaklaşık olarak aynı değişimi gösterse de HPSS1 için rezervuarın tam su dolu seviyeye ulaşma süresi farklılık göstermektedir. Ayrıca HPSS2, günün sonunda istenen su seviyesine ulaşmak için pompalama modunda çalışarak bir miktar suyu üst rezervuara pompalamaktadır. Üst rezervuardaki su miktarının sadece günün sonunda pompalama modundan hemen önce başlangıçtaki su seviyesinin altına düştüğü görülmektedir.



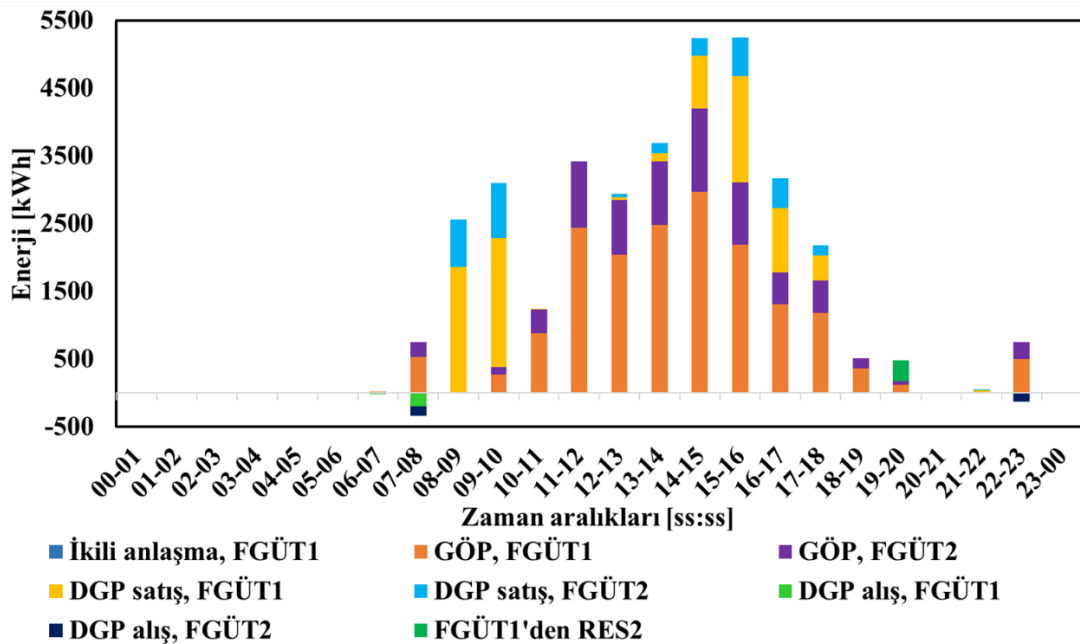
Şekil 6.19 Durum-6, Durum-8 ve Durum-10'da BEDS1 ve BEDS2'nin enerji seviyelerindeki değişimler



Şekil 6.20 Durum-10'da RES'lerden üretilen enerjinin işletimsel dağılımı

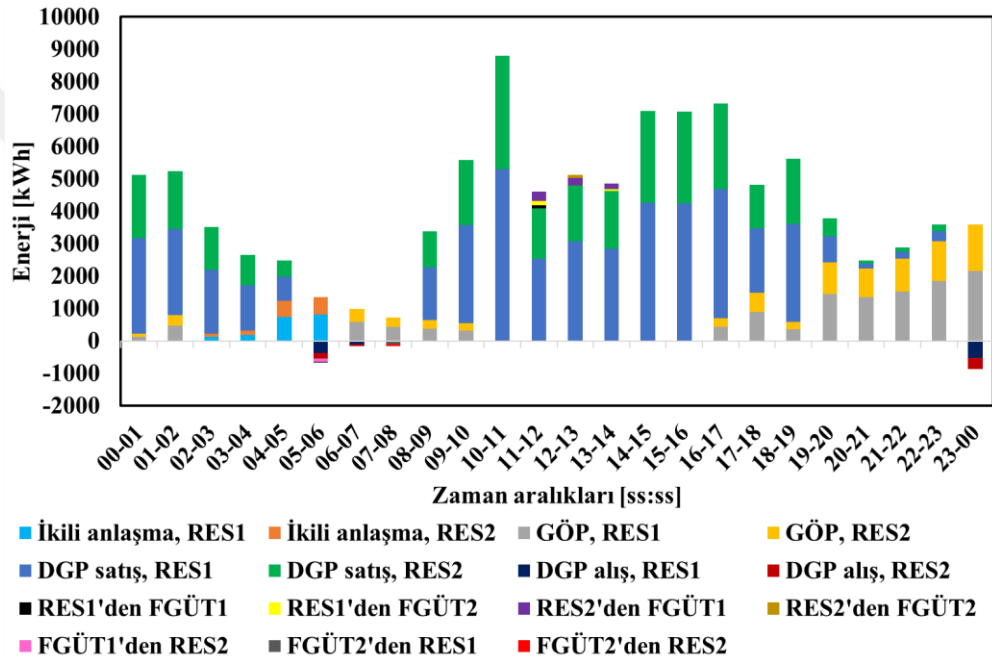
Durum-6, Durum-8 ve Durum-10'daki BEDS'lerdeki enerji değişimleri Şekil 6.19'da gösterilmektedir. Çalışmada her iki BEDS de tam kapasitede kullanılmaktadır. BEDS'ler saat 18:00'e kadar benzer karakteristikler göstererek iki kez şarj ve deşarj edilmektedirler. 18:00'den sonra ise her iki BEDS'nin de bir miktar daha şarj oldukları söylenebilir. Ayrıca gün sonunda BEDS'ler için β değerinin azaltılması ile deşarj olayının daha erken tamamlanarak istenen şarj seviyesine daha önce ulaşıkları ifade edilmelidir.

Durum-10'da RES'lerden üretilen enerjinin nerede değerlendirildiğine ait veriler Şekil 6.20'de verilmiştir. Şekilden ikili anlaşmaların çoğunlukla günün erken saatlerinde gerçekleştirildiği ve saat 17:00'den sonra ise GÖP'te daha fazla enerji ticaretinin gerçekleştirildiği söylenebilir. DGP'de ise 09:00-18:00 saatleri arasında enerji satışı gerçekleştirilmektedir. Günün erken saatlerinde, rüzgâr enerji üretimi ile GÖP teklifleri birbirinden farklılık gösterdiği ve bu saatlerde elektrik fiyatının da nispeten daha ucuz olduğu düşünülürse, Şekil 6.18'den de görülebileceği gibi HPSS'ler DGP'den satın alınan enerji ile şarj edilmektedirler. Ayrıca burada negatif enerji dengesizliğini gidermek ve gün sonu için HPSS'nin rezervuarlarını istenen su seviyesine getirmek amacıyla günün son saatlerinde DGP'den bir miktar enerji satın alınmaktadır.



Şekil 6.21 Durum-10'da FGÜT'lerden üretilen enerjinin işletimsel dağılımı

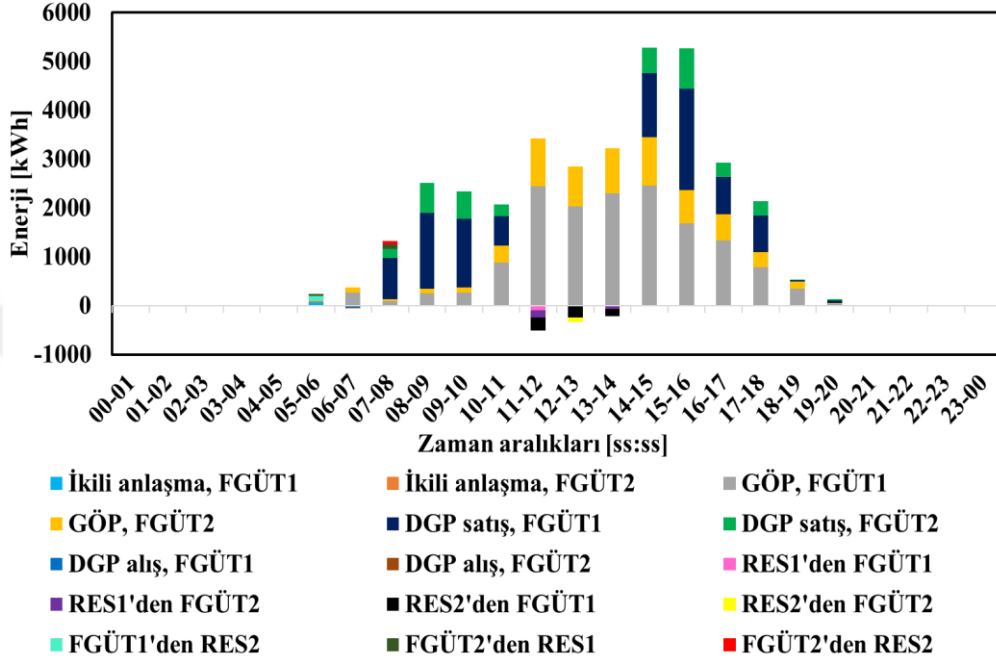
FGÜT'lerden üretilen enerjinin nerede değerlendirildiğine ilişkin veriler ise Şekil 6.21'de verilmektedir. Burada, enerjinin büyük bir bölümünün GÖP'te satıldığı söylenebilir. Ayrıca negatif enerji dengesizliğini azaltmak veya BEDS'ler aracılığıyla arbitraj yapmak için birkaç saat DGP'den enerji satın alınmıştır. 05:00'e kadar herhangi bir üretim yapılmadığından herhangi bir enerji ticareti gerçekleştirilmemektedir. Şekil 6.20 ve Şekil 6.21'de dengesizliklerin meydana geldiği bazı saatlerde portföy içi enerji ticaretleri de gerçekleştirilmektedir ki bu işlem katılımcı kazançları ve DGP elektrik fiyatı dikkate alınarak YEPY tarafından belirlenmektedir.



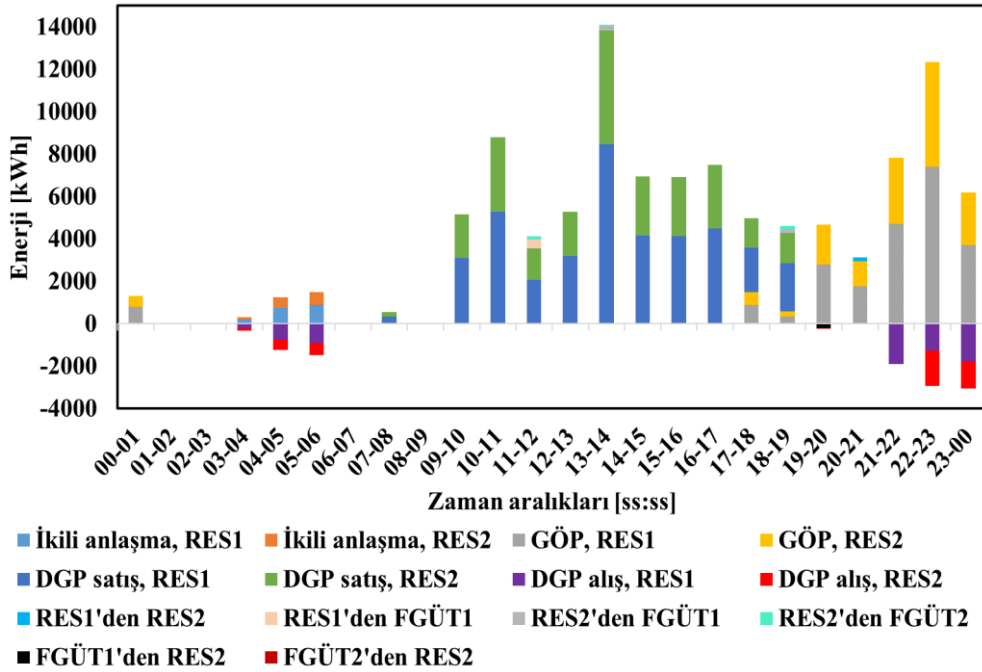
Şekil 6.22 Durum-5'te RES'lerden üretilen enerjinin işletimsel dağılımı

Riskten kaçınma faktörünün 0,1 olduğu ve EDS'lerin yer almadığı Durum-5'te RES'ler ve FGÜT'ler tarafından üretilen enerjinin nerede değerlendirildiği ise sırasıyla Şekil 6.22 ve Şekil 6.23'te verilmektedir. RES'lerden üretilen enerjinin büyük bir bölümünün DGP'te değerlendirilirken gün sonunda bir miktar enerjinin GÖP'e satıldığı ifade edilmelidir. Ayrıca 05:00-08:00 saatleri arasında ve günün son saatinde RES'lerin enerji dengesizliği için DGP'den bir miktar enerji satın alındığı ve 05:00-06:00 ve 07:00-08:00 saatlerinde FGÜT'lerde üretilen enerjinin bir miktarının RES'lerde ortaya çıkan negatif enerji dengesizliğini gidermek için kullanıldığı görülmektedir. Bu durum çalışmada HPSS ve BEDS'lerin yer

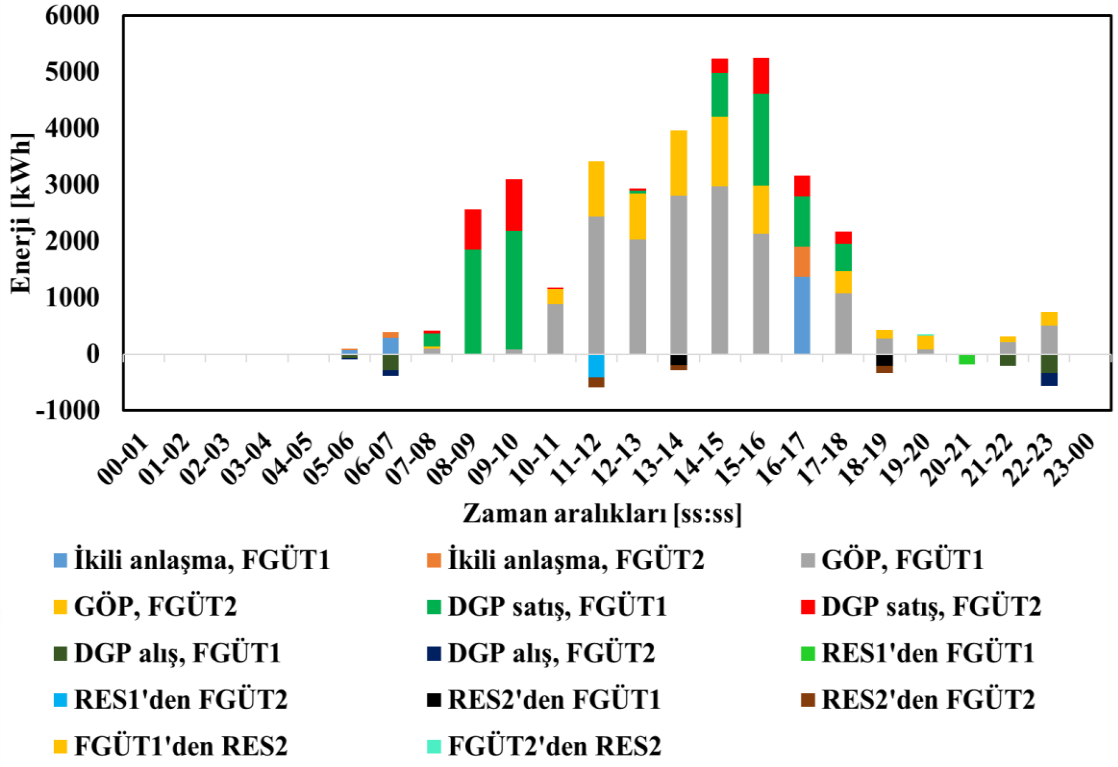
almadığı hatırlatılmalıdır. FGÜT'lerden üretilen enerjinin büyük bölümünün GÖP'te değerlendirildiği ve ikinci en büyük satış miktarının ise DGP'de gerçekleştirildiği ifade edilmelidir. Ayrıca bazı saatlerde hem DGP'den hem de RES'lerden satın alınan enerji ile FGÜT'lerin negatif enerji dengesizlikleri giderilmektedir.



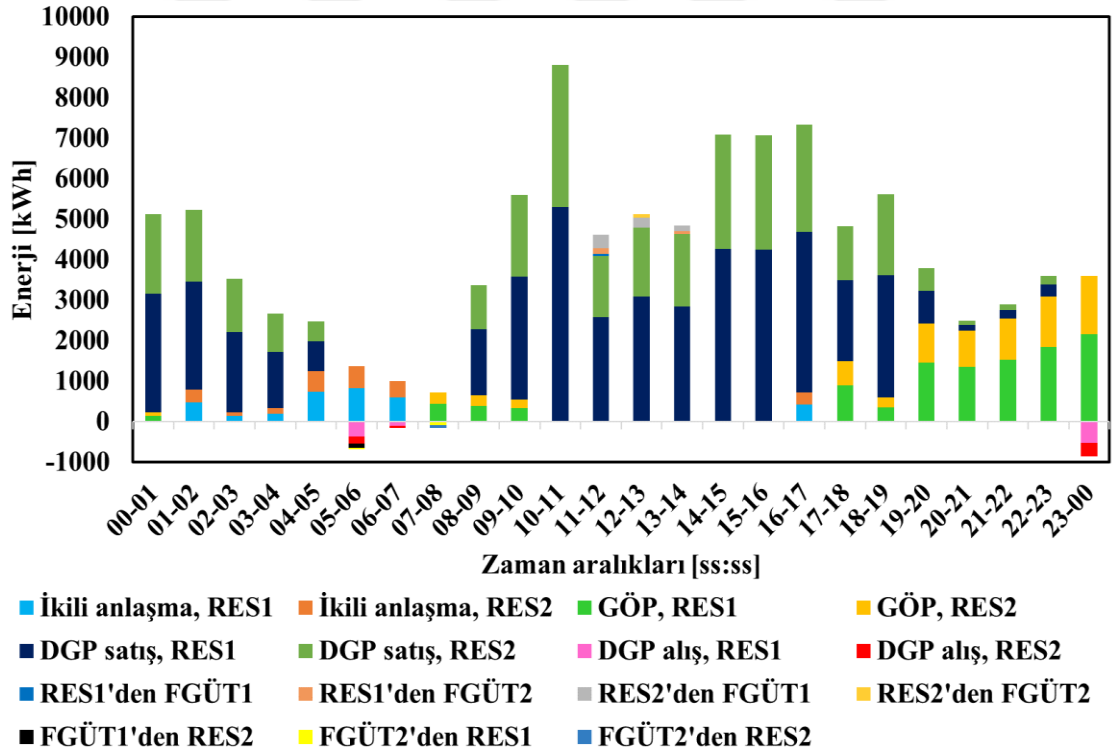
Şekil 6.23 Durum-5'te FGÜT'lerden üretilen enerjinin işletimsel dağılımı



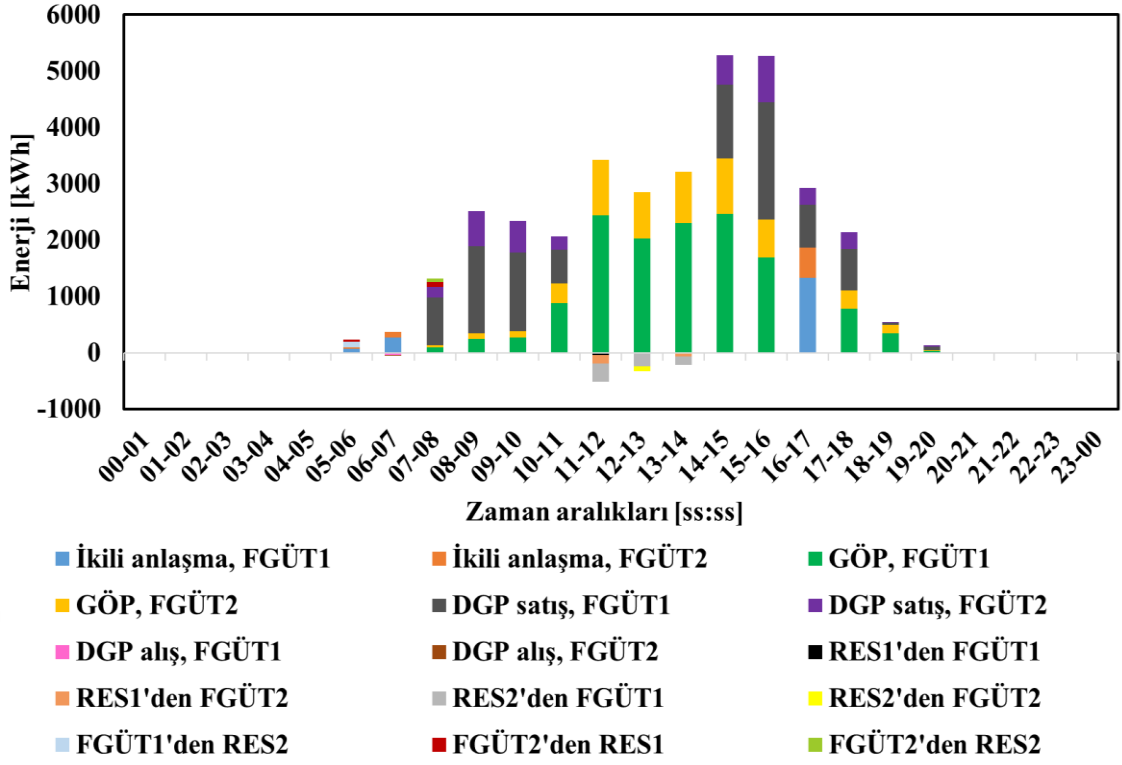
Şekil 6.24 Durum-8'de RES'lerden üretilen enerjinin işletimsel dağılımı



Şekil 6.25 Durum-8'de FGÜT'lerden üretilen enerjinin işletimsel dağılımı



Şekil 6.26 Durum-3'te RES'lerden üretilen enerjinin işletimsel dağılımı

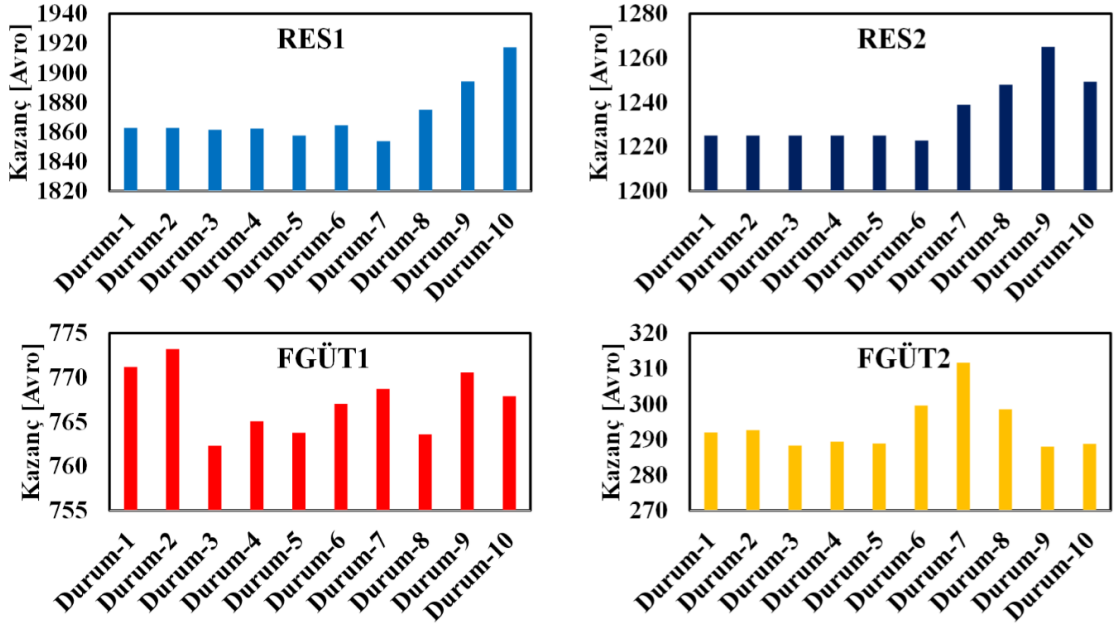


Şekil 6.27 Durum-3'te FGÜT'lerden üretilen enerjinin işletimsel dağılımı

Riskten kaçınma faktörünün 0,5 alındığı Durum-8 ve Durum-3'te hem RES'ler hem de FGÜT'ler tarafından üretilen enerjinin hangi alanlarda değerlendirildiği ise sırasıyla Şekil 6.24, Şekil 6.25, Şekil 6.26 ve Şekil 6.27'de verilmektedir. Her iki durum çalışması için de RES'lerde üretilen enerjinin büyük bölümü ilk olarak DGP daha sonra ise GÖP'te değerlendirilmektedir. EDS'nin yer aldığı durumda RES'lerden üretilen enerjinin günün ilk saatlerinde daha çok depolama için değerlendirildiği ve piyasaya çok fazla satış gerçekleştirilmediği görülmektedir. FGÜT'lerden üretilen enerjinin her iki durum çalışması için de ilk olarak GÖP daha sonra DGP'de değerlendirildiği sonucuna varılabilir. Ayrıca EDS'lerin yer almadığı durum çalışması için piyasalarda gerçekleştirilen enerji ticaretinin sadece üretimin var olduğu saatlerde olduğu görülürken, EDS'lerin yer aldığı durum çalışmasında üretim olmayan saatlerde de EDS'lerden deşarj edilen enerjinin piyasaya satışı ile enerji ticaretinin gerçekleştirildiği görülmektedir. Ayrıca tüm durum çalışmalarında katılımcı kazançlarını ve toplam portföy kazancını arttırmak açısından çeşitli portföy içi enerji ticaretleri gerçekleştirilmektedir.

Her bir portföy katılımcısı için her bir durum çalışmasında elde edilen kazançlar Şekil 6.28'de verilmiştir. RES'ler için EDS'leri içeren durum çalışmalarında

kazançlar genellikle daha yüksek iken, FGÜT'ler ve bunların sahip olduğu EDS'lerin nispeten daha düşük kapasiteli olması ve ayrıca YEPY'nin toplam portföy kazancını arttırma hedefinden dolayı FGÜT'lerin kazançlarında farklılıklar söz konusudur. Çalışmadan elde edilen sonuçlara bakılacak olursa EDS'leri içeren durum çalışmalarında elde edilen ortalama kazancın daha yüksek olduğu unutulmamalıdır. Ayrıca portföyde yer alan FGÜT'ler ve RES'ler için referans gelir değerine göre kayıp meydana gelmemektedir ve istenirse referans değerler değiştirilerek portföy katılımcı kazançlarında değişiklikler gerçekleştirilebilir. Örneğin referans gelir değeri 1225 Avro olarak belirlenen RES2'nin kazancının ilk beş durum çalışmasında zarar olmaksızın yani bu değerin altına inmeden bu değere eşit olduğu görülmüştür.



Şekil 6.28 Tüm durum çalışmalarında portföy katılımcılarının kazançları

Ayrıca Durum-10 verisi ve ilk 1 Temmuz 2020'den itibaren 12 güne ait senaryo verisi kullanılarak ek bir durum çalışması daha gerçekleştirilmiştir. Bu durumda RES ve özellikle FGÜT'lerde üretimin diğer günlere göre nispeten daha fazla olduğu 13 Temmuz 2020 günü *D* gününü ifade etmektedir. Ek durum çalışmasından elde edilen sonuçlarda gün öncesi beklenen kazanç 6107,54 Avro olarak elde edilmiştir. Gerçek zamanda elde edilen kazanç ise beklentinin oldukça üzerinde bir değer olan 8658 Avro ile gerçekleşmiştir. Bu durumun YEK'lerden üretilen enerjinin fazla olması ile elde edildiği ifade edilmelidir.

Fosil yakıtların kullanılması ile ortaya çıkan yüksek seviyedeki karbon emisyonunun çevreyi kirletmesi sebebiyle ülkeler çevre dostu olarak adlandırılan YEK'lere yönelmiş durumdadırlar. Bu amaçla hükümetler tarafından uygulanan çeşitli destekleme politikaları yardımıyla, YEK'lerin payı, özellikle rüzgâr ve güneş, giderek artmaktadır. Bu durum temiz bir çevre açısından sera gazı emisyonlarının azalmasını sağlayabilir. Bu politikalar genel olarak yatırım desteği, üretim desteği, miktar hedefleri ve karbon politikaları olarak ifade edilebilir. Yatırım desteği, hükümetler tarafından sağlanan çeşitli vergi teşviklerini, hibeleri ve tesis kurulum sübvansiyonlarını içerir. Bu uygulamalar YEK'leri teşvik etmek için birçok ülkede yaygın olarak kullanılmaktadır. Üretim desteği genellikle üretilen birim elektrik başına ödeme anlamına gelir ve bu yapı SF, PFÜP, net ölçüm ve ihale yöntemini içerir. SF, dünyada yaygın olarak kullanılan en eski mekanizmadır. PFÜP ise piyasa fiyatının üzerinde ödenen prim anlamına gelmektedir. Dünyada PFÜP'yi ilk uygulayan ülke İspanya iken, Avrupa'da SF'yi ilk uygulayan ülke Almanya'dır. ABD'nin 1978 yılında dünyada ilk kez farklı bir isimle SF mekanizmasını uyguladığı da belirtilmelidir. SF mekanizmasında ödenen miktar bazı durumlarda hükümetler için ağır mali yüke sebep olabilmektedir. Bu durumda YPS ve YES uygulamaları bu yükü azaltabilir. Ancak SF'ye göre, YPS ve YES'in katılımcıların kârlarını azalttığı görülmektedir. Bu bağlamda SF'nin tamamlayıcı bir politika olarak uygulanmaya devam etmesi önerilmektedir. PFÜP uygulamasında genellikle piyasa fiyatının üzerinde bir ödeme alınabileceğinden biyokütle ve jeotermal gibi kaynaklar veya EDS'ye sahip kaynaklar için daha uygun olduğu söylenebilir. Piyasa fiyatının üzerinde gelir elde edebildiği için üreticiler bu mekanizma ile optimum yönetim durumunda avantajlı olabilirler. Genel olarak üretim belirsizliği arttıkça SF mekanizması ile teşvik almak daha uygundur. Ayrıca diğer YEK'lere göre üretimi daha belirgin olan FGÜT'lerin PFÜP ile daha fazla kâr elde edebileceği ifade edilebilir. Net ölçüm, küçük ölçekli üretici konumunda da olabilen tüketicileri teşvik eden ve gelecekte daha fazla yaygın olması beklenen

bir uygulamadır. İhale yöntemi, finansal destek sağlayan rekabetçi bir mekanizmadır. Kota uygulaması, YPS'yi ya da diğer adıyla kota zorunluluğu mekanizmasını içerir. Bu mekanizma belirli bir miktarda yenilenebilir enerji üretme zorunluluğu anlamına gelmektedir. Bu yapı genellikle bir YES piyasası ile entegre edilmektedir. Burada üretilen 1 MWh yenilenebilir enerji başına bir sertifika kazanılır ve bu sertifika ile piyasada işlem yapılabilir. Karbon politikaları ise genellikle karbon emisyonlarını azaltmayı amaçlayan uygulamalardır. Genel olarak, karbon politikalarının YEK sayısını artırmak için en iyi seçenek olmadığı ve bu bağlamda bu politikanın diğer teşvik politikaları ile finansal olarak desteklenmesi önerilmektedir. Ayrıca, yüksek orandaki karbon vergisi, üreticilerin iş performansını ve endüstri gelişimini etkileyebilir.

Dünyada sera gazı emisyonlarını azaltmayı hedefleyen güç sistemlerinin YEK'leri daha fazla kullandığı görülmektedir, çünkü bu kaynaklar sürdürülebilir bir enerji geleceği açısından çok önemli bir rol oynamaktadırlar. Fakat, YEK'lerin üretimi çevre koşullarından önemli ölçüde etkilenmektedir ve bu durum üretimlerinde büyük değişkenlik ve belirsizlik anlamına gelmektedir. Elektrik güç sistemleri için bu durum operasyonel esnekliğinin sağlanması ve dengeli bir güç sistemi işletiminin sağlanması açısından çeşitli zorlukları ortaya çıkarabilmektedir.

Ayrıca YEK'lerin elektrik piyasalarına katılımı birçok ülkede zorunlu olduğundan, konu bu kaynakların optimum piyasa katılımı konusuna geldiğinde; yenilenebilir enerji üreticilerinin elektrik piyasalarında daha etkin bir konumda olmak ve piyasa ihale süreçlerini kolaylaştırmak amacıyla portföy yapılarına katılmasının uygun olabileceği söylenebilir. Genel olarak portföyler kaynakların yönetimini kolaylaştırmaktadır, belirsizlikler nedeniyle oluşabilecek maliyetlerin giderilmesine olanak tanımaktadır ve kâr, maliyet ve risklerin dengelenmesine yardımcı olmaktadır.

Rüzgâr ve fotovoltaik gibi yenilenebilir enerjinin dalgalı ve üretimi konusunda kesin olarak öngörülemez yapıları bu santrallerin gerçek zamanda dengeleme maliyetinden ya da sapma cezasından sorumlu olmalarına neden olabilmektedir. Bu nedenle YEK'lerle ilgili bu problemleri yönetmek için YEK'lerin esnek kaynaklarla birlikte ortak bir yapıda elektrik piyasalarına katılmaları makul

gözükmektedir. YEK'lerle ilgili bu stokastisite sorunu, portföy yapısının enerji depolama sistemleri ile çeşitlendirilmesi ile aşılabılır. Çünkü, hızlı rampa yeteneği, YEK entegrasyonu için rekabetçi bir kaynak olarak düşünülmesini sağlamaktadır. Diğer taraftan yeni bir yük tipi olan ve esnek bir eleman olan EA'lar bu problemlerin çözümü için kullanılabilir. Portföy yönetimi açısından, EA'ların dağınık yapıya göre yönetilmesi daha kolay olan EAO'lar altında toplanarak yenilenebilir enerji portföy yapısına dahil olmasının daha uygun olabileceği ifade edilmelidir. Günümüzde EA'lar geleneksel içten yanmalı motorlu araçların yerini almaya başlamış durumdadır ve gelecekte ulaşımın EA'ların hakimiyetinde gerçekleşmesi beklenmektedir. EA sayısı gün geçtikçe arttığı için EAO'ların portföye dahil edilmesinin özellikle EA'ların dağınık olarak yer aldıkları yapıdaki şarj yönetimine göre daha kolay olması, ekonomik çalışma ve ayrıca portföy açısından dengesizliklerin giderilmesi gibi konularda avantaj sağlayabileceği de söylenebilir.

Yenilenebilir enerji portföy yapıları çoğunlukla spot piyasalardan GÖP ve ayrıca DGP'ye katılabilmektedirler. Bunların dışında elektrik fiyatlarındaki dalgalılığa karşı riski azaltmak için yaygın olarak da kullanılan ikili anlaşmalar da yapılabilir. YEPY'nin DGP'ye katılımı açısından bakıldığında aktif ve pasif katılımcı olarak dahil olabileceği ifade edilmelidir. Genel olarak piyasa operatörleri YEK'lere DGP'de enerji dengesizliğini düzenlemek amacıyla aktif katılımcı olarak görev vermese de gelecekte güç sisteminin tamamen YEK'lerden oluşacağı düşünüldüğünde ve ayrıca literatürde sayıları az olmakla birlikte son dönemde bazı çalışmalarda bu konunun dikkate alındığı çalışmalara bakıldığında YEK'lerin DGP'ye pasif katılımı dışında aktif katılımının da ele alınması gerektiği söylenmelidir.

Portföyler açısından bakıldığında, orta vadede enerji ticareti için çoğunlukla enerjinin piyasalarda dağıtılması önerilmektedir. Ayrıca elektrik piyasalarında karar verirken kâr değişimleri ve oluşabilecek zararların da dikkate alınması açısından risk yönetiminin dikkate alınması önemli konulardan biridir. Optimizasyon problemlerine bakıldığında CVaR'ın bu konuda en çok kullanılan yöntem olduğu söylenebilir. Genel olarak YEPY'nin çok sayıda piyasaya katılımı

avantajlı olarak gözüксе de piyasa teklif yönetimi konusunda zorluklar getirebileceğinin altı çizilmelidir.

Bu tez çalışması kapsamında, dengesizlik azaltıcı olarak EDS'leri de içeren YEPY'nin GÖP ve DGP'ye katılımı için optimum aksiyomların gerçekleştirilmesi amacıyla çeşitli teklif stratejileri geliştirilmiştir. Ayrıca modellerdeki belirsizlikler stokastik yaklaşımla giderilmektedir ve risk değerlendirmesi için CVaR yöntemi kullanılmaktadır. İlk olarak RES'leri ve EAO'ları içeren portföy yöneticisinin, hat kapasitelerini de dikkate alıp elektrik piyasalarına katılarak kazancını maksimize etmeyi amaçladığı bir riskten kaçınan optimum teklif modeli açıklanmıştır. Bu modelde REPY, GÖP ve aktif katılımcı olarak DGP'de yer alabilmektedir ve ayrıca ikili sözleşmeler yoluyla ticaret yapabilmektedir. EA'ların sürüş davranışları, rüzgâr enerjisi üretimi ve elektrik piyasası fiyatları ile ilgili belirsizlikler stokastik yöntem ile ele alınmıştır. Ayrıca, riskten kaçınma faktörünün farklı değerleri ve ikili sözleşmelerin varlığı ve yokluğu dikkate alınarak çeşitli durum çalışmaları gerçekleştirilmiştir. GÖP ve DGP elektrik piyasası verileri için İsveç ve Türkiye elektrik piyasalarına ait gerçek veriler kullanılmıştır. Ayrıca RES'lerde üretilen enerji EAO'larda yer alan EA'ları şarj etmek için değerlendirilmiştir. Bu çalışmada EA'ların deşarj olmaksızın sadece şarj oldukları kabul edilmiştir. Önerilen modelin benzetim sonuçları incelendiğinde, portföy yöneticisinin ikili anlaşmalar dahil olmak üzere Türkiye elektrik piyasası fiyatları ile işlem yaptığı ve riskten kaçınma faktörünü 0 olarak aldığı durumda en çok kazanç elde edilmiştir. Fakat burada problemin riskten bağımsız olarak ele alındığı hatırlatılmalıdır. Sonuçlara göre riskten kaçınma faktörü azaldıkça elde edilebilecek kazanç her iki ülke için de artmıştır. REPY'nin Türkiye'de bulunduğu ve riskten kaçınma faktörünü 1 olarak aldığı durumda, İsveç'te bulunduğu ve riskten kaçınma faktörünü 0 olarak aldığı durumdan daha çok kazanç elde edilmiştir. Ayrıca, riskten kaçınma faktörünün EA'ların şarjı üzerinde doğrudan bir etkisinin de olduğu belirtilmelidir ki bu durum EA'ların aynı ülke için farklı β değerleri altında tam şarj düzeyini farklı zamanlarda yakaladığı gözlemlenerek elde edilmiştir. Çalışmadan elde edilen önemli bir başka sonuç ise, birçok durum çalışmasında İsveç ve Türkiye'de GÖP ve DGP'de gerçekleştirilen enerji ticaret hacimleri β değerindeki değişimlere göre ters yönde gerçekleşmiştir.

Daha sonra araçtan şebekeye enerji modu, FGÜT'ler ve tüm kaynaklar arasında portföy içi enerji ticareti de düşünülerek fotovoltaiik ve rüzgâr enerji santrallerini yöneten YEPY'nin GÖP ve aktif katılımcı olarak DGP'ye katıldığı ve ayrıca ikili anlaşmalar yaptığı iki seviyeli bir optimizasyon modeli önerilmiştir. Burada üst seviye problemde toplam portföy kazancı maksimize edilirken, alt seviye problemde her bir portföy katılımcısının gelir veya gider kaybı minimize edilmektedir. Önerilen modelin benzetim sonuçları incelenirse, riskten kaçınma faktörünün arttırılması ile elde edilen toplam YEPY kazancında beklendiği gibi azalma görülmüştür. Ancak en çok kazanç elde edilen durumun en iyi durum olmadığı belirtilmelidir. Çünkü portföy yöneticisinin kendi portföyü için uygun şekilde risk düzeyini belirleyip riskten kaçınma faktörünü buna göre alması gerekmektedir. Bu çalışma araştırmacılara ve yatırımcılara fikir vermesi açısından fayda getirebilir. Belirlenen referans değerlere göre riskten kaçınma faktörünü arttırdıkça sadece Finlandiya'daki EAO giderlerinde bir azalma görülmüştür. Ayrıca, riskten kaçınma faktörünün 0 ve 1 olarak alındığı durum çalışmaları karşılaştırılırsa, problemde riskten kaçınma ne kadar fazlaysa Finlandiya'da gerçekleştirilen ikili anlaşma miktarı artmıştır. GÖP piyasasından alınan enerji miktarı azalırken GÖP'e satılan enerji miktarı artmıştır. DGP'de satılan enerji miktarı azalırken, DGP'den satın alınan enerji miktarında artış meydana gelmiştir. Türkiye'de ise ikili anlaşmaların miktarı artarken, Finlandiya için gerçekleştirilen durum çalışmalarına göre EA'ların daha az deşarj olması nedeniyle her iki piyasadaki ticaret hacimlerinde önemli azalmalar görülmüştür. Her katılımcının gelir veya giderinin belirlenen referans değerden daha kârlı olacak şekilde gerçekleştiği sonucuna ulaşılmıştır. YEPY'nin toplam kârını maksimize eden önerilen optimum teklif stratejisinin, YEK'leri ve EAO'ları portföye katılmaya teşvik edeceği düşünülmektedir.

Yukarıda bahsedilen çalışmalardan başka portföy yapısı içerisinde EAO'lar dışında farklı bir esneklik aracı da kullanılabilir. Bu açıdan bu tez kapsamında gerçekleştirilen son çalışmada HPSS'lerin RES'lerle entegre edildiği ve BEDS'lerin FGÜT'lerle entegre edildiği portföy yapısı baz alınarak, YEPY'nin elektrik piyasasına katılması için optimum bir teklif stratejisi önerilmektedir. Ayrıca yukarıda bahsedilen ilk iki modelde portföy yöneticisi DGP'ye yukarı ve aşağı

düzenleme hizmeti sunmak için aktif katılımcı olarak katılırken bu modelde ise pasif katılımcı olarak sadece dengesizliklerinin giderilmesi açısından katılım sağlamaktadır. Önerilen modelin benzetim sonuçları incelenirse, EDS'lerin yer aldığı durumda elde edilen toplam portföy kârının, her zaman daha yüksek olduğu ifade edilebilir. Ayrıca katılımcı gelirleri açısından bakılacak olursa elde edilen kazançlar hiçbir durumda referans gelir değerlerinin altında yer almamaktadır. RES'lerde üretilen enerjinin daha çok DGP'de, FGÜT'lerde üretilen enerjinin ise daha çok GÖP'te satışının gerçekleştirildiği ifade edilmelidir. Çalışmadan elde edilen sonuçlara göre riskten kaçınma faktörünün arttırılması ile gerçekleştirilen ikili anlaşma miktarının artarken, GÖP satış miktarında azalmanın olduğunun altı çizilmelidir. Önerilen yapı, portföy içi enerji ticaretine izin verdiği ve EDS'leri dikkate aldığı için ekonomik açıdan elektrik piyasasına bireysel veya toplu olarak EDS'siz katılmaktan daha etkili olabilmektedir. Ayrıca YEK'lerin enerji üretimi konusunda yaşanabilecek tahmin hataları sebebiyle ortaya çıkan enerji dengesizliklerini gidermek ve ortaya çıkan maliyetleri azaltmak açısından EDS'ler YEPY'lere fayda sağlayabilir. Bu çalışmada parametre olarak değerlendirilen riskten kaçınma faktörü ve portföy katılımcısı verileri katılımcı kârlarında etkili bir rol oynayabilmektedir. Ayrıca, burada gerçekleştirilen durum çalışmalarında kullanılan veriler İspanya'dan gerçek verileri içermektedir, bu açıdan EDS'li veya EDS'siz olarak yatırım yapmak isteyen YEK yatırımcılarına ve portföy yöneticilerine YEK'lerin elektrik piyasalarına katılımı konusunda rehberlik edebilme potansiyeline sahiptir.

Bu çalışma ile YEK'lerin elektrik piyasalarına katılımının kolaylaştırılması açısından optimum teklif stratejileri sunulmuştur. Fakat, portföy yapısı içerisinde yer alan EAO'larının EA sahipleri ile yaptığı anlaşmalar, EA bataryalarının ve BEDS sistemine ait bataryaların degradasyonları bu tez kapsamı içerisinde değerlendirilmemiştir. Geliştirilen modellerde portföy yöneticilerinin fiyat belirleyen konumda olmaksızın fiyat alan konumda yer aldığı varsayılmaktadır. Bu açıdan yakın gelecekte gerçekleştirilebilecek çalışmalar da bu hususlar dikkate alınabilir. Ayrıca gelecek çalışmalarda riskten kaçınma faktörünün optimum değerinin belirlenmesi açısından makine öğrenmesi tabanlı bir karar verme mekanizması geliştirilebilir.

- [1] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, ve A. V. Timbus, “Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, c. 53, sayı 5, ss. 1398–1409, 2006, doi: 10.1109/TIE.2006.881997.
- [2] Enerdata, “Share of renewables in electricity production”, *Global Energy Statistical Yearbook 2019*. .
- [3] C. Hiroux ve M. Saguan, “Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs?”, *Energy Policy*, c. 38, sayı 7, ss. 3135–3145, 2010, doi: 10.1016/j.enpol.2009.07.030.
- [4] S. Pineda ve A. Bock, “Renewable-based generation expansion under a green certificate market”, *Renew. Energy*, c. 91, ss. 53–63, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.12.061.
- [5] S. Behboodi, D. P. Chassin, C. Crawford, ve N. Djilali, “Renewable resources portfolio optimization in the presence of demand response”, *Appl. Energy*, c. 162, ss. 139–148, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.10.074.
- [6] M. Tanaka ve Y. Chen, “Market power in renewable portfolio standards”, *Energy Econ.*, c. 39, sayı 2013, ss. 187–196, 2013, doi: 10.1016/j.eneco.2013.05.004.
- [7] Z. Ding, Y. Guo, D. Wu, ve Y. Fang, “A market based scheme to integrate distributed wind energy”, *IEEE Trans. Smart Grid*, c. 4, sayı 2, ss. 976–984, 2013, doi: 10.1109/TSG.2012.2230278.
- [8] A. A. S. De La Nieta, J. Contreras, J. I. Munoz, ve M. O’Malley, “Modeling the impact of a wind power producer as a price-maker”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 29, sayı 6, ss. 2723–2732, 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2313960.
- [9] M. Hildmann, A. Ulbig, ve G. Andersson, “Empirical Analysis of the Merit-Order Effect and the Missing Money Problem in Power Markets with High RES Shares”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 30, sayı 3, ss. 1560–1570, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2412376.
- [10] Y. Chang ve Y. Li, “Renewable energy and policy options in an integrated ASEAN electricity market: Quantitative assessments and policy implications”, *Energy Policy*, c. 85, ss. 39–49, 2015, doi: 10.1016/j.enpol.2015.05.011.
- [11] S. Pineda ve A. Bock, “Renewable-based generation expansion under a green certificate market”, *Renew. Energy*, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.12.061.
- [12] F. D. Munoz, B. J. Pumarino, ve I. A. Salas, “Aiming low and achieving it: A long-term analysis of a renewable policy in Chile”, *Energy Econ.*, c. 65, ss. 304–314, 2017, doi: 10.1016/j.eneco.2017.05.013.

- [13] P. Vithayasrichareon, J. Riesz, ve I. MacGill, “Operational flexibility of future generation portfolios with high renewables”, *Appl. Energy*, c. 206, sayı May, ss. 32–41, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.08.164.
- [14] Z. Yu-zhuo, Z. Xin-gang, R. Ling-zhi, L. Ji, ve L. Ping-kuo, “The development of China’s biomass power industry under feed-in tariff and renewable portfolio standard: A system dynamics analysis”, *Energy*, c. 139, ss. 947–961, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.08.020.
- [15] Z. Xin-gang, Z. Yu-zhuo, R. Ling-zhi, Z. Yi, ve W. Zhi-gong, “The policy effects of feed-in tariff and renewable portfolio standard: A case study of China’s waste incineration power industry”, *Waste Manag.*, c. 68, ss. 711–723, 2017, doi: 10.1016/j.wasman.2017.06.009.
- [16] P. C. Bhagwat, K. K. Iychettira, J. C. Richstein, E. J. L. Chappin, ve L. J. De Vries, “The effectiveness of capacity markets in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources”, *Util. Policy*, c. 48, ss. 76–91, 2017, doi: 10.1016/j.jup.2017.09.003.
- [17] I. Rudik, “Tradable credit markets for intensity standards”, *Econ. Model.*, c. 72, sayı May, ss. 202–215, 2018, doi: 10.1016/j.econmod.2018.01.016.
- [18] J. Chuang, H. L. Lien, W. Den, L. Iskandar, ve P. H. Liao, “The relationship between electricity emission factor and renewable energy certificate: The free rider and outsider effect”, *Sustain. Environ. Res.*, c. 28, sayı 6, ss. 422–429, 2018, doi: 10.1016/j.serj.2018.05.004.
- [19] D. Young ve J. Bistline, “The costs and value of renewable portfolio standards in meeting decarbonization goals”, *Energy Econ.*, c. 73, ss. 337–351, 2018, doi: 10.1016/j.eneco.2018.04.017.
- [20] G. Pasaoglu, N. P. Garcia, ve G. Zubi, “A multi-criteria and multi-expert decision aid approach to evaluate the future Turkish power plant portfolio”, *Energy Policy*, c. 119, sayı April, ss. 654–665, 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2018.04.044.
- [21] Z. Yi, Z. Xin-gang, Z. Yu-zhuo, ve Z. Ying, “From feed-in tariff to renewable portfolio standards: An evolutionary game theory perspective”, *J. Clean. Prod.*, c. 213, ss. 1274–1289, 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.12.170.
- [22] C. Helm ve M. Mier, “On the efficient market diffusion of intermittent renewable energies”, *Energy Econ.*, c. 80, ss. 812–830, 2019, doi: 10.1016/j.eneco.2019.01.017.
- [23] T. Levin, J. Kwon, ve A. Botterud, “The long-term impacts of carbon and variable renewable energy policies on electricity markets”, *Energy Policy*, c. 131, sayı November 2018, ss. 53–71, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.02.070.
- [24] S. Zalzar, E. Bompard, A. Purvins, ve M. Masera, “The impacts of an integrated European adjustment market for electricity under high share of renewables”, *Energy Policy*, c. 136, sayı May 2018, s. 111055, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2019.111055.
- [25] K. Tian, W. Sun, D. Han, ve C. E. Yang, “Joint planning and operation for

- renewable-storage under different financial incentives and market mechanisms”, *IEEE Access*, c. 8, ss. 13998–14012, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2966224.
- [26] M. Eising, H. Hobbie, ve D. Möst, “Future wind and solar power market values in Germany — Evidence of spatial and technological dependencies?”, *Energy Econ.*, c. 86, s. 104638, 2020, doi: 10.1016/j.eneco.2019.104638.
- [27] J. García-González, R. M. R. de la Muela, L. M. Santos, ve A. M. Gonzalez, “Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 23, sayı 2, ss. 460–468, 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.919430.
- [28] A. Dukpa, I. Duggal, B. Venkatesh, ve L. Chang, “Optimal participation and risk mitigation of wind generators in an electricity market”, *IET Renew. Power Gener.*, c. 4, sayı 2, ss. 165–175, 2010, doi: 10.1049/iet-rpg.2009.0016.
- [29] B. Mauch, P. M. S. Carvalho, ve J. Apt, “Can a wind farm with CAES survive in the day-ahead market?”, *Energy Policy*, c. 48, ss. 584–593, 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2012.05.061.
- [30] M. Peik-Herfeh, H. Seifi, ve M. K. Sheikh-El-Eslami, “Decision making of a virtual power plant under uncertainties for bidding in a day-ahead market using point estimate method”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, c. 44, sayı 1, ss. 88–98, 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.07.016.
- [31] A. A. S. De La Nieta, J. Contreras, ve J. I. Muñoz, “Optimal coordinated wind-hydro bidding strategies in day-ahead markets”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 28, sayı 2, ss. 798–809, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2225852.
- [32] H. Ding, P. Pinson, Z. Hu, ve Y. Song, “Integrated bidding and operating strategies for wind-storage systems”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 7, sayı 1, ss. 163–172, 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2472576.
- [33] C. F. Calvillo, A. Sánchez-Miralles, J. Villar, ve F. Martín, “Optimal planning and operation of aggregated distributed energy resources with market participation”, *Appl. Energy*, c. 182, ss. 340–357, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.08.117.
- [34] M. A. Igder, T. Niknam, ve M. H. Khooban, “Bidding strategies of the joint wind, hydro, and pumped-storage in generation company using novel improved clonal selection optimisation algorithm”, *IET Sci. Meas. Technol.*, c. 11, sayı 8, ss. 991–1001, 2017, doi: 10.1049/iet-smt.2017.0014.
- [35] P. Chakraborty, E. Baeyens, ve P. P. Khargonekar, “Cost Causation Based Allocations of Costs for Market Integration of Renewable Energy”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 33, sayı 1, ss. 70–83, 2017, doi: 10.1109/tpwrs.2017.2690404.
- [36] H. Ding, P. Pinson, Z. Hu, J. Wang, ve Y. Song, “Optimal Offering and Operating Strategy for a Large Wind-Storage System as a Price Maker”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 32, sayı 6, ss. 4904–4913, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2681720.

- [37] H. T. Nguyen ve L. B. Le, “Sharing Profit from Joint Offering of a Group of Wind Power Producers in Day Ahead Markets”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 9, sayı 4, ss. 1921–1934, 2018, doi: 10.1109/TSTE.2018.2819137.
- [38] D. Koraki ve K. Strunz, “Wind and solar power integration in electricity markets and distribution networks through service-centric virtual power plants”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 33, sayı 1, ss. 473–485, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2710481.
- [39] Z. Zhang, Y. Zhang, Q. Huang, ve W.-J. Lee, “Market-oriented optimal dispatching strategy for a wind farm with a multiple stage hybrid energy storage system”, *CSEE J. Power Energy Syst.*, c. 4, sayı 4, ss. 417–424, 2018, doi: 10.17775/cseejpes.2018.00130.
- [40] T. Rodrigues, P. J. Ramírez, ve G. Strbac, “Risk-averse bidding of energy and spinning reserve by wind farms with on-site energy storage”, *IET Renew. Power Gener.*, c. 12, sayı 2, ss. 165–173, 2018, doi: 10.1049/iet-rpg.2017.0223.
- [41] Z. Kaheh, R. B. Kazemzadeh, ve M. K. Sheikh-El-Eslami, “Simultaneous consideration of the balancing market and day-ahead market in Stackelberg game for flexiramp procurement problem in the presence of the wind farms and a DR aggregator”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, c. 13, sayı 18, ss. 4099–4113, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.6666.
- [42] M. E. Nazari ve M. M. Ardehali, “Optimal bidding strategy for a GENCO in day-ahead energy and spinning reserve markets with considerations for coordinated wind-pumped storage-thermal system and CO2 emission”, *Energy Strateg. Rev.*, c. 26, sayı September, s. 100405, 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.100405.
- [43] C. K. Nayak, K. Kasturi, ve M. R. Nayak, “Economical management of microgrid for optimal participation in electricity market”, *J. Energy Storage*, c. 21, sayı August 2018, ss. 657–664, 2019, doi: 10.1016/j.est.2018.12.027.
- [44] W. Tang ve H. T. Yang, “Optimal Operation and Bidding Strategy of a Virtual Power Plant Integrated with Energy Storage Systems and Elasticity Demand Response”, *IEEE Access*, c. 7, ss. 79798–79809, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2922700.
- [45] G. Mohy-Ud-Din, K. M. Muttaqi, ve D. Sutanto, “Transactive energy-based planning framework for VPPs in a co-optimised day-ahead and real-time energy market with ancillary services”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, c. 13, sayı 11, ss. 2173–2181, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5831.
- [46] X. Gao, K. W. Chan, S. Xia, B. Zhou, X. Lu, ve D. Xu, “Risk-constrained offering strategy for a hybrid power plant consisting of wind power producer and electric vehicle aggregator”, *Energy*, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.04.048.
- [47] A. Alahyari, M. Ehsan, ve M. S. Mousavizadeh, “A hybrid storage-wind virtual power plant (VPP) participation in the electricity markets: A self-scheduling optimization considering price, renewable generation, and electric vehicles uncertainties”, *J. Energy Storage*, c. 25, 2019, doi:

10.1016/j.est.2019.100812.

- [48] I. N. Moghaddam, B. Chowdhury, ve M. Doostan, “Optimal sizing and operation of battery energy storage systems connected to wind farms participating in electricity markets”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2863272.
- [49] H. Wang, S. Riaz, ve P. Mancarella, “Integrated techno-economic modeling, flexibility analysis, and business case assessment of an urban virtual power plant with multi-market co-optimization”, *Appl. Energy*, c. 259, sayı November 2019, s. 114142, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114142.
- [50] M. N. Faqiry, L. Edmonds, H. Wu, ve A. Pahwa, “Distribution locational marginal price-based transactive day-ahead market with variable renewable generation”, *Appl. Energy*, c. 259, sayı November 2019, s. 114103, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114103.
- [51] D. Zhao, H. Wang, J. Huang, ve X. Lin, “Storage or no storage: Duopoly competition between renewable energy suppliers in a local energy market”, *IEEE J. Sel. Areas Commun.*, c. 38, sayı 1, ss. 31–47, 2020, doi: 10.1109/JSAC.2019.2951970.
- [52] A. A. Sánchez, D. Nieta, N. G. Paterakis, ve M. Gibescu, “Participation of photovoltaic power producers in short-term electricity markets based on rescheduling and risk-hedging mapping”, *Appl. Energy*, c. 266, sayı September 2019, s. 114741, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114741.
- [53] H. Fan *vd.*, “Medium and Long-Term Electricity Trading Considering Renewable Energy Participation”, *IEEE Access*, c. 8, ss. 35290–35298, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2972560.
- [54] R. Zhang, T. Jiang, F. F. Li, G. Li, H. Chen, ve X. Li, “Coordinated Bidding Strategy of Wind Farms and Power-to-Gas Facilities using a Cooperative Game Approach”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 3029, sayı c, ss. 1–1, 2020, doi: 10.1109/tste.2020.2965521.
- [55] X. Han ve G. Hug, “A distributionally robust bidding strategy for a wind-storage aggregator ☆”, *Electr. Power Syst. Res.*, c. 189, sayı August, s. 106745, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106745.
- [56] M. Asensio ve J. Contreras, “Risk-Constrained Optimal Bidding Strategy for Pairing of Wind and Demand Response Resources”, *IEEE Trans. Smart Grid*, c. 8, sayı 1, ss. 200–208, 2017, doi: 10.1109/TSG.2015.2425044.
- [57] N. Gong, X. Luo, H. Ma, Q. Wang, ve K. Wang, “Optimal stochastic scheduling of thermalwind GENCOs trading in the day-ahead market including bilateral contracts with BSS”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, c. 12, sayı 13, ss. 3330–3338, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.0060.
- [58] Z. Xu, Z. Hu, Y. Song, ve J. Wang, “Risk-Averse Optimal Bidding Strategy for Demand-Side Resource Aggregators in Day-Ahead Electricity Markets under Uncertainty”, *IEEE Trans. Smart Grid*, c. 8, sayı 1, ss. 96–105, 2017, doi: 10.1109/TSG.2015.2477101.
- [59] H. Wu, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, ve A. Abusorrah, “A game

- theoretic approach to risk-based optimal bidding strategies for electric vehicle aggregators in electricity markets with variable wind energy resources”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 7, sayı 1, ss. 374–385, 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2498200.
- [60] A. Hajebrاهيمi, I. Kamwa, M. M. A. Abdelaziz, ve A. Moeini, “Scenario-wise distributionally robust optimization for collaborative intermittent resources and electric vehicle aggregator bidding strategy”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 35, sayı 5, ss. 3706–3718, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.2985572.
- [61] X. Gao, K. W. Chan, S. Xia, B. Zhou, X. Lu, ve D. Xu, “Risk-constrained offering strategy for a hybrid power plant consisting of wind power producer and electric vehicle aggregator”, *Energy*, c. 177, ss. 183–191, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.04.048.
- [62] P. Aliasghari, B. Mohammadi-Ivatloo, M. Alipour, M. Abapour, ve K. Zare, “Optimal scheduling of plug-in electric vehicles and renewable micro-grid in energy and reserve markets considering demand response program”, *J. Clean. Prod.*, c. 186, ss. 293–303, 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.03.058.
- [63] S. Aghajani ve M. Kalantar, “Operational scheduling of electric vehicles parking lot integrated with renewable generation based on bilevel programming approach”, *Energy*, c. 139, ss. 422–432, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.08.004.
- [64] T. Carriere, C. Vernay, S. Pitaval, F. P. Neirac, ve G. Kariniotakis, “Strategies for combined operation of PV/ storage systems integrated into electricity markets”, *IET Renew. Power Gener.*, c. 14, sayı 1, ss. 71–79, 2020, doi: 10.1049/iet-rpg.2019.0375.
- [65] Y. Kabiri Renani, M. Ehsan, ve M. Shahidehpour, “Day-Ahead Self-Scheduling of a Transmission-Constrained GenCo With Variable Generation Units Using the Incomplete Market Information”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 8, sayı 3, ss. 1260–1268, 2017, doi: 10.1109/TSTE.2017.2672690.
- [66] Z. Wu, M. Zhou, J. Wang, E. Du, N. Zhang, ve G. Li, “Profit-Sharing Mechanism for Aggregation of Wind Farms and Concentrating Solar Power”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 11, sayı 4, ss. 2606–2616, 2020, doi: 10.1109/tste.2020.2967860.
- [67] P. Sheikahmadi ve S. Bahramara, “The participation of a renewable energy-based aggregator in real-time market: A Bi-level approach”, *J. Clean. Prod.*, c. 276, s. 123149, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.123149.
- [68] A. Alahyari, M. Ehsan, D. Pozo, ve M. Farrokhifar, “Hybrid uncertainty-based offering strategy for virtual power plants”, *IET Renew. Power Gener.*, c. 14, sayı 13, ss. 2359–2366, 2020, doi: 10.1049/iet-rpg.2020.0249.
- [69] D. Yu, A. G. Ebadi, K. Jermisittiparsert, N. H. Jabarullah, M. V. Vasiljeva, ve S. Nojavan, “Risk-Constrained Stochastic Optimization of a Concentrating Solar Power Plant”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 11, sayı 3, ss. 1464–1472, 2020, doi: 10.1109/TSTE.2019.2927735.

- [70] D. Krishnamurthy, C. Uckun, Z. Zhou, P. R. Thimmapuram, ve A. Botterud, “Energy Storage Arbitrage Under Day-Ahead and Real-Time Price Uncertainty”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 33, sayı 1, ss. 84–93, 2017, doi: 10.1109/tpwrs.2017.2685347.
- [71] P. Chakraborty, E. Baeyens, ve P. P. Khargonekar, “Cost Causation Based Allocations of Costs for Market Integration of Renewable Energy”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 33, sayı 1, ss. 70–83, 2017, doi: 10.1109/tpwrs.2017.2690404.
- [72] P. Xia, C. Deng, Y. Chen, ve W. Yao, “MILP Based Robust Short-Term Scheduling for Wind-Thermal-Hydro Power System with Pumped Hydro Energy Storage”, *IEEE Access*, c. 7, ss. 30261–30275, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2895090.
- [73] R. Zhang, T. Jiang, F. Li, G. Li, H. Chen, ve X. Li, “Coordinated Bidding Strategy of Wind Farms and Power-to-Gas Facilities Using a Cooperative Game Approach”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 11, sayı 4, ss. 2545–2555, 2020, doi: 10.1109/tste.2020.2965521.
- [74] N. Mazzi, A. Trivella, ve J. M. Morales, “Enabling Active/Passive Electricity Trading in Dual-Price Balancing Markets”, *arXiv*, c. 34, sayı 3, ss. 1980–1990, 2018.
- [75] W. Tang ve H. T. Yang, “Optimal Operation and Bidding Strategy of a Virtual Power Plant Integrated with Energy Storage Systems and Elasticity Demand Response”, *IEEE Access*, c. 7, ss. 79798–79809, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2922700.
- [76] Enerdata, “Global Energy Statistical Yearbook”, *Global Energy Statistical Yearbook 2019*. .
- [77] <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019/renewables>, “IEA - World Energy Outlook 2019”, 2019. [Çevrimiçi]. Available at: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019/renewables>.
- [78] C. Klessmann, C. Nabe, ve K. Burges, “Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks-A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK”, *Energy Policy*, c. 36, sayı 10, ss. 3646–3661, 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.06.022.
- [79] P. Söderholm, “The political economy of international green certificate markets”, *Energy Policy*, c. 36, sayı 6, ss. 2051–2062, 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.02.023.
- [80] E. S. Amundsen ve G. Nese, “Integration of tradable green certificate markets: What can be expected?”, *J. Policy Model.*, c. 31, sayı 6, ss. 903–922, 2009, doi: 10.1016/j.jpolmod.2009.09.002.
- [81] H. Klinge Jacobsen ve E. Zvingilaite, “Reducing the market impact of large shares of intermittent energy in Denmark”, *Energy Policy*, c. 38, sayı 7, ss. 3403–3413, 2010, doi: 10.1016/j.enpol.2010.02.014.
- [82] R. Sioshansi ve D. Hurlbut, “Market protocols in ERCOT and their effect on wind generation”, *Energy Policy*, c. 38, sayı 7, ss. 3192–3197, 2010, doi:

10.1016/j.enpol.2009.07.046.

- [83] J. Rivier Abbad, “Electricity market participation of wind farms: the success story of the Spanish pragmatism”, *Energy Policy*, c. 38, sayı 7, ss. 3174–3179, 2010, doi: 10.1016/j.enpol.2009.07.032.
- [84] I. MacGill, “Electricity market design for facilitating the integration of wind energy: Experience and prospects with the Australian National Electricity Market”, *Energy Policy*, c. 38, sayı 7, ss. 3180–3191, 2010, doi: 10.1016/j.enpol.2009.07.047.
- [85] N. J. Cutler, N. D. Boerema, I. F. MacGill, ve H. R. Outhred, “High penetration wind generation impacts on spot prices in the Australian national electricity market”, *Energy Policy*, c. 39, sayı 10, ss. 5939–5949, 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2011.06.053.
- [86] G. Z. Liu, C. W. Yu, X. R. Li, ve F. S. Wen, “Impacts of emission trading and renewable energy support schemes on electricity market operation”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, c. 5, sayı 6, ss. 650–655, 2011, doi: 10.1049/iet-gtd.2010.0259.
- [87] L. Bird, C. Chapman, J. Logan, J. Sumner, ve W. Short, “Evaluating renewable portfolio standards and carbon cap scenarios in the U.S. electric sector”, *Energy Policy*, c. 39, sayı 5, ss. 2573–2585, 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2011.02.025.
- [88] R. Baldick, “Wind and energy markets: A case study of texas”, *IEEE Syst. J.*, c. 6, sayı 1, ss. 27–34, 2012, doi: 10.1109/JSYST.2011.2162798.
- [89] L. Hirth ve F. Ueckerdt, “Redistribution effects of energy and climate policy: The electricity market”, *Energy Policy*, c. 62, ss. 934–947, 2013, doi: 10.1016/j.enpol.2013.07.055.
- [90] E. Gawel ve A. Purkus, “Promoting the market and system integration of renewable energies through premium schemes - A case study of the German market premium”, *Energy Policy*, c. 61, sayı 2013, ss. 599–609, 2013, doi: 10.1016/j.enpol.2013.06.117.
- [91] A. Ciarreta, M. P. Espinosa, ve C. Pizarro-Irizar, “Is green energy expensive? Empirical evidence from the Spanish electricity market”, *Energy Policy*, c. 69, ss. 205–215, 2014, doi: 10.1016/j.enpol.2014.02.025.
- [92] A. G. Vlachos ve P. N. Biskas, “Embedding renewable energy pricing policies in day-ahead electricity market clearing”, *Electr. Power Syst. Res.*, c. 116, ss. 311–321, 2014, doi: 10.1016/j.epsr.2014.06.022.
- [93] K. N. Hasan, T. K. Saha, ve M. Eghbal, “Investigating the priority of market participants for low emission generation entry into the Australian grid”, *Energy*, c. 71, ss. 445–455, 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.04.095.
- [94] T. Brijs, K. De Vos, C. De Jonghe, ve R. Belmans, “Statistical analysis of negative prices in European balancing markets”, *Renew. Energy*, c. 80, ss. 53–60, 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.01.059.
- [95] W. Dean, “Interactions among market mechanisms for reducing greenhouse gas emissions in California”, *Electr. J.*, c. 29, sayı 8, ss. 17–22, 2016, doi:

10.1016/j.tej.2016.09.007.

- [96] K. E. Binder, J. W. Mjelde, ve R. T. Woodward, “Price interaction in state-level renewable energy credit trading programs”, *Electr. J.*, c. 29, sayı 4, ss. 15–21, 2016, doi: 10.1016/j.tej.2016.04.010.
- [97] D. M. Newbery, “Towards a green energy economy? The EU Energy Union’s transition to a low-carbon zero subsidy electricity system – Lessons from the UK’s Electricity Market Reform”, *Appl. Energy*, c. 179, sayı 2016, ss. 1321–1330, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.01.046.
- [98] M. Genoese, V. Slednev, ve W. Fichtner, “Analysis of drivers affecting the use of market premium for renewables in Germany”, *Energy Policy*, c. 97, ss. 494–506, 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2016.07.043.
- [99] Y. Sun, “The optimal percentage requirement and welfare comparisons in a two-country electricity market with a common tradable green certificate system”, *Econ. Model.*, c. 55, sayı October 2015, ss. 322–327, 2016, doi: 10.1016/j.econmod.2016.02.019.
- [100] M. Mulder ve S. P. E. Zomer, “Contribution of green labels in electricity retail markets to fostering renewable energy”, *Energy Policy*, c. 99, sayı 2016, ss. 100–109, 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2016.09.040.
- [101] A. Ciarreta, M. P. Espinosa, ve C. Pizarro-Irizar, “Optimal regulation of renewable energy: A comparison of Feed-in Tariffs and Tradable Green Certificates in the Spanish electricity system”, *Energy Econ.*, c. 67, ss. 387–399, 2017, doi: 10.1016/j.eneco.2017.08.028.
- [102] J. P. Chaves-Avila, F. Banez-Chicharro, ve A. Ramos, “Impact of support schemes and market rules on renewable electricity generation and system operation: The Spanish case”, *IET Renew. Power Gener.*, c. 11, sayı 3, ss. 238–244, 2017, doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0246.
- [103] G. B. Upton ve B. F. Snyder, “Funding renewable energy: An analysis of renewable portfolio standards”, *Energy Econ.*, c. 66, ss. 205–216, 2017, doi: 10.1016/j.eneco.2017.06.003.
- [104] C. Y. Lee ve S. Y. Huh, “Forecasting the diffusion of renewable electricity considering the impact of policy and oil prices: The case of South Korea”, *Appl. Energy*, c. 197, ss. 29–39, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.03.124.
- [105] Y. Dong ve K. Shimada, “Evolution from the renewable portfolio standards to feed-in tariff for the deployment of renewable energy in Japan”, *Renew. Energy*, c. 107, ss. 590–596, 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.02.016.
- [106] F. Cucchiella, M. Gastaldi, ve M. Trosini, “Investments and cleaner energy production: A portfolio analysis in the Italian electricity market”, *J. Clean. Prod.*, c. 142, ss. 121–132, 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2016.07.190.
- [107] S. Bhattacharya, K. Giannakas, ve K. Schoengold, “Market and welfare effects of renewable portfolio standards in United States electricity markets”, *Energy Econ.*, c. 64, ss. 384–401, 2017, doi: 10.1016/j.eneco.2017.03.011.

- [108] K. Linnerud ve M. Simonsen, “Swedish-Norwegian tradable green certificates: Scheme design flaws and perceived investment barriers”, *Energy Policy*, c. 106, sayı September 2016, ss. 560–578, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.04.012.
- [109] Z. Yu-zhuo, Z. Xin-gang, R. Ling-zhi, ve Z. Yi, “The development of the renewable energy power industry under feed-in tariff and renewable portfolio standard: A case study of China’s wind power industry”, *J. Clean. Prod.*, c. 168, ss. 1262–1276, 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.09.102.
- [110] N. Kelsey ve J. Meckling, “Who wins in renewable energy? Evidence from Europe and the United States”, *Energy Res. Soc. Sci.*, c. 37, sayı August 2017, ss. 65–73, 2018, doi: 10.1016/j.erss.2017.08.003.
- [111] S. Liu, Z. Bie, J. Lin, ve X. Wang, “Curtailment of renewable energy in Northwest China and market-based solutions”, *Energy Policy*, c. 123, sayı April, ss. 494–502, 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2018.09.007.
- [112] Q. Zhang, G. Wang, Y. Li, H. Li, B. McLellan, ve S. Chen, “Substitution effect of renewable portfolio standards and renewable energy certificate trading for feed-in tariff”, *Appl. Energy*, c. 227, sayı July 2017, ss. 426–435, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.07.118.
- [113] G. Choi, S. Y. Huh, E. Heo, ve C. Y. Lee, “Prices versus quantities: Comparing economic efficiency of feed-in tariff and renewable portfolio standard in promoting renewable electricity generation”, *Energy Policy*, c. 113, sayı November 2017, ss. 239–248, 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2017.11.008.
- [114] G. Gersema ve D. Wozabal, “Risk-optimized pooling of intermittent renewable energy sources”, *J. Bank. Financ.*, c. 95, ss. 217–230, 2018, doi: 10.1016/j.jbankfin.2017.03.016.
- [115] S. Zhang, P. Andrews-Speed, ve S. Li, “To what extent will China’s ongoing electricity market reforms assist the integration of renewable energy?”, *Energy Policy*, c. 114, sayı 2, ss. 165–172, 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2017.12.002.
- [116] S. Djørup, J. Z. Thellufsen, ve P. Sorknæs, “The electricity market in a renewable energy system”, *Energy*, c. 162, ss. 148–157, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.07.100.
- [117] N. D. Doulamis, A. D. Doulamis, ve E. Varvarigos, “Virtual associations of prosumers for smart energy networks under a renewable split market”, *IEEE Trans. Smart Grid*, c. 9, sayı 6, ss. 6069–6083, 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2703399.
- [118] P. Hao, J. P. Guo, Y. Chen, ve B. C. Xie, “Does a combined strategy outperform independent policies? Impact of incentive policies on renewable power generation”, *Omega (United Kingdom)*, s. 102100, 2019, doi: 10.1016/j.omega.2019.08.007.
- [119] R. P. Odeh ve D. Watts, “Impacts of wind and solar spatial diversification on its market value: A case study of the Chilean electricity market”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, c. 111, sayı May, ss. 442–461, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.01.015.

- [120] G. Wang, Q. Zhang, Y. Li, B. C. Mclellan, ve X. Pan, “Corrective regulations on renewable energy certificates trading: Pursuing an equity-efficiency trade-off”, *Energy Econ.*, c. 80, ss. 970–982, 2019, doi: 10.1016/j.eneco.2019.03.008.
- [121] H. Guo, Q. Chen, Q. Xia, ve C. Kang, “Modeling Strategic Behaviors of Renewable Energy with Joint Consideration on the Energy and Tradable Green Certificate Markets”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 8950, sayı c, ss. 1–1, 2019, doi: 10.1109/tpwrs.2019.2953114.
- [122] Y. W. Huang, N. Kittner, ve D. M. Kammen, “ASEAN grid flexibility: Preparedness for grid integration of renewable energy”, *Energy Policy*, c. 128, sayı August 2018, ss. 711–726, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.01.025.
- [123] Q. Qi, J. Wang, ve R. Zhang, “Pricing and coordination of a dual-channel supply chain with consideration of carbon tax”, *2019 16th Int. Conf. Serv. Syst. Serv. Manag. ICSSSM 2019*, ss. 0–4, 2019, doi: 10.1109/ICSSSM.2019.8887619.
- [124] L. Wang, “Carbon tax policy and technological innovation for low-carbon emission”, *Int. Conf. Manag. Serv. Sci. MASS 2011*, ss. 1–4, 2011, doi: 10.1109/ICMSS.2011.5998649.
- [125] A. Akbalik ve C. Rapine, “Single-item lot sizing problem with carbon emission under the cap-and-trade policy”, *Proc. - 2014 Int. Conf. Control. Decis. Inf. Technol. CoDIT 2014*, ss. 30–35, 2014, doi: 10.1109/CoDIT.2014.6996863.
- [126] D. Huang, J. Chen, ve J. Zhang, “Optimal production planning under cap-and-trade with fixed setup costs”, *2014 11th Int. Conf. Serv. Syst. Serv. Manag.*, sayı 2012, ss. 1–4, 2014, doi: 10.1109/icsssm.2014.6943389.
- [127] S. Martín, S. Member, Y. Smeers, ve J. A. Aguado, “A Stochastic Two Settlement Equilibrium Model for Electricity Markets With Wind Generation”, c. 30, sayı 1, ss. 233–245, 2015.
- [128] V. Anatolitis ve M. Klobasa, “Impact of a yearly reference period on the sliding feed-in premium for onshore wind in Germany”, *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, c. 2019-Sept, ss. 1–7, 2019, doi: 10.1109/EEM.2019.8916394.
- [129] J. M. Roldan-Fernandez, M. Burgos-Payan, J. M. Riquelme-Santos, ve A. T. Lora, “Is the new premium to renewables balanced with the merit-order effect in Spain?”, *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, c. 2018-June, 2018, doi: 10.1109/EEM.2018.8470021.
- [130] M. S. Javadi, A. E. Nezhad, M. Shafie-khah, P. Siano, ve J. P. S. Catalão, “Assessing the benefits of capacity payment, feed-in-tariff and time-of-use programme on long-term renewable energy sources integration”, *IET Smart Grid*, c. 2, sayı 4, ss. 602–611, 2019, doi: 10.1049/iet-stg.2018.0298.
- [131] T. Georgitsioti, N. Pearsall, ve I. Forbes, “Simplified levelised cost of the domestic photovoltaic energy in the UK: The importance of the feed-in tariff scheme”, *IET Renew. Power Gener.*, c. 8, sayı 5, ss. 451–458, 2014, doi:

10.1049/iet-rpg.2013.0241.

- [132] M. Shafie-Khah, E. Heydarian-Forushani, M. E. H. Golshan, M. P. Moghaddam, M. K. Sheikh-El-Eslami, ve J. P. S. Catalão, “Strategic offering for a price-maker wind power producer in oligopoly markets considering demand response exchange”, *IEEE Trans. Ind. Informatics*, c. 11, sayı 6, ss. 1542–1553, 2015, doi: 10.1109/TII.2015.2472339.
- [133] K. Vatanparvar ve M. A. Al Faruque, “Design Space Exploration for the Profitability of a Rule-Based Aggregator Business Model Within a Residential Microgrid”, *IEEE Trans. Smart Grid*, c. 6, sayı 3, ss. 1167–1175, 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2380318.
- [134] M. Sheikhhoseini, M. Rashidinejad, A. Abdollahi, ve M. Ameri, “Attitudes towards more-efficient incentives for promotion of residential PV systems: A case study of Kerman, Iran”, *IET Renew. Power Gener.*, c. 13, sayı 12, ss. 2251–2260, 2019, doi: 10.1049/iet-rpg.2019.0043.
- [135] M. A. Hayat, F. Shahnian, ve G. M. Shafiullah, “Replacing Flat Rate Feed-In Tariffs for Rooftop Photovoltaic Systems with a Dynamic One to Consider Technical, Environmental, Social, and Geographical Factors”, *IEEE Trans. Ind. Informatics*, c. 15, sayı 7, ss. 3831–3844, 2019, doi: 10.1109/TII.2018.2887281.
- [136] T. Simão, R. Castro, ve J. Simão, “Wind power pricing: From feed-in tariffs to the integration in a competitive electricity market”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, c. 43, sayı 1, ss. 1155–1161, 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.06.058.
- [137] R. Prata, P. M. S. Carvalho, ve I. L. Azevedo, “Wind energy production variations in continental Portugal: An analysis of the combined effects of spot market price and feed-in tariff costs”, *CIREN - Open Access Proc. J.*, c. 2017, sayı 1, ss. 2952–2955, 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0578.
- [138] M. Perdue ve R. Gottschalg, “Energy yields of small grid connected photovoltaic system: Effects of component reliability and maintenance”, *IET Renew. Power Gener.*, c. 9, sayı 5, ss. 432–437, 2015, doi: 10.1049/iet-rpg.2014.0389.
- [139] A. Campoccia, L. Dusonchet, E. Telaretti, ve G. Zizzo, “Feed-in tariffs for grid-connected PV systems: The situation in the European community”, *2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proc.*, ss. 1981–1986, 2007, doi: 10.1109/PCT.2007.4538621.
- [140] S. Wong, K. Bhattacharya, ve J. D. Fuller, “Long-term effects of feed-in tariffs and carbon taxes on distribution systems”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 25, sayı 3, ss. 1241–1253, 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2038783.
- [141] G. Shrimali ve E. Baker, “Optimal feed-in tariff schedules”, *IEEE Trans. Eng. Manag.*, c. 59, sayı 2, ss. 310–322, 2012, doi: 10.1109/TEM.2011.2126023.
- [142] J. Schmidt, G. Lehecka, E. Schmid, ve V. Gass, “Wind - Quo vadis? A spatially explicit assessment of the impact of fixed vs. premium based feed-in tariffs on the deployment of wind turbines”, *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, ss. 1–8, 2013, doi: 10.1109/EEM.2013.6607378.

- [143] L. Kitzing ve H. Ravn, "Support mechanisms and risk: Implications on the Nordic electricity system", *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, 2013, doi: 10.1109/EEM.2013.6607341.
- [144] T. Oliveira, "Market signals and investment in intermittent renewables", *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, c. 2015-Augus, 2015, doi: 10.1109/EEM.2015.7216706.
- [145] H. H. Coban, R. Varfolomejeva, A. Sauhats, ve I. Umbrasko, "Small hydropower plants operations optimization in the market conditions", *2014 IEEE 2nd Work. Adv. Information, Electron. Electr. Eng. AIEEE 2014 - Proc.*, c. 21, ss. 8–12, 2015, doi: 10.1109/AIEEE.2014.7020328.
- [146] J. Winkler ve M. Klobasa, "Quantifying the effects of different support policies for renewables on European electricity markets", *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, ss. 6–10, 2014, doi: 10.1109/EEM.2014.6861206.
- [147] D. Chudy ve W. Mielczarski, "Switching from Green Certificates to Feed-in-Tariff Subsidies", *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, c. 2019-Septe, ss. 4–8, 2019, doi: 10.1109/EEM.2019.8916575.
- [148] S. Keyuraphan, P. Thanarak, N. Ketjoy, ve W. Rakwichian, "Subsidy schemes of renewable energy policy for electricity generation in Thailand", *Procedia Eng.*, c. 32, ss. 440–448, 2012, doi: 10.1016/j.proeng.2012.01.1291.
- [149] H. Guo, Q. Chen, Q. Xia, ve C. Kang, "Modeling Strategic Behaviors of Renewable Energy with Joint Consideration on Energy and Tradable Green Certificate Markets", *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 35, sayı 3, ss. 1898–1910, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2953114.
- [150] X. Ye, Z. Li, C. Wang, X. Lei, W. Yuan, ve Z. Shi, "Green Power Certificates in China: A Study on Pricing and Transaction Decisions", *Proc. - 2019 Chinese Autom. Congr. CAC 2019*, ss. 5605–5608, 2019, doi: 10.1109/CAC48633.2019.8997250.
- [151] Z. Li, C. Wang, X. Ye, W. Wang, ve S. Hao, "China's Green Certificate Trading Mode Design and Trading Volume Evaluation Model Establishment", *Proc. - 2019 Chinese Autom. Congr. CAC 2019*, ss. 4868–4872, 2019, doi: 10.1109/CAC48633.2019.8996576.
- [152] J. Hou *vd.*, "An Energy Imbalance Settlement Mechanism Considering Decision-Making Strategy of Retailers Under Renewable Portfolio Standard", *IEEE Access*, c. 7, ss. 118146–118161, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2936459.
- [153] A. C. Passos, A. Street, ve L. A. Barroso, "A Dynamic Real Option-Based Investment Model for Renewable Energy Portfolios", *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 32, sayı 2, ss. 883–895, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2564983.
- [154] K. Tian, W. Sun, D. Han, ve C. Yang, "Coordinated Planning with Predetermined Renewable Energy Generation Targets Using Extended Two-Stage Robust Optimization", *IEEE Access*, c. 8, ss. 2395–2407, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2962841.
- [155] X. Lin, D. Feng, J. Zeng, Y. Zhou, ve C. Fang, "Design of renewable energy

- certificates market mechanism under the framework of China's renewable portfolio standards", *IET Conf. Publ.*, c. 2019, sayı CP764, ss. 1–7, 2019, doi: 10.1049/cp.2019.0320.
- [156] F. Kreikebaum, D. Das, ve D. Divan, "Reducing transmission investment to meet renewable portfolio standards using controlled energy flows", *Innov. Smart Grid Technol. Conf. ISGT 2010*, ss. 1–8, 2010, doi: 10.1109/ISGT.2010.5434726.
- [157] B. S. Palmintier ve M. D. Webster, "Impact of Operational Flexibility on Electricity Generation Planning with Renewable and Carbon Targets", *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 7, sayı 2, ss. 672–684, 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2498640.
- [158] M. Ning, Z. Huiling, T. Hongjie, Y. Yunting, ve G. Ciwei, "Study on the impact of renewable portfolio standard on Ningxia renewable energy consumption based on system dynamics", *IET Conf. Publ.*, c. 2019, sayı CP764, ss. 1–6, 2019, doi: 10.1049/cp.2019.0504.
- [159] R. Fagiani ve R. Hakvoort, "Simulating the performance of market-based policies for renewable energy using learning trading agents", *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, ss. 11–15, 2014, doi: 10.1109/EEM.2014.6861207.
- [160] N. Aparicio, I. MacGill, J. Rivier Abbad, ve H. Beltran, "Comparison of wind energy support policy and electricity market design in Europe, the United States, and Australia", *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 3, sayı 4, ss. 809–818, 2012, doi: 10.1109/TSTE.2012.2208771.
- [161] A. F. Gubina, X. Xu, ve Z. Su, "Analysis and support policy recommendation of renewable energy sources in Western China", *2006 Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON2006*, ss. 1–8, 2006, doi: 10.1109/ICPST.2006.321686.
- [162] Ö. Özdemir, B. F. Hobbs, M. van Hout, ve P. R. Koutstaal, "Capacity vs energy subsidies for promoting renewable investment: Benefits and costs for the EU power market", *Energy Policy*, c. 137, sayı October 2019, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2019.111166.
- [163] M. Nicolini ve M. Tavoni, "Are renewable energy subsidies effective? Evidence from Europe", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, c. 74, sayı February, ss. 412–423, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.12.032.
- [164] X. Yang, L. He, Y. Xia, ve Y. Chen, "Effect of government subsidies on renewable energy investments: The threshold effect", *Energy Policy*, c. 132, sayı May, ss. 156–166, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.05.039.
- [165] M. Cansino ve P. Pablo-romero, "Tax incentives to promote green electricity : An overview of EU-27 countries", c. 38, ss. 6000–6008, 2010, doi: 10.1016/j.enpol.2010.05.055.
- [166] Q. Liao ve Z. Zhao, "Economic analysis on China's industry development policy of new energy", *World Autom. Congr. Proc.*, ss. 17–20, 2012.
- [167] L. Ying, C. Yin, R. Yuan, ve H. Yong, "Economic incentive mechanism of renewable energy generation", *Proc. 11th Int. Conf. Electr. Mach. Syst.*

ICEMS 2008, ss. 2689–2694, 2008.

- [168] “U.S. Department of Agriculture - Rural Development”, [Çevrimiçi]. Available at: www.rd.usda.gov/onerdguarantee.
- [169] C. Dwivedi, “Influence of production and investment tax credit on renewable energy growth and power grid”, *IEEE Green Technol. Conf.*, c. 2018-April, ss. 149–154, 2018, doi: 10.1109/GreenTech.2018.00035.
- [170] I. S. Francesco Careri, Camillo Genesi, Paolo Marannino, Mario Montagna, Stefano Rossi, “Generation Expansion Planning in the Age of Green Economy”, *IEEE Trans. POWER Syst.*, c. 26, sayı 4, ss. 2214–2223, 2011, doi: 10.5593/SGEM2013/BE5.V2/S21.044.
- [171] B. Mohandes, M. S. El Moursi, N. Hatziargyriou, ve S. El Khatib, “A Review of Power System Flexibility with High Penetration of Renewables”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 34, sayı 4, ss. 3140–3155, 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2897727.
- [172] R. S. Sreelekshmi, A. Prasad, ve M. G. Nair, “Control and operation of microgrid connected Hybrid Energy Storage System”, *2016 Int. Conf. Energy Effic. Technol. Sustain. ICEETS 2016*, ss. 356–360, 2016, doi: 10.1109/ICEETS.2016.7583780.
- [173] J. M. M. Antonio J. Conejo, Miguel Carrión, *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*. Springer New York Dordrecht Heidelberg London, 2010.
- [174] S. Hunt, *Making competition work in electricity*, Wiley Finance. 2002.
- [175] A. Çiçek, S. Güzel, O. Erdinç, ve J. P. S. Catalão, “Comprehensive survey on support policies and optimal market participation of renewable energy”, *Electr. Power Syst. Res.*, c. 201, sayı February, 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107522.
- [176] R. Abhinav ve N. M. Pindoriya, “Opportunities and key challenges for wind energy trading with high penetration in Indian power market”, *Energy Sustain. Dev.*, c. 47, ss. 53–61, 2018, doi: 10.1016/j.esd.2018.08.007.
- [177] S. R. West, D. Rowe, S. Sayeef, ve A. Berry, “Short-term irradiance forecasting using skycams: Motivation and development”, *Sol. Energy*, c. 110, ss. 188–207, 2014, doi: 10.1016/j.solener.2014.08.038.
- [178] İ. Şengör, A. Çiçek, A. Kübra Erenoğlu, O. Erdinç, ve J. P. S. Catalão, “User-comfort oriented optimal bidding strategy of an electric vehicle aggregator in day-ahead and reserve markets”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, c. 122, sayı April, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106194.
- [179] EPIAŞ, “EPIAŞ - EXIST (Energy Exchange Istanbul)”. <https://www.epias.com.tr/en/#>.
- [180] “Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği”. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-6723/elektrik-piyasasi-yan->
- [181] A. Street, L. A. Barroso, B. Flach, M. V. Pereira, ve S. Granville, “Risk constrained portfolio selection of renewable sources in hydrothermal

- electricity markets”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 24, sayı 3, ss. 1136–1144, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2022981.
- [182] F. Li ve Y. Wei, “A Probability-Driven Multilayer Framework for Scheduling Intermittent Renewable Energy”, c. 3, sayı 3, ss. 455–464, 2012.
- [183] H. Farahmand, T. Aigner, G. L. Doorman, M. Korpås, ve D. Huertas-Hernando, “Balancing market integration in the northern European continent: A 2030 case study”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 3, sayı 4, ss. 918–930, 2012, doi: 10.1109/TSTE.2012.2201185.
- [184] H. L. Durrwachter ve S. K. Looney, “Integration of wind generation into the ERCOT market”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 3, sayı 4, ss. 862–867, 2012, doi: 10.1109/TSTE.2012.2202697.
- [185] J. Mohammadi, A. Rahimi-Kian, ve M. S. Ghazizadeh, “Aggregated wind power and flexible load offering strategy”, *IET Renew. Power Gener.*, c. 5, sayı 6, ss. 439–447, 2011, doi: 10.1049/iet-rpg.2011.0066.
- [186] A. Botterud *vd.*, “Wind power trading under uncertainty in LMP markets”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 27, sayı 2, ss. 894–903, 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2170442.
- [187] E. Ela ve D. Edelson, “Participation of wind power in LMP-based energy markets”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 3, sayı 4, ss. 777–783, 2012, doi: 10.1109/TSTE.2012.2200303.
- [188] E. Y. Bitar, R. Rajagopal, P. P. Khargonekar, K. Poolla, ve P. Varaiya, “Bringing wind energy to market”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 27, sayı 3, ss. 1225–1235, 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2183395.
- [189] M. Zugno, J. M. Morales, P. Pinson, ve H. Madsen, “Pool strategy of a price-maker wind power producer”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 28, sayı 3, ss. 3440–3450, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2252633.
- [190] R. Ghaffari ve B. Venkatesh, “Options based reserve procurement strategy for wind generators - Using binomial trees”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 28, sayı 2, ss. 1063–1072, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2210574.
- [191] K. Neuhoff *vd.*, “Renewable electric energy integration: Quantifying the value of design of markets for international transmission capacity”, *Energy Econ.*, c. 40, ss. 760–772, 2013, doi: 10.1016/j.eneco.2013.09.004.
- [192] Y. He, M. Hildmann, F. Herzog, ve G. Andersson, “Modeling the merit order curve of the european energy exchange power market in Germany”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 28, sayı 3, ss. 3155–3164, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2242497.
- [193] H. A. Gil ve J. Lin, “Wind power and electricity prices at the PJM market”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 28, sayı 4, ss. 3945–3953, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2260773.
- [194] M. Mulder ve B. Scholtens, “The impact of renewable energy on electricity prices in the Netherlands”, *Renew. Energy*, c. 57, ss. 94–100, 2013, doi: 10.1016/j.renene.2013.01.025.

- [195] T. Dai ve W. Qiao, “Trading wind power in a competitive electricity market using stochastic programming and game theory”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 4, sayı 3, ss. 805–815, 2013, doi: 10.1109/TSTE.2013.2251917.
- [196] L. Baringo ve A. J. Conejo, “Strategic offering for a wind power producer”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 28, sayı 4, ss. 4645–4654, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2273276.
- [197] E. Heydarian-Forushani, M. P. Moghaddam, M. K. Sheikh-El-Eslami, M. Shafie-Khah, ve J. P. S. Catalão, “Risk-constrained offering strategy of wind power producers considering intraday demand response exchange”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 5, sayı 4, ss. 1036–1047, 2014, doi: 10.1109/TSTE.2014.2324035.
- [198] S. J. Kazempour ve H. Zareipour, “Equilibria in an oligopolistic market with wind power production”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 29, sayı 2, ss. 686–697, 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2286094.
- [199] Z. Zhao ve L. Wu, “Impacts of high penetration wind generation and demand response on LMPs in day-ahead market”, *IEEE Trans. Smart Grid*, c. 5, sayı 1, ss. 220–229, 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2274159.
- [200] A. Kiani ve A. Annaswamy, “Equilibrium in wholesale energy markets: Perturbation analysis in the presence of renewables”, *IEEE Trans. Smart Grid*, c. 5, sayı 1, ss. 177–187, 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2286623.
- [201] A. M. Jafari, H. Zareipour, A. Schellenberg, ve N. Amjady, “The value of intra-day markets in power systems with high wind power penetration”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 29, sayı 3, ss. 1121–1132, 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2288308.
- [202] I. González-Aparicio ve A. Zucker, “Impact of wind power uncertainty forecasting on the market integration of wind energy in Spain”, *Appl. Energy*, c. 159, ss. 334–349, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.08.104.
- [203] A. Skajaa, K. Edlund, ve J. M. Morales, “Intraday Trading of Wind Energy”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 30, sayı 6, ss. 3181–3189, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2377219.
- [204] H. Ding, Z. Hu, ve Y. Song, “Rolling Optimization of Wind Farm and Energy Storage System in Electricity Markets”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 30, sayı 5, ss. 2676–2684, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2364272.
- [205] W. Tang ve R. Jain, “Market Mechanisms for Buying Random Wind”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 6, sayı 4, ss. 1615–1623, 2015, doi: 10.1109/TSTE.2015.2460745.
- [206] M. Amelin, “An Evaluation of intraday trading and demand response for a predominantly hydro-wind system under nordic market rules”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 30, sayı 1, ss. 3–12, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2324632.
- [207] Y. Zhao, J. Qin, R. Rajagopal, A. Goldsmith, ve H. V. Poor, “Wind Aggregation Via Risky Power Markets”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 30, sayı 3, ss. 1571–1581, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2359671.

- [208] S. Behrens, J. A. Hayward, S. C. Woodman, M. A. Hemer, ve M. Ayre, “Wave energy for Australia’s National Electricity Market”, *Renew. Energy*, c. 81, ss. 685–693, 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.03.076.
- [209] T. Dai ve W. Qiao, “Optimal bidding strategy of a strategic wind power producer in the short-term market”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 6, sayı 3, ss. 707–719, 2015, doi: 10.1109/TSTE.2015.2406322.
- [210] N. Zhang *vd.*, “A Convex Model of Risk-Based Unit Commitment for Day-Ahead Market Clearing Considering Wind Power Uncertainty”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 30, sayı 3, ss. 1582–1592, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2357816.
- [211] N. Mahmoudi, T. K. Saha, ve M. Eghbal, “Wind Power Offering Strategy in Day-Ahead Markets: Employing Demand Response in a Two-Stage Plan”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 30, sayı 4, ss. 1888–1896, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2354571.
- [212] B. Fanzeres, A. Street, ve L. A. Barroso, “Contracting Strategies for Renewable Generators: A Hybrid Stochastic and Robust Optimization Approach”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 30, sayı 4, ss. 1825–1837, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2346988.
- [213] B. Zakeri, V. Virasjoki, S. Syri, D. Connolly, B. V. Mathiesen, ve M. Welsch, “Impact of Germany’s energy transition on the Nordic power market – A market-based multi-region energy system model”, *Energy*, c. 115, ss. 1640–1662, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.07.083.
- [214] N. C. Figueiredo, P. P. da Silva, ve P. A. Cerqueira, “It is windy in Denmark: Does market integration suffer?”, *Energy*, c. 115, ss. 1385–1399, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.05.038.
- [215] Q. Zhao, Y. Shen, ve M. Li, “Control and Bidding Strategy for Virtual Power Plants with Renewable Generation and Inelastic Demand in Electricity Markets”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 7, sayı 2, ss. 562–575, 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2504561.
- [216] E. G. Kardakos, C. K. Simoglou, ve A. G. Bakirtzis, “Optimal Offering Strategy of a Virtual Power Plant: A Stochastic Bi-Level Approach”, *IEEE Trans. Smart Grid*, 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2419714.
- [217] A. A. S. De La Nieta, J. Contreras, ve J. P. S. Catalão, “Optimal Single Wind Hydro-Pump Storage Bidding in Day-Ahead Markets Including Bilateral Contracts”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 7, sayı 3, ss. 1284–1294, 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2544704.
- [218] S. Maier, A. Street, ve K. McKinnon, “Risk-averse portfolio selection of renewable electricity generator investments in Brazil: An optimised multi-market commercialisation strategy”, *Energy*, c. 115, ss. 1331–1343, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.09.064.
- [219] S. R. Dabbagh ve M. K. Sheikh-El-Eslami, “Risk Assessment of Virtual Power Plants Offering in Energy and Reserve Markets”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 31, sayı 5, ss. 3572–3582, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2493182.

- [220] K. Valentine, W. Temple, R. J. Thomas, ve K. M. Zhang, “Relationship between wind power, electric vehicles and charger infrastructure in a two-settlement energy market”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, c. 82, ss. 225–232, 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2016.02.040.
- [221] L. Baringo ve A. J. Conejo, “Offering Strategy of Wind-Power Producer: A Multi-Stage Risk-Constrained Approach”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 31, sayı 2, ss. 1420–1429, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2411332.
- [222] H. Ding, P. Pinson, Z. Hu, ve Y. Song, “Optimal Offering and Operating Strategies for Wind-Storage Systems with Linear Decision Rules”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 31, sayı 6, ss. 4755–4764, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2521177.
- [223] V. Guerrero-Mestre, A. A. Sanchez De La Nieta, J. Contreras, ve J. P. S. Catalao, “Optimal Bidding of a Group of Wind Farms in Day-Ahead Markets Through an External Agent”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 31, sayı 4, ss. 2688–2700, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2477466.
- [224] A. Hellmers, M. Zugno, A. Skajaa, ve J. M. Morales, “Operational strategies for a portfolio of wind farms and CHP plants in a two-price balancing market”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 31, sayı 3, ss. 2182–2191, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2439060.
- [225] Y. Yang, H. S. Solgaard, ve W. Haider, “Wind, hydro or mixed renewable energy source: Preference for electricity products when the share of renewable energy increases”, *Energy Policy*, c. 97, ss. 521–531, 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2016.07.030.
- [226] R. Scharff ve M. Amelin, “Trading behaviour on the continuous intraday market Elbas”, *Energy Policy*, c. 88, ss. 544–557, 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2015.10.045.
- [227] T. Pinto *vd.*, “Adaptive Portfolio Optimization for Multiple Electricity Markets Participation”, *IEEE Trans. Neural Networks Learn. Syst.*, c. 27, sayı 8, ss. 1720–1733, 2016, doi: 10.1109/TNNLS.2015.2461491.
- [228] R. Kiesel ve M. Kusterman, “Structural models for coupled electricity markets”, *J. Commod. Mark.*, c. 3, sayı 1, ss. 16–38, 2016, doi: 10.1016/j.jcomm.2016.07.007.
- [229] M. Rahimiyan ve L. Baringo, “Strategic Bidding for a Virtual Power Plant in the Day-Ahead and Real-Time Markets: A Price-Taker Robust Optimization Approach”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 31, sayı 4, ss. 2676–2687, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2483781.
- [230] M. Chazarra, J. García-González, J. I. Pérez-Díaz, ve M. Arteseros, “Stochastic optimization model for the weekly scheduling of a hydropower system in day-ahead and secondary regulation reserve markets”, *Electr. Power Syst. Res.*, c. 130, ss. 67–77, 2016, doi: 10.1016/j.epsr.2015.08.014.
- [231] P. C. Bhagwat, J. C. Richstein, E. J. L. Chappin, ve L. J. de Vries, “The effectiveness of a strategic reserve in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources”, *Util. Policy*, c. 39, ss. 13–28, 2016, doi: 10.1016/j.jup.2016.01.006.

- [232] G. Liu, Y. Xu, ve K. Tomsovic, "Bidding strategy for microgrid in day-ahead market based on hybrid stochastic/robust optimization", *IEEE Trans. Smart Grid*, c. 7, sayı 1, ss. 227–237, 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2476669.
- [233] J. Wang *vd.*, "Optimal bidding strategy for microgrids in joint energy and ancillary service markets considering flexible ramping products", *Appl. Energy*, c. 205, ss. 294–303, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.07.047.
- [234] T. Dai ve W. Qiao, "Finding Equilibria in the Pool-Based Electricity Market with Strategic Wind Power Producers and Network Constraints", *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 32, sayı 1, ss. 389–399, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2549003.
- [235] Y. Liu, T. Chen, J. Wang, Y. Li, Y. Li, ve R. Liu, "Bidding method for wind generation company in nodal power market", *J. Eng.*, c. 2017, sayı 13, ss. 870–873, 2017, doi: 10.1049/joe.2017.0454.
- [236] J. Moradi, H. Shahinzadeh, A. Khandan, ve M. Moazzami, "A profitability investigation into the collaborative operation of wind and underwater compressed air energy storage units in the spot market", *Energy*, c. 141, ss. 1779–1794, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.11.088.
- [237] I. Aravena ve A. Papavasiliou, "Renewable Energy Integration in Zonal Markets", *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 32, sayı 2, ss. 1334–1349, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2585222.
- [238] Y. Chen, M. Hu, ve Z. Zhou, "A data-driven analytical approach to enable optimal emerging technologies integration in the co-optimized electricity and ancillary service markets", *Energy*, c. 122, ss. 613–626, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.01.102.
- [239] G. Zhang, C. Jiang, X. Wang, B. Li, ve H. Zhu, "Bidding strategy analysis of virtual power plant considering demand response and uncertainty of renewable energy", *IET Gener. Transm. Distrib.*, c. 11, sayı 13, ss. 3268–3277, 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.1663.
- [240] D. Pinheiro Neto, E. G. Domingues, A. P. Coimbra, A. T. de Almeida, A. J. Alves, ve W. P. Calixto, "Portfolio optimization of renewable energy assets: Hydro, wind, and photovoltaic energy in the regulated market in Brazil", *Energy Econ.*, c. 64, ss. 238–250, 2017, doi: 10.1016/j.eneco.2017.03.020.
- [241] H. T. Nguyen, L. B. Le, ve Z. Wang, "A Bidding Strategy for Virtual Power Plants with the Intraday Demand Response Exchange Market Using the Stochastic Programming", *IEEE Trans. Ind. Appl.*, c. 54, sayı 4, ss. 3044–3055, 2018, doi: 10.1109/TIA.2018.2828379.
- [242] S. Ryu, S. Bae, J. U. Lee, ve H. Kim, "Gaussian residual bidding based coalition for two-settlement renewable energy market", *IEEE Access*, c. 6, ss. 43029–43038, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2861868.
- [243] S. Jiang, C. Wan, C. Chen, E. Cao, ve Y. Song, "Distributed photovoltaic generation in the electricity market: status, mode and strategy", *CSEE J. Power Energy Syst.*, c. 4, sayı 3, ss. 263–272, 2018, doi: 10.17775/cseejpes.2018.00600.

- [244] Y. Chen ve M. Trifkovic, "Optimal scheduling of a microgrid in a volatile electricity market environment: Portfolio optimization approach", *Appl. Energy*, c. 226, sayı February, ss. 703–712, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.06.040.
- [245] P. Fazlalipour, M. Ehsan, ve B. Mohammadi-Ivatloo, "Optimal participation of low voltage renewable micro-grids in energy and spinning reserve markets under price uncertainties", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, c. 102, sayı April, ss. 84–96, 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.04.010.
- [246] N. Mohammad ve Y. Mishra, "Coordination of wind generation and demand response to minimise operation cost in dayahead electricity markets using bi-level optimisation framework", *IET Gener. Transm. Distrib.*, c. 12, sayı 16, ss. 3793–3802, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.0110.
- [247] I. Schneider ve M. Roozbehani, "Energy Market Design for Renewable Resources: Imbalance Settlements and Efficiency-Robustness Tradeoffs", *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 33, sayı 4, ss. 3757–3767, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2782638.
- [248] N. Azizhan Ruhi, K. Dvijotham, N. Chen, ve A. Wierman, "Opportunities for price manipulation by aggregators in electricity markets", *IEEE Trans. Smart Grid*, c. 9, sayı 6, ss. 5687–5698, 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2694043.
- [249] C. Du, X. Wang, X. Wang, C. Shao, ve Y. Xiao, "A mechanism of intraday market design for promoting wind power integration", *CSEE J. Power Energy Syst.*, c. 4, sayı 3, ss. 293–298, 2018, doi: 10.17775/cseejpes.2015.01030.
- [250] K. S. A. Sedzro, S. Kishore, A. J. Lamadrid, ve L. F. Zuluaga, "Stochastic risk-sensitive market integration for renewable energy: Application to ocean wave power plants", *Appl. Energy*, c. 229, sayı August, ss. 474–481, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.07.091.
- [251] I. González-Aparicio, Z. Kapetaki, ve E. Tzimas, "Wind energy and carbon dioxide utilisation as an alternative business model for energy producers: A case study in Spain", *Appl. Energy*, c. 222, sayı February, ss. 216–227, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.114.
- [252] B. Zakeri, J. Price, M. Zeyringer, I. Keppo, B. V. Mathiesen, ve S. Syri, "The direct interconnection of the UK and Nordic power market – Impact on social welfare and renewable energy integration", *Energy*, c. 162, sayı 2018, ss. 1193–1204, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.08.019.
- [253] S. Babaei, C. Zhao, L. Fan, ve T. Liu, "Incentive-based coordination mechanism for renewable and conventional energy suppliers", *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 34, sayı 3, ss. 1761–1770, 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2879657.
- [254] M. H. Bashi, G. R. Yousefi, M. A. Latify, ve C. L. Bak, "Impacts of intraday risky power trades on the high wind penetrated electricity markets", *IET Gener. Transm. Distrib.*, c. 13, sayı 17, ss. 3836–3846, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.6458.
- [255] R. Panda ve P. K. Tiwari, "Economic risk-based bidding strategy for profit

- maximisation of wind-integrated day-ahead and real-time double-auctioned competitive power markets”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, c. 13, sayı 2, ss. 209–218, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5905.
- [256] N. Mazzi, A. Trivella, ve J. M. Morales, “Enabling active/passive electricity trading in dual-price balancing markets”, *IEEE Trans. Power Syst.*, c. 34, sayı 3, ss. 1980–1990, 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2888937.
- [257] P. Fazlalipour, M. Ehsan, ve B. Mohammadi-Ivatloo, “Risk-aware stochastic bidding strategy of renewable micro-grids in day-ahead and real-time markets”, *Energy*, c. 171, ss. 689–700, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.12.173.
- [258] A. Banshwar, N. K. Sharma, Y. R. Sood, ve R. Shrivastava, “Market-based participation of energy storage scheme to support renewable energy sources for the procurement of energy and spinning reserve”, *Renew. Energy*, c. 135, ss. 326–344, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.12.009.
- [259] A. Sadeghi-mobarakeh, S. Member, A. Shahsavari, ve S. Member, “Optimal Market Participation of Distributed Load Resources Under Distribution Network Operational Limits and Renewable Generation Uncertainties”, c. 10, sayı 4, ss. 3549–3561, 2019.
- [260] T. Carriere ve G. Kariniotakis, “An Integrated Approach for Value-Oriented Energy Forecasting and Data-Driven Decision-Making Application to Renewable Energy Trading”, *IEEE Trans. Smart Grid*, c. 10, sayı 6, ss. 6933–6944, 2019, doi: 10.1109/TSG.2019.2914379.
- [261] J. C. Do Prado ve W. Qiao, “A stochastic decision-making model for an electricity retailer with intermittent renewable energy and short-term demand response”, *IEEE Trans. Smart Grid*, c. 10, sayı 3, ss. 2581–2592, 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2805326.
- [262] B. Moreno ve G. Díaz, “The impact of virtual power plant technology composition on wholesale electricity prices: A comparative study of some European Union electricity markets”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, c. 99, sayı August 2018, ss. 100–108, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.09.028.
- [263] T. Pinto ve F. Falcão-Reis, “Strategic participation in competitive electricity markets: Internal versus sectorial data analysis”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, c. 108, sayı November 2018, ss. 432–444, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.01.011.
- [264] N. Aguiar, V. Gupta, ve P. P. Khargonekar, “A Real Options Market-Based Approach to Increase Penetration of Renewables”, *IEEE Trans. Smart Grid*, c. 11, sayı 2, ss. 1–1, 2019, doi: 10.1109/tsg.2019.2942258.
- [265] Z. Zhang ve Z. Chen, “Optimal wind energy bidding strategies in real-time electricity market with multi-energy sources”, *IET Renew. Power Gener.*, c. 13, sayı 13, ss. 2383–2390, 2019, doi: 10.1049/iet-rpg.2019.0058.
- [266] P. Mastropietro, P. Rodilla, L. E. Rangel, ve C. Batlle, “Reforming the colombian electricity market for an efficient integration of renewables: A proposal”, *Energy Policy*, c. 139, sayı November 2019, s. 111346, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111346.

- [267] M. Korpås ve A. T. Holen, “Operation planning of hydrogen storage connected to wind power operating in a power market”, *IEEE Trans. Energy Convers.*, c. 21, sayı 3, ss. 742–749, 2006, doi: 10.1109/TEC.2006.878245.
- [268] M. Di Somma, G. Graditi, ve P. Siano, “Optimal Bidding Strategy for a DER Aggregator in the Day-Ahead Market in the Presence of Demand Flexibility”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, c. 66, sayı 2, ss. 1509–1519, 2019, doi: 10.1109/TIE.2018.2829677.
- [269] A. Mehdizadeh, N. Taghizadegan, ve J. Salehi, “Risk-based energy management of renewable-based microgrid using information gap decision theory in the presence of peak load management”, *Appl. Energy*, c. 211, sayı July 2017, ss. 617–630, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.11.084.
- [270] A. Mehdizadeh ve N. Taghizadegan, “Robust optimisation approach for bidding strategy of renewable generation-based microgrid under demand side management”, *IET Renew. Power Gener.*, c. 11, sayı 11, ss. 1446–1455, 2017, doi: 10.1049/iet-rpg.2017.0076.
- [271] Nord Pool, “Nord Pool Electricity Market”. <https://www.nordpoolgroup.com/>.
- [272] EPIAS, “Turkey Electricity Market Prices”. <https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/piyasalar/gop/ptf.xhtml>.
- [273] I. Sengor, O. Erdinc, B. Yener, A. Tascikaraoglu, ve J. P. S. Catalao, “Optimal energy management of EV parking lots under peak load reduction based DR programs considering uncertainty”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 10, sayı 3, ss. 1034–1043, 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2859186.
- [274] National Renewable Energy Laboratory, “Measurement and Instrumentation Data Center (MIDC)”. <https://midcdmz.nrel.gov/>.
- [275] P. Xia, C. Deng, Y. Chen, ve W. Yao, “MILP Based Robust Short-Term Scheduling for Wind-Thermal-Hydro Power System with Pumped Hydro Energy Storage”, *IEEE Access*, c. 7, ss. 30261–30275, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2895090.
- [276] Gobierno de Navarra, “Meteorología y climatología de Navarra”, *Navarra.es*, 2019. <http://meteo.navarra.es/climatologia/>.
- [277] A. A. S. De La Nieta, T. A. M. Tavares, J. P. S. Catalao, ve J. Contreras, “Optimal coordinated wind-photovoltaic bidding in electricity markets”, *2015 Australas. Univ. Power Eng. Conf. Challenges Futur. Grids, AUPEC 2015*, 2015, doi: 10.1109/AUPEC.2015.7324855.
- [278] Enercon, “ENERCON product overview”, *ENERCON GmbH*, 2015. https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/en/ENERCON_Produkt_en_06_2015.pdf.
- [279] “OMIE - Day-ahead Market Prices”. <https://www.omie.es/en/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>.
- [280] “ESIOS electricity - MARKETS AND PRICES”. <https://www.esios.ree.es/en/market-and-prices>.

Bu bölümde yer alan alt bölümlerde sırasıyla Bölüm 4, Bölüm 5 ve Bölüm 6’da sunulan matematiksel modellemelere ait GAMS kodları yer almaktadır.

A.1 Bölüm 4’te Yer Alan Matematiksel Modele Ait GAMS Kodları

```
$CALL GDXXRW alpercicek1.xlsx Index=ParamsAndSets!A1
$GDXIN alpercicek1.gdx
Scalar pk /0.33333333/;
Scalar pl /0.05/;
Scalar pm /0.05/;
Scalar alfa /0.9/;
Scalar Beta /0.999999/;
Scalar bilateral_price /46/;
Scalar DT /0.0833/;
display pk,pl,pm,alfa,Beta,bilateral_price;
SETS
t, wind, k, l, m, f, h, y, s, evdat, b, batterydata, c;
$LOAD c b batterydata t wind k l m f h y s evdat
display c,b,batterydata,t,wind,k,l,m,f,h,y,s,evdat;
Parameters
EVDATA(y,evdat), E_ev_ini(f,y,s), T_ev_C(f,y,s), T_ev_L(f,y,s), SE_Price_up_balancing(h,m),
SE_Price_down_balancing(h,m), SE_Price_dayahead(h,l), windgeneration(wind,k,t), lcap(h,b,f), lcap2(h,c,wind);
$LOAD lcap lcap2 EVDATA E_ev_ini T_ev_C T_ev_L SE_Price_up_balancing SE_Price_down_balancing
SE_Price_dayahead windgeneration
display lcap, lcap2, EVDATA, E_ev_ini, T_ev_C, T_ev_L, SE_Price_up_balancing, SE_Price_down_balancing,
SE_Price_dayahead, windgeneration;
Parameters
E_ev_max(y), E_ev_min(y), R_ch_ev(y), Eff_ch_ev(y), R_disch_ev(y), Eff_disch_ev(y);
E_ev_max(y)= EVDATA(y,'E_ev_max');
E_ev_min(y)= EVDATA(y,'E_ev_min');
R_ch_ev(y)= EVDATA(y,'R_ch_ev');
Eff_ch_ev(y)= EVDATA(y,'Eff_ch_ev');
R_disch_ev(y)= EVDATA(y,'R_disch_ev');
Eff_disch_ev(y)= EVDATA(y,'Eff_disch_ev');
display E_ev_max, E_ev_min, R_ch_ev, Eff_ch_ev, R_disch_ev, Eff_disch_ev;
Parameters
p(s) /S1 0.25 S2 0.25 S3 0.25 S4 0.25 /;
```

Variables

tott, E_DA_selling_wind, windproductions_bilateraltp, windproductions_DA(k,h), windproductions_bilateral(k,h), CVaR, La, ll(k,l,m,s), E_ev_ch(f,y,s,t), P_ev_ch(f,y,s,t), E_ev_disch(f,y,s,t), P_ev_disch(f,y,s,t), SOE_ev(f,y,s,t), E_DA_selling_EV, P_EV_produced_DA(s,h), E_DA_buying_EV, P_EV_consumed_DA(s,h), E_BM_selling_EV, P_EV_produced_BM(s,h), E_BM_buying_EV, P_EV_consumed_BM(s,h), E_bilateral_selling_EV, P_EV_produced_bilateral(s,h), E_bilateral_buying_EV, P_EV_consumed_bilateral(s,h), windgenerationenergytotalh(k,h), E_RT_consumed_EV(s,h), E_RT_produced_EV(s,h), windgenerationenergytotal(k,t), windgenerationenergy(wind,k,t), E_RT_consumed_EV(s,h), E_RTt_consumed_EV(s,t), E_RT_produced_EV(s,h), E_RTt_produced_EV(s,t), P_wind_to_EV(s,h), windproductions_BMup(k,h), windproductions_BMdown(k,h), E_BM_selling_wind, E_BM_selling_wind, E_BM_buying_wind, E_DA_selling_EV, E_BM_selling_EV, P_EV_consumed_BMdown(s,h), P_EV_produced_BMup(s,h), P_EV_consumed_bilateral(s,h), E_DA_buying_EV, E_BM_buying_EV, E_BM_selling_EV, windgenerationenergycurt(k,wind,h), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t), E_RT_consumed_EVf(f,s,h), windgenerationenergytotalhw(wind,k,h), expprof;

Positive Variables

windgenerationenergytotalhw, E_RT_consumed_EVf, E_RTt_consumed_EVf, windgenerationenergycurt, P_wind_to_bat, P_bat_consumed_BMdown, P_bat_produced_BMup, P_bat_consumed_DA, P_bat_produced_DA, E_DA_buying_EV, E_BM_buying_EV, E_BM_selling_EV, E_DA_buying_bat, E_DA_selling_bat, E_BM_buying_bat, E_BM_selling_bat, P_bat_to_EV, P_wind_to_bat, E_RTt_consumed_bat, E_RTt_produced_bat, E_bat_ch, E_bat_disch, E_RT_consumed_bat, E_RT_produced_bat, SOE_bat, P_bat_ch, P_bat_disch, E_bilateral_buying_EV, P_EV_consumed_bilateral, P_EV_consumed_BMdown, P_EV_produced_BMup, E_BM_selling_wind, E_BM_selling_wind, E_BM_buying_wind, E_DA_selling_EV, E_bilateral_buying_EV, E_BM_selling_EV, E_BM_selling_wind, windproductions_BMup, windproductions_BMdown, P_wind_to_EV, E_ev_disch, windgenerationenergy, windgenerationenergytotal, E_RT_produced_EV, E_RT_consumed_EV, windgenerationenergytotalh, E_DA_selling_EV, P_EV_produced_DA, E_DA_buying_EV, P_EV_consumed_DA, E_BM_selling_EV, P_EV_produced_BM, E_BM_buying_EV, P_EV_consumed_BM, E_bilateral_selling_EV, P_EV_produced_bilateral, E_bilateral_buying_EV, P_EV_consumed_bilateral, windproductions_up_BM, windproductions_down_BM, E_BM_up_wind, E_BM_down_wind, SOE_ev, E_ev_ch, P_ev_ch, E_ev_disch, P_ev_disch, ll, E_DA_selling_wind, windproductions_bilateraltp, windproductions_DA, windproductions_bilateral;

Binary Variables

u_ev_market(s,h), u_ev(f,y,s,t), u_wind(k,h), u_(h), u_2(h);

INITIAL CONDITIONS

SOE_ev.fx(f,y,s,t)\$(ord(t)=T_ev_C(f,y,s))=E_ev_ini(f,y,s);

SOE_ev.fx(f,y,s,t)\$(ord(t)<T_ev_C(f,y,s))=0;

P_ev_ch.fx(f,y,s,t)\$(ord(t)<T_ev_C(f,y,s))=0;

P_ev_ch.fx(f,y,s,t)\$(ord(t)>=T_ev_L(f,y,s))=0;

P_ev_disch.fx(f,y,s,t)\$(ord(t)<T_ev_C(f,y,s))=0;

P_ev_disch.fx(f,y,s,t)\$(ord(t)>=T_ev_L(f,y,s))=0;

Equations

Objective, Equation1, Equation2, Equation3, Equation4, Equation5, Equation6, Equation7, Equation8, Equation9, Equation10, Equation11, Equation12, Equation13, Equation14, Equation15, Equation16, Equation17, Equation18, Equation19, Equation20, Equation21, Equation22, Equation23, Equation24, Equation25, Equation26, Equation27, Equation28, Equation29, Equation30, Equation31, Equation32, Equation33, Equation34, Equation35, Equation36, Equation37, Equation38, Equation39, Equation40, Equation41, Equation42, Equation43, Equation44, Equation45, Equation46, Equation47, Equation48, Equation49, Equation50, Equation51, Equation52, Equation53, Equation54, Equation55, Equation56, Equation57, Equation58, Equation59, Equation60, Equation61, Equation62, Equation63, Equation64, Equation65, Equation66, Equation67, Equation68, Equation69, Equation70, Equation71, Equation7171, Equation72, Equation73, Equation74, Equation75, Equation76, Equation77, Equation78, Equation79, Equation80, Equation81, Equation82, Equation83, Equation84, Equation85, Equation86, Equation87, Equation88, Equation89, Equation90, Equation91, Equation92, Equation93, Equation94, Equation95, Equation96, Equation97, Equation98, Equation99, Equation100, Equation101, Equation102, Equation103, Equation104, Equation105, Equation106, Equation107, Equation108, Equation109, Equation110, Equation111, Equation112, Equation113, Equation114, Equation115, Equation116, Equation117, Equation118, Equation119, Equation120, Equation121, Equation122, Equation123, Equation124, Equation125, Equation126, Equation127, Equation128, Equation129, Equation130, Equation131, Equation132, Equation133, Equation134;

Objective .. tott=e= ((1-Beta) * (E_DA_selling_wind+E_BM_selling_wind-
E_BM_buying_wind+windproductions_bilateraltp-E_DA_buying_EV-E_BM_buying_EV+E_BM_selling_EV) + (Beta *
CVaR));

Equation1 .. E_DA_selling_wind =e= sum((k,l,h), pk * pl * SE_Price_dayahead(h,l) *
windproductions_DA(k,h))*(1/1000);

Equation2 .. E_BM_selling_wind =e= sum((k,m,h), pk * pm * SE_Price_up_balancing(h,m) *
windproductions_BMup(k,h))*(1/1000);

Equation3 .. E_BM_buying_wind =e= $\text{sum}((k,m,h), pk * pm * SE_Price_down_balancing(h,m) * \text{windproductions_BMdown}(k,h)) * (1/1000);$

Equation4 .. windproductions_bilateralp =e= $\text{sum}((k,h), pk * bilateral_price * \text{windproductions_bilateral}(k,h)) * (1/1000);$

Equation5 .. E_DA_buying_EV =e= $\text{sum}((s,l,h), pl * p(s) * SE_Price_dayahead(h,l) * P_EV_consumed_DA(s,h)) * (1/1000);$

Equation6 .. E_BM_buying_EV =e= $\text{sum}((s,m,h), pm * p(s) * SE_Price_down_balancing(h,m) * P_EV_consumed_BMdown(s,h)) * (1/1000);$

Equation7 .. E_BM_selling_EV =e= $\text{sum}((s,m,h), pm * p(s) * SE_Price_up_balancing(h,m) * P_EV_produced_BMup(s,h)) * (1/1000);$

Equation8 (k,s,h) ..
 $\text{windproductions_DA}(k,h) + \text{windproductions_bilateral}(k,h) + P_wind_to_EV(s,h) + \text{windproductions_BMup}(k,h) - \text{windproductions_BMdown}(k,h) = e = \text{windgenerationenergytotalh}(k,h) - \text{sum}(\text{wind}, \text{windgenerationenergycurt}(k, \text{wind}, h));$

Equation9 (s,h) .. $P_EV_consumed_DA(s,h) + P_EV_consumed_BMdown(s,h) - P_EV_produced_BMup(s,h) + P_wind_to_EV(s,h) = e = E_RT_consumed_EV(s,h);$

Equation10 (k,h) \$(ord(h)=1) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 1 \text{ and } \text{ord}(t) <= 12), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation11 (k,h) \$(ord(h)=2) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 13 \text{ and } \text{ord}(t) <= 24), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation12 (k,h) \$(ord(h)=3) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 25 \text{ and } \text{ord}(t) <= 36), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation13 (k,h) \$(ord(h)=4) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 37 \text{ and } \text{ord}(t) <= 48), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation14 (k,h) \$(ord(h)=5) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 49 \text{ and } \text{ord}(t) <= 60), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation15 (k,h) \$(ord(h)=6) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 61 \text{ and } \text{ord}(t) <= 72), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation16 (k,h) \$(ord(h)=7) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 73 \text{ and } \text{ord}(t) <= 84), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation17 (k,h) \$(ord(h)=8) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 85 \text{ and } \text{ord}(t) <= 96), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation18 (k,h) \$(ord(h)=9) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 97 \text{ and } \text{ord}(t) <= 108), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation19 (k,h) \$(ord(h)=10) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 109 \text{ and } \text{ord}(t) <= 120), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation20 (k,h) \$(ord(h)=11) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 121 \text{ and } \text{ord}(t) <= 132), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation21 (k,h) \$(ord(h)=12) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 133 \text{ and } \text{ord}(t) <= 144), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation22 (k,h) \$(ord(h)=13) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 145 \text{ and } \text{ord}(t) <= 156), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation23 (k,h) \$(ord(h)=14) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 157 \text{ and } \text{ord}(t) <= 168), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation24 (k,h) \$(ord(h)=15) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 169 \text{ and } \text{ord}(t) <= 180), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation25 (k,h) \$(ord(h)=16) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 181 \text{ and } \text{ord}(t) <= 192), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation26 (k,h) \$(ord(h)=17) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 193 \text{ and } \text{ord}(t) <= 204), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation27 (k,h) \$(ord(h)=18) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 205 \text{ and } \text{ord}(t) <= 216), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation28 (k,h) \$(ord(h)=19) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 217 \text{ and } \text{ord}(t) <= 228), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation29 (k,h) \$(ord(h)=20) .. $\text{windgenerationenergytotalh}(k,h) = e = \text{sum}(t \$(\text{ord}(t) >= 229 \text{ and } \text{ord}(t) <= 240), \text{windgenerationenergytotal}(k,t));$

Equation30 (k,h) \$(ord(h)=21) .. windgenerationenergytotalh(k,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=241 and ord(t)<=252), windgenerationenergytotal(k,t));

Equation31 (k,h) \$(ord(h)=22) .. windgenerationenergytotalh(k,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=253 and ord(t)<=264), windgenerationenergytotal(k,t));

Equation32 (k,h) \$(ord(h)=23) .. windgenerationenergytotalh(k,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=265 and ord(t)<=276), windgenerationenergytotal(k,t));

Equation33 (k,h) \$(ord(h)=24) .. windgenerationenergytotalh(k,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=277 and ord(t)<=288), windgenerationenergytotal(k,t));

Equation34 (k,t) .. windgenerationenergytotal(k,t) =e= **sum**((wind), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation35 (wind,k,t) .. windgenerationenergy(wind,k,t)
=e=((windgeneration(wind,k,t)+windgeneration(wind,k,t+1))/2)*DT);

Equation36 .. CVaR =e= La - ((1/(1-alfa))* **sum**((k,l,m,s), pl*pk*pm*p(s)*Il(k,l,m,s)));

Equation37 (k,l,s,m) .. La-(**sum**((h), SE_Price_dayahead(h,l) * windproductions_DA(k,h))*(1/1000)+**sum**((h), SE_Price_up_balancing(h,m) * windproductions_BMup(k,h))*(1/1000)-**sum**((h), SE_Price_down_balancing(h,m) * windproductions_BMdown(k,h))*(1/1000)+**sum**((h), bilateral_price * windproductions_bilateral(k,h))*(1/1000)-**sum**((h), SE_Price_dayahead(h,l) * P_EV_consumed_DA(s,h))*(1/1000)-**sum**((h), SE_Price_down_balancing(h,m) * P_EV_consumed_BMdown(s,h))*(1/1000)+**sum**((h), SE_Price_up_balancing(h,m) * P_EV_produced_BMup(s,h))*(1/1000)) =l= Il(k,l,m,s);

Equation38 (k,l,m,s) .. Il(k,l,m,s) =g= 0;

Equation39 (s,h) \$(ord(h)=1) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=1 and ord(t)<=12), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation40 (s,h) \$(ord(h)=2) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=13 and ord(t)<=24), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation41 (s,h) \$(ord(h)=3) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=25 and ord(t)<=36), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation42 (s,h) \$(ord(h)=4) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=37 and ord(t)<=48), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation43 (s,h) \$(ord(h)=5) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=49 and ord(t)<=60), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation44 (s,h) \$(ord(h)=6) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=61 and ord(t)<=72), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation45 (s,h) \$(ord(h)=7) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=73 and ord(t)<=84), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation46 (s,h) \$(ord(h)=8) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=85 and ord(t)<=96), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation47 (s,h) \$(ord(h)=9) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=97 and ord(t)<=108), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation48 (s,h) \$(ord(h)=10) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=109 and ord(t)<=120), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation49 (s,h) \$(ord(h)=11) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=121 and ord(t)<=132), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation50 (s,h) \$(ord(h)=12) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=133 and ord(t)<=144), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation51 (s,h) \$(ord(h)=13) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=145 and ord(t)<=156), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation52 (s,h) \$(ord(h)=14) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=157 and ord(t)<=168), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation53 (s,h) \$(ord(h)=15) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=169 and ord(t)<=180), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation54 (s,h) \$(ord(h)=16) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=181 and ord(t)<=192), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation55 (s,h) \$(ord(h)=17) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=193 and ord(t)<=204), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation56 (s,h) \$(ord(h)=18) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= **sum**(t \$(ord(t)>=205 and ord(t)<=216), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation57 (s,h) \$(ord(h)=19) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=217 and ord(t)<=228), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation58 (s,h) \$(ord(h)=20) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=229 and ord(t)<=240), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation59 (s,h) \$(ord(h)=21) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=241 and ord(t)<=252), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation60 (s,h) \$(ord(h)=22) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=253 and ord(t)<=264), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation61 (s,h) \$(ord(h)=23) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=265 and ord(t)<=276), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation62 (s,h) \$(ord(h)=24) .. E_RT_consumed_EV(s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=277 and ord(t)<=288), E_RTt_consumed_EV(s,t));

Equation63 (s,t) .. E_RTt_consumed_EV(s,t) =e= sum((f,y), E_ev_ch(f,y,s,t));

Equation64 (f,y,s,t) \$(ord(t)>=T_ev_C(f,y,s) and ord(t)<T_ev_L(f,y,s)) .. P_ev_ch(f,y,s,t) =l= R_ch_ev(y)*u_ev(f,y,s,t);

Equation65 (f,y,s,t) \$(ord(t)<T_ev_C(f,y,s) and ord(t)>=T_ev_L(f,y,s)) .. P_ev_ch(f,y,s,t) =e= 0;

Equation66 (f,y,s,t) \$(ord(t)>T_ev_C(f,y,s) and ord(t)<=T_ev_L(f,y,s)) .. SOE_ev(f,y,s,t) =e= SOE_ev(f,y,s,t-1) + Eff_ch_ev(y)*P_ev_ch(f,y,s,t)*DT;

Equation67 (f,y,s,t) \$(ord(t)>=T_ev_C(f,y,s) and ord(t)<=T_ev_L(f,y,s)) .. SOE_ev(f,y,s,t) =l= E_ev_max(y);

Equation68 (f,y,s,t) \$(ord(t)>=T_ev_C(f,y,s) and ord(t)<=T_ev_L(f,y,s)) .. SOE_ev(f,y,s,t) =g= E_ev_min(y);

Equation69 (f,y,s,t) \$(ord(t)=T_ev_L(f,y,s)) .. SOE_ev(f,y,s,t) =e= E_ev_max(y)*(1);

Equation70 (f,y,s,t) .. E_ev_ch(f,y,s,t) =e= ((P_ev_ch(f,y,s,t)+P_ev_ch(f,y,s,t+1))/2)*DT;

Equation71 (k,h) .. windproductions_BMup(k,h) =l= windgenerationenergytotalh(k,h)-sum((wind), windgenerationenergycurt(k,wind,h))-windproductions_bilateral(k,h);

Equation7171 (k,wind,h) .. windgenerationenergycurt(k,wind,h) =l= windgenerationenergytotalhw(wind,k,h);

Equation72 (k,h) .. windproductions_BMdown(k,h) =l= windproductions_DA(k,h);

Equation73 (s,h) .. P_EV_consumed_BMdown(s,h) =l= E_RT_consumed_EV(s,h)-P_EV_consumed_DA(s,h);

Equation74 (s,h) .. P_EV_produced_BMup(s,h) =l= E_RT_consumed_EV(s,h);

Equation75 (k,h,s) .. windproductions_DA(k,h) =l= windgenerationenergytotalh(k,h)-sum((wind), windgenerationenergycurt(k,wind,h))-windproductions_bilateral(k,h);

Equation76 (s,h) .. P_EV_consumed_DA(s,h) =l= E_RT_consumed_EV(s,h);

Equation77 (s,h) .. P_EV_consumed_BMdown(s,h) =l= 10000000*(1-u_(h));

Equation78 (s,h) .. P_EV_produced_BMup(s,h) =l= 10000000*u_(h);

Equation79 (k,h) .. windproductions_DA(k,h) =l= 10000000*u_2(h);

Equation80 (s,h) .. P_EV_consumed_DA(s,h) =l= 10000000*(1-u_2(h));

Equation81 (k,h) .. windproductions_BMup(k,h) =l= 10000000*u_(h);

Equation82 (k,h) .. windproductions_BMdown(k,h) =l= 10000000*(1-u_(h));

Equation83 (s,h,f,b) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =l= lcap(h,b,f);

Equation84 (k,h,wind,c) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h)-windgenerationenergycurt(k,wind,h)=l= lcap2(h,c,wind);

Equation85 (f,s,h) \$(ord(h)=1) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=1 and ord(t)<=12), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation86 (f,s,h) \$(ord(h)=2) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=13 and ord(t)<=24), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation87 (f,s,h) \$(ord(h)=3) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=25 and ord(t)<=36), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation88 (f,s,h) \$(ord(h)=4) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=37 and ord(t)<=48), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation89 (f,s,h) \$(ord(h)=5) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=49 and ord(t)<=60), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation90 (f,s,h) \$(ord(h)=6) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=61 and ord(t)<=72), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation91 (f,s,h) \$(ord(h)=7) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=73 and ord(t)<=84), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation92 (f,s,h) \$(ord(h)=8) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=85 and ord(t)<=96), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation93 (f,s,h) \$(ord(h)=9) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=97 and ord(t)<=108), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation94 (f,s,h) \$(ord(h)=10) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=109 and ord(t)<=120), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation95 (f,s,h) \$(ord(h)=11) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=121 and ord(t)<=132), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation96 (f,s,h) \$(ord(h)=12) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=133 and ord(t)<=144), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation97 (f,s,h) \$(ord(h)=13) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=145 and ord(t)<=156), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation98 (f,s,h) \$(ord(h)=14) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=157 and ord(t)<=168), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation99 (f,s,h) \$(ord(h)=15) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=169 and ord(t)<=180), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation100 (f,s,h) \$(ord(h)=16) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=181 and ord(t)<=192), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation101 (f,s,h) \$(ord(h)=17) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=193 and ord(t)<=204), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation102 (f,s,h) \$(ord(h)=18) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=205 and ord(t)<=216), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation103 (f,s,h) \$(ord(h)=19) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=217 and ord(t)<=228), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation104 (f,s,h) \$(ord(h)=20) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=229 and ord(t)<=240), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation105 (f,s,h) \$(ord(h)=21) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=241 and ord(t)<=252), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation106 (f,s,h) \$(ord(h)=22) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=253 and ord(t)<=264), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation107 (f,s,h) \$(ord(h)=23) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=265 and ord(t)<=276), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation108 (f,s,h) \$(ord(h)=24) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=277 and ord(t)<=288), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation109 (f,s,t) .. E_RTt_consumed_EVf(f,s,t) =e= sum((y), E_ev_ch(f,y,s,t));

Equation110 (wind,k,h) \$(ord(h)=1) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=1 and ord(t)<=12), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation111 (wind,k,h) \$(ord(h)=2) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=13 and ord(t)<=24), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation112 (wind,k,h) \$(ord(h)=3) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=25 and ord(t)<=36), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation113 (wind,k,h) \$(ord(h)=4) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=37 and ord(t)<=48), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation114 (wind,k,h) \$(ord(h)=5) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=49 and ord(t)<=60), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation115 (wind,k,h) \$(ord(h)=6) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=61 and ord(t)<=72), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation116 (wind,k,h) \$(ord(h)=7) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=73 and ord(t)<=84), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation117 (wind,k,h) \$(ord(h)=8) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=85 and ord(t)<=96), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation118 (wind,k,h) \$(ord(h)=9) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=97 and ord(t)<=108), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation119 (wind,k,h) \$(ord(h)=10) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=109 and ord(t)<=120), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation120 (wind,k,h) \$(ord(h)=11) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=121 and ord(t)<=132), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation121 (wind,k,h) \$(ord(h)=12) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=133 and ord(t)<=144), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation122 (wind,k,h) \$(ord(h)=13) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=145 and ord(t)<=156), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation123 (wind,k,h) \$(ord(h)=14) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=157 and ord(t)<=168), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation124 (wind,k,h) \$(ord(h)=15) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=169 and ord(t)<=180), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation125 (wind,k,h) \$(ord(h)=16) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=181 and ord(t)<=192), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation126 (wind,k,h) \$(ord(h)=17) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=193 and ord(t)<=204), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation127 (wind,k,h) \$(ord(h)=18) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=205 and ord(t)<=216), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation128 (wind,k,h) \$(ord(h)=19) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=217 and ord(t)<=228), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation129 (wind,k,h) \$(ord(h)=20) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=229 and ord(t)<=240), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation130 (wind,k,h) \$(ord(h)=21) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=241 and ord(t)<=252), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation131 (wind,k,h) \$(ord(h)=22) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=253 and ord(t)<=264), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation132 (wind,k,h) \$(ord(h)=23) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=265 and ord(t)<=276), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation133 (wind,k,h) \$(ord(h)=24) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=277 and ord(t)<=288), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation134 .. expproff =e= E_DA_selling_wind+E_BM_selling_wind-E_BM_buying_wind+windproductions_bilateraltp-E_DA_buying_EV-E_BM_buying_EV+E_BM_selling_EV;

model alpercicek1 /ALL/;

option mip=CPLEX;

option optcr=0;

option threads=0;

option reslim = 100000;

SOLVE alpercicek1 using mip maximizing tott;

B.1 Bölüm 5'te Yer Alan Matematiksel Modele Ait GAMS Kodları

```
$CALL GDXXRW alpercicek2.xlsx Index=ParamsAndSets!A1

$GDXXIN alpercicek2.gdx

Scalar pk /0.333333333/;

Scalar pl /0.1/;

Scalar pm /0.1/;

Scalar alfa /0.9/;

Scalar Beta /0.3/;

Scalar DT /0.25/;

Scalar ps /0.5/;

Scalar bilateral_price /37/;

display pk,pl,pm,alfa,Beta,ps;

SETS

t, wind, k, l, m, f, h, y, s, evdat, pv, ww, pp, ee, pr;

$LOAD pr ww pp ee t wind k l m f h y s evdat pv

display pr, ww, pp, ee, t,wind,k,l,m,f,h,y,s,evdat,pv;

Parameters

SE_Price_up_balancing(h,m), SE_Price_down_balancing(h,m), SE_Price_dayahead(h,l), windgeneration(wind,k,t),
pvgeneration(pv,k,t), Capw(wind,ww), Capp(pv,pp), Cape(f,ee), lcap(h,f), lcap2(h,pv), lcap3(h,wind), pro1(pr,f),
pro2(pr,pv), pro3(pr,wind);

$LOAD pro1 pro2 pro3 lcap lcap2 lcap3 Capw Capp Cape SE_Price_up_balancing SE_Price_down_balancing
SE_Price_dayahead windgeneration pvgeneration

display pro1, pro2, pro3, lcap, lcap2, lcap3, Capw, Capp, Cape, SE_Price_up_balancing, SE_Price_down_balancing,
SE_Price_dayahead, windgeneration, pvgeneration;

Parameters

EVDATA(y,evdat), E_ev_ini(f,y,s), T_ev_C(f,y,s), T_ev_L(f,y,s);

$LOAD EVDATA E_ev_ini T_ev_C T_ev_L

display EVDATA, E_ev_ini, T_ev_C, T_ev_L;

Parameters

E_ev_max(y), E_ev_min(y), R_ch_ev(y), Eff_ch_ev(y), R_disch_ev(y), Eff_disch_ev(y);

E_ev_max(y)= EVDATA(y,'E_ev_max');

E_ev_min(y)= EVDATA(y,'E_ev_min');

R_ch_ev(y)= EVDATA(y,'R_ch_ev');

Eff_ch_ev(y)= EVDATA(y,'Eff_ch_ev');

R_disch_ev(y)= EVDATA(y,'R_disch_ev');

Eff_disch_ev(y)= EVDATA(y,'Eff_disch_ev');

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

Variables

tott, E_DA_selling_wind, windproductions_DA(wind,k,h), CVaR, La, Il(k,l,m,s), windgenerationenergy(wind,k,t),
windproductions_BMup(wind,k,h), windproductions_BMdown(wind,k,h), E_BM_selling_wind, E_BM_buying_wind,
windgenerationenergytotalhw(wind,k,h), DesWind(wind), RealWind(wind), winddamage(wind), L1(wind), L2(wind),
L3(wind), L4(wind), L5(f), L6(f), E_DA_buying_EV, E_DA_selling_EV, E_BM_buying_EV, E_BM_selling_EV,
P_EV_consumed_DA(f,s,h), P_EV_produced_DA(f,s,h), P_EV_consumed_BMdown(f,s,h), P_EV_produced_BMup(f,s,h),
P_wind_to_EV(f,s,h), E_RT_consumed_EVf(f,s,h), E_RT_produced_EVf(f,s,h), P_ev_ch(f,y,s,t), P_ev_disch(f,y,s,t),
SOE_ev(f,y,s,t), E_ev_ch(f,y,s,t), E_ev_disch(f,y,s,t), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t), E_RTt_produced_EVf(f,s,t),
DesEVPL(f), RealEVPL(f), EVPLdamage(f), L7(f), L8(f), L9(pv), L10(pv), L11(pv), L12(pv),
pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h), pvgenerationenergy(pv,k,t), pvproductions_DA(pv,k,h),
pvproductions_BMdown(pv,k,h), pvproductions_BMup(pv,k,h), E_BM_buying_pv, E_BM_selling_pv, E_DA_selling_pv,
```

P_pv_to_EV(f,s,h), DesPV(pv), RealPV(pv), PVdamage(pv), windproductions_bilateraltp,
windproductions_bilateral(wind,k,h), pvproductions_bilateraltp, pvproductions_bilateral(pv,k,h),
windgenerationenergycurt(k,wind,h), pvgenerationenergycurt(k,pv,h), windproductions_bilateraltp,
pvproductions_bilateraltp, windproductions_bilateral(wind,k,h), pvproductions_bilateral(pv,k,h),
windgenerationenergycurt(k,wind,h), pvgenerationenergycurt(k,pv,h);

Positive Variables

windproductions_bilateraltp, windproductions_bilateral, pvproductions_bilateraltp, pvproductions_bilateral,
windgenerationenergycurt, pvgenerationenergycurt, windproductions_bilateraltp, pvproductions_bilateraltp,
windproductions_bilateral, pvproductions_bilateral, windgenerationenergycurt, pvgenerationenergycurt,
windproductions_bilateraltp, windproductions_bilateral, pvproductions_bilateraltp, pvproductions_bilateral,
windgenerationenergycurt, pvgenerationenergycurt, L1, L2, L3, L4, L5, L6, L7, L8, L9, L10, L11, L12, DesPV, DesWind,
DesEVPL, RealWind, RealPV, RealEVPL, P_pv_to_EV, pvgenerationenergytotalhw, pvgenerationenergy,
pvproductions_DA, pvproductions_BMdown, pvproductions_BMup, E_BM_buying_pv, E_BM_selling_pv,
E_DA_selling_pv, P_ev_ch, P_ev_disch, SOE_ev, E_ev_ch, E_ev_disch, E_RTt_consumed_EVf, E_RTt_consumed_EVf,
E_RT_consumed_EVf, E_RT_produced_EVf, P_wind_to_EV, P_EV_consumed_DA, P_EV_produced_DA,
P_EV_consumed_BMdown, P_EV_produced_BMup, E_DA_buying_EV, E_DA_selling_EV, E_BM_buying_EV,
E_BM_selling_EV, E_BM_buying_wind, E_BM_selling_wind, windproductions_BMup, windproductions_BMdown,
windgenerationenergy, windgenerationenergytotalh, windproductions_up_BM, windproductions_down_BM,
E_BM_up_wind, E_BM_down_wind, Il, E_DA_selling_wind, windproductions_DA;

Binary Variables

u_EVmarket(f,s,h), u_EVmarket2(f,s,h), u_ev(f,y,s,t), u_pv(pv,k,h), u_(h,k,s), u_2(h,k,s), u_3(h,s), u_lin1(wind),
u_lin2(wind), u_lin3(wind), u_lin4(wind), u_lin5(f), u_lin6(f), u_lin7(f), u_lin8(f), u_lin9(pv), u_lin10(pv),
u_lin11(pv), u_lin12(pv);

INITIAL CONDITIONS

SOE_ev.fx(f,y,s,t)\$(ord(t)=T_ev_C(f,y,s))=E_ev_ini(f,y,s);

SOE_ev.fx(f,y,s,t)\$(ord(t)<T_ev_C(f,y,s))=0;

P_ev_ch.fx(f,y,s,t)\$(ord(t)<T_ev_C(f,y,s))=0;

P_ev_ch.fx(f,y,s,t)\$(ord(t)>=T_ev_L(f,y,s))=0;

P_ev_disch.fx(f,y,s,t)\$(ord(t)<T_ev_C(f,y,s))=0;

P_ev_disch.fx(f,y,s,t)\$(ord(t)>=T_ev_L(f,y,s))=0;

Equations

Objective, Equation1, Equation2, Equation3, Equation4, Equation5, Equation6, Equation7, Equation8, Equation9,
Equation10, Equation11, Equation12, Equation13, Equation14, Equation15, Equation16, Equation17, Equation18,
Equation19, Equation20, Equation21, Equation22, Equation23, Equation24, Equation25, Equation2525, Equation2526,
Equation26, Equation27, Equation28, Equation29, Equation30, Equation31, Equation32, Equation33, Equation34,
Equation35, Equation36, Equation37, Equation38, Equation39, Equation40, Equation41, Equation42, Equation43,
Equation44, Equation45, Equation46, Equation47, Equation48, Equation49, Equation50, Equation51, Equation52,
Equation53, Equation54, Equation55, Equation56, Equation57, Equation58, Equation59, Equation60, Equation61,
Equation62, Equation63, Equation64, Equation65, Equation66, Equation67, Equation68, Equation69, Equation70,
Equation71, Equation72, Equation73, Equation74, Equation75, Equation76, Equation77, Equation78, Equation79,
Equation80, Equation81, Equation82, Equation83, Equation84, Equation85, Equation86, Equation87, Equation88,
Equation89, Equation90, Equation91, Equation92, Equation93, Equation94, Equation95, Equation96, Equation97,
Equation98, Equation99, Equation100, Equation101, Equation102, Equation103, Equation104,
Equation105, Equation106, Equation107, Equation108, Equation109, Equation110, Equation111, Equation112,
Equation113, Equation114, Equation115, Equation116, Equation117, Equation118, Equation119, Equation120,
Equation121, Equation122, Equation123, Equation124, Equation125, Equation126, Equation127, Equation128,
Equation129, Equation130, Equation131, Equation132, Equation133, Equation134, Equation136, Equation135,
Equation136, Equation137, Equation138, Equation139, Equation140, Equation141, Equation142, Equation143,
Equation144, Equation145, Equation146, Equation147, Equation148, Equation149, Equation150, Equation151,
Equation152, Equation153, Equation154, Equation155, Equation156, Equation157, Equation158, Equation159,
Equation160, Equation161, Equation162, Equation163, Equation164, Equation165, Equation166, Equation167,
Equation168, Equation169, Equation170, Equation171, Equation172, Equation173, Equation174, Equation175,
Equation176, Equation177, Equation178, Equation179, Equation180, Equation181, Equation182, Equation183,
Equation184, Equation185, Equation186, Equation187, Equation188, Equation189, Equation190, Equation191,
Equation192, Equation193, Equation194, Equation195, Equation196, Equation197, Equation198, Equation199,
Equation200, Equation201, Equation202, Equation203, Equation204, Equation205, Equation206, Equation207,
Equation208, Equation209, Equation210, Equation211, Equation212, Equation213, Equation214, Equation215,
Equation216, Equation217, Equation218, Equation219, Equation220, Equation221, Equation222, Equation223,
Equation224;

Objective .. tott=e= ((1-Beta) * (E_DA_selling_wind+E_BM_selling_wind+windproductions_bilateraltp-
E_BM_buying_wind-E_DA_buying_EV+E_DA_selling_EV-
E_BM_buying_EV+E_BM_selling_EV+E_DA_selling_pv+E_BM_selling_pv+pvproductions_bilateraltp-E_BM_buying_pv)
+ (Beta * CVaR));

Equation1 .. E_DA_selling_wind =e= $\sum((wind,k,l,h), pk * pl * SE_Price_dayahead(h,l) * windproductions_DA(wind,k,h)) * (1/1000)$;

Equation2 .. E_BM_selling_wind =e= $\sum((wind,k,m,h), pk * pm * SE_Price_up_balancing(h,m) * windproductions_BMup(wind,k,h)) * (1/1000)$;

Equation3 .. windproductions_bilateraltp =e= $\sum((wind,k,h), pk * bilateral_price * windproductions_bilateral(wind,k,h)) * (1/1000)$;

Equation4 .. E_BM_buying_wind =e= $\sum((wind,k,m,h), pk * pm * SE_Price_down_balancing(h,m) * windproductions_BMdown(wind,k,h)) * (1/1000)$;

Equation5 .. E_DA_selling_pv =e= $\sum((pv,k,l,h), pk * pl * SE_Price_dayahead(h,l) * pvproductions_DA(pv,k,h)) * (1/1000)$;

Equation6 .. E_BM_selling_pv =e= $\sum((pv,k,m,h), pk * pm * SE_Price_up_balancing(h,m) * pvproductions_BMup(pv,k,h)) * (1/1000)$;

Equation7 .. pvproductions_bilateraltp =e= $\sum((pv,k,h), pk * bilateral_price * pvproductions_bilateral(pv,k,h)) * (1/1000)$;

Equation8 .. E_BM_buying_pv =e= $\sum((pv,k,m,h), pk * pm * SE_Price_down_balancing(h,m) * pvproductions_BMdown(pv,k,h)) * (1/1000)$;

Equation9 .. E_DA_buying_EV =e= $\sum((s,l,h,f), pl * ps * SE_Price_dayahead(h,l) * P_EV_consumed_DA(f,s,h)) * (1/1000)$;

Equation10 .. E_DA_selling_EV =e= $\sum((s,l,h,f), pl * ps * SE_Price_dayahead(h,l) * P_EV_produced_DA(f,s,h)) * (1/1000)$;

Equation11 .. E_BM_buying_EV =e= $\sum((s,m,h,f), pm * ps * SE_Price_down_balancing(h,m) * P_EV_consumed_BMdown(f,s,h)) * (1/1000)$;

Equation12 .. E_BM_selling_EV =e= $\sum((s,m,h,f), pm * ps * SE_Price_up_balancing(h,m) * P_EV_produced_BMup(f,s,h)) * (1/1000)$;

Equation13 (wind,k,h,s) .. windproductions_DA(wind,k,h) + windproductions_bilateral(wind,k,h) + $\sum(f, P_wind_to_EV(f,s,h))$ + windproductions_BMup(wind,k,h) - windproductions_BMdown(wind,k,h) =e= windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) - windgenerationenergycurt(k,wind,h);

Equation14 (pv,k,h,s) .. pvproductions_DA(pv,k,h) + pvproductions_bilateral(pv,k,h) + $\sum(f, P_pv_to_EV(f,s,h))$ + pvproductions_BMup(pv,k,h) - pvproductions_BMdown(pv,k,h) =e= pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) - pvgenerationenergycurt(k,pv,h);

Equation15 (s,h,f) .. P_EV_consumed_DA(f,s,h) + P_EV_consumed_BMdown(f,s,h) + P_wind_to_EV(f,s,h) + P_pv_to_EV(f,s,h) =e= E_RT_consumed_EVf(f,s,h);

Equation16 (s,h,f) .. P_EV_produced_DA(f,s,h) + P_EV_produced_BMup(f,s,h) =e= E_RT_produced_EVf(f,s,h);

Equation17 (wind,k,t) .. windgenerationenergy(wind,k,t) =e= (((windgeneration(wind,k,t) + windgeneration(wind,k,t+1))/2)*DT);

Equation18 (pv,k,t) .. pvgenerationenergy(pv,k,t) =e= (((pvgeneration(pv,k,t) + pvgeneration(pv,k,t+1))/2)*DT);

Equation19 .. CVaR =e= La - ((1/(1-alfa)) * $\sum((k,l,m,s), pl * ps * pk * pm * Il(k,l,m,s))$);

Equation20 (k,l,m,s) .. La - ($\sum((h,wind), SE_Price_dayahead(h,l) * windproductions_DA(wind,k,h)) * (1/1000)$ + $\sum((h,wind), bilateral_price * windproductions_bilateral(wind,k,h)) * (1/1000)$ + $\sum((h,wind), SE_Price_up_balancing(h,m) * windproductions_BMup(wind,k,h)) * (1/1000)$ - $\sum((h,wind), SE_Price_down_balancing(h,m) * windproductions_BMdown(wind,k,h)) * (1/1000)$ - $\sum((h,f), SE_Price_dayahead(h,l) * P_EV_consumed_DA(f,s,h)) * (1/1000)$ + $\sum((h,f), SE_Price_dayahead(h,l) * P_EV_produced_DA(f,s,h)) * (1/1000)$ - $\sum((h,f), SE_Price_down_balancing(h,m) * P_EV_consumed_BMdown(f,s,h)) * (1/1000)$ + $\sum((h,f), SE_Price_up_balancing(h,m) * P_EV_produced_BMup(f,s,h)) * (1/1000)$ + $\sum((pv,h), SE_Price_dayahead(h,l) * pvproductions_DA(pv,k,h)) * (1/1000)$ + $\sum((h,pv), bilateral_price * pvproductions_bilateral(pv,k,h)) * (1/1000)$ + $\sum((pv,h), SE_Price_up_balancing(h,m) * pvproductions_BMup(pv,k,h)) * (1/1000)$ - $\sum((pv,h), SE_Price_down_balancing(h,m) * pvproductions_BMdown(pv,k,h)) * (1/1000)$) =l= Il(k,l,m,s);

Equation21 (k,l,m,s) .. Il(k,l,m,s) =g= 0;

Equation22 (wind,k,h) .. windproductions_BMup(wind,k,h) =l= windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) - windgenerationenergycurt(k,wind,h);

Equation23 (wind,k,h) .. windproductions_bilateral(wind,k,h) =l= windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) - windgenerationenergycurt(k,wind,h);

Equation24 (wind,k,h) .. $\sum((s,f), ps * P_wind_to_EV(f,s,h))$ =l= windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) - windgenerationenergycurt(k,wind,h);

Equation25 (pv,k,h) .. **sum**((s,f), ps *P_pv_to_EV(f,s,h)) =l= pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h)-pvgenerationenergycurt(k,pv,h);

Equation2525 (wind,k,h) .. windgenerationenergycurt(k,wind,h) =l= windgenerationenergytotalhw(wind,k,h);

Equation2526 (pv,k,h) .. pvgenerationenergycurt(k,pv,h) =l= pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h);

Equation26 (wind,k,h) .. windproductions_BMdown(wind,k,h) =l= windproductions_DA(wind,k,h);

Equation27 (wind,k,h) .. windproductions_DA(wind,k,h) =l= windgenerationenergytotalhw(wind,k,h)-windgenerationenergycurt(k,wind,h);

Equation28 (pv,k,h) .. pvproductions_BMup(pv,k,h) =l= pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h)-pvgenerationenergycurt(k,pv,h);

Equation29 (pv,k,h) .. pvproductions_BMdown(pv,k,h) =l= pvproductions_DA(pv,k,h);

Equation30 (pv,k,h) .. pvproductions_DA(pv,k,h) =l= pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h)-pvgenerationenergycurt(k,pv,h);

Equation31 (s,h,f) .. P_EV_produced_DA(f,s,h) =l= E_RT_produced_EVf(f,s,h);

Equation32 (s,h,f) .. P_EV_consumed_DA(f,s,h) =l= E_RT_consumed_EVf(f,s,h);

Equation33 (s,h,f) .. P_EV_produced_BMup(f,s,h) =l= E_RT_produced_EVf(f,s,h);

Equation34 (s,h,f) .. P_EV_consumed_BMdown(f,s,h) =l= E_RT_consumed_EVf(f,s,h);

Equation35 (s,h,f) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =l= lcap(h,f);

Equation36 (s,h,f) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =l= lcap(h,f);

Equation37 (k,h,pv) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h)-pvgenerationenergycurt(k,pv,h)=l= lcap2(h,pv);

Equation38 (k,h,wind) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h)-windgenerationenergycurt(k,wind,h)=l= lcap3(h,wind);

Equation39 (h,k,s) .. **sum**((wind), windproductions_BMup(wind,k,h))+**sum**((pv), pvproductions_BMup(pv,k,h))+**sum**((f), P_EV_produced_BMup(f,s,h)) =l= 10000000*u_(h,k,s);

Equation40 (h,k,s) .. **sum**((wind), windproductions_BMdown(wind,k,h))+**sum**((pv), pvproductions_BMdown(pv,k,h))+**sum**((f), P_EV_consumed_BMdown(f,s,h)) =l= 10000000*(1-u_(h,k,s));

Equation41 (h,k,s) .. **sum**((wind), windproductions_DA(wind,k,h))+**sum**((pv), pvproductions_DA(pv,k,h))+**sum**((f), P_EV_produced_DA(f,s,h)) =l= 10000000*u_2(h,k,s);

Equation42 (h,k,s) .. **sum**((f), P_EV_consumed_DA(f,s,h)) =l= 10000000*(1-u_2(h,k,s));

Equation43 (s,h) .. **sum**(f, E_RT_consumed_EVf(f,s,h)) =l= 10000000000*(1-u_3(h,s));

Equation44 (s,h) .. **sum**(f, E_RT_produced_EVf(f,s,h)) =l= 10000000000*u_3(h,s);

Equation45 (wind,k,h) \$(**ord**(h)=1) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= **sum**(t \$(**ord**(t)>=1 and **ord**(t)<=4), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation46 (wind,k,h) \$(**ord**(h)=2) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= **sum**(t \$(**ord**(t)>=5 and **ord**(t)<=8), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation47 (wind,k,h) \$(**ord**(h)=3) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= **sum**(t \$(**ord**(t)>=9 and **ord**(t)<=12), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation48 (wind,k,h) \$(**ord**(h)=4) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= **sum**(t \$(**ord**(t)>=13 and **ord**(t)<=16), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation49 (wind,k,h) \$(**ord**(h)=5) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= **sum**(t \$(**ord**(t)>=17 and **ord**(t)<=20), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation50 (wind,k,h) \$(**ord**(h)=6) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= **sum**(t \$(**ord**(t)>=21 and **ord**(t)<=24), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation51 (wind,k,h) \$(**ord**(h)=7) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= **sum**(t \$(**ord**(t)>=25 and **ord**(t)<=28), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation52 (wind,k,h) \$(**ord**(h)=8) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= **sum**(t \$(**ord**(t)>=29 and **ord**(t)<=32), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation53 (wind,k,h) \$(**ord**(h)=9) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= **sum**(t \$(**ord**(t)>=33 and **ord**(t)<=36), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation54 (wind,k,h) \$(**ord**(h)=10) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= **sum**(t \$(**ord**(t)>=37 and **ord**(t)<=40), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation55 (wind,k,h) \$(**ord**(h)=11) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= **sum**(t \$(**ord**(t)>=41 and **ord**(t)<=44), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation56 (wind,k,h) \$(ord(h)=12) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=45 and ord(t)<=48), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation57 (wind,k,h) \$(ord(h)=13) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=49 and ord(t)<=52), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation58 (wind,k,h) \$(ord(h)=14) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=53 and ord(t)<=56), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation59 (wind,k,h) \$(ord(h)=15) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=57 and ord(t)<=60), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation60 (wind,k,h) \$(ord(h)=16) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=61 and ord(t)<=64), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation61 (wind,k,h) \$(ord(h)=17) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=65 and ord(t)<=68), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation62 (wind,k,h) \$(ord(h)=18) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=69 and ord(t)<=72), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation63 (wind,k,h) \$(ord(h)=19) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=73 and ord(t)<=76), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation64 (wind,k,h) \$(ord(h)=20) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=77 and ord(t)<=80), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation65 (wind,k,h) \$(ord(h)=21) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=81 and ord(t)<=84), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation66 (wind,k,h) \$(ord(h)=22) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=85 and ord(t)<=88), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation67 (wind,k,h) \$(ord(h)=23) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=89 and ord(t)<=92), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation68 (wind,k,h) \$(ord(h)=24) .. windgenerationenergytotalhw(wind,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=93 and ord(t)<=96), windgenerationenergy(wind,k,t));

Equation69 (pv,k,h) \$(ord(h)=1) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=1 and ord(t)<=4), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation70 (pv,k,h) \$(ord(h)=2) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=5 and ord(t)<=8), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation71 (pv,k,h) \$(ord(h)=3) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=9 and ord(t)<=12), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation72 (pv,k,h) \$(ord(h)=4) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=13 and ord(t)<=16), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation73 (pv,k,h) \$(ord(h)=5) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=17 and ord(t)<=20), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation74 (pv,k,h) \$(ord(h)=6) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=21 and ord(t)<=24), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation75 (pv,k,h) \$(ord(h)=7) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=25 and ord(t)<=28), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation76 (pv,k,h) \$(ord(h)=8) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=29 and ord(t)<=32), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation77 (pv,k,h) \$(ord(h)=9) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=33 and ord(t)<=36), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation78 (pv,k,h) \$(ord(h)=10) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=37 and ord(t)<=40), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation79 (pv,k,h) \$(ord(h)=11) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=41 and ord(t)<=44), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation80 (pv,k,h) \$(ord(h)=12) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=45 and ord(t)<=48), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation81 (pv,k,h) \$(ord(h)=13) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=49 and ord(t)<=52), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation82 (pv,k,h) \$(ord(h)=14) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=53 and ord(t)<=56), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation83 (pv,k,h) \$(ord(h)=15) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=57 and ord(t)<=60), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation84 (pv,k,h) \$(ord(h)=16) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=61 and ord(t)<=64), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation85 (pv,k,h) \$(ord(h)=17) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=65 and ord(t)<=68), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation86 (pv,k,h) \$(ord(h)=18) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=69 and ord(t)<=72), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation87 (pv,k,h) \$(ord(h)=19) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=73 and ord(t)<=76), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation88 (pv,k,h) \$(ord(h)=20) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=77 and ord(t)<=80), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation89 (pv,k,h) \$(ord(h)=21) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=81 and ord(t)<=84), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation90 (pv,k,h) \$(ord(h)=22) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=85 and ord(t)<=88), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation91 (pv,k,h) \$(ord(h)=23) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=89 and ord(t)<=92), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation92 (pv,k,h) \$(ord(h)=24) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,k,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=93 and ord(t)<=96), pvgenerationenergy(pv,k,t));

Equation93 (f,y,s,t) \$(ord(t)>=T_ev_C(f,y,s) and ord(t)<T_ev_L(f,y,s)) .. P_ev_ch(f,y,s,t) =l= R_ch_ev(y)*u_ev(f,y,s,t);

Equation94 (f,y,s,t) \$(ord(t)<T_ev_C(f,y,s) and ord(t)>=T_ev_L(f,y,s)) .. P_ev_ch(f,y,s,t) =e= 0;

Equation95 (f,y,s,t) \$(ord(t)>T_ev_C(f,y,s) and ord(t)<=T_ev_L(f,y,s)) .. SOE_ev(f,y,s,t) =e= SOE_ev(f,y,s,t-1) + Eff_ch_ev(y)*P_ev_ch(f,y,s,t)*DT-(P_ev_disch(f,y,s,t)/Eff_disch_ev(y))*DT;

Equation96 (f,y,s,t) \$(ord(t)>=T_ev_C(f,y,s) and ord(t)<=T_ev_L(f,y,s)) .. SOE_ev(f,y,s,t) =l= E_ev_max(y);

Equation97 (f,y,s,t) \$(ord(t)>=T_ev_C(f,y,s) and ord(t)<=T_ev_L(f,y,s)) .. SOE_ev(f,y,s,t) =g= E_ev_min(y);

Equation98 (f,y,s,t) \$(ord(t)=T_ev_L(f,y,s)) .. SOE_ev(f,y,s,t) =e= E_ev_max(y)*(1);

Equation99 (f,y,s,t) .. E_ev_ch(f,y,s,t) =e= ((P_ev_ch(f,y,s,t)+P_ev_ch(f,y,s,t+1))/2)*DT;

Equation100 (f,y,s,t) .. E_ev_disch(f,y,s,t) =e= ((P_ev_disch(f,y,s,t)+P_ev_disch(f,y,s,t+1))/2)*DT;

Equation101 (f,s,t) .. E_RTt_consumed_EVf(f,s,t) =e= sum((y), E_ev_ch(f,y,s,t));

Equation102 (s,t,f) .. E_RTt_produced_EVf(f,s,t) =e= sum((y), E_ev_disch(f,y,s,t));

Equation103 (f,y,s,t) \$(ord(t)>=T_ev_C(f,y,s) and ord(t)<T_ev_L(f,y,s)) .. P_ev_disch(f,y,s,t) =l= R_disch_ev(y)*(1-u_ev(f,y,s,t));

Equation104 (f,y,s,t) \$(ord(t)<T_ev_C(f,y,s) and ord(t)>=T_ev_L(f,y,s)) .. P_ev_disch(f,y,s,t) =e= 0;

Equation105 (f,s,h) \$(ord(h)=1) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=1 and ord(t)<=4), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation106 (f,s,h) \$(ord(h)=2) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=5 and ord(t)<=8), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation107 (f,s,h) \$(ord(h)=3) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=9 and ord(t)<=12), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation108 (f,s,h) \$(ord(h)=4) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=13 and ord(t)<=16), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation109 (f,s,h) \$(ord(h)=5) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=17 and ord(t)<=20), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation110 (f,s,h) \$(ord(h)=6) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=21 and ord(t)<=24), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation111 (f,s,h) \$(ord(h)=7) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=25 and ord(t)<=28), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation112 (f,s,h) \$(ord(h)=8) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=29 and ord(t)<=32), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation113 (f,s,h) \$(ord(h)=9) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=33 and ord(t)<=36), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation114 (f,s,h) \$(ord(h)=10) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=37 and ord(t)<=40), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation115 (f,s,h) \$(ord(h)=11) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=41 and ord(t)<=44), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation116 (f,s,h) \$(ord(h)=12) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=45 and ord(t)<=48), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation117 (f,s,h) \$(ord(h)=13) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=49 and ord(t)<=52), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation118 (f,s,h) \$(ord(h)=14) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=53 and ord(t)<=56), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation119 (f,s,h) \$(ord(h)=15) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=57 and ord(t)<=60), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation120 (f,s,h) \$(ord(h)=16) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=61 and ord(t)<=64), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation121 (f,s,h) \$(ord(h)=17) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=65 and ord(t)<=68), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation122 (f,s,h) \$(ord(h)=18) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=69 and ord(t)<=72), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation123 (f,s,h) \$(ord(h)=19) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=73 and ord(t)<=76), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation124 (f,s,h) \$(ord(h)=20) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=77 and ord(t)<=80), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation125 (f,s,h) \$(ord(h)=21) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=81 and ord(t)<=84), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation126 (f,s,h) \$(ord(h)=22) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=85 and ord(t)<=88), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation127 (f,s,h) \$(ord(h)=23) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=89 and ord(t)<=92), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation128 (f,s,h) \$(ord(h)=24) .. E_RT_consumed_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=93 and ord(t)<=96), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t));

Equation129 (f,s,h) \$(ord(h)=1) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=1 and ord(t)<=4), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation130 (f,s,h) \$(ord(h)=2) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=5 and ord(t)<=8), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation131 (f,s,h) \$(ord(h)=3) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=9 and ord(t)<=12), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation132 (f,s,h) \$(ord(h)=4) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=13 and ord(t)<=16), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation133 (f,s,h) \$(ord(h)=5) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=17 and ord(t)<=20), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation134 (f,s,h) \$(ord(h)=6) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=21 and ord(t)<=24), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation135 (f,s,h) \$(ord(h)=7) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=25 and ord(t)<=28), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation136 (f,s,h) \$(ord(h)=8) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=29 and ord(t)<=32), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation137 (f,s,h) \$(ord(h)=9) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=33 and ord(t)<=36), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation138 (f,s,h) \$(ord(h)=10) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=37 and ord(t)<=40), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation139 (f,s,h) \$(ord(h)=11) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=41 and ord(t)<=44), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation140 (f,s,h) \$(ord(h)=12) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=45 and ord(t)<=48), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation141 (f,s,h) \$(ord(h)=13) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=49 and ord(t)<=52), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation142 (f,s,h) \$(ord(h)=14) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=53 and ord(t)<=56), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation143 (f,s,h) \$(ord(h)=15) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=57 and ord(t)<=60), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation144 (f,s,h) \$(ord(h)=16) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=61 and ord(t)<=64), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation145 (f,s,h) \$(ord(h)=17) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=65 and ord(t)<=68), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation146 (f,s,h) \$(ord(h)=18) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=69 and ord(t)<=72), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation147 (f,s,h) \$(ord(h)=19) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=73 and ord(t)<=76), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation148 (f,s,h) \$(ord(h)=20) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=77 and ord(t)<=80), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation149 (f,s,h) \$(ord(h)=21) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=81 and ord(t)<=84), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation150 (f,s,h) \$(ord(h)=22) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=85 and ord(t)<=88), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation151 (f,s,h) \$(ord(h)=23) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=89 and ord(t)<=92), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

Equation152 (f,s,h) \$(ord(h)=24) .. E_RT_produced_EVf(f,s,h) =e= sum(t \$(ord(t)>=93 and ord(t)<=96), E_RTt_produced_EVf(f,s,t));

*sum(wind, winddamage(wind))+ sum(f, EVPLdamage(f))+sum(pv, pvdamage(pv))-sum(wind, windprofit(wind))-sum(pv, PVprofit(pv))-sum(f, EVPLprofit(f));

Equation153 (wind,pr) .. DesWind(wind) =e= pro3(pr,wind);

Equation154 (wind) .. RealWind(wind) =e= sum((k,l,h), pk * pl * SE_Price_dayahead(h,l) * windproductions_DA(wind,k,h))*(1/1000)+sum((k,h), pk * bilateral_price * windproductions_bilateral(wind,k,h))*(1/1000)+sum((s,f,h), ps * 37 * P_wind_to_EV(f,s,h))*(1/1000)+sum((k,m,h), pk * pm * SE_Price_up_balancing(h,m) * windproductions_BMup(wind,k,h))*(1/1000)-sum((k,m,h), pk * pm * SE_Price_down_balancing(h,m) * windproductions_BMdown(wind,k,h))*(1/1000);

Equation155 (wind) .. RealWind(wind) =g= DesWind(wind)-winddamage(wind);

Equation156 (wind) .. winddamage(wind) =g= 0;

Equation157 (wind) .. RealWind(wind) =g= DesWind(wind)*0.95;

Equation158 (wind) .. RealWind(wind) =l= DesWind(wind)*1.8;

Equation159 (f,pr) .. DesEVPL(f) =e= pro1(pr,f);

Equation160 (f) .. RealEVPL(f) =e= sum((s,l,h), pl*ps * SE_Price_dayahead(h,l) * P_EV_consumed_DA(f,s,h))*(1/1000)+sum((s,h), ps * 37 * P_wind_to_EV(f,s,h))*(1/1000)+sum((s,h), ps * 37 * P_pv_to_EV(f,s,h))*(1/1000)-sum((s,l,h), pl*ps * SE_Price_dayahead(h,l) * P_EV_produced_DA(f,s,h))*(1/1000)+sum((s,m,h), pm*ps * SE_Price_down_balancing(h,m) * P_EV_consumed_BMdown(f,s,h))*(1/1000)-sum((s,m,h), pm*ps * SE_Price_up_balancing(h,m) * P_EV_produced_BMup(f,s,h))*(1/1000);

Equation161 (f) .. RealEVPL(f) =l= DesEVPL(f)+EVPLdamage(f);

Equation162 (f) .. EVPLdamage(f) =g= 0;

Equation163 (f) .. RealEVPL(f) =l= DesEVPL(f)*1.1;

Equation164 (f) .. RealEVPL(f) =g= DesEVPL(f)*0.5;

Equation165 (pv,pr) .. DesPV(pv) =e= pro2(pr,pv);

Equation166 (pv) .. RealPV(pv) =e= sum((k,l,h), pk * pl * SE_Price_dayahead(h,l) * pvproductions_DA(pv,k,h))*(1/1000)+sum((k,h), pk * bilateral_price * pvproductions_bilateral(pv,k,h))*(1/1000)+sum((s,f,h), ps * (7) * P_pv_to_EV(f,s,h))*(1/1000)+sum((k,m,h), pk * pm * SE_Price_up_balancing(h,m) * pvproductions_BMup(pv,k,h))*(1/1000)-sum((k,m,h), pk * pm * SE_Price_down_balancing(h,m) * pvproductions_BMdown(pv,k,h))*(1/1000);

Equation167 (pv) .. RealPV(pv) =g= DesPV(pv)-PVdamage(pv);

Equation168 (pv) .. PVdamage(pv) =g= 0;

Equation169 (pv) .. RealPV(pv) =g= DesPV(pv)*0.95;

Equation170 (pv) .. RealPV(pv) =l= DesPV(pv)*1.8;

Equation171 (wind,ww) \$(ord(ww)=1) .. Capw(wind,ww)-L1(wind)-L2(wind) =e= 0;

Equation172 (wind) .. -L1(wind)-L3(wind)+L4(wind) =e= 0;

Equation173 (f,ee) \$(ord(ee)=1) .. Cape(f,ee)-L5(f)-L6(f) =e= 0;

Equation174 (f) .. L5(f)+L7(f)-L8(f) =e= 0;

Equation175 (pv,pp) \$(ord(pp)=1) .. Capp(pv,pp)-L9(pv)-L10(pv) =e= 0;

Equation176 (pv) .. -L9(pv)-L11(pv)+L12(pv) =e= 0;

Equation177 (wind) .. L1(wind) =g= 0;

Equation178 (wind) .. L2(wind) =g= 0;

Equation179 (wind) .. L3(wind) =g= 0;

Equation180 (wind) .. L4(wind) =g= 0;

Equation181 (f) .. L5(f) =g= 0;

Equation182 (f) .. L6(f) =g= 0;

Equation183 (f) .. L7(f) =g= 0;

Equation184 (f) .. L8(f) =g= 0;

Equation185 (pv) .. L9(pv) =g= 0;

Equation186 (pv) .. L10(pv) =g= 0;

Equation187 (pv) .. L11(pv) =g= 0;

Equation188 (pv) .. L12(pv) =g= 0;

Equation189 (wind) .. L1(wind) =l= u_lin1(wind)*10000000;

Equation190 (wind) .. -(-RealWind(wind)+DesWind(wind)-winddamage(wind)) =l= (1-u_lin1(wind))*10000000;

Equation191 (wind) .. -(-RealWind(wind)+DesWind(wind)-winddamage(wind)) =g= 0;

Equation192 (wind) .. L2(wind) =l= u_lin2(wind)*10000000;

Equation193 (wind) .. (winddamage(wind)) =l= (1-u_lin2(wind))*10000000;

Equation194 (wind) .. (winddamage(wind)) =g= 0;

Equation195 (wind) .. L3(wind) =l= u_lin3(wind)*10000000;

Equation196 (wind) .. -(-RealWind(wind)+DesWind(wind)*0.95) =l= (1-u_lin3(wind))*10000000;

Equation197 (wind) .. -(-RealWind(wind)+DesWind(wind)*0.95) =g= 0;

Equation198 (wind) .. L4(wind) =l= u_lin4(wind)*10000000000;

Equation199 (wind) .. -(RealWind(wind)-DesWind(wind)*1.8) =l= (1-u_lin4(wind))*10000000000;

Equation200 (wind) .. -(RealWind(wind)-DesWind(wind)*1.8) =g= 0;

Equation201 (f) .. L5(f) =l= u_lin5(F)*10000000;

Equation202 (f) .. -(RealEVPL(f)-DesEVPL(f)-EVPLdamage(f)) =l= (1-u_lin5(f))*10000000;

Equation203 (f) .. -(RealEVPL(f)-DesEVPL(f)-EVPLdamage(f)) =g= 0;

Equation204 (f) .. L6(f) =l= u_lin6(F)*10000000;

Equation205 (f) .. (EVPLdamage(f)) =l= (1-u_lin6(f))*10000000;

Equation206 (f) .. (EVPLdamage(f)) =g= 0;

Equation207 (f) .. L7(f) =l= u_lin7(f)*10000000;

Equation208 (f) .. -(RealEVPL(f)-DesEVPL(f)*1.1) =l= (1-u_lin7(f))*10000000;

Equation209 (f) .. -(RealEVPL(f)-DesEVPL(f)*1.1) =g= 0;

Equation210 (f) .. L8(f) =l= u_lin8(F)*10000000;

Equation211 (f) .. -(-RealEVPL(f)+DesEVPL(f)*0.5) =l= (1-u_lin8(f))*10000000;

Equation212 (f) .. -(-RealEVPL(f)+DesEVPL(f)*0.5) =g= 0;

Equation213 (pv) .. L9(pv) =l= u_lin9(pv)*10000000;

Equation214 (pv) .. -(-Realpv(pv)+Despv(pv)-pvdamage(pv)) =l= (1-u_lin9(pv))*10000000;

Equation215 (pv) .. -(-Realpv(pv)+Despv(pv)-pvdamage(pv)) =g= 0;

Equation216 (pv) .. L10(pv) =l= u_lin10(pv)*10000000;

```

Equation217 (pv) .. (pvdamage(pv)) =l= (1-u_lin10(pv))*10000000;
Equation218 (pv) .. (pvdamage(pv)) =g= 0;
Equation219 (pv) .. L11(pv) =l= u_lin11(pv)*10000000;
Equation220 (pv) .. -(pvdamage(pv)-Despv(pv)*0.95) =l= (1-u_lin11(pv))*10000000;
Equation221 (pv) .. -(pvdamage(pv)-Despv(pv)*0.95) =g= 0;
Equation222 (pv) .. L12(pv) =l= u_lin12(pv)*10000000000;
Equation223 (pv) .. -(Realpv(pv)-Despv(pv)*1.8) =l= (1-u_lin12(pv))*10000000000;
Equation224 (pv) .. -(Realpv(pv)-Despv(pv)*1.8) =g= 0;
model alpercicek2 /ALL/;
option mip=CPLEX;
option optcr=0;
option optca=0;
option threads=0;
option reslim = 1000000;
SOLVE alpercicek2 using mip maximizing tott;

```

C.1 Bölüm 6'da Yer Alan Matematiksel Modele Ait GAMS Kodları

```
$CALL GDXXRW alpercicek3.xlsx Index=ParamsAndSets!A1
$GDXXIN alpercicek3.gdx

Scalar ps /0.07142857142857/;
Scalar alfa /0.9/;
Scalar Beta /0.9/;
Scalar DT /0.25/;
Scalar DTres /0.166666667/;
Scalar bilateral_price /30.8/;
Scalar watertoprod /0.9466667/;
Scalar watertocons /1.2/;
Scalar N /10000000000/;

display ps,alfa,Beta,DT,DTres,bilateral_price;

SETS
t, tres, wind, s, h, y, f, evdat, batdat, ww, pp, ee, pv, pr, hpdata;

$LOAD t tres wind s h y f evdat batdat ww pp ee pv pr hpdata

display t, tres, wind, s, h, y, f, evdat, batdat, ww, pp, ee, pv, pr, hpdata;

Parameters
Price_up_balancing(h,s), Price_down_balancing(h,s), Price_dayahead(h,s), windgeneration(wind,s,tres),
pvgeneration(pv,s,tres), Capw(wind,ww), Capp(pv,pp), Cape(f,ee), pro1(pr,wind), pro2(pr,pv), pro3(pr,f),
hpump(wind,hpdata), BATDATA(pv,batdat);

$LOAD hpump pro1 pro2 pro3 Capw Capp Cape Price_up_balancing Price_down_balancing Price_dayahead
windgeneration pvgeneration BATDATA

display hpump, pro1, pro2, pro3, Capw, Capp, Cape, Price_up_balancing, Price_down_balancing, Price_dayahead,
windgeneration, pvgeneration, BATDATA;

Parameters
E_bat_max(pv), E_bat_min(pv), R_ch_bat(pv), Eff_ch_bat(pv), R_disch_bat(pv), Eff_disch_bat(pv), E_bat_ini(pv);
E_bat_max(pv) = BATDATA(pv,'E_bat_max');
E_bat_min(pv) = BATDATA(pv,'E_bat_min');
R_ch_bat(pv) = BATDATA(pv,'R_ch_bat');
Eff_ch_bat(pv) = BATDATA(pv,'Eff_ch_bat');
R_disch_bat(pv) = BATDATA(pv,'R_disch_bat');
Eff_disch_bat(pv) = BATDATA(pv,'Eff_disch_bat');
E_bat_ini(pv) = BATDATA(pv,'E_bat_ini');

display E_bat_max, E_bat_min, R_ch_bat, Eff_ch_bat, R_disch_bat, Eff_disch_bat, E_bat_ini;

Parameters
Vuppermax(wind), Vuppermin(wind), Vuini(wind), Vlini(wind), Vlowermax(wind), Vlowermin(wind), Qmax(wind);
Vuppermax(wind)= hpump(wind,'Vuppermax');
Vuppermin(wind)= hpump(wind,'Vuppermin');
Vuini(wind)= hpump(wind,'Vuini');
Vlini(wind)= hpump(wind,'Vlini');
Vlowermax(wind)= hpump(wind,'Vlowermax');
Vlowermin(wind)= hpump(wind,'Vlowermin');
Qmax(wind)= hpump(wind,'Qmax');
```

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

Variables

tott, E_DA_selling_wind, windproductions_DA(wind,h), CVarR, La, Il(s), windgenerationenergy(wind,s,tres), windproductions_BMup(wind,s,h), windproductions_BMdown(wind,s,h), E_BM_selling_wind, E_BM_buying_wind, windgenerationenergytotalhw(wind,s,h), DesWind(wind), RealWind(wind), winddamage(wind), L1(wind), L2(wind), L3(wind), L4(wind), L5(f), L6(f), E_DA_buying_EV, E_DA_selling_EV, E_BM_buying_EV, E_BM_selling_EV, P_EV_consumed_DA(f,h), P_EV_produced_DA(f,h), P_EV_consumed_BMdown(f,s,h), P_EV_produced_BMup(f,s,h), E_RT_consumed_EVf(f,s,h), E_RT_produced_EVf(f,s,h), P_ev_ch(f,y,s,t), P_ev_disch(f,y,s,t), SOE_ev(f,y,s,t), E_ev_ch(f,y,s,t), E_ev_disch(f,y,s,t), E_RTt_consumed_EVf(f,s,t), E_RTt_produced_EVf(f,s,t), DesEVPL(f), RealEVPL(f), EVPLdamage(f), L7(f), L8(f), L9(pv), L10(pv), L11(pv), L12(pv), pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h), pvgenerationenergy(pv,s,tres), pvproductions_DA(pv,h), pvproductions_BMdown(pv,s,h), pvproductions_BMup(pv,s,h), E_BM_buying_pv, E_BM_selling_pv, E_DA_selling_pv, DesPV(pv), RealPV(pv), PVdamage(pv), windproductions_bilateraltp, windproductions_bilateral(wind,h), pvproductions_bilateraltp, pvproductions_bilateral(pv,h), windproductions_bilateraltp, pvproductions_bilateraltp, windproductions_bilateral(wind,h), pvproductions_bilateral(pv,h), P_wind_to_EV(wind,f,h,s), P_wind_to_pv(wind,pv,h,s), P_ev_to_wind(f,wind,h,s), P_pv_to_wind(pv,wind,h,s), P_pv_to_EV(pv,f,h,s), P_pv_to_wind(pv,wind,h,s), P_ev_to_pv(f,pv,h,s), P_wind_to_pv(wind,pv,h,s), Pprod(wind,s,tres), flowturbined(wind,s,tres), Pcons(wind,s,tres), flowpumped(wind,s,tres), Vupper(wind,s,tres), Vlower(wind,s,tres), P_bat_ch(pv,s,tres), P_bat_disch(pv,s,tres), E_bat_ch(pv,s,tres), E_bat_disch(pv,s,tres), SOE_bat(pv,s,tres), P_wind1_to_windsell(h,s), P_wind2_to_windsell(h,s), P_pv1_to_pvsell(h,s), P_pv2_to_pvsell(h,s), P_wind1_to_windsell(h,s), P_wind2_to_windsell(h,s), P_pv1_to_pvsell(h,s), P_pv2_to_pvsell(h,s), P_wind1_to_EV(h,s), P_wind2_to_EV(h,s), P_wind1_to_pv1(h,s), P_wind1_to_pv2(h,s), P_wind2_to_pv1(h,s), P_wind2_to_pv2(h,s), P_pv1_to_EV(h,s), P_pv2_to_EV(h,s), P_pv1_to_wind1(h,s), P_pv1_to_wind2(h,s), P_pv2_to_wind1(h,s), P_pv2_to_wind2(h,s), P_ev_to_wind1(h,s), P_ev_to_wind2(h,s), P_ev_to_pv1(h,s), P_ev_to_pv2(h,s), E_bat_dischho(pv,s,h), E_bat_chho(pv,s,h), expectedprofit;

Positive Variables

expectedprofit, P_bat_ch, P_bat_disch, E_bat_dischho, E_bat_chho, P_wind1_to_windsell, P_wind2_to_windsell, P_pv1_to_pvsell, P_pv2_to_pvsell, P_wind1_to_EV, P_wind2_to_EV, P_wind1_to_pv1, P_wind1_to_pv2, P_wind2_to_pv1, P_wind2_to_pv2, P_pv1_to_EV, P_pv2_to_EV, P_pv1_to_wind1, P_pv1_to_wind2, P_pv2_to_wind1, P_pv2_to_wind2, P_ev_to_wind1, P_ev_to_wind2, P_ev_to_pv1, P_ev_to_pv2, P_pv1_to_pvsell, P_pv2_to_pvsell, P_wind1_to_windsell, P_wind2_to_windsell, Pprod, flowturbined, Pcons, flowpumped, Vupper, Vlower, P_wind_to_EV, P_wind_to_pv, P_ev_to_wind, P_pv_to_wind, P_pv_to_EV, P_pv_to_wind, P_ev_to_pv, P_wind_to_pv, windproductions_bilateraltp, windproductions_bilateral, pvproductions_bilateraltp, pvproductions_bilateral, windgenerationenergycurt, pvgenerationenergycurt, windproductions_bilateraltp, pvproductions_bilateraltp, windproductions_bilateral, pvproductions_bilateral, windgenerationenergycurt, pvgenerationenergycurt, windproductions_bilateraltp, windproductions_bilateral, pvproductions_bilateraltp, pvproductions_bilateral, windgenerationenergycurt, pvgenerationenergycurt, L1, L2, L3, L4, L5, L6, L7, L8, L9, L10, L11, L12, DesPV, DesWind, DesEVPL, RealWind, RealPV, RealEVPL, P_pv_to_EV, pvgenerationenergytotalhw, pvgenerationenergy, pvproductions_DA, pvproductions_BMdown, pvproductions_BMup, E_BM_buying_pv, E_BM_selling_pv, E_DA_selling_pv, P_ev_ch, P_ev_disch, SOE_ev, E_ev_ch, E_ev_disch, E_RTt_consumed_EVf, E_RTt_consumed_EVf, E_RT_consumed_EVf, E_RT_produced_EVf, P_wind_to_EV, P_EV_consumed_DA, P_EV_produced_DA, P_EV_consumed_BMdown, P_EV_produced_BMup, E_DA_buying_EV, E_DA_selling_EV, E_BM_buying_EV, E_BM_selling_EV, E_BM_buying_wind, E_BM_selling_wind, windproductions_BMup, windproductions_BMdown, windgenerationenergy, windgenerationenergytotalh, windproductions_up_BM, windproductions_down_BM, E_BM_up_wind, E_BM_down_wind, Il, E_DA_selling_wind, windproductions_DA;

Binary Variables

ubatt(pv,s,h), uwind1wind2(h,s), uwind2wind1(h,s), upv1pv2(h,s), upv2pv1(h,s), uwind1ev(h,s), uwind2ev(h,s), uwind1pv1(h,s), uwind1pv2(h,s), uwind2pv1(h,s), uwind2pv2(h,s), upv1ev(h,s), upv2ev(h,s), upv1wind1(h,s), upv1wind2(h,s), upv2wind1(h,s), upv2wind2(h,s), uevwind1(h,s), uevwind2(h,s), uevpv1(h,s), uevpv2(h,s), windtran(wind,h,s), pvtran(pv,h,s), evtran(f,h,s), uwindwind(h,s), upvpv(h,s), u_bat(pv,s,tres), uhp(wind,s,tres), yhp(wind,s,tres), uwindup(wind,s,h), uwinddown(wind,s,h), upvup(pv,s,h), upvdown(pv,s,h), uevup(f,s,h), uevdown(f,s,h), uevpv(f,h,s), uevwind(f,h,s), upvwind(pv,h,s), upvev(pv,h,s), uwindpv(wind,h,s), uwindev(wind,h,s), u_ev(f,y,s,t), u_(h,s), u_2(h), u_3(f,h,s), u_lin1(wind), u_lin2(wind), u_lin3(wind), u_lin4(wind), u_lin5(f), u_lin6(f), u_lin7(f), u_lin8(f), u_lin9(pv), u_lin10(pv), u_lin11(pv), u_lin12(pv);

SOE_bat.fx(pv,s,tres)\$(ord(tres)=1)=E_bat_ini(pv);

SOE_bat.fx(pv,s,tres)\$(ord(tres)=144)=E_bat_ini(pv);

P_bat_ch.fx(pv,s,tres)\$(ord(tres)=1)=0;

P_bat_disch.fx(pv,s,tres)\$(ord(tres)=1)=0;

INITIAL CONDITIONS

Vupper.fx(wind,s,tres)\$(ord(tres)=1)=Vuini(wind);

Vlower.fx(wind,s,tres)\$(ord(tres)=1)=Vlini(wind);

Vupper.fx(wind,s,tres)\$(ord(tres)=144)=Vuini(wind);

Vlower.fx(wind,s,tres)\$(ord(tres)=144)=Vlini(wind);

Pcons.fx(wind,s,tres)\$ (ord(tres)=1)=0;

Pprod.fx(wind,s,tres)\$ (ord(tres)=1)=0;

Equations

Objective, Result, Equation1, Equation2, Equation3, Equation4, Equation5, Equation6, Equation7, Equation8, Equation13, Equation14, Equation15, Equation16, Equation19, Equation20, Equation21, Equation22, Equation23, Equation24, Equation25, Equation26, Equation27, Equation30, Equation31, Equation32, Equation33, Equation36, Equation37, Equation38, Equation39, Equation44, Equation45, Equation46, Equation47, Equation50, Equation51, Equation52, Equation53, Equation54, Equation55, Equation56, Equation57, Equation60, Equation61, Equation64, Equation65, Equation66, Equation67, Equation68, Equation69, Equation72, Equation73, Equation74, Equation75, Equation76, Equation77, Equation82, Equation83, Equation84, Equation85, Equation86, Equation91, Equation92, Equation97, Equation98, Equation99, Equation100, Equation101, Equation102, Equation103, Equation104, Equation105, Equation106, Equation107, Equation108, Equation109, Equation110, Equation111, Equation112, Equation113, Equation114, Equation115, Equation116, Equation117, Equation118, Equation119, Equation120, Equation121, Equation122, Equation123, Equation124, Equation125, Equation126, Equation127, Equation128, Equation129, Equation130, Equation131, Equation132, Equation133, Equation134, Equation136, Equation135, Equation136, Equation137, Equation138, Equation139, Equation140, Equation141, Equation142, Equation143, Equation144, Equation166, Equation167, Equation168, Equation169, Equation170, Equation171, Equation172, Equation173, Equation174, Equation175, Equation176, Equation177, Equation178, Equation179, Equation180, Equation181, Equation182, Equation183, Equation184, Equation185, Equation186, Equation187, Equation188, Equation189, Equation190, Equation191, Equation192, Equation193, Equation1932, Equation194, Equation195, Equation196, Equation197, Equation198, Equation199, Equation1992, Equation200, Equation201, Equation202, Equation203, Equation204, Equation205, Equation206, Equation207, Equation208, Equation209, Equation210, Equation211, Equation212, Equation213, Equation214, Equation215, Equation216, Equation217, Equation218, Equation219, Equation220, Equation221, Equation222, Equation223, Equation224, Equation225, Equation226, Equation227, Equation228, Equation229, Equation230, Equation231, Equation232, Equation233, Equation234, Equation235, Equation236, Equation237, Equation238, Equation239;

Objective .. tott=e= ((1-Beta) * (E_DA_selling_wind+E_BM_selling_wind+windproductions_bilateraltp-E_BM_buying_wind+E_DA_selling_pv+E_BM_selling_pv+pvproductions_bilateraltp-E_BM_buying_pv) + (Beta * CVaR));

Result .. expectedprofit =e= E_DA_selling_wind+E_BM_selling_wind+windproductions_bilateraltp-E_BM_buying_wind+E_DA_selling_pv+E_BM_selling_pv+pvproductions_bilateraltp-E_BM_buying_pv;

Equation1 .. E_DA_selling_wind =e= sum((wind,s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * windproductions_DA(wind,h))*(1/1000);

Equation2 .. E_BM_selling_wind =e= sum((wind,s,h), ps * Price_up_balancing(h,s) * windproductions_BMup(wind,s,h))*(1/1000);

Equation3 .. windproductions_bilateraltp =e= sum((wind,s,h), ps * bilateral_price * windproductions_bilateral(wind,h))*(1/1000);

Equation4 .. E_BM_buying_wind =e= sum((wind,s,h), ps * Price_down_balancing(h,s) * windproductions_BMdown(wind,s,h))*(1/1000);

Equation5 .. E_DA_selling_pv =e= sum((pv,s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * pvproductions_DA(pv,h))*(1/1000);

Equation6 .. E_BM_selling_pv =e= sum((pv,s,h), ps * Price_up_balancing(h,s) * pvproductions_BMup(pv,s,h))*(1/1000);

Equation7 .. pvproductions_bilateraltp =e= sum((pv,s,h), ps * bilateral_price * pvproductions_bilateral(pv,h))*(1/1000);

Equation8 .. E_BM_buying_pv =e= sum((pv,s,h), ps * Price_down_balancing(h,s) * pvproductions_BMdown(pv,s,h))*(1/1000);

Equation13 (wind,h,s) \$(ord(wind)=1) .. windproductions_DA(wind,h)+windproductions_bilateral(wind,h)+P_wind1_to_pv1(h,s)+P_wind1_to_pv2(h,s)+P_wind1_to_windsell(h,s)-P_wind2_to_windsell(h,s)-P_pv1_to_wind1(h,s)-P_pv2_to_wind1(h,s)+windproductions_BMup(wind,s,h)-windproductions_BMdown(wind,s,h) =e= windgenerationenergytotalhw(wind,s,h);

Equation14 (wind,h,s) \$(ord(wind)=2) .. windproductions_DA(wind,h)+windproductions_bilateral(wind,h)+P_wind2_to_pv1(h,s)+P_wind2_to_pv2(h,s)+P_wind2_to_windsell(h,s)-P_wind1_to_windsell(h,s)-P_pv1_to_wind2(h,s)-P_pv2_to_wind2(h,s)+windproductions_BMup(wind,s,h)-windproductions_BMdown(wind,s,h) =e= windgenerationenergytotalhw(wind,s,h);

Equation15 (pv,h,s) \$(ord(pv)=1) ..

pvproductions_DA(pv,h)+pvproductions_bilateral(pv,h)+P_pv1_to_pvsell(h,s)-P_pv2_to_pvsell(h,s)+P_pv1_to_wind1(h,s)+P_pv1_to_wind2(h,s)-P_wind1_to_pv1(h,s)-P_wind2_to_pv1(h,s)+pvproductions_BMup(pv,s,h)-pvproductions_BMdown(pv,s,h) =e= pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h);

Equation16 (pv,h,s) \$(ord(pv)=2) .. pvproductions_DA(pv,h)+pvproductions_bilateral(pv,h)+P_pv2_to_pvsell(h,s)-P_pv1_to_pvsell(h,s)+P_pv2_to_wind1(h,s)+P_pv2_to_wind2(h,s)-P_wind1_to_pv2(h,s)-P_wind2_to_pv2(h,s)+pvproductions_BMup(pv,s,h)-pvproductions_BMdown(pv,s,h) =e= pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h);

Equation19 (wind,s,tres) .. windgenerationenergy(wind,s,tres) =e= windgeneration(wind,s,tres)*DTres;

Equation20 (pv,s,tres) .. pvgenerationenergy(pv,s,tres) =e= pvgeneration(pv,s,tres)*DTres;

Equation21 .. CVaR =e= La - ((1/(1-alfa))* sum(s, ps*Il(s)));

Equation22 (s) .. La-(sum((h,wind), Price_dayahead(h,s) * windproductions_DA(wind,h))*(1/1000)+sum((h,wind), bilateral_price * windproductions_bilateral(wind,h))*(1/1000)+sum((h,wind), Price_up_balancing(h,s) * windproductions_BMup(wind,s,h))*(1/1000)-sum((h,wind), Price_down_balancing(h,s) * windproductions_BMdown(wind,s,h))*(1/1000)+sum((pv,h), Price_dayahead(h,s) * pvproductions_DA(pv,h))*(1/1000)+sum((h,pv), bilateral_price * pvproductions_bilateral(pv,h))*(1/1000)+sum((pv,h), Price_up_balancing(h,s) * pvproductions_BMup(pv,s,h))*(1/1000)-sum((pv,h), Price_down_balancing(h,s) * pvproductions_BMdown(pv,s,h))*(1/1000)) =l= Il(s);

Equation23 (s) .. Il(s) =g= 0;

Equation24 (h,s) .. P_wind1_to_windsell(h,s) =l= N*uwind1wind2(h,s);

Equation25 (h,s) .. P_wind2_to_windsell(h,s) =l= N*uwind2wind1(h,s);

Equation26 (h,s) .. P_pv1_to_pvsell(h,s) =l= N*upv1pv2(h,s);

Equation27 (h,s) .. P_pv2_to_pvsell(h,s) =l= N*upv2pv1(h,s);

Equation30 (s,h) .. P_wind1_to_pv1(h,s) =l= N*uwind1pv1(h,s);

Equation31 (wind,pv,s,h) .. P_wind1_to_pv2(h,s) =l= N*uwind1pv2(h,s);

Equation32 (wind,pv,s,h) .. P_wind2_to_pv1(h,s) =l= N*uwind2pv1(h,s);

Equation33 (wind,pv,s,h) .. P_wind2_to_pv2(h,s) =l= N*uwind2pv2(h,s);

Equation36 (s,h) .. P_pv1_to_wind1(h,s) =l= N*upv1wind1(h,s);

Equation37 (s,h) .. P_pv1_to_wind2(h,s) =l= N*upv1wind2(h,s);

Equation38 (s,h) .. P_pv2_to_wind1(h,s) =l= N*upv2wind1(h,s);

Equation39 (s,h) .. P_pv2_to_wind2(h,s) =l= N*upv2wind2(h,s);

Equation44 (wind,s,h) .. windproductions_BMup(wind,s,h) =l= N*uwindup(wind,s,h);

Equation45 (wind,s,h) .. windproductions_BMdown(wind,s,h) =l= N*uwinddown(wind,s,h);

Equation46 (pv,s,h) .. pvproductions_BMup(pv,s,h) =l= N*upvup(pv,s,h);

Equation47 (pv,s,h) .. pvproductions_BMdown(pv,s,h) =l= N*upvdown(pv,s,h);

Equation50 (wind,s,h) \$(ord(wind)=1) .. uwind1pv1(h,s)+uwind1pv2(h,s)+uwind1wind2(h,s)+uwindup(wind,s,h) =l= N*windtran(wind,h,s);

Equation51 (s,h,wind) \$(ord(wind)=1) .. upv1wind1(h,s)+upv2wind1(h,s)+uwind2wind1(h,s)+uwinddown(wind,s,h) =l= N*(1-windtran(wind,h,s));

Equation52 (wind,s,h) \$(ord(wind)=2) .. uwind2pv1(h,s)+uwind2pv2(h,s)+uwind2wind1(h,s)+uwindup(wind,s,h) =l= N*windtran(wind,h,s);

Equation53 (s,h,wind) \$(ord(wind)=2) .. upv1wind2(h,s)+upv2wind2(h,s)+uwind1wind2(h,s)+uwinddown(wind,s,h) =l= N*(1-windtran(wind,h,s));

Equation54 (pv,s,h) \$(ord(pv)=1) .. upv1wind1(h,s)+upv1wind2(h,s)+upv1pv2(h,s)+upvup(pv,s,h) =l= N*pvtran(pv,h,s);

Equation55 (s,h,pv) \$(ord(pv)=1) .. wind1pv1(h,s)+uwind2pv1(h,s)+upv2pv1(h,s)+upvdown(pv,s,h) =l= N*(1-pvtran(pv,h,s));

Equation56 (pv,s,h) \$(ord(pv)=2) .. upv2wind1(h,s)+upv2wind2(h,s)+upv2pv1(h,s)+upvup(pv,s,h) =l= N*pvtran(pv,h,s);

Equation57 (s,h,pv) \$(ord(pv)=2) .. wind1pv2(h,s)+uwind2pv2(h,s)+upv1pv2(h,s)+upvdown(pv,s,h) =l= N*(1-pvtran(pv,h,s));

Equation60 (wind,s,h) .. windproductions_BMup(wind,s,h) =l= windgenerationenergytotalhw(wind,s,h)-windproductions_DA(wind,h)-windproductions_bilateral(wind,h);

Equation61 (wind,s,h) .. windproductions_bilateral(wind,h) =l= windgenerationenergytotalhw(wind,s,h);

Equation64 (wind,s,h) \$(ord(wind)=1) .. P_wind1_to_pv1(h,s) =l= windgenerationenergytotalhw(wind,s,h)-windproductions_DA(wind,h)-windproductions_bilateral(wind,h);

Equation65 (wind,s,h) \$(ord(wind)=1) .. P_wind1_to_pv2(h,s) =l= windgenerationenergytotalhw(wind,s,h)-windproductions_DA(wind,h)-windproductions_bilateral(wind,h);

Equation66 (wind,s,h) \$(ord(wind)=2) .. P_wind2_to_pv1(h,s) =l= windgenerationenergytotalhw(wind,s,h)-windproductions_DA(wind,h)-windproductions_bilateral(wind,h);

Equation67 (wind,s,h) \$(ord(wind)=2) .. P_wind2_to_pv2(h,s) =l= windgenerationenergytotalhw(wind,s,h)-windproductions_DA(wind,h)-windproductions_bilateral(wind,h);

Equation68 (wind,s,h) \$(ord(wind)=1) .. P_wind1_to_windsell(h,s) =l= windgenerationenergytotalhw(wind,s,h)-windproductions_DA(wind,h)-windproductions_bilateral(wind,h);

Equation69 (wind,s,h) \$(ord(wind)=2) .. P_wind2_to_windsell(h,s) =l= windgenerationenergytotalhw(wind,s,h)-windproductions_DA(wind,h)-windproductions_bilateral(wind,h);

Equation72 (pv,s,h) \$(ord(pv)=1) .. P_pv1_to_wind1(h,s) =l= pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h)-pvproductions_DA(pv,h)-pvproductions_bilateral(pv,h);

Equation73 (pv,s,h) \$(ord(pv)=1) .. P_pv1_to_wind2(h,s) =l= pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h)-pvproductions_DA(pv,h)-pvproductions_bilateral(pv,h);

Equation74 (pv,s,h) \$(ord(pv)=2) .. P_pv2_to_wind1(h,s) =l= pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h)-pvproductions_DA(pv,h)-pvproductions_bilateral(pv,h);

Equation75 (pv,s,h) \$(ord(pv)=2) .. P_pv2_to_wind2(h,s) =l= pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h)-pvproductions_DA(pv,h)-pvproductions_bilateral(pv,h);

Equation76 (pv,s,h) \$(ord(pv)=1) .. P_pv1_to_pvsell(h,s) =l= pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h)-pvproductions_DA(pv,h)-pvproductions_bilateral(pv,h);

Equation77 (pv,s,h) \$(ord(pv)=2) .. P_pv2_to_pvsell(h,s) =l= pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h)-pvproductions_DA(pv,h)-pvproductions_bilateral(pv,h);

Equation82 (wind,s,h) .. windproductions_BMdown(wind,s,h) =l= windproductions_DA(wind,h);

Equation83 (wind,s,h) .. windproductions_DA(wind,h) =l= windgenerationenergytotalhw(wind,s,h);

Equation84 (pv,s,h) .. pvproductions_BMup(pv,s,h) =l= pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h)-pvproductions_DA(pv,h)-pvproductions_bilateral(pv,h);

Equation85 (pv,s,h) .. pvproductions_BMdown(pv,s,h) =l= pvproductions_DA(pv,h);

Equation86 (pv,s,h) .. pvproductions_DA(pv,h) =l= pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h);

Equation91 (h,s) .. **sum**((wind), windproductions_BMup(wind,s,h))+**sum**((pv), pvproductions_BMup(pv,s,h)) =l= N*u_(h,s);

Equation92 (h,s) .. **sum**((wind), windproductions_BMdown(wind,s,h))+**sum**((pv), pvproductions_BMdown(pv,s,h)) =l= N*(1-u_(h,s));

Equation97 (wind,s,h) \$(ord(h)=1) .. windgenerationenergytotalhw(wind,s,h) =e= **sum**(tres \$(ord(tres)>=1 and ord(tres)<=6), windgenerationenergy(wind,s,tres)-Pcons(wind,s,tres)+Pprod(wind,s,tres));

Equation98 (wind,s,h) \$(ord(h)=2) .. windgenerationenergytotalhw(wind,s,h) =e= **sum**(tres \$(ord(tres)>=7 and ord(tres)<=12), windgenerationenergy(wind,s,tres)-Pcons(wind,s,tres)+Pprod(wind,s,tres));

Equation99 (wind,s,h) \$(ord(h)=3) .. windgenerationenergytotalhw(wind,s,h) =e= **sum**(tres \$(ord(tres)>=13 and ord(tres)<=18), windgenerationenergy(wind,s,tres)-Pcons(wind,s,tres)+Pprod(wind,s,tres));

Equation100 (wind,s,h) \$(ord(h)=4) .. windgenerationenergytotalhw(wind,s,h) =e= **sum**(tres \$(ord(tres)>=19 and ord(tres)<=24), windgenerationenergy(wind,s,tres)-Pcons(wind,s,tres)+Pprod(wind,s,tres));

Equation101 (wind,s,h) \$(ord(h)=5) .. windgenerationenergytotalhw(wind,s,h) =e= **sum**(tres \$(ord(tres)>=25 and ord(tres)<=30), windgenerationenergy(wind,s,tres)-Pcons(wind,s,tres)+Pprod(wind,s,tres));

Equation102 (wind,s,h) \$(ord(h)=6) .. windgenerationenergytotalhw(wind,s,h) =e= **sum**(tres \$(ord(tres)>=31 and ord(tres)<=36), windgenerationenergy(wind,s,tres)-Pcons(wind,s,tres)+Pprod(wind,s,tres));

Equation103 (wind,s,h) \$(ord(h)=7) .. windgenerationenergytotalhw(wind,s,h) =e= **sum**(tres \$(ord(tres)>=37 and ord(tres)<=42), windgenerationenergy(wind,s,tres)-Pcons(wind,s,tres)+Pprod(wind,s,tres));

Equation104 (wind,s,h) \$(ord(h)=8) .. windgenerationenergytotalhw(wind,s,h) =e= **sum**(tres \$(ord(tres)>=43 and ord(tres)<=48), windgenerationenergy(wind,s,tres)-Pcons(wind,s,tres)+Pprod(wind,s,tres));

Equation105 (wind,s,h) \$(ord(h)=9) .. windgenerationenergytotalhw(wind,s,h) =e= **sum**(tres \$(ord(tres)>=49 and ord(tres)<=54), windgenerationenergy(wind,s,tres)-Pcons(wind,s,tres)+Pprod(wind,s,tres));

Equation106 (wind,s,h) \$(ord(h)=10) .. windgenerationenergytotalhw(wind,s,h) =e= **sum**(tres \$(ord(tres)>=55 and ord(tres)<=60), windgenerationenergy(wind,s,tres)-Pcons(wind,s,tres)+Pprod(wind,s,tres));

[illegible]

Equation135 (pv,s,h) \$(ord(h)=15) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h) =e= sum(tres \$(ord(tres)>=85 and ord(tres)<=90), pvgenerationenergy(pv,s,tres)-P_bat_ch(pv,s,tres)*Dtres+P_bat_disch(pv,s,tres)*Dtres);

Equation136 (pv,s,h) \$(ord(h)=16) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h) =e= sum(tres \$(ord(tres)>=91 and ord(tres)<=96), pvgenerationenergy(pv,s,tres)-P_bat_ch(pv,s,tres)*Dtres+P_bat_disch(pv,s,tres)*Dtres);

Equation137 (pv,s,h) \$(ord(h)=17) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h) =e= sum(tres \$(ord(tres)>=97 and ord(tres)<=102), pvgenerationenergy(pv,s,tres)-P_bat_ch(pv,s,tres)*Dtres+P_bat_disch(pv,s,tres)*Dtres);

Equation138 (pv,s,h) \$(ord(h)=18) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h) =e= sum(tres \$(ord(tres)>=103 and ord(tres)<=108), pvgenerationenergy(pv,s,tres)-P_bat_ch(pv,s,tres)*Dtres+P_bat_disch(pv,s,tres)*Dtres);

Equation139 (pv,s,h) \$(ord(h)=19) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h) =e= sum(tres \$(ord(tres)>=109 and ord(tres)<=114), pvgenerationenergy(pv,s,tres)-P_bat_ch(pv,s,tres)*Dtres+P_bat_disch(pv,s,tres)*Dtres);

Equation140 (pv,s,h) \$(ord(h)=20) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h) =e= sum(tres \$(ord(tres)>=115 and ord(tres)<=120), pvgenerationenergy(pv,s,tres)-P_bat_ch(pv,s,tres)*Dtres+P_bat_disch(pv,s,tres)*Dtres);

Equation141 (pv,s,h) \$(ord(h)=21) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h) =e= sum(tres \$(ord(tres)>=121 and ord(tres)<=126), pvgenerationenergy(pv,s,tres)-P_bat_ch(pv,s,tres)*Dtres+P_bat_disch(pv,s,tres)*Dtres);

Equation142 (pv,s,h) \$(ord(h)=22) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h) =e= sum(tres \$(ord(tres)>=127 and ord(tres)<=132), pvgenerationenergy(pv,s,tres)-P_bat_ch(pv,s,tres)*Dtres+P_bat_disch(pv,s,tres)*Dtres);

Equation143 (pv,s,h) \$(ord(h)=23) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h) =e= sum(tres \$(ord(tres)>=133 and ord(tres)<=138), pvgenerationenergy(pv,s,tres)-P_bat_ch(pv,s,tres)*Dtres+P_bat_disch(pv,s,tres)*Dtres);

Equation144 (pv,s,h) \$(ord(h)=24) .. pvgenerationenergytotalhw(pv,s,h) =e= sum(tres \$(ord(tres)>=139 and ord(tres)<=144), pvgenerationenergy(pv,s,tres)-P_bat_ch(pv,s,tres)*Dtres+P_bat_disch(pv,s,tres)*Dtres);

Equation166 (wind,s,tres) .. Pprod(wind,s,tres) =e= watertoprod * flowturbined(wind,s,tres)*Dtres;

Equation167 (wind,s,tres) .. Pcons(wind,s,tres) =e= watertocons * flowpumped(wind,s,tres)*Dtres;

Equation168 (wind,s,tres) \$(ord(tres)>1) .. Vupper(wind,s,tres) =e= Vupper(wind,s,tres-1) + (flowpumped(wind,s,tres) - flowturbined(wind,s,tres))*Dtres;

Equation169 (wind,s,tres) \$(ord(tres)>1) .. Vlower(wind,s,tres) =e= Vlower(wind,s,tres-1) + (flowturbined(wind,s,tres) - flowpumped(wind,s,tres))*Dtres;

Equation170 (wind,s,tres) ..Vupper(wind,s,tres) =l= Vuppermax(wind);

Equation171 (wind,s,tres) .. Vuppermin(wind) =l= Vupper(wind,s,tres);

Equation172 (wind,s,tres) .. Vlower(wind,s,tres) =l= Vlowermax(wind);

Equation173 (wind,s,tres) .. Vlowermin(wind) =l= Vlower(wind,s,tres);

Equation174 (wind,s,tres) .. 0 =l= flowturbined(wind,s,tres);

Equation175 (wind,s,tres) .. flowturbined(wind,s,tres) =l= Qmax(wind);

Equation176 (wind,s,tres) .. 0 =l= flowpumped(wind,s,tres);

Equation177 (wind,s,tres) .. flowpumped(wind,s,tres) =l= Qmax(wind);

Equation178 (wind,s,tres) .. Pprod(wind,s,tres) =l= N*uhp(wind,s,tres) ;

Equation179 (wind,s,tres) .. Pcons(wind,s,tres) =l= N*yhp(wind,s,tres) ;

Equation180 (wind,s,tres) .. yhp(wind,s,tres) + uhp(wind,s,tres) =l= 1;

Equation181 (wind,s,tres) .. yhp(wind,s,tres) + uhp(wind,s,tres+1) =l= 1;

Equation182 (wind,s,tres) .. yhp(wind,s,tres+1) + uhp(wind,s,tres) =l= 1;

Equation183 (wind,s,tres) .. yhp(wind,s,tres) + uhp(wind,s,tres+2) =l= 1;

Equation184 (wind,s,tres) .. yhp(wind,s,tres+2) + uhp(wind,s,tres+1) =l= 1;

Equation185 (wind,s,tres) .. windgenerationenergy(wind,s,tres)-Pcons(wind,s,tres)+Pprod(wind,s,tres) =g= 0;

Equation186 (pv,s,tres) .. P_bat_ch(pv,s,tres) =l= R_ch_bat(pv)*u_bat(pv,s,tres);

Equation187 (pv,s,tres) \$(ord(tres)>1) .. SOE_bat(pv,s,tres) =e= SOE_bat(pv,s,tres-1) + Eff_ch_bat(pv)*P_bat_ch(pv,s,tres)*Dtres-((P_bat_disch(pv,s,tres)*Dtres)/Eff_disch_bat(pv));

Equation188 (pv,s,tres) .. SOE_bat(pv,s,tres) =l= E_bat_max(pv);

Equation189 (pv,s,tres) .. SOE_bat(pv,s,tres) =g= E_bat_min(pv);

Equation190 (pv,s,tres) .. P_bat_disch(pv,s,tres) =l= R_disch_bat(pv)*(1-u_bat(pv,s,tres));

Equation191 (pv,s,tres) .. pvgenerationenergy(pv,s,tres)-P_bat_ch(pv,s,tres)*Dtres+P_bat_disch(pv,s,tres)*Dtres =g= 0;

Equation192 (wind,pr) .. DesWind(wind) =e= pro1(pr,wind);

Equation193 (wind) \$(ord(wind)=1) .. RealWind(wind) =e= sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * windproductions_DA(wind,h))*(1/1000)+sum((s,h), ps * bilateral_price * windproductions_bilateral(wind,h))*(1/1000)+sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_wind1_to_pv1(h,s))*(1/1000)+sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_wind1_to_pv2(h,s))*(1/1000)+sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_wind1_to_windsell(h,s))*(1/1000)-sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_wind2_to_windsell(h,s))*(1/1000)-sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_pv1_to_wind1(h,s))*(1/1000)-sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_pv1_to_wind1(h,s))*(1/1000)+sum((s,h), ps * Price_up_balancing(h,s) * windproductions_BMup(wind,s,h))*(1/1000)-sum((s,h), ps * Price_down_balancing(h,s) * windproductions_BMdown(wind,s,h))*(1/1000);

Equation1932 (wind) \$(ord(wind)=2) .. RealWind(wind) =e= sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * windproductions_DA(wind,h))*(1/1000)+sum((s,h), ps * bilateral_price * windproductions_bilateral(wind,h))*(1/1000)+sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_wind1_to_pv1(h,s))*(1/1000)+sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_wind1_to_pv2(h,s))*(1/1000)-sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_wind1_to_windsell(h,s))*(1/1000)+sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_wind2_to_windsell(h,s))*(1/1000)-sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_pv1_to_wind1(h,s))*(1/1000)-sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_pv1_to_wind1(h,s))*(1/1000)+sum((s,h), ps * Price_up_balancing(h,s) * windproductions_BMup(wind,s,h))*(1/1000)-sum((s,h), ps * Price_down_balancing(h,s) * windproductions_BMdown(wind,s,h))*(1/1000);

Equation194 (wind) .. RealWind(wind) =g= DesWind(wind)-winddamage(wind);

Equation195 (wind) .. winddamage(wind) =g= 0;

Equation196 (wind) .. RealWind(wind) =g= DesWind(wind)*0.95;

Equation197 (wind) .. RealWind(wind) =l= DesWind(wind)*10;

Equation198 (pv,pr) .. DesPV(pv) =e= pro2(pr,pv);

Equation199 (pv) \$(ord(pv)=1).. RealPV(pv) =e= sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * pvproductions_DA(pv,h))*(1/1000)+sum((s,h), ps * bilateral_price * pvproductions_bilateral(pv,h))*(1/1000)+sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_pv1_to_pvsell(h,s))*(1/1000)-sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_pv2_to_pvsell(h,s))*(1/1000)+sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_pv1_to_wind1(h,s))*(1/1000)+sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_pv1_to_wind2(h,s))*(1/1000)-sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_wind1_to_pv1(h,s))*(1/1000)-sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_wind2_to_pv1(h,s))*(1/1000)+sum((s,h), ps * Price_up_balancing(h,s) * pvproductions_BMup(pv,s,h))*(1/1000)-sum((s,h), ps * Price_down_balancing(h,s) * pvproductions_BMdown(pv,s,h))*(1/1000);

Equation1992 (pv) \$(ord(pv)=2).. RealPV(pv) =e= sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * pvproductions_DA(pv,h))*(1/1000)+sum((s,h), ps * bilateral_price * pvproductions_bilateral(pv,h))*(1/1000)+sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_pv1_to_pvsell(h,s))*(1/1000)-sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_pv2_to_pvsell(h,s))*(1/1000)+sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_pv1_to_wind1(h,s))*(1/1000)+sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_pv1_to_wind2(h,s))*(1/1000)-sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_wind1_to_pv1(h,s))*(1/1000)-sum((s,h), ps * Price_dayahead(h,s) * P_wind2_to_pv1(h,s))*(1/1000)+sum((s,h), ps * Price_up_balancing(h,s) * pvproductions_BMup(pv,s,h))*(1/1000)-sum((s,h), ps * Price_down_balancing(h,s) * pvproductions_BMdown(pv,s,h))*(1/1000);

Equation200 (pv) .. RealPV(pv) =g= DesPV(pv)-PVdamage(pv);

Equation201 (pv) .. PVdamage(pv) =g= 0;

Equation202 (pv) .. RealPV(pv) =g= DesPV(pv)*0.95;

Equation203 (pv) .. RealPV(pv) =l= DesPV(pv)*10;

Equation204 (wind,ww) \$(ord(ww)=1) .. Capw(wind,ww)-L1(wind)-L2(wind) =e= 0;

Equation205 (wind) .. -L1(wind)-L3(wind)+L4(wind) =e= 0;

Equation206 (pv,pp) \$(ord(pp)=1) .. Capp(pv,pp)-L9(pv)-L10(pv) =e= 0;

Equation207 (pv) .. -L9(pv)-L11(pv)+L12(pv) =e= 0;

Equation208 (wind) .. L1(wind) =g= 0;

Equation209 (wind) .. L2(wind) =g= 0;

Equation210 (wind) .. L3(wind) =g= 0;

Equation211 (wind) .. L4(wind) =g= 0;

Equation212 (pv) .. L9(pv) =g= 0;

Equation213 (pv) .. L10(pv) =g= 0;

Equation214 (pv) .. L11(pv) =g= 0;

Equation215 (pv) .. L12(pv) =g= 0;

Equation216 (wind) .. L1(wind) =l= u_lin1(wind)*10000000;

```

Equation217 (wind) .. -(-RealWind(wind)+DesWind(wind)-winddamage(wind)) =l= (1-u_lin1(wind))*10000000;
Equation218 (wind) .. -(-RealWind(wind)+DesWind(wind)-winddamage(wind)) =g= 0;
Equation219 (wind) .. L2(wind) =l= u_lin2(wind)*10000000;
Equation220 (wind) .. (winddamage(wind)) =l= (1-u_lin2(wind))*10000000;
Equation221 (wind) .. (winddamage(wind)) =g= 0;
Equation222 (wind) .. L3(wind) =l= u_lin3(wind)*10000000;
Equation223 (wind) .. -(-RealWind(wind)+DesWind(wind)*0.95) =l= (1-u_lin3(wind))*10000000;
Equation224 (wind) .. -(-RealWind(wind)+DesWind(wind)*0.95) =g= 0;
Equation225 (wind) .. L4(wind) =l= u_lin4(wind)*10000000000;
Equation226 (wind) .. -(RealWind(wind)-DesWind(wind)*10) =l= (1-u_lin4(wind))*10000000000;
Equation227 (wind) .. -(RealWind(wind)-DesWind(wind)*10) =g= 0;
Equation228 (pv) .. L9(pv) =l= u_lin9(pv)*10000000;
Equation229 (pv) .. -(-Realpv(pv)+Despv(pv)-pvdamage(pv)) =l= (1-u_lin9(pv))*10000000;
Equation230 (pv) .. -(-Realpv(pv)+Despv(pv)-pvdamage(pv)) =g= 0;
Equation231 (pv) .. L10(pv) =l= u_lin10(pv)*10000000;
Equation232 (pv) .. (pvdamage(pv)) =l= (1-u_lin10(pv))*10000000;
Equation233 (pv) .. (pvdamage(pv)) =g= 0;
Equation234 (pv) .. L11(pv) =l= u_lin11(pv)*10000000;
Equation235 (pv) .. -(pvdamage(pv)-Despv(pv)*0.95) =l= (1-u_lin11(pv))*10000000;
Equation236 (pv) .. -(pvdamage(pv)-Despv(pv)*0.95) =g= 0;
Equation237 (pv) .. L12(pv) =l= u_lin12(pv)*10000000000;
Equation238 (pv) .. -(Realpv(pv)-Despv(pv)*10) =l= (1-u_lin12(pv))*10000000000;
Equation239 (pv) .. -(Realpv(pv)-Despv(pv)*10) =g= 0;
model alpercicek3 /ALL/;
option mip=CPLEX;
option optcr=0;
option optca=0;
option threads=0;
option reslim = 1000000;
SOLVE alpercicek3 using mip maximizing tott;

```

TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR

Konferans Bildirileri

1. Çiçek A. ve Erdiñç O. “Rüzgâr Enerjisi Portföy Yöneticisi için Riskten Kaçınan Optimum Teklif Stratejisi” Elektrik-Elektronik ve Biyomedikal Mühendisliğı Konferansı 2020 (ELECO 2020), 26-28 Kasım 2020, Bursa, Türkiye.

Makaleler

1. Çiçek A. ve Erdiñç O. “Risk Averse Optimal Bidding Strategy Considering Bi-level Approach for a Renewable Energy Portfolio Manager Including EV Parking Lots for Imbalance Mitigation”, Sustainable Energy, Grids and Networks (ELSEVIER), c. 28, 100539, 2021.
2. Çiçek A., Güzel S., Erdiñç O., Catalão J. P. S. “Comprehensive Survey on Support Policies and Optimal Market Participation of Renewable Energy”, Electric Power Systems Research (ELSEVIER), c. 201, 107522, 2021, December 2021
3. Çiçek A. ve Erdiñç O. "Risk-Averse Optimal Bidding Strategy for a Wind Energy Portfolio Manager Including EV Parking Lots for Imbalance Mitigation", Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences, c. 29 (2), s.481-498, 2021.

Ödüller

1. Elektrik-Elektronik ve Biyomedikal Mühendisliğı Konferansı 2020 (ELECO 2020) - En İyi Öğrenci Bildirisi Ödülü.