



**T.C.
DÜZCE ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ**

**GÜÇ SİSTEMLERİNDE ENERJİ YÖNETİMİ ANALİZİ VE
UYGULAMASI**

Zafer ÖZTÜRK

**DOKTORA TEZİ
DİSİPLİNLERARASI ELEKTRİK-ELEKTRONİK VE
BİLGİSAYAR MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

**DANIŞMAN
DOÇ. DR. SALİH TOSUN**

DÜZCE, 2022

T.C.
DÜZCE ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

GÜÇ SİSTEMLERİNDE ENERJİ YÖNETİMİ ANALİZİ VE
UYGULAMASI

Zafer ÖZTÜRK tarafından hazırlanan tez çalışması aşağıdaki jüri tarafından Düzce Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü **Disiplinlerarası Elektrik-Elektronik ve Bilgisayar Mühendisliği** Anabilim Dalı'nda **DOKTORA TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Tez Danışmanı

Doç. Dr. Salih TOSUN
Düzce Üniversitesi

Jüri Üyeleri

Doç. Dr. Salih TOSUN
Düzce Üniversitesi

Prof. Dr. Ali ÖZTÜRK
Düzce Üniversitesi

Doç. Dr. Faruk YALÇIN
Sakarya Uygulamalı Bilimler Üniversitesi

Prof. Dr. Mahir DURSUN
Gazi Üniversitesi

Dr. Öğr. Üyesi Emin YILDIRIZ
Düzce Üniversitesi

Tez Savunma Tarihi: 19/07/2022

BEYAN

Bu tez çalışmasının kendi çalışmam olduğunu, tezin planlanmasından yazımına kadar bütün aşamalarda etik dışı davranışımın olmadığını, bu tezdeki bütün bilgileri akademik ve etik kurallar içinde elde ettiğimi, bu tez çalışmasıyla elde edilmeyen bütün bilgi ve yorumlara kaynak gösterdiğimi ve bu kaynakları da kaynaklar listesine aldığımı, yine bu tezin çalışılması ve yazımı sırasında patent ve telif haklarını ihlal edici bir davranışımın olmadığını beyan ederim.

19 Temmuz 2022

Zafer ÖZTÜRK



TEŞEKKÜR

Doktora öğrenimimde ve bu tezin hazırlanmasında gösterdiği her türlü destek ve yardımdan dolayı çok değerli hocalarım Doç. Dr. Salih TOSUN ve Prof. Dr. Ali ÖZTÜRK'e en içten dileklerle teşekkür ederim.

Tez çalışmam boyunca değerli katkılarını esirgemeyen Öğr. Gör. Alpaslan DEMİRCİ'ye ve makale çalışmalarında desteğini esirgemeyen Doç. Dr. Mustafa ŞAHİN'e ve Dr. Öğr. Üyesi Onur AKAR'a da şükranlarımı sunarım.

Bu çalışma boyunca yardımlarını ve desteklerini esirgemeyen sevgili aileme ve çalışma arkadaşlarıma sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Temmuz 2022

Zafer ÖZTÜRK

İÇİNDEKİLER

Sayfa No

ŞEKİL LİSTESİ	viii
ÇİZELGE LİSTESİ	xi
HARİTA LİSTESİ	xvi
KISALTMALAR.....	xvii
SİMGELER	xix
ÖZET	xxi
ABSTRACT	xxii
EXTENDED ABSTRACT	xxiii
1. GİRİŞ.....	1
1.1. DÜNYA'DA VE TÜRKİYE'DE ENERJİ.....	3
1.2. LİTERATÜR ARAŞTIRMALARI	14
1.3. TEZİN AMACI VE LİTERATÜRE KATKILARI	21
2. HİBRİT GÜÇ SİSTEMLERİNİN BİLEŞENLERİ, EKONOMİK VE TEKNİK PARAMETRELERİ.....	23
2.1. GÜNEŞ ENERJİLİ FOTOVOLTAİK SİSTEMLER.....	23
2.2. RÜZGÂR ENERJİLİ TÜRBİN SİSTEMLER.....	28
2.3. DİZEL GENERATÖR SİSTEMLERİ.....	30
2.4. ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİ (BATARYALAR)	31
2.5. KONVERTÖRLER (DÖNÜŞTÜRÜCÜLER)	42
2.6. YÜKLER	42
2.7. HİBRİT YENİLENEBİLİR ENERJİ SİSTEMİ (HYES) TÜRLERİ VE KONTROL TOPOLOJİSİ	43
2.7.1. Şebekeden Bağımsız (Adalı, Off-Grid) HYES.....	43
2.7.2. Şebeke Bağlantılı (On-Grid) HYES.....	43
2.7.3. Hibrit Güç Sistemleri (HGS).....	44
2.7.3.1. Seri Hibrit Güç Sistemleri.....	44
2.7.3.2. Anahtarlamalı Hibrit Güç Sistemleri	46
2.7.3.3. Paralel Hibrit Güç Sistemleri	47
2.7.4. HGS'de Kontrol Topolojisi	48
2.8. HGS'İN TEKNİK VE EKONOMİK PARAMETRELERİ.....	49
2.8.1. Şimdiki Net Toplam Maliyet (NPC)	49
2.8.2. Birim Enerji Maliyeti (COE)	50
2.8.3. Sermaye Maliyeti (Initial Capital Cost-IC)	50
2.8.4. İşletme Maliyeti (OC)	51
2.8.5. Bakım – Onarım Maliyeti (O&M).....	51
2.8.6. Yenileme Maliyeti (REP).....	52
2.8.7. Sermaye Geri Kazanım (Kurtarma) Faktörü (CRF)	52
2.8.8. Reel Faiz Oranı (i)	52

2.8.9. Yenilenebilirlik Oranı (RF).....	53
2.8.10. Karbondioksit (CO ₂) Emisyonu.....	54
2.8.11. Toplam Yakıt Maliyeti.....	54
2.8.12. Şebekeden Elektrik Satın Alımı (GP).....	54
2.8.13. Şebekeye Elektrik Satımı (Grid Sold-GS).....	55
2.8.14. Yatırım Getirisi (ROI)	55
2.8.15. Artan Enerji (EE).....	56
2.9. HGS'NİN BOYUTLANDIRILMASI VE SINIRLILIKLARI	56
2.9.1. HGS'nin Toplam Güç Üretimi ve Boyutlandırılması	56
2.9.2. Amaç Maliyet Fonksiyonu.....	57
2.9.3. Sistem ve ESS Kısıtlamaları	58
3. ADALAR BÖLGESİNDE HGS'NİN MODELLENMESİ.....	60
3.1. ADALAR BÖLGESİ VE NÜFUS VERİLERİ	60
3.2. ADALAR BÖLGESİNİN SOLAR RADYASYON VE SICAKLIK VERİLERİ.....	61
3.2.1. Berraklık (Açıklık) İndeksi	63
3.2.2. GHI Solar Radyasyon	67
3.3. ADALAR BÖLGESİNİN RÜZGÂR HIZI VERİLERİ	68
3.4. HOMER PRO SİMÜLASYON YAZILIMI	72
3.5. ADALAR ARASI ENERJİ NAKİL HATLARI VE ADALARIN YÜK BİLGİLERİ.....	74
3.6. HGS'NİN MODELLENMESİ.....	77
3.7. HOMER YAZILIMINDA KONTROL METOTLARININ BELİRLENMESİ VE AKIŞ ALGORİTMASI	80
3.8. HGS TASARIMI VE ALGORİTMA ŞEMASI	82
4. HGS'NİN FARKLI PENETRASYON DURUMLARININ SİMÜLASYON VE OPTİMİZASYON ANALİZLERİ.....	87
4.1. PENETRASYON DEĞİŞİMLERİ VE ŞEBEKE KISIT DURUMLARI.....	87
4.2. %35 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI	89
4.3. %50 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI	89
4.4. %75 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI	92
4.5. %100 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI	94
4.6. %150 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI	96
4.7. %200 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI	98
4.8. %300 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI	101
4.9. %400 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI	103
4.10. %500 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI	106
4.11. % PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARININ KARŞILAŞTIRILMASI	108
4.12. OPTİMAL HGS SENARYO ANALİZLERİ	110
4.12.1. Satış Kısıtsız %35 PR HGS Analizleri	110
4.12.2. Satışsız %75 PR HGS Analizleri	111
4.12.3. %20 Satış Kısıtlı %150 PR HGS Analizleri	112
4.12.4. %40 Satış Kısıtlı %200 PR HGS Analizleri	114
4.12.5. Satış Kısıtsız %300 PR HGS Analizleri	115
5. MİKRO ŞEBEKELİ ADA GRUPLARINDA YEK'LERİN PSO ALGORİTMASI İLE OPTİMUM BOYUT VE KONUMLANDIRILMASI.....	117
5.1. PARÇACIK SÜRÜ OPTİMİZASYON (PSO) ALGORİTMASI	117
5.2. PANDA POWER GÜÇ AKIŞ ÇÖZÜMLEYİCİSİ	123

5.3. ADALARIN YES POTANSİYELLERİNİN TAHMİN EDİLMESİ.....	124
6. HİBRİT GÜÇ SİSTEMİNDE GUROBİ OPTİMİZASYON YÖNTEMİ İLE OPTİMAL ENERJİ DAĞILIM ANALİZLERİ	131
6.1. GUROBİ ÇÖZÜCÜSÜ.....	131
6.2. GUROBİ ÇÖZÜCÜSÜ İLE ADALARIN YILLIK OPTİMİZASYON ANALİZ SONUÇLARI	132
6.3. GUROBİ ÇÖZÜCÜSÜ İLE ADALARIN GÜNLÜK OPTİMİZASYON ANALİZ SONUÇLARI.....	133
6.3.1. Dört Farklı Gündeki Meteorolojik Değişimler.....	136
6.3.2. 16 Ocak Günü Analiz Sonuçları	137
6.3.3. 30 Nisan Günü Analiz Sonuçları.....	141
6.3.4. 25 Temmuz Günü Analiz Sonuçları	145
6.3.5. 22 Ekim Günü Analiz Sonuçları	150
7. ESS-DG HGS'Lİ SENARYOLARIN OPTİMİZASYON ANALİZLERİ	155
8. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	187
9. KAYNAKLAR	191
10. EKLER	198
10.1. EK 1: PANDAPOWER GÜÇ AKIŞ ÇÖZÜMLEYİCİSİNİN KODLARI.....	198
10.2. EK 2: PSO ALGORİTMASI "PYSWARM" PROGRAMLAMA KODLARI	200
10.3. EK 3: GUROBİ ÇÖZÜCÜSÜNÜN PROGRAMLAMA KODLARI.....	202
ÖZGEÇMİŞ	210

ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 1.1.	Enerji kaynaklarının sınıflandırılması. 4
Şekil 1.2.	Küresel fosil yakıtların yıllara göre talep değişimleri (1990-2050). 5
Şekil 1.3.	Yıllara göre yakıtların enerji kullanımındaki payları (1990-2050). 6
Şekil 1.4.	Küresel enerji üretimlerinin yıllara göre değişimleri (1995-2050). 6
Şekil 1.5.	Dünya ekonomisi ile birincil enerji tüketim ilişkisi. 7
Şekil 1.6.	Dünya’da enerji kaynaklarına yatırım payları ve ülkelere göre doğalgaz rezerv dağılımları. 8
Şekil 1.7.	Ülkelerin 2023 yılı PV kurulu kapasite tahminleri..... 9
Şekil 1.8.	Enerji kaynaklarına göre Türkiye'nin 2020 brüt elektrik üretimi. 13
Şekil 2.1.	PV hücre ve modülünün eşdeğer devreleri..... 23
Şekil 2.2.	Örnek bir bataryanın enerji yönetimi..... 32
Şekil 2.3.	Bataryanın genel modellemesi..... 38
Şekil 2.4.	Batarya için günlük yük profili..... 41
Şekil 2.5.	Örnek bir bağımsız sistem modeli. 43
Şekil 2.6.	Örnek bir şebekeli sistem modeli. 44
Şekil 2.7.	Seri hibrit güç sistemi. 45
Şekil 2.8.	Anahtarlamalı hibrit güç sistemi..... 46
Şekil 2.9.	Paralel DC bağlantılı hibrit güç sistemi..... 47
Şekil 2.10.	Paralel AC bağlantılı hibrit güç sistemi..... 47
Şekil 2.11.	Mikro şebeke kontrol topolojisi..... 49
Şekil 3.1.	Balıkesir ilinin ortalama solar radyasyon değerleri (2004-2018)..... 62
Şekil 3.2.	Bölgenin aylık solar radyasyon ve sıcaklık verileri..... 63
Şekil 3.3.	Bölgenin aylık ortalama rüzgâr hızı verileri..... 69
Şekil 3.4.	12 m/s rüzgâr hızının farklı Weibull dağılımları. 70
Şekil 3.5.	HOMER’in yapısı, giriş ve çıkış parametreleri. 73
Şekil 3.6.	Adalardaki yük tüketim verileri (2021). 75
Şekil 3.7.	Ada 1-2-3 fider hatlarındaki enerji talepleri. 76
Şekil 3.8.	Adalardaki 2020 nüfus verileri ve yıllara göre elektrik tüketim değerleri. 76
Şekil 3.9.	Bölgedeki adalar, kurulu YES’ler ve su arıtma tesisleri. 78
Şekil 3.10.	Adaların farklı YEK’lerin yerleşimleri ve özellikleri..... 79
Şekil 3.11.	HGS’nin HOMER ile optimal boyutlandırılması..... 81
Şekil 3.12.	HGS parametreleri ve model tasarımı. 82
Şekil 3.13.	HGS akış şeması..... 83
Şekil 3.13.	(devam) HGS akış şeması..... 84
Şekil 3.13.	(devam) HGS akış şeması..... 85
Şekil 4.1.	Adaların toplam %PR değişimleri..... 88
Şekil 5.1.	PSO algoritmasının akış şeması. 118
Şekil 5.2.	PSO algoritması ve pandapower güç çözümleyicisinin akış şeması. 124
Şekil 5.3.	Satışsız %75PR için adaların YES güçlerinin dağıtılması. 127
Şekil 5.4.	%20 kısıtlı %150 PR için adaların YES güçlerinin dağıtılması. 128
Şekil 5.5.	%40 kısıtlı %200 PR için adaların YES güçlerinin dağıtılması. 129
Şekil 5.6.	Satış kısıtsız %300 PR için adaların YES güçlerinin dağıtılması. 130
Şekil 6.1.	Ocak ve Nisan ayları için en verimli YES için örnek günlerin belirlenmesi. 134
Şekil 6.2.	Temmuz ve Ekim ayları için en verimli YES için örnek günlerin

	belirlenmesi.	135
Şekil 6.3.	Adaların dört farklı gündeki meteorolojik verileri.	136
Şekil 6.4.	Her bir adanın 16 Ocak tarihindeki enerji tüketimleri.....	137
Şekil 6.5.	Her bir adanın 16 Ocak tarihindeki YES'lerin enerji üretimleri.	137
Şekil 6.6.	Her bir adanın 16 Ocak tarihindeki şebeke kullanımları.	138
Şekil 6.7.	Her bir adanın 16 Ocak tarihindeki enerji maliyet değişimleri.	138
Şekil 6.8.	Marmara Adası'nın 16 Ocak tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.	139
Şekil 6.9.	Avşa Adası'nın 16 Ocak tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.	140
Şekil 6.10.	Paşalimanı Adası'nın 16 Ocak tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.	140
Şekil 6.11.	Her bir adanın 30 Nisan tarihindeki enerji tüketimleri.....	141
Şekil 6.12.	Her bir adanın 30 Nisan tarihindeki YES'lerin enerji üretimleri.	141
Şekil 6.13.	Her bir adanın 30 Nisan tarihindeki şebeke kullanımları.	142
Şekil 6.14.	Her bir adanın 30 Nisan tarihindeki enerji maliyet değişimleri.	143
Şekil 6.15.	Marmara Adası'nın 30 Nisan tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.	143
Şekil 6.16.	Avşa Adası'nın 30 Nisan tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.	144
Şekil 6.17.	Paşalimanı Adası'nın 30 Nisan tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.	145
Şekil 6.18.	Her bir adanın 25 Temmuz tarihindeki enerji tüketimleri.	145
Şekil 6.19.	Her bir adanın 25 Temmuz tarihindeki YES'lerin enerji üretimleri.	146
Şekil 6.20.	Her bir adanın 25 Temmuz tarihindeki şebeke kullanımları.	147
Şekil 6.21.	Her bir adanın 25 Temmuz tarihindeki enerji maliyet değişimleri.	147
Şekil 6.22.	Marmara Adası'nın 25 Temmuz tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.	148
Şekil 6.23.	Avşa Adası'nın 25 Temmuz tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.	149
Şekil 6.24.	Paşalimanı Adası'nın 25 Temmuz tarihindeki enerji üretim-kullanım durumları.	149
Şekil 6.25.	Her bir adanın 22 Ekim tarihindeki enerji tüketimleri.	150
Şekil 6.26.	Her bir adanın 22 Ekim tarihindeki YES'lerin enerji üretimleri.	151
Şekil 6.27.	Her bir adanın 22 Ekim tarihindeki şebeke kullanımları.....	151
Şekil 6.28.	Her bir adanın 22 Ekim tarihindeki enerji maliyet değişimleri.	152
Şekil 6.29.	Marmara Adası'nın 22 Ekim tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.	153
Şekil 6.30.	Avşa Adası'nın 22 Ekim tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.	153
Şekil 6.31.	Paşalimanı Adası'nın 22 Ekim tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.	154
Şekil 7.1.	LF kontrollü HGS algoritma akış şeması.	156
Şekil 7.2.	CC kontrollü HGS algoritma akış şeması.....	156
Şekil 7.3.	Farklı tip ESS'li HGS'lerin ekonomik olarak karşılaştırılması.....	172
Şekil 7.4.	Farklı tip ESS'li HGS'lerin ESS boyut ve kayıplar açısından karşılaştırılması.....	175
Şekil 7.5.	Farklı tip ESS'li HGS'lerin konvertör boyut ve kayıplar açısından karşılaştırılması.....	177
Şekil 7.6.	Farklı tip ESS'li HGS'lerin YES, DG ve EE açılarından	

	karşılaştırılması.....	179
Şekil 7.7.	Farklı tip ESS'li HGS'lerin çevresel olarak karşılaştırılması.....	181
Şekil 7.8.	Farklı tip ESS'li şebekeli HGS'lerde farklı bataryaların şebekeye etkileri.....	183
Şekil 7.9.	%35 PR HGS'de ESS'lerin Kullanım Durumları.....	184



ÇİZELGE LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Çizelge 2.1.	Bataryaların Sınıflandırılması..... 31
Çizelge 2.2.	Üç Farklı Bataryanın Teknik Özellikleri..... 34
Çizelge 3.1.	Adalardaki Nüfus Bilgiler, Ada Alanları, Yan Adacık Sayıları ve Mahalleleri..... 61
Çizelge 3.2.	Adalar Bölgesinin GHI Solar Radyasyon ve Sıcaklık Verileri (2021)..... 63
Çizelge 3.3.	Çeşitli Hibrit Güç Sistemlerinin Simülasyon Yazılımları..... 72
Çizelge 3.4.	Adalardaki Yük Tüketim Verileri (2021)..... 77
Çizelge 3.5.	Adalardaki Ortalama Yıllık Yük Tüketim Verileri (2018-2021)..... 77
Çizelge 3.6.	HGS Elemanları ve Maliyetleri..... 78
Çizelge 3.7.	Şebekeden Alış (TOU) ve Şebekeye Satış Birim Maliyetleri..... 79
Çizelge 4.1.	Şebeke Kısıtlarına Göre %PR Değişimlerinin YES Gücüne Etkileri... 87
Çizelge 4.2.	YES %PR RT-PV Boyutlarının Arama Aralıkları..... 88
Çizelge 4.3.	PR %35 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları..... 89
Çizelge 4.4.	PR %35 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik ve Çevresel Analiz Sonuçları..... 89
Çizelge 4.5.	PR %50 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış)..... 89
Çizelge 4.6.	PR %50 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı)..... 90
Çizelge 4.7.	PR %50 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı)..... 90
Çizelge 4.8.	PR %50 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok)..... 91
Çizelge 4.9.	PR %50 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik Analiz Sonuçları..... 91
Çizelge 4.10.	PR %50 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları..... 91
Çizelge 4.11.	PR %50 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji Üretim Analiz Sonuçları..... 91
Çizelge 4.12.	PR %50 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji ve Çevresel Analiz Sonuçları..... 91
Çizelge 4.13.	PR %75 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış)..... 92
Çizelge 4.14.	PR %75 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı)..... 92
Çizelge 4.15.	PR %75 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı)..... 93
Çizelge 4.16.	PR %75 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok)..... 93
Çizelge 4.17.	PR %75 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik Analiz Sonuçları..... 93
Çizelge 4.18.	PR %75 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları..... 93
Çizelge 4.19.	PR %75 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji Üretim Analiz Sonuçları..... 94
Çizelge 4.20.	PR %75 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji ve Çevresel Analiz Sonuçları..... 94
Çizelge 4.21.	PR %100 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış)..... 94
Çizelge 4.22.	PR %100 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı)..... 95
Çizelge 4.23.	PR %100 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40

	Kısıtlı).	95
Çizelge 4.24.	PR %100 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok).	95
Çizelge 4.25.	PR %100 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik Analiz Sonuçları.	95
Çizelge 4.26.	PR %100 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları.	96
Çizelge 4.27.	PR %100 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji Üretim Analiz Sonuçları. ..	96
Çizelge 4.28.	PR %100 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji ve Çevresel Analiz Sonuçları.	96
Çizelge 4.29.	PR %150 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış).	97
Çizelge 4.30.	PR %150 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı).	97
Çizelge 4.31.	PR %150 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı).	97
Çizelge 4.32.	PR %150 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok)	97
Çizelge 4.33.	PR %150 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik Analiz Sonuçları.	98
Çizelge 4.34.	PR %150 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları.	98
Çizelge 4.35.	PR %150 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji Üretim Analiz Sonuçları. ..	98
Çizelge 4.36.	PR %150 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji ve Çevresel Analiz Sonuçları.	98
Çizelge 4.37.	PR %200 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış).	99
Çizelge 4.38.	PR %200 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı).	99
Çizelge 4.39.	PR %200 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı).	99
Çizelge 4.40.	PR %200 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok).	99
Çizelge 4.41.	PR %200 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik Analiz Sonuçları.	100
Çizelge 4.42.	PR %200 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları.	100
Çizelge 4.43.	PR %200 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji Üretim Analiz Sonuçları. 100	
Çizelge 4.44.	PR %200 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji ve Çevresel Analiz Sonuçları.	101
Çizelge 4.45.	PR %300 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış).	101
Çizelge 4.46.	PR %300 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı).	101
Çizelge 4.47.	PR %300 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı).	102
Çizelge 4.48.	PR %300 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok).	102
Çizelge 4.49.	PR %300 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik Analiz Sonuçları.	103
Çizelge 4.50.	PR %300 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları.	103
Çizelge 4.51.	PR %300 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji Üretim Analiz Sonuçları . 103	
Çizelge 4.52.	PR %300 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji ve Çevresel Analiz Sonuçları	103
Çizelge 4.53.	PR %400 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış).	103
Çizelge 4.54.	PR %400 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20	

	Kısıtlı).	104
Çizelge 4.55.	PR %400 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı).	104
Çizelge 4.56.	PR %400 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok).	104
Çizelge 4.57.	PR %400 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik Analiz Sonuçları.	105
Çizelge 4.58.	PR %400 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları.	105
Çizelge 4.59.	PR %400 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji Üretim Analiz Sonuçları.	105
Çizelge 4.60.	PR %400 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji ve Çevresel Analiz Sonuçları	105
Çizelge 4.61.	PR %500 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış).	106
Çizelge 4.62.	PR %500 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı).	106
Çizelge 4.63.	PR %500 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı)	106
Çizelge 4.64.	PR %500 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok).	107
Çizelge 4.65.	PR %500 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik Analiz Sonuçları.	107
Çizelge 4.66.	PR %500 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları.	107
Çizelge 4.67.	PR %500 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji Üretim Analiz Sonuçları.	108
Çizelge 4.68.	PR %500 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji ve Çevresel Analiz Sonuçları	108
Çizelge 4.69.	Farklı PR PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış).	108
Çizelge 4.70.	Farklı PR PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı).	108
Çizelge 4.71.	Farklı PR PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı).	109
Çizelge 4.72.	Farklı PR PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok).	109
Çizelge 4.73.	Farklı Şebeke Kısıt Durumlarına Göre En Optimal HGS Senaryo Analizleri	109
Çizelge 4.74.	Satış Kısıtsız %35 PR HGS'nin Optimizasyon Sonuçları.	110
Çizelge 4.75.	Satışsız %75 PR HGS'nin Optimizasyon Sonuçları.	112
Çizelge 4.76.	%20 Satış Kısıtlı %150 PR HGS'nin Optimizasyon Sonuçları.	112
Çizelge 4.77.	%40 Satış Kısıtlı %200 PR HGS'nin Optimizasyon Sonuçları.	114
Çizelge 4.78.	Satış Kısıtsız %300 PR HGS'nin Optimizasyon Sonuçları.	115
Çizelge 5.1.	PSO Parametreleri.....	121
Çizelge 5.2.	Açık Kaynaklı Elektrikli Model Çözümlerin Karşılaştırılması.	123
Çizelge 5.3.	Adaların YES Dağılımlarının Tahmin Edilmesi.....	126
Çizelge 5.4.	Adaların YES Güçleri Dağılımları (Satışsız %75 PR).	127
Çizelge 5.5.	Adaların YES Güçleri Dağılımları (%20 Kısıtlı %150 PR).	128
Çizelge 5.6.	Adaların YES Güçleri Dağılımları (%40 Kısıtlı %200 PR).	129
Çizelge 5.7.	Adaların YES Güçleri Dağılımları (Satış Kısıtsız %300 PR).....	130
Çizelge 6.1.	Doğrusal Programlama Çözümleri ve Kullandığı Diller.	132
Çizelge 6.2.	%PR Senaryolarda Gurobi Çözümleri ile HGS Optimizasyon Sonuçları.	133
Çizelge 6.3.	Dört Aydaki Dört Farklı Örnek Günlerinin Belirlenmesi.....	133
Çizelge 7.1.	ESS Maliyetleri ve Teknik Özellikleri.....	155

Çizelge 7.2.	Satış Kısıtsız %35 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-1.....	157
Çizelge 7.3.	Satış Kısıtsız %35 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-2.....	158
Çizelge 7.4.	Satış Kısıtsız %35 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-3.....	159
Çizelge 7.5.	Satışsız %75 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-1.....	160
Çizelge 7.6.	Satışsız %75 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-2.....	161
Çizelge 7.7.	Satışsız %75 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-3.....	162
Çizelge 7.8.	%20 Şebeke Kısıtlı %150 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-1.....	163
Çizelge 7.9.	%20 Şebeke Kısıtlı %150 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-2.....	164
Çizelge 7.10.	%20 Şebeke Kısıtlı %150 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-3.....	165
Çizelge 7.11.	%40 Şebeke Kısıtlı %200 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-1.....	166
Çizelge 7.12.	%40 Şebeke Kısıtlı %200 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-2.....	167
Çizelge 7.13.	%40 Şebeke Kısıtlı %200 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-3.....	168
Çizelge 7.14.	Satış Kısıtsız %300 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-1.....	169
Çizelge 7.15.	Satış Kısıtsız %300 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-2.....	170
Çizelge 7.16.	Satış Kısıtsız %300 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-3.....	171
Çizelge 7.17.	Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin NPC Olarak Karşılaştırılması.....	172
Çizelge 7.18.	Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin NPC Olarak Karşılaştırılması.....	172
Çizelge 7.19.	Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin COE Olarak Karşılaştırılması.....	173
Çizelge 7.20.	Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin COE Olarak Karşılaştırılması.....	174
Çizelge 7.21.	Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin IC Olarak Karşılaştırılması..	174
Çizelge 7.22.	Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin IC Olarak Karşılaştırılması. ...	174
Çizelge 7.23.	Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin ESS Boyut Olarak Karşılaştırılması.....	175
Çizelge 7.24.	Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin ESS Boyut Olarak Karşılaştırılması.....	175
Çizelge 7.25.	Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin ESS Kayıp Olarak Karşılaştırılması.....	176
Çizelge 7.26.	Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin ESS Kayıp Olarak Karşılaştırılması.....	176
Çizelge 7.27.	Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin Konvertör Boyut Olarak Karşılaştırılması.....	177
Çizelge 7.28.	Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin Konvertör Boyut Olarak Karşılaştırılması.....	177
Çizelge 7.29.	Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin Konvertör Kayıp Olarak Karşılaştırılması.....	178

Çizelge 7.30.	Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin Konvertör Kayıp Olarak Karşılaştırılması.	178
Çizelge 7.31.	Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin YES, DG ve EE Olarak Karşılaştırılması.	180
Çizelge 7.32.	Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin YES, GP ve EE Olarak Karşılaştırılması.	180
Çizelge 7.33.	Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin Yakıt Kullanımı Olarak Karşılaştırılması.	182
Çizelge 7.34.	Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin CO ₂ Emisyonu Olarak Karşılaştırılması.	182
Çizelge 7.35.	Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin CO ₂ Emisyonu Olarak Karşılaştırılması.	182
Çizelge 7.36.	Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin RF Olarak Karşılaştırılması.	182
Çizelge 7.37.	Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin RF Olarak Karşılaştırılması. ..	182
Çizelge 7.38.	Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin EE Olarak Karşılaştırılması.	183
Çizelge 7.39.	Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin EE Olarak Karşılaştırılması. ..	183
Çizelge 7.40.	Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin GP Olarak Karşılaştırılması. ..	183
Çizelge 7.41.	Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin GS Olarak Karşılaştırılması. ..	183
Çizelge 7.42.	ESS Sonuçlarının Karşılaştırılması (Şebekesiz HGS).	185
Çizelge 7.43.	ESS Sonuçlarının Karşılaştırılması (Şebekeli HGS).	186
Çizelge 8.1.	Farklı PR'lardaki Optimal HGS'lerin Mevcut Sisteme Etkileri.	187

HARİTA LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Harita 1.1. Türkiye'nin Güneş radyasyon verileri.....	10
Harita 1.2. Türkiye'nin rüzgâr güç yoğunluğu verileri (50 m).....	11
Harita 1.3. Türkiye'nin rüzgâr hızı verileri (50 m).....	11
Harita 3.1. Balıkesir ili ve adaları.....	60
Harita 3.2. Türkiye'deki yıllık güneşlenme süreleri.....	61
Harita 3.3. Balıkesir ilinin yıllık ortalama global güneş radyasyon dağılım haritası.	62
Harita 3.4. Adalar arasındaki fider ENH bağlantıları.....	74



KISALTMALAR

BG	Biyogaz generatör
CC	Döngü şarjı
CD	Kombine gönderimi
CHA	Yatay ekseninde sürekli izleme sistemi
CO	Karbonmonoksit
CO ₂	Karbondioksit
COE	Seviyeleştirilmiş birim enerji maliyeti
CRF	Sermaye geri kazanım (kurtarma) faktörü
CVA	Dikey ekseninde sürekli izleme sistemi
DG	Dizel generatör
DSC	Dağıtım sistemi kontrolü
EE	Artan enerji
ENH	Enerji nakil hattı
ESS	Enerji depolama sistemi
GA	Genetik algoritma
GES	Güneş enerji (PV) santrali
GHI	Küresel yatay ışınımı
GO	Jeneratör siparişi
GP	Şebekeden elektrik satım alımı
GS	Şebekeye elektrik satımı
H ₂	Hidrojen
HGS	Hibrit güç sistemi
HOMER	Çoklu enerji kaynaklarının hibrit optimizasyonu yazılımı
HYES	Hibrit yenilenebilir enerji sistemi
IC	Sermaye (yatırım) maliyeti
IRR	İç verim oranı
LAB	Kurşun-asit batarya
LC	Yük kontrolü
LF	Yük talebi
Li-Ion	Lityum-iyon batarya
LM	Levenberg-Marguardt veri eğitimi optimum tekniği
LP	Doğrusal programlama
LPG	Sıvı petrol gazı
LPSP	Güç kaynağı kaybı olasılığı
MGC	Mikro şebeke kontrolü
MILP	Karmaşık tamsayılı doğrusal programlama
MIQCP	Karmaşık tamsayılı ikinci dereceden kısıtlı programlama
MIQP	Karmaşık tamsayılı ikinci dereceden programlama
ML	Matlab bağlantısı
MPPT	Maksimum güç noktası izleme sistemi
MSC	Mikro kaynak kontrolü
NH ₃	Amonyak
Ni-Mh	Nikel-metal batarya
NPC	Şimdiki net toplam maliyet
OC	İşletme maliyeti
O&M	Bakım-onarım maliyeti
PR	Penetrasyon oranı
PS	Tahmini gönderim

PSO	Parçacık sürüsü optimizasyonu algoritması
PV	Fotovoltaik panel
QCP	Kuadratik kısıtlı programlama
QP	İkinci dereceden programlama
RE	Yenilenebilir enerji
REP	Yenileme maliyeti
RES	Yenilenebilir enerji sistemi
RF	Yenilenebilirlik oranı
ROI	Yatırım getirisi
RT	Rüzgâr türbini
TEP	Ton eşdeğer petrol
TOU	Çok zamanlı tarife
UEA	Uluslararası enerji ajansı
VRFB	Vanadyum redoks akışkan batarya
WES	Rüzgâr enerji santrali
YE	Yenilenebilir enerji
YEK	Yenilenebilir enerji kaynağı
YES	Yenilenebilir enerji sistemleri
YSA-BP	Yapay sinir ağları-geri bildirim yayılımı
Zi-Br	Çinko-bromür batarya

SİMGELER

α	PV dizisinin güneş soğuması (%)
α_p	Güç sıcaklık katsayısı (-0.485 %/°C)
A_i	Azinotropi (ileriye saçılan radyasyon) indeksi
β	Yüzeyin eğimi (°)
β_{RT}	Bıçak eğim açısı (°)
B	Atlama hızı (0,00652 K/m)
c	Depolama kapasite oranı
c_v	Weibull ölçek faktörü (m/s)
C_p	Rüzgâr türbinin güç (performans) katsayısı
DOD	Bataryanın maksimum deşarj derinliği (%)
f	Enflasyon oranı (%)
f_a	Ufuk ışıma oranı (%)
f_v	Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonu
$f(v)$	Weibull dağılım fonksiyonu
F	Amaç fonksiyonu
F_v	Weibull kümülatif dağılım fonksiyon
g	Yerçekimi ivmesi (9,81 m/s ²)
\overline{G}	Zaman adımı boyunca ortalama dünya yüzeyindeki küresel yatay radyasyon (kW/m ²)
$\overline{G_b}$	Işın radyasyonu (kW/m ²)
$\overline{G_d}$	Dağınık radyasyon (kW/m ²)
H_0	Gün içi ortalama Dünya dışı yatay radyasyon (kWh/m ² /gün)
i	Yıllık reel faiz oranı (%)
i'	Yıllık faiz oranı (%)
j	Verilerin sınıf numarası
K	Polarizasyon sabiti (V/A.h)
k	Sabit enerji depolama oranı (h ⁻¹)
k_v	Weibull şekil faktörü (birimsiz)
K_t	Açıklık (berraklık) indeksi
LHV	Dizel yakıtın daha düşük ısıtma değeri
N	Proje ömrü (yıl)
n	Yılın günü (1-365 arası)
n_D	Diyot ideallik faktörü (ideal bir diyot için $n=1$)
Z	Ohm
Q	Batarya kapasitesi (A.h)
ρ	Hava yoğunluğu (kg/m ³)
ρ_G	Zemin (albedo) yansımaları (%)
ρ_0	Hava yoğunluğu (standart koşullar altında, 15 °C, kg/m ³)
R	Gaz sabiti (287 J/kg.K)
SOC	Bataryanın şarj durumu (%)
SOH	Bataryanın sağlık durumu (%)
τ	Analiz edilen zaman dilimi (yıl)
τ_{PV}	PV dizisi üzerindeki geçirgenliği (%)
T_0	Standart sıcaklık değeri (288,16 °K)
η_{DG}	Dizel generatör verimliliği (%)
η_{inv}	İnvertör verimliliği (%)
η_{PV}	PV panel verimliliği (%)

η_{RT}	Rüzgâr türbin verimliliği (%)
δ_{BAT}	Kendi kendine deşarj katsayısı
δ	Güneş sapması ($^{\circ}$)
λ	Boylam ($^{\circ}$)
λ_{RT}	Bıçağın uç hızı oranı
Δt	Zaman aralığı (saat)
Φ	Enlem ($^{\circ}$)
u	Rüzgâr hızı (m/s)
v_{cin}	Rüzgâr türbinin aktif rüzgâr hızı (m/sn)
v_{cout}	Rüzgâr türbinin kesme rüzgâr hızı (m/sn)
v_r	Rüzgâr türbinin göbek yüksekliğine karşı gelen rüzgâr hızı (m/s)
\bar{v}	Ortalama rüzgâr hızı (m/s)
ω	Saat açısı ($^{\circ}$)
ω_1	Zaman adımının başlangıçtaki saat açısı ($^{\circ}$)
ω_2	Zaman adımının sonundaki saat açısı ($^{\circ}$)
ω_s	Gün batımı saat açısı ($^{\circ}$)
γ	Yüzeyin azimut açısı ($^{\circ}$)
Z_1, Z_2, Z_3	Güç eğrisi regresyon katsayıları
z	Rakım yüksekliği (m)
Z	Doğrusal eskime katsayısı
θ	Güneşin gelme açısı ($^{\circ}$)
θ_z	Başucu açısı ($^{\circ}$) (güneş ufuktayken 90° , tam tepedeyken 0°)
Γ	Gama faktörü

ÖZET

GÜÇ SİSTEMLERİNDE ENERJİ YÖNETİMİ ANALİZİ VE UYGULAMASI

Zafer ÖZTÜRK

Düzce Üniversitesi

Lisansüstü Eğitim Enstitüsü, Disiplinlerarası Elektrik-Elektronik ve Bilgisayar

Mühendisliği Anabilim Dalı

Doktora Tezi

Danışman: Doç. Dr. Salih TOSUN

Temmuz 2022, 210 sayfa

Teknolojinin gelişmesi ve artan tüketici talebi neticesinde elektrik ihtiyacı gün geçtikçe artmaktadır. Bu artış ile birlikte üretim kaynaklarına olan gereksinim büyümektedir. Yeraltı kaynakların sınırlı olması, fosil kaynakların çevreye verdiği zararlar, enerji yakıt maliyetindeki artışlar ve taşınmasındaki zorluklar neticesinde bu kaynaklarının kullanımının azaltılması ve burada oluşan boşluğu yenilenebilir enerji kaynakları ile doldurulması gerekmektedir. Bu nedenle hem fosil kaynakların hem de yenilenebilir enerji kaynaklarının birlikte ve verimli şekilde kullanılması oldukça önem taşımaktadır.

Bu tez çalışmasında karaya yakın bir ada grubu için yüksek yenilenebilir enerji kaynaklı bir hibrit güç sisteminin teknik, ekonomik ve çevresel uygulanabilirliği incelenerek optimal hibrit bir model değerlendirilmiştir. Ada bölgesinin konum bilgileri ışığında bölgedeki solar radyasyon ve rüzgâr hızı verileri analiz edilmiş ve bu analizler neticesinde sistem boyutlandırmasında rüzgâr türbinlerinin daha da ön plana çıktığı görülmüştür. Bölgedeki hibrit güç sisteminin modellenmesinde, Amerikan Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarında geliştirilmiş ve güvenilirliğini kanıtlamış olan HOMER PRO yazılımı kullanılmıştır. Optimizasyon sonuçları özellikle yük profili, yenilenebilir enerji kaynaklı santrallerin başlangıç maliyetleri ve teşvik paketlerinin kapsamının yüksek yenilenebilir enerji kaynaklı çözümlerin boyutunu belirlediği görülmüştür. Oluşturulan farklı penetrasyonlu senaryolarda %0-%20-%40 şebeke güç kısıtlarına bağlı olarak optimal yenilenebilir enerji sistemlerin %75-300 arasında penetrasyonlarının değiştiği belirlenmiştir. Belirlenen bu optimal senaryoların adalara optimal dağılım tahminleri Parçacık Sürü Optimizasyonu (PSO) algoritması – Pandapower Güç Akış Çözümleyicisi yöntemi kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Elde edilen oranlar neticesinde farklı senaryolar altında her bir adaya yenilenebilir enerji dağılımları yapılmıştır. Her bir adanın optimal yenilenebilir enerji üretimlerinin, şebeke alışı/satışı durumlarının ve saatlik maliyet değişimlerinin analizleri Gurobi optimizasyon çözücüsü ile gerçekleştirilmiştir. Son bölümde ise belirlenen senaryolara dizel generatör ve üç farklı enerji depolama sistemleri dahil edilerek teknik, ekonomik ve çevresel analizler yapılmış ve sonuçlar karşılaştırılmıştır. Elde edilen sonuçlar yük profili, şebeke güç kısıtları ve teşvik paketlerine bağlı olarak şebeke altyapısı olan ada veya ada gruplarının enerjiye ihtiyacının yüksek yenilenebilir enerji sistemli enerji üretimi ile teknik, ekonomik ve çevresel hedefler ile uyumlu uygulanabilir çözümler üretebileceğini göstermiştir.

Anahtar sözcükler: Gurobi optimizasyon çözücüsü, Hibrit güç sistemi, Pandapower Güç Akış Çözümleyicisi, Parçacık sürü optimizasyonu, Yenilenebilir enerji sistemleri.

ABSTRACT

ENERGY MANAGEMENT ANALYSIS AND APPLICATIONS IN POWER SYSTEMS

Zafer OZTURK

Duzce University

Graduate School of Education, Department of Interdisciplinary Electrical-Electronics
and Computer Engineering

Doctoral Thesis

Supervisor: Assoc. Dr. Salih TOSUN

July 2022, 210 pages

The need for electricity is increasing day by day as a result of the development of technology and increasing consumer demand. With this increase, the need for production resources is growing. As a result of the limited underground resources, the damage of fossil resources to the environment, the increase in the cost of energy fuel and the difficulties in transportation, the use of these resources should be reduced and the gap created here should be filled with renewable energy resources. For this reason, it is very important to use both fossil resources and renewable energy resources together and efficiently.

In this thesis, an optimal hybrid model was evaluated by examining the technical, economic and environmental feasibility of a high renewable energy source hybrid power system for an island group close to the land. In the light of the location information of the island region, the solar radiation and wind speed data in the region were analyzed and as a result of these analyzes, it was seen that the wind turbines came to the fore even more in system sizing. HOMER PRO software, which was developed in the American National Renewable Energy Laboratory and proved its reliability, was used in modeling the hybrid power system in the region. It has been observed that the optimization results, especially the load profile, the initial costs of renewable energy power plants, and the scope of incentive packages determine the size of high renewable energy solutions. It has been determined that the penetrations of optimal renewable energy systems vary between 75-300% depending on the grid power constraints of 0%-20%-40% in the scenarios with different penetrations created. The optimal distribution estimations of these determined optimal scenarios to the islands were made using the Particle Swarm Optimization (PSO) Algorithm – Pandapower Power Flow Analyzer method. As a result of the obtained rates, renewable energy distributions were made to each island under different scenarios. The analyzes of optimal renewable energy generation, network buying/selling status and hourly cost changes of each island were performed with Gurobi optimization solver. Finally, the diesel generator and three different energy storage systems were included in the determined scenarios, technical, economic and environmental analyzes were made and the results were compared. The results show that, depending on the load profile, grid power constraints and incentive packages, the energy needs of the island or island groups with grid infrastructure can produce viable solutions that are compatible with technical, economic and environmental targets with high renewable energy system energy production.

Keywords: Gurobi optimization solver, Hybrid power system, Pandapower Power Flow Analyzer, Particle swarm optimization, Renewable energy system.

EXTENDED ABSTRACT

ENERGY MANAGEMENT ANALYSIS AND APPLICATIONS IN POWER SYSTEMS

Zafer OZTURK

Duzce University

Graduate School of Education, Department of Interdisciplinary Electrical-Electronics and Computer Engineering

Doctoral Thesis

Supervisor: Assoc. Dr. Salih TOSUN

July 2022, 210 pages

1. INTRODUCTION:

Electrical energy is the basis of the indispensable energy source in today's world. It is an essential element of life, as it has advantages such as being easily converted into different types of energy, being easy to transmit and control, and is used in various fields. Energy assets and policies are very important for countries to maintain their existence. Countries with foreign-dependent energy are struggling economically and socially.

As a result of the increase in population in the world and Turkey, the development of industry and technology, and the expansion of living standards, the need for energy is growing every year. The majority of energy needs are met by fossil resources. However, as a result of the damage caused by fossil resources to the environment, the limitations in underground resources, and the high costs of fuels, the need for renewable energy resources (RES) increases. As a result, many countries follow various policies in line with zero carbon emissions and expand the use of RES. In particular, various policies have been developed to use both fossil resources at a minimum level and renewable energy resources at the maximum level, and as a result, hybrid power systems (HPS) that include micro-grids and various control systems have been created. With these systems, electricity will be produced at the maximum level from many energy sources and the energy requirement of the load will be met with the lowest carbon emission.

In this thesis, an optimal hybrid model is proposed by examining the technical, economic, and environmental feasibility of a high renewable energy source HPS for an island group close to the land. In addition, a new multi-stage optimization method has been applied for the optimum sizing of the renewable energy systems (RES) of the

island group with the microgrid. Finally, the technical, economic, and environmental analyzes of the inclusion of diesel generators (DG's) and energy storage systems (ESS's) in the HPS are evaluated.

2. MATERIAL AND METHODS:

In the thesis study, technical, economic, and environmental analyzes and sizing designs of the microgrid were carried out with the HOMER PRO software, which was developed by the United States National Renewable Energy Laboratory to assist the design of micro energy systems and is a highly reliable software. Meteorological data of the region; was obtained from the database created by NASA and the general directorate of meteorology. The load data of the islands were created by the municipal authorities from the real SCADA data of 2021.

In order to predict the renewable energy data in the islands, the "pyswarm" and "pandapower" libraries under the Python software were used and the necessary software was analyzed with codes. The Particle Swarm Optimization (PSO) algorithm is a meta-heuristic and population-based scholastic optimization algorithm developed by observing that the movements of the animals in the herd while meeting their basic needs in order to find food, affect the members of the other herd, and therefore the driver easily reaches the determined goal. A set of particles (swarms) defined by their positions and velocity vectors move through the search space to reach local and global optimum solutions. It finds local and global optimum values to determine the position of each particle. It is a convenient method for solving nonlinear problems and has achieved success in many areas such as function optimization, fuzzy system control, and artificial neural network training. The algorithm starts with the population containing random solutions and then searches for the optimal solution by updating the population generations. Possible solutions, called particles, follow the optimal particle formed at that moment and circulate in the problem space. Its difference from classical optimization methods is that it does not need derivative information and the number of parameters that need to be adjusted compared to other evolutionary optimization methods is low and easy. It was used in the study to obtain the optimal estimate. The "gurobipy" library under the Python software was used to ensure the optimal distribution of renewable energy productions in the islands.

3. RESULTS AND DISCUSSIONS:

As a result of the increase in energy demand, the interest in renewable energy sources is increasing. As a result, it is important to produce energy by establishing high penetration (PR) RES for island groups with grid infrastructure. In this study, technical, economic and environmental analyzes of RES in various grid constraints in existing and different penetration states of the island group close to the mainland and hosting the grid were carried out. In line with the results obtained, 75% PR (no network sales), 150% PR (20% network restricted), 200% PR (40% network restricted), and 300% PR (network unconstrained) were determined as the most optimal HPS. In line with these determined data, the YES ratios of each island were estimated with the multi-stage optimization method, and power distributions were made accordingly. In line with these powers determined by Gurobi optimization solver, the optimal distribution of RES generation, grid, and load conditions in the islands was analyzed annually and hourly analyzes were graphed in four different day periods. Finally, diesel generators and energy storage systems with three different features were included in HPS for each scenario, and technical, economic, and environmental analyzes were made according to these situations. As a result of the results obtained, it has been observed that lithium-ion ESS economically, lead-acid ESS technically and vanadium-redoks flow battery (VRFB) ESS environmentally come to the fore. Obtained results were evaluated and compared.

A new multi-stage optimization method has been developed for optimum sizing of hybrid renewable energy systems in microgrids. With the proposed multi-stage optimization method, first of all, hybrid power system models were analyzed from various perspectives with the HOMER Pro software and the software's three different control methods (LF, CC, and CD). Secondly, with the meta-heuristic PSO algorithm of the RESs and the panda power flow optimization solver, the optimal system sizing of the islands was determined in order to minimize transmission and distribution losses, with each island generating its own energy. Thirdly, annual energy distribution analyzes were performed with the Gurobi optimization solver in order to minimize the total cost at the end of the project life. Finally, optimization analyzes were made by including ESS and diesel generator in the optimal system and the results were compared. Considering the results obtained, lithium-ion ESS and HPS economically, lead-acid ESS technically and VRFB ESS environmentally came to the fore.

1. GİRİŞ

Günümüzün vazgeçilmez enerji kaynağının temelinde elektrik enerjisi yer almaktadır. Diğer enerji türlerine göre kolaylıkla dönüşebilmesi, iletiminin ve kontrolünün kolay olması, kullanım alanının oldukça geniş alanda olması gibi birçok avantajı bulunmaktadır. Elektrik enerjisinin ihtiyacının olmadığı hiçbir bölge kalmamıştır. Bu nedenle hayatın vazgeçilmez bir unsuru olarak görülmektedir. Elektrik enerjisi; insan hayatının hayat kalitesini iyileştirir, ülkelerin ekonomik ve sosyal kalkınmasında ve ilerlemesinde önemli rol oynar, toplumların rekabet sağlamalarında varlıklarını sürdürmelerinde etki gösterir, sanayi ve teknolojinin çalışması, gelişmesi ve ilerlemesinde rol oynar, insan sağlığının korunmasında önemli katkı sağlar. Kısacası toplum ile doğa arasında önemli köprü vazifesi gösterir ve vazgeçilmez bir unsur olmaktadır.

Dünya'daki toplumların tüketim taleplerindeki artışlar, sanayi ve teknolojinin gelişimi, yaşam standartlarının genişlemesi gibi birçok faktör enerjiye olan gereksinimi artmaktadır. Petrol, kömür, linyit, doğalgaz gibi fosil enerji kaynaklarına olan ihtiyaç artmakta ve bunun sonucunda mevcut rezervler hızla tükenmektedir. Bu durum devam ettiğinde yakın gelecekte yakıtların tükenme riski kaçınılmaz olacaktır. Ayrıca fosil yakıtların çevreye yaydığı zararlı gazlar neticesinde küresel ısınma, çevre kirliliği, sera etkisi, iklim değişikliği gibi olumsuz etkiler görülmektedir. Günümüzde küresel ısınmanın kritik düzeylere ulaştığı düşünüldüğünde daha çevreci enerji kaynaklarına olan ihtiyacın artırdığı söylenebilir.

Enerji, devletlerin uluslararası ilişkilerde ve siyasetlerinde oldukça büyük öneme sahiptir. Devlet yönetimleri ülkenin enerji arz güvenliğini sağlamaya çalışmaktadır. Bunun sonucunda birtakım çalışmalar yürütmektedir. Ülkede mevcut enerji kaynaklarının çevreye zarar vermeyecek şekilde yaygınlaştırılması, diğer enerji kaynakları ile bütünleşik olması, yerli kaynaklara öncelik verilmesi, uygun gerilim ve frekansta elektriğin üretilmesi, talep ihtiyacı karşılayacak düzeyde tasarlanması, arızalarda çökmeyecek şekilde akıllı şebekelerin oluşturulması gibi birçok hedefler uygulanmaktadır. Elektrik şebekelerin akıllı hale getirilmesi, farklı enerji kaynakları ile elektrik üretiminin sisteme entegrasyonu için oldukça önemlidir. Bu şekilde farklı enerji kaynaklarından yeterince yararlanılabileceği gibi ihtiyaç sahiplerine daha ucuz ve

sürdürülebilir enerji sağlanabilecektir.

Fosil yakıtların çevreye etkilerinin olumsuz olması, fosil kaynakların rezervlerinin kısıtlı olması, nüfus artışı, endüstriyelleşme ve teknolojinin gelişmesi, ülkelerin enerji ihtiyacında dışa bağımlılıklarını azaltması ve enerjiye olan talebin artması neticesinde yenilenebilir enerji kaynaklarına olan gereksinim yüksek oranda olmaktadır. Güneş, rüzgâr gibi popüler enerji kaynaklarının yanı sıra hidroelektrik, biyokütle, hidrojen gibi çeşitli Yenilenebilir Enerji Kaynakları (YEK) bulunmaktadır. Türkiye, fosil kaynakları açısından fakir bir ülke konumundadır; ancak yenilenebilir enerji kaynaklarının çeşitliliği ve potansiyeli açısından oldukça zengindir. Bu nedenle bu kaynakların etkili ve verimli olarak kullanılması ülkenin dışa bağımlılığını azaltacağı gibi daha çevreci bir elektrik üretimini sağlayacaktır.

YEK ile elektrik üretiminde belirli bir düzen bulunmamaktadır. Güneş'in belirli zaman aralıklarında etkili olması, rüzgârın aylara ve günlere göre farklı hızlarda esmesi, yağış rejimindeki düzensizlikler gibi birçok faktör elektrik üretimdeki dengesizlikleri ortaya koymaktadır. Bu nedenle mevcut şartlar öngörülerek birçok yenilenebilir enerji kaynağının entegre edildiği bir Hibrit Güç Sistemi'ne (HGS) ihtiyaç duyulmaktadır. Böylece farklı enerji kaynaklarından maksimum düzeyde elektrik üretimi elde edilebilir, yük ihtiyacı karşılanabilir ve geriye kalan enerji depolanarak daha sonradan kullanılabilir. Bu tarz sistemler birbirlerinin eksiklerini tamamlamada önemli yararlar sağlamaktadır. Çok kaynaklı ve çeşitli alternatiflere sahip enerji sistemleri, tek kaynaklı sisteme göre daha güvenlidir ve büyük potansiyele sahiptir. Bununla birlikte ilgilenilen bölgenin yüksek rüzgâr gücü potansiyeli optimal senaryolarda hibrit kullanımı kısıtlı bir şekilde önermektedir. Bunun nedeni, önerilen hibrit güç modelindeki amaç fonksiyonun NPC (proje sonundaki toplam maliyet) olmasıdır. Oluşan optimal senaryolarda toplam YEK kurulu gücünün %90'ın üzerinde rüzgâr santrallerinden faydalanılmıştır. Bu durum farklı YEK'lerin birbirlerinin eksikliklerini tamamlamaları ve optimal boyutlandırmaları açısından özellikle şebekeden bağımsız HGS'ler için bir dezavantaj oluştursa da çalışılan bölgedeki ada grubunun anakaraya yakın ve dolayısıyla şebeke altyapısının olması nedeniyle enerji sürekliliği açısından bir problem yaşanmamaktadır. Literatürdeki birçok çalışmada ada veya ada gruplarının enerji talebini karşılamak için şebekeden bağımsız HGS'ler önerilmektedir. Bu çalışmada literatürde nadiren ele alınan kısıtlı şebeke altyapısı olan ada veya ada gruplarının YEK potansiyelleri incelenerek optimal boyutlandırma yapılmıştır. Dahası her bir adanın yük talebindeki mevsimsel

değişkenlikler dikkate alınarak hat kayıplarını minimize eden amaç fonksiyonu ile her bir ada için optimal YEK güçleri belirlenmiştir. Ayrıca yüksek YEK gücünün ada grubunun öztüketim, birim enerji maliyetleri, amortisman süreçleri ve karbon salınımı yönüyle etkileri derinlemesine analiz edilmiştir.

Tez çalışması sekiz bölümden oluşmaktadır. Birinci bölümde, Dünya ve Türkiye'deki enerji durumları, literatür çalışmaları, tezin amacı ve literatürdeki HGS çeşitleri ve kontrol topolojisi, HGS'deki teknik ve ekonomik parametrelerin özellikleri verilmiştir. Üçüncü bölümde, adalar bölgesinin ekonomik ve nüfus verileri, meteorolojik bilgileri, adalar bölgesindeki enerji nakil hatlarının özellikleri, adalardaki yıllık yük verileri, analiz yapılacak simülasyon yazılımının özellikleri, HGS'nin algoritmasının tasarlanması ve kontrol yöntemlerinin belirlenmesi ana hatlarıyla verilmiştir. Dördüncü bölümde, adalardaki yenilenebilir enerji sistem (YES) değişimlerinin adalar üzerindeki etkileri %35'den başlayarak %500'e kadar farklı şebeke kısıtları altında incelenmiş ve en optimal HGS senaryoları ekonomik koşullar altında tespit edilmiştir. Beşinci bölümde, belirlenen en optimal senaryolar altında hangi adalarda hangi YES'lerin yerleştirilmesi gerektirdiği Parçacıklı Sürü Optimizasyon (PSO) algoritması – Pandapower güç akış çözümleyicisi ile hatlardaki en az kayıplar altında tahmin edilmiş ve sonuçlar ışığında adalara YEK güçlerinin uygun şekilde dağıtımı yapılmıştır. Altıncı bölümde Gurobi optimizasyon çözücüsü ile adalardaki optimal enerji dağılımlarının analizleri yapılmış ve dört farklı zaman dilimindeki analiz sonuçları değerlendirilmiştir. Yedinci bölümde mevcut optimal HGS senaryolar içeresine dizel generatör (DG) ve üç farklı enerji depolama sistemleri (lityum iyon, kurşun asit ve vanadyum akışkan (VRFB)) dahil edilmiş ve sonuçlar karşılaştırılmıştır. Son bölümde elde edilen sonuçlar değerlendirilmiş ve gerekli öneriler sunulmuştur.

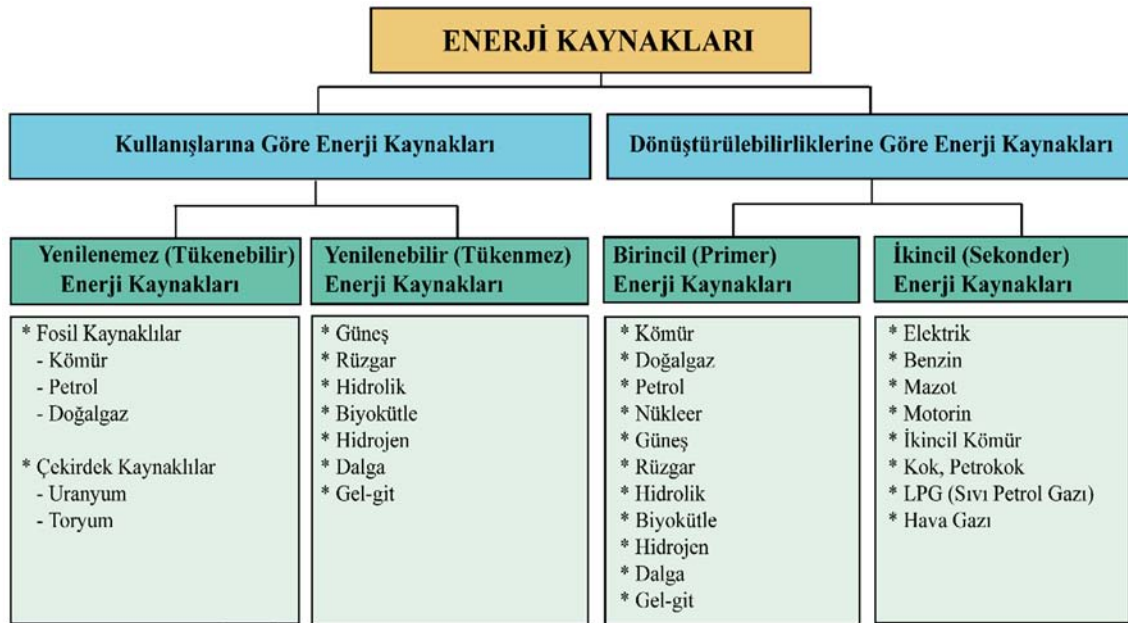
1.1. DÜNYA'DA VE TÜRKİYE'DE ENERJİ

Enerji, günümüzde dünya ve insanlık açısından en gerekli ihtiyaçların başında yer almaktadır. Nüfusun artmasıyla birlikte artan enerji talepleri sonucunda enerji kullanıma olan gereksinim gittikçe artmaktadır. Dünya yaşam standartları ile ülke gelişimleri ele alındığında sanayi ve teknoloji alanında ciddi yatırımların artması sonucu enerji ihtiyacını daha da ön plana çıkarmıştır. Bu nedenle enerjiler, ülkelerin kalkınmasında önemli rol oynamaktadır. Enerji ihtiyacı, ülkelerin nüfus artışından daha fazla artış eğilimi göstermektedir. Burada teknoloji faktörü ve refah seviyesi etkisini

göstermektedir. Enerjinin talebi bazı problemleri meydana getirmektedir ve çözüm arayışlarına yol açmaktadır. Bundan ötürü enerji problemleri doğru olarak tanımlanması, eski enerji teknolojilerinden uzaklaşılması ve yeni enerji teknolojilerine ağırlık verilmesi gerekmektedir [1], [2].

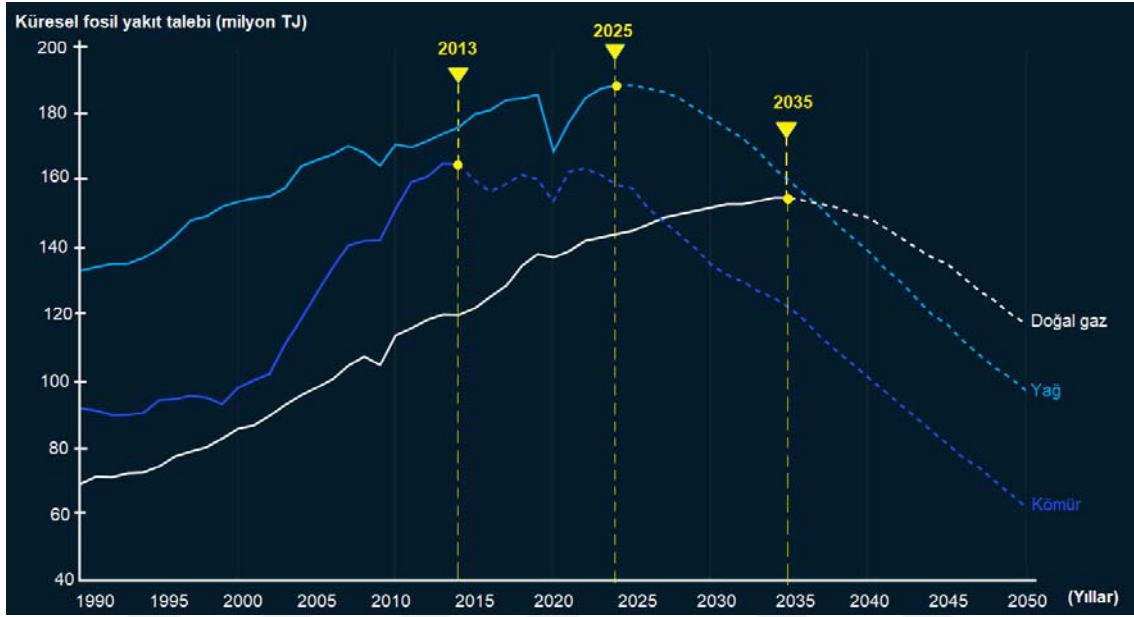
Gelişen teknoloji ve enerji talebindeki artışlara ve çevresel kaygılara bağlı olarak YEK'lere yönelim artarak devam etmektedir. Sürdürülebilir çevre ve enerji hedeflerine uyumlu ekonomik, sosyal ve çevresel birçok faydası olan YES'ler uygun bir seçenek olarak ortaya çıkmaktadır. Dahası sera gazı emisyonlarını azaltmaya yönelik verilen taahhütler ile azalan YES maliyetlerinin birleşmesi sonucu YES'li kaynaklara yönelim hızlanmıştır. Derin karbonsuzlaştırmayı başarmak için birçok iklim eylem planında (2015-Paris Antlaşması vb.) yüksek YES'lerin kullanımını ön plana çıkaran sistemlere odaklanılmıştır [3]. Bundan dolayı fosil enerji kullanımının sınırlandırılması ve YES'lerin çeşitlendirilmesi önem taşımaktadır.

Şekil 1.1'de enerji kaynaklarının gruplandırılması görülmektedir. Verilen şekle göre enerji kaynakları; kullanımına ve dönüştürülebilirliklerine olmak üzere iki sınıfa ayrılır. Kullanımına göre enerji kaynakları, yenilenemeyen (tükenebilir) ve yenilenebilir (tükenmeyen) enerji kaynakları şeklinde gruplara ayrılırken; dönüştürülebilirliklerine göre enerji kaynakları, birincil (değişime uğramamış) ve ikincil (değişime uğramış) enerji kaynakları şeklinde gruplara ayrılır [4], [5].



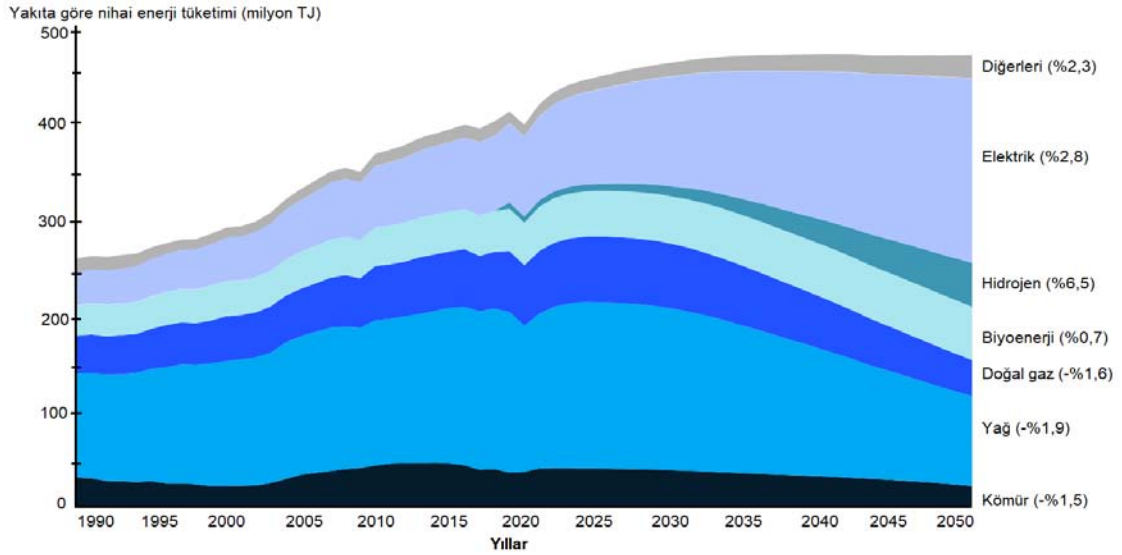
Şekil 1.1. Enerji kaynaklarının sınıflandırılması.

YES, geleceğin enerji ihtiyaçları için en uygun seçenektir. Günümüzde fosil kaynakların yerini YES'ler almaktadır. Küresel Enerji Perspektifi 2020 Raporu'na göre toplam fosil yakıt talebinin 2030 yılına kadar zirveye çıkacağı ancak bu artışın 2050 yılına kadar yenilenebilir enerji kaynaklarının daha fazla kullanılmasıyla birlikte azalışa geçerek enerji talebinin %43'üne ulaşacağı düşünülmektedir (Şekil 1.2) [6].

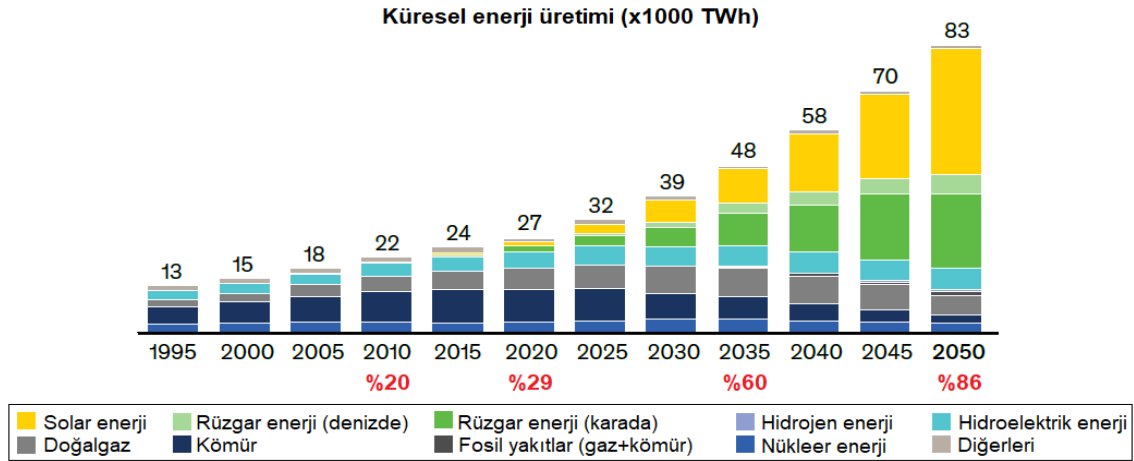


Şekil 1.2. Küresel fosil yakıtların yıllara göre talep değişimleri (1990-2050).

Küresel ekonominin büyümesi ve nüfusun artmasının artması ele alındığında 2020 yılında %20 olan enerji tüketiminin 2050 yılına kadar %14 oranında artması (%50) beklenmektedir. 2020'den 2050 yılına kadar elektrik talebinde öngörülen büyüme oranı %3-4 oranı arasında değişmektedir. Ayrıca 2050 yılına kadar öngörülen elektrik talebi 3 kat artacağı düşünülmektedir (Şekil 1.3). Yenilenebilir enerji kullanımının 2037 yılına kadar artış göstererek iki katına kadar ulaşacağı ve 2030 yılında küresel elektrik üretiminin %50'sini, 2050 yılında ise %80-90'ını oluşturacağı tahmin edilmektedir. Şekil 1.4'te 2050 yılına kadar yenilenebilir ve fosil kaynakların enerji üretimindeki kullanım oranlarının değişimleri görülmektedir. Özellikle güneş ve rüzgâr enerjileri aktif olarak kullanıldığı ve 2030 yılında hidrojen enerjinin 4-6 kat büyüyeceği düşünülmektedir [7].

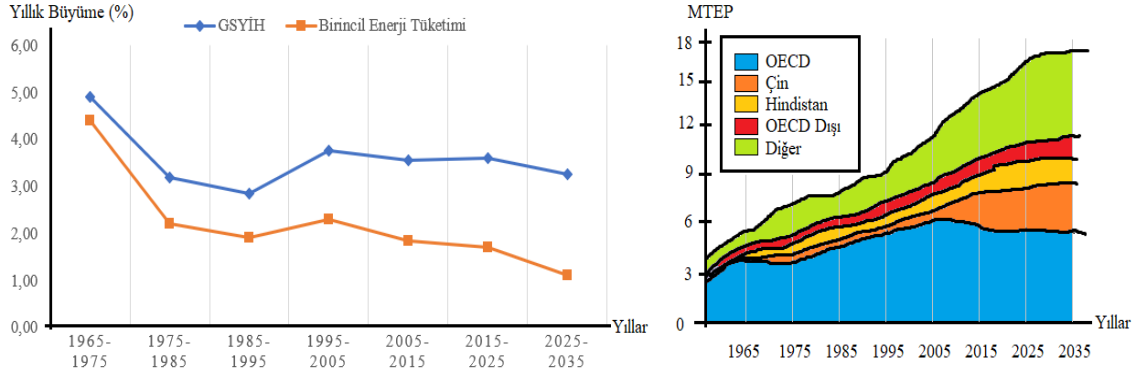


Şekil 1.3. Yıllara göre yakıtların enerji kullanımındaki payları (1990-2050).



Şekil 1.4. Küresel enerji üretimlerinin yıllara göre değişimleri (1995-2050).

Sanayileşme ve nüfus artışıyla birlikte dünyadaki enerji tüketimi gün geçtikçe artmakta ve 2040 yılına gelindiğinde dünyanın nüfusu 9 milyar seviyesine ulaşması beklenmektedir. Bu durum, enerji ihtiyacını arttıracak ve arzın sağlanması gerekliliğini ortaya çıkaracaktır. Dünya ekonomisinde 20 yıllık süreçte %3 büyüme olacağı düşünülmektedir. Uluslararası Enerji Ajansı (UEA)'nın verdiği bilgiler doğrultusunda, dünyada 20 yıl içerisinde birincil enerji talebi 20,3 Milyar TEP (ton eşdeğer petrol) seviyelerine ulaşacaktır. En fazla enerji tüketimini Çin ilk sırada alırken Türkiye 129,3 milyon TEP tüketimi ile 19. sırada yerini alacaktır. ABD ve Hindistan ise Çin'i sırayla takip etmektedir. Şekil 1.5'te dünya ekonomisinin yıllara göre büyümesi ile enerji tüketiminin yıllara göre değişim grafiği görülmektedir [8].

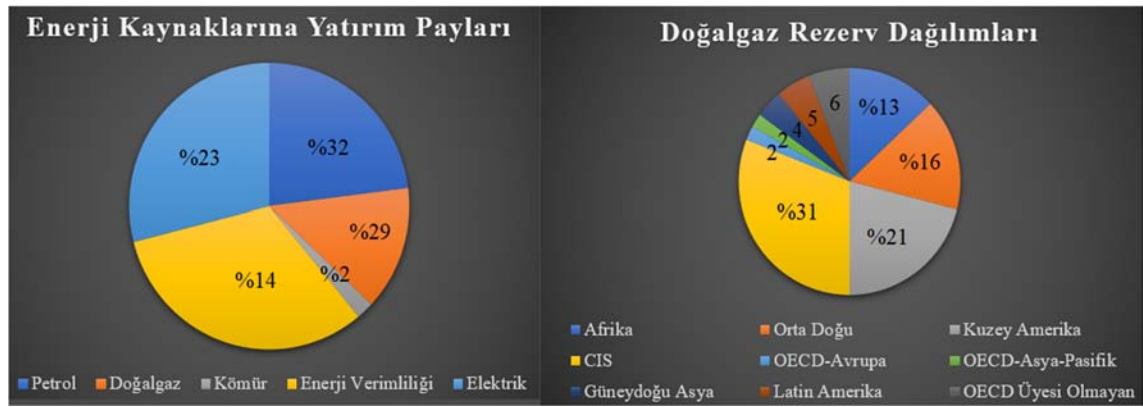


Şekil 1.5. Dünya ekonomisi ile birincil enerji tüketim ilişkisi.

Dünyanın en büyük enerji üreticisi, tüketicisi olan Çin, aynı zamanda kurulu hidroelektrik, rüzgâr ve güneş PV enerji üretim kapasitesi açısından en üst sırada yer almaktadır. 2015 yılında YES'in nihai enerji kullanımının %7'sini karşılarken bu pay 2050 yılına kadar %67'ye çıkarılması hedeflenmektedir. Avrupa Birliği, uluslararası temiz enerji kullanımının farkındalığının artırılmasında ve iklim değişikliğinin küresel zorluğuna yönelik politika eyleminin geliştirilmesinde kilit bir rol oynamaktadır. Uzun vadeli karbonsuzlaştırma taahhütlerini yerine getirmek için 2050 yılına kadar nihai enerji kullanımındaki yenilenebilir enerji payını %70'e çıkarmayı hedeflemektedir. G20 ülkelerinde YES kurulumu ile ön plana çıkan Hindistan'da ise 2050 yılına kadar %73'e çıkarma hedefi bulunmaktadır. Diğer taraftan ABD'de ise bu oran %63 olarak belirlenmiştir. Özellikle gelişmekte olan ülkelerde YES'lerin yaygınlaşma hızı değişken başlangıç maliyetleri, teknolojik gelişmişlik düzeyi, politik ve sosyo-ekonomik yetersizlikler vb. birçok engelle yavaşlamaktadır [8]. Literatürde bu engellerin belirlenmesi ile ilgili birçok çalışma yapılmıştır. Şili'de YES kullanımının yaygınlaşmasının önündeki en büyük engellerin azalan sırada sırasıyla kurumsal, teknoloji, alt yapı, ekonomik, sosyal farkındalık olduğu belirlenmiştir [9]. Benzer çalışmalarda da aynı şekilde yeterli finansal kaynakların olmaması, toplumsal farkındalık, kurumsal yapıların zayıflığı ve şebeke altyapısının zayıflıkları en kritik sorunlar olarak ifade edilmiştir [10]. Yüksek yenilenebilir enerji gücüne ulaşmak için teknik ve ekonomik zorlukların üstesinden gelinmesi amacıyla fizibilite ve birim enerji maliyetlerine ilişkin araştırmalar yapılmaktadır. Dünya ve Türkiye açısından başlıca enerji kaynaklarının analizi yapıldığında şu veriler elde edilmiştir.

Doğalgaz: Enerji gereksinimi her ülkede değişkenlik göstermektedir. Bu değişkenlik durumu neticesine paralel şekilde enerji talebi gün geçtikçe artmaktadır. Bu durum

neticesinde enerji yatırımları da paralellik göstererek artışını sürdürmektedir. Dünya genelinde 25 yıllık süreçte 68,2 trilyon \$ değerinde bir yatırım planlanmaktadır. Bu yatırımın %14,67'si doğalgaz oluşturmaktadır. Türkiye’de 2017 yılı itibariyle doğalgaza yatırım 1 milyar \$ olmaktadır. Doğalgaz kaynaklarının dünya üzerindeki gaz rezervi 178 trilyon m³ civarında olup %40’ı Orta Doğu’da bulunmaktadır. Dünya’da 2019 yılı itibariyle doğalgaz rezervi 198,8 trilyon m³ şeklindedir ve doğalgaz yüksek üretime sahip ülkeler sırasıyla; ABD, Rusya, İran, Katar ve Çin’dir. Türkiye 2019 yılında 45,3 milyar m³ doğalgaz tüketirken (ithal ederken) 483 milyon m³ doğalgaz üretmiştir. Şekil 1.6’te Dünya’da enerji kaynaklarına yatırım payları ve ülkelere göre doğalgaz rezervleri görülmektedir [11], [12].



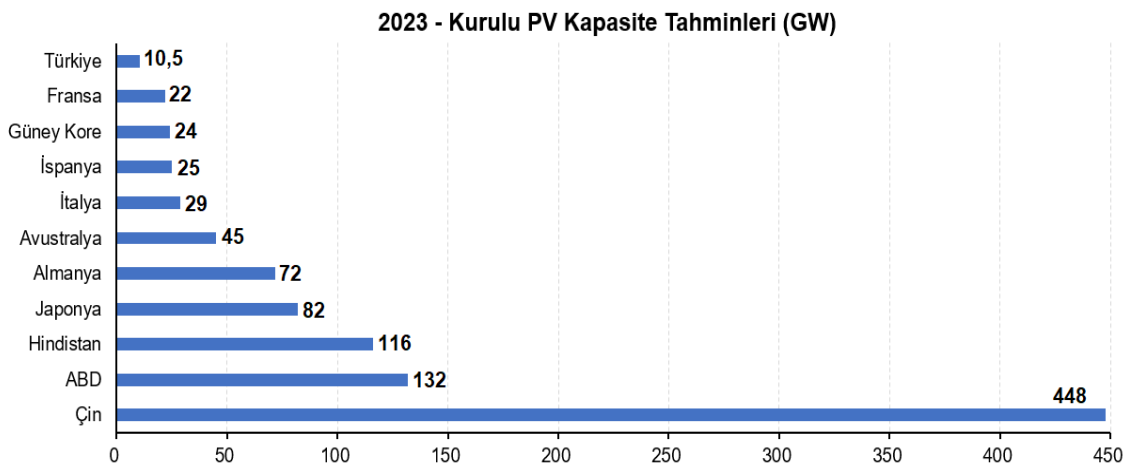
Şekil 1.6. Dünya’da enerji kaynaklarına yatırım payları ve ülkelere göre doğalgaz rezerv dağılımları.

Petrol: Fosil yakıtların başında petrol gelmektedir. Dünya’da 2019 yılı itibariyle 1.733,9 milyar varil petrol rezervi bulunmaktadır ve petrol üretimi 95,2 milyon varil/gün olarak yapılmaktadır. Bu rezervin %48’i Orta Doğu ülkelerinde, %19’u Güney-Orta Amerika ülkelerinde, %14’ü Kuzey Amerika ülkelerinde bulunmaktadır. Türkiye’de 2019 yılında 31 milyon ton ham petrol ithalatı yapmaktadır; ancak son zamanlarda 5063 kuyu açarak 2.984.800 ton ham petrol üretmiştir. Ham petrol ithalatı; Rusya, İran, Kazakistan, Suudi Arabistan, Libya ve Nijerya gibi ülkelerden yapılmaktadır [13].

Nükleer Enerji: 1970 yılındaki petrol krizinin etkisiyle Dünya’da kullanımı artmıştır. Petrol ve hidrokarbon kaynakları bulunmayan ülkeler, enerji bağımlılığını azaltmak ve enerji güvenliğini sağlamak adına nükleer santraller kurdular. Bu santraller hava şartlarından etkilenmeden 7 gün 24 saat boyunca çalışarak elektrik üretirler. Nükleer

yakıt maliyetin toplam maliyet içindeki değeri çok düşük olduğundan yakıt fiyatındaki dalgalanmalar, elektrik üretim maliyetini etkilemezler. Çevreye sera gazı salınımı yapmazlar ve iklime etkileri minimum seviyededir. 2019 yılı itibariyle 31 ülkede 440 nükleer reaktör çalışmakta ve 19 ülkede 54 adet nükleer reaktör inşa durumundadır. Fransa elektriğin %71'ini, Ukrayna %54'ünü, Avrupa Birliği ülkeleri %28'ini, ABD %20'sini nükleer enerjiden sağlamaktadır. Nükleer santralde üretilen elektrik, dünyadaki elektrik üretiminin %10'udur. Türkiye'de ilk nükleer santral, Mersin Akkuyu alanında Rusya tarafından kurulmaya 12 Mayıs 2010 tarihinden itibaren başlanmıştır. İkinci nükleer santral ise Sinop ilinde 3 Mayıs 2013 tarihinde Japonya tarafından kurulması planlanmıştır. Nükleer enerji, fosil kaynakların hızlı tüketilmesini önlemek adına gerekli bir adımdır; ancak iyi korunarak çalıştırılmalıdır [14].

Güneş Enerjisi: Güneşin çekirdeğinde yer alan füzyon süreci ile hidrojen gazının helyuma dönüşmesi sonucu açığa çıkan ışıma enerjisidir. Temiz enerji kaynağı olması, çevreyi kirletmemesi, düşük maliyetli olarak çalışması, kurulum ve kullanım kolaylığının bulunması gibi özellikleri vardır. Dünya'da 1970 yılından itibaren güneş enerjisinden yararlanma konusunda çalışmalara başlanmıştır. Dünyada kurulu güneş kapasitesi 2018 yılında 509 GW değerine ulaşmış olup; bu kapasitenin %34'ü Çin'de, %12'si ABD'de, %11'i Japonya'da, %9'u Almanya'da, %5'i Hindistan'da, %4'ü İtalya'da, %3'ü Birleşik Krallık'ta, %2'si Avustralya'da, %2'si Güney Kore'de bulunmaktadır. Her yıl 100 GW ve üzerinde yeni kapasite eklendiği düşünüldüğünde 2023 yılında ülkelerin tahmini kurulu PV kapasite değerleri Şekil 1.7'teki gibi olması düşünülmektedir [15].



Şekil 1.7. Ülkelerin 2023 yılı PV kurulu kapasite tahminleri.

Dünya'nın birçok ülkesinde özellikle Türkiye'de yüksek güneş enerji potansiyeline sahiptir. Türkiye'de 2019 yılı sonu itibariyle toplam kurulu güç 90,45 MW olup bu gücün 43,54 MW'i YEK'lerden ve 46,91 MW'i ise fosil kaynaklardan sağlanır. Bu YEK içerisinde 7,228 MW rüzgâr türbinlerinden ve 5,513 MW ise PV santrallerinden elde edilmektedir. Türkiye'nin 2023 yılında 5,5 GW kapasite artışıyla 10,562 GW PV kapasiteye ulaşması hedeflenmektedir [16].

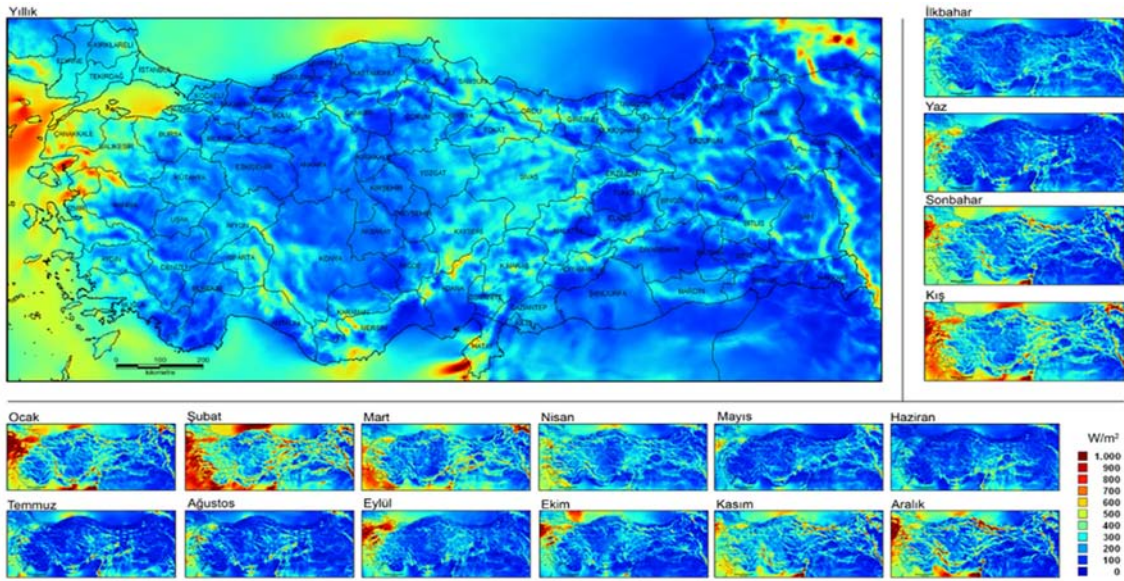
Türkiye'de günlük 7,5 saat, yıllık 2.741,07 saat ortalama toplam güneşlenme süreleri; günlük 4,18 kWh/m² ve yıllık 1.527,46 kWh/m² ortalama toplam ışınım şiddeti bulunur. Harita 1.1'de Türkiye'nin güneş radyasyon verileri görülmektedir [17]. Güneş enerjisinden elektrik elde etmek dışında; sıcak su elde etmek, alanı ısıtmak veya soğutmak, sera ısıtması yapmak gibi çeşitli kullanım alanları bulunmaktadır.



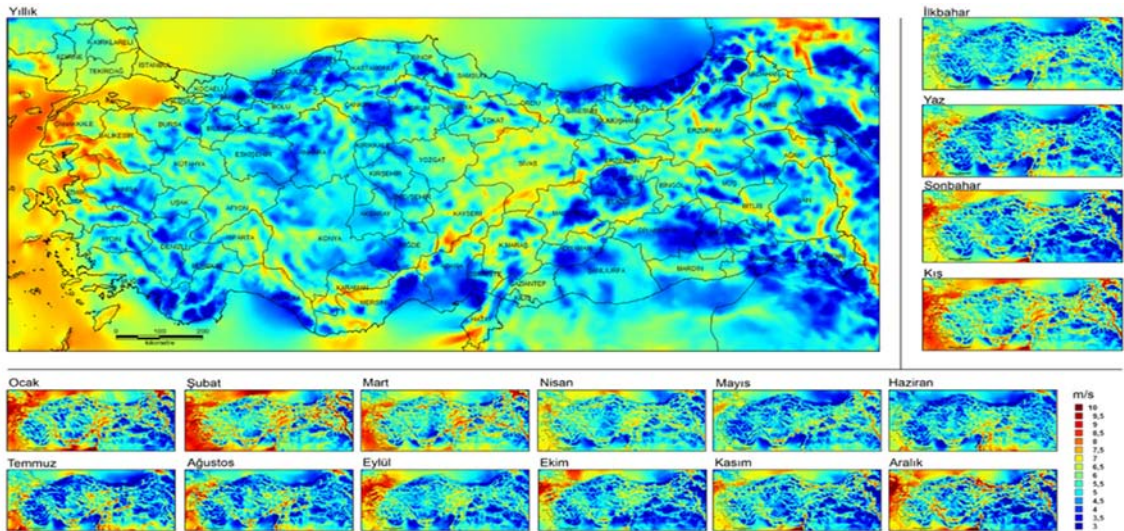
Harita 1.1. Türkiye'nin Güneş radyasyon verileri.

Rüzgâr Enerjisi: Rüzgâr, dünyanın konumuna bağlı olarak bölgelere göre değişkenlik gösterir. Kimi bölgelerde sert rüzgarlar sürekli eserken kimi bölgelerde ise uzun zaman aralığında rüzgarlar nadiren esmektedir. Bu nedenle her bölgede aynı etkiyi göstermezler. Güneş enerjisi kadar önemli bir enerji kaynağıdır. Hız ve yöne bağlı olarak etki gösterir. Yükseklik arttıkça rüzgâr hızı da artar. Çevreyi kirletmez, temiz enerji kaynağıdır, tükenmez, zamanla fiyatı artmaz, bakım işletme maliyetleri düşüktür, tesisin işletilmesi basittir ve kısa zamanda işletmeye alınırlar, güç santralleriyle rekabet

edebilme durumundalar. İlk yatırım maliyetleri yüksektir, değişkenlik gösterdiğinden enerji üretiminde dalgalanmalara neden olurlar ve kapasite faktörleri düşüktür. Modern rüzgâr türbinlerinin; 2-4 m/s minimum çalışma hızları (cut-in), 10-15 m/s nominal çalışma hızları ve 25-35 m/s maksimum çalışma hızları (cut-off) olmalıdır. Yatay ve düşey eksenli olarak rüzgâr türbinleri üretilir. Gövdeleri sese karşı izolasyonludur. Kafes veya boru şeklinde kuleler üretilir. Türkiye’de 50 m yükseklikte ve 7,5 m/s üzerinde rüzgâr hızına sahip bölgelerde 5 MW/m² gücünde rüzgâr santrali kurulabileceği kararlaştırılmıştır. Harita 1.2’de Türkiye’nin rüzgâr güç yoğunluğu ve Harita 1.3’te Türkiye’nin rüzgâr hızı verileri görülmektedir [11], [13], [14].



Harita 1.2. Türkiye'nin rüzgâr güç yoğunluğu verileri (50 m).



Harita 1.3. Türkiye'nin rüzgâr hızı verileri (50 m).

Jeotermal Enerji: Yer kabuğu içerisinde biriken ısı ve basıncın oluşturduğu ısı enerjisidir. İçerisinde çeşitli mineraller, tuzlar, gazlar ve buharlar bulunur. Elektrik üretiminde, çeşitli yerlerin ısıtılmasında, sağlık amacıyla kullanılırlar. Yenilenebilir, temiz, ucuz ve çevre dostudur. Dünya’da jeotermal enerji üretiminde ilk beş sırayı; ABD, Endonezya, Filipinler, Türkiye ve Yeni Zelanda almaktadır. Türkiye, potansiyel bakımdan Dünya’nın 4. ve Avrupa’nın 1. ülkesidir. Türkiye’nin jeotermal kaynakların %78’si Batı Anadolu’da, %9’u İç Anadolu’da, %7’si Marmara Bölgesi’nde, %5’i Doğu Anadolu’da yer alır ve bu kaynakların %10’u elektrik enerji üretiminde kullanılır. 2018 yılı verilerine göre dünyada toplam jeotermal enerji üretimi 630 PJ olup bunun yarısı 89,3 TWh elektrik amaçlı kullanılmıştır. Türkiye ise kurulu kapasitesini %21 arttırıp 1,3 GW’a yükseltmiştir [11], [15].

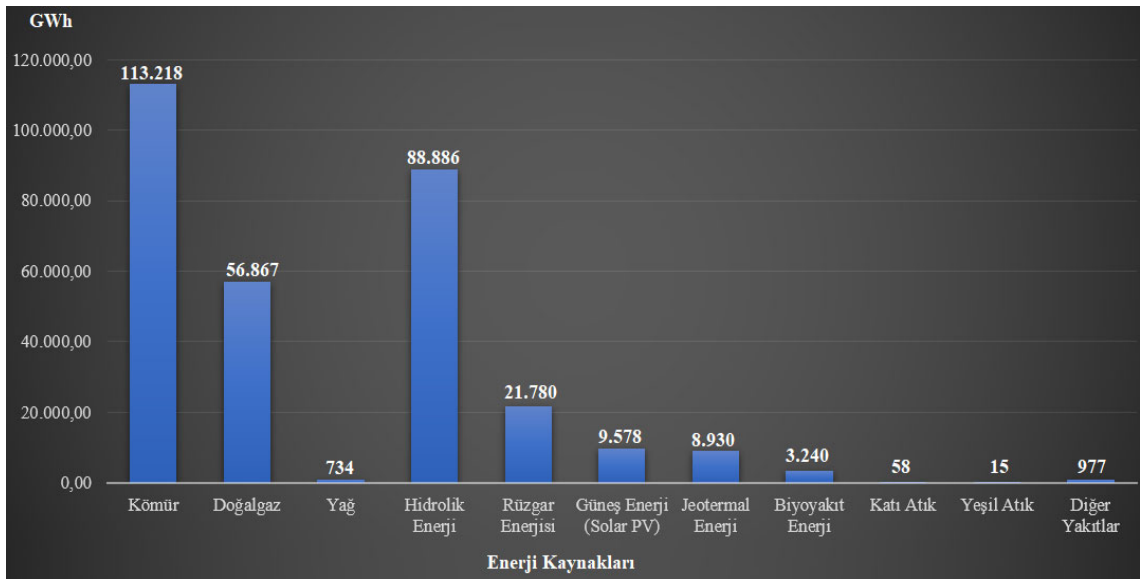
Hidroenerji: Suyun hareketi neticesinde elektrik üretimi gerçekleştirilmektedir. Hidroelektrik enerji santralleri ile üretimler gerçekleştirilir. Çevreye uyumludur, temiz ve uzun ömürlüdür, işletme giderleri oldukça düşüktür, yakıt giderleri yoktur, riskleri oldukça azdır. Ancak bölgenin iklim koşullarını etkiler ve belirli bir süreden sonra kullanımları azalır. Türkiye’nin 433 milyar kWh hidroelektrik potansiyeli olup bunun 216 milyar kWh’ı değerlendirilebilir potansiyelidir. 2019 yılında hidroelektrik kaynaklarıyla toplam 68.452 GWh elektrik üretimi gerçekleştirilmiştir. Türkiye’nin toplam kurulu gücünün %31,9’u, hidroelektrik santralleriyle üretilen toplam kurulu güçtür ve 28.437 MW değerindedir. Türkiye’deki hidroelektrik potansiyel, Dünya’nın %1’i ve Avrupa’nın %16’sı kadardır [11].

Biyomas Enerji: Çeşitli türlerden oluşan organizmaların belirli zamanda oluşturduğu organik karbon kütlelerdir. Bitkisel (yağlı tohumlu bitkiler, şeker, nişasta, elyaf bitkileri, protein bitkileri), ormansal, hayvansal (hayvan dışkıları, mezbahane atıkları), organik çöpler ve endüstriyel atıklardan oluşan biyokütle kaynakları mevcuttur. Türkiye’de biyokütle atık potansiyeli; 8,6 milyon ton eşdeğer petrol (MTEP) ve bu potansiyel ile üretilebilecek biyogaz miktarı 1,5-2 MTEP şeklindedir. Biyoenerji, fosil kaynakların azaltılması için son zamanlarda kullanımı yaygınlaşmıştır. Isı, güç, kimyasal ve yakıt üretiminde önemli bir rol oynamaktadır. Çevre dostudur, karmaşık enerjiyi dönüştürür, süreçleri pahalı olmadığından enerjiyi her zaman sağlar ve gelecekte enerji talebini etkili olarak karşılar. 2018 yılı verilerine göre Çin, ABD, Brezilya, Hindistan ve Almanya biyoenerji üretiminde ön plana çıkmıştır. 2050 yılından itibaren dünyanın birincil enerjisinin %25’ini oluşturulacağı öngörülmektedir [11], [15].

Hidrojen (H₂) Enerji: Kaynakları bol bulunan ve sıfır emisyon üreten sürdürülebilir bir enerji kaynağıdır. İnsan sağlığını ve çevre koşullarını korumak için hidrojen üretim işlemleri zararsız metotlar kullanılarak yapılması gerekir. Hidrojen üretiminin yaygınlaşması için dünyada çeşitli projeler yürütülmektedir. Örnek olarak; Arjantin’de hidrojen üreten rüzgâr türbinleri, Güney Kore’de hidrojen yakıtlı taşıtlar verilebilir. Hidrojen enerjinin üretilmesinde su kaynağı kullanılır ve su, çeşitli işlemlerden geçirilerek ayrıştırma işlemleri uygulanır. Üretilen bu hidrojen, uygun koşullara sahip bir tank içerisinde depolanır. Batarya ile aynı işleve sahiptir [15].

2000 yılında toplam elektrik tüketimi 98 TWh, 2013 yılında 198 TWh ve 2019’da 257 TWh artmıştır. Türkiye’de 2018 yılına göre elektrik üretimi 304,8 milyar TWh şeklindedir. Elektrik üretiminin %37,3’ü kömürden, %29,8’i doğalgazdan, %19,8’i hidrolik enerjiden, %6,6’sı rüzgârdan, %2,6’sı güneşten, %2,5’i jeotermal enerjiden ve %1,4’ü diğer kaynaklardan gerçekleştirilmiştir. 2021 yılında toplam elektrik üretimi 310,761 MWh olup bunun içerisindeki yenilenebilirlik oranı (RF) %44’tür. Burada; %22’si hidrolik enerjiden, %56’sı termik enerjiden, %5’i rüzgâr enerjiden, %11’i güneş enerjisinden ve %7’i diğer enerjiden sağlanır. 2023 yılında elektrik tüketimi, 375,8 TWh’e ulaşması beklenmektedir [11], [15], [16].

Şekil 1.8’te Türkiye’nin 2020 yılına ait enerji kaynaklarının brüt elektrik üretimi görülmektedir [18].



Şekil 1.8. Enerji kaynaklarına göre Türkiye'nin 2020 brüt elektrik üretimi.

1.2. LİTERATÜR ARAŞTIRMALARI

Literatürde HGS ve YES'ler ile ilgili son yıllarda birçok çalışma yapılmış olup çoğunluğu PV ve RT ile gerçekleştirilmiştir. Literatürde yapılan belli başlı çalışmalar aşağıda verilmiştir:

K. Murugaperumal ve ark., Hindistan, Pondicherry'nin Birlik Bölgesi'nde bulunan uzak köy Korkadu'da kırsal alan elektrikleştirme uygulamaları için bir hibrit yenilenebilir enerji sistemine (HYES) ait örnek bir vaka çalışması yürütmüştür. 19,56 kW tepe noktalı ve 179,32 kWh/gün değerindeki köyü beslemesi için, PV dizisi, RT, enerji depolama sistemleri (ESS) ve biyokütle jeneratörüne (BG) sahip hibrit yenilenebilir enerji sistemi modellemiştir. Köyün yük büyümesi, yapay sinir ağı-geri bildirim yayılımı (YSA-BP) ve Levenberg-Marguardt (LM) veri eğitimi optimum tekniği ile tahminleri yapılmıştır. HOMER yazılımı kullanılarak sistemin boyutlandırılması, simülasyonu ve optimizasyon analizleri gerçekleştirilmiştir. Analizler INR para birimi üzerinden değerlendirilmiştir. Çalışmanın sonucu, uzak konumdaki HYES'in kırsal bölgelerin sürdürülebilir kalkınması için uygun maliyetli çözüm olabileceğini göstermiştir [19].

S. Abdul-Wahab ve ark., en iyi PV sistemini bulmak adına Umman'ın 25 farklı bölgesinde HOMER yazılımını kullanarak çeşitli analizler gerçekleştirmiştir. Hibrit yenilenebilir sistem içerisinde PV panelleri kullanarak çeşitli optimizasyon çalışması oluşturmuş ve elde edilen maliyet sonuçlarını karşılaştırmıştır. Doğalgaz ve dizel sistemlerinin yerine PV sistemlerinin kullanılmasıyla enerji maliyetini 0,085 \$/kWh değerine kadar düşürmüştür ve en uygun PV türünün 1164 kVA olduğunu tespit etmiştir. Elde edilen veriler ışığında en uygun bölgeler sıralanarak sonuçlar yansıtılmıştır [20].

S. O. Fadlallah ve ark., Sudan bölgesi içerisinde en uygun yerleri bulmak ve PV sistemini belirlemek için HOMER yazılımını kullanmıştır. DG yerine PV sisteminin etkilerini incelemiştir. Sudan içerisinde 21 farklı bölgeyi ele alarak programda modellemiş, simülasyonlarını yapmış ve maliyet sonuçlarını karşılaştırmıştır. Sudan için en uygun PV türünün Generic PV'li Studer VarioTrack VT-65 olduğunu tespit etmiştir. PV sistemi ile 27 milyon kg/yıl CO₂ kirletiminin azaldığını ve 0,08746 \$/kWh enerji maliyete kadar düştüğünü analizlerle göstermiştir [21].

M. Jahangiri ve ark., İran güneyinde yer alan Bandar Abbas şehrinde hibrit yenilenebilir enerji sistem modellemesi üzerinde fizibilite çalışması yürütmüştür. HOMER yazılımını kullanarak bu sistemi modellemiş ve sistem içerisinde şebekeli/şebekesiz olarak; PV,

RT, DG, elektrolizör, hidrojen yük, hidrojen tank ve reformer kullanmıştır. RT'li olarak dört tip dikey eksenli rüzgâr türbini kullanmıştır. Sistemin boyutlandırmasını, optimizasyonu ve teknik-ekonomik ve çevresel açısından değerlendirmeleri oluşturmuştur. En uygun maliyet; şebekeye bağlıken hidrojenli sistemde 0,496\$, PV-RT senaryosunda 1,55\$ olarak belirlenmiştir. Ayrıca 3.484 kg/yıl değerinde CO₂ emisyonu azaldığını gözlemlenmiştir [22].

H. Hassani ve ark., PV, ESS ve yakıt hücrelerine sahip bir hibrit enerji sisteminin enerji yönetim analizini gerçekleştirmiştir. Doğu Cezayir'in sahil kenti olan Bejaia'da 2,808 kWh/gün tüketimi bulunan bir ev üzerinde çalışmaları yürütmüştür. PV gücü, bulanık mantık denetleyicisi (FLC) kullanılarak optimize edilmiştir. Sistemin denetim analizleri MATLAB/Simulink yazılımı içerisinde üç farklı senaryo altında ve iki farklı günde (güneşli ve bulutlu) yapılmıştır. HOMER yazılımı ile sistem fizibilitesi değerlendirilmiştir [23].

O. Krishan ve ark., Hindistan'ın Haryana Eyaletinin Yamunanagar bölgesinde konutların ve tarımsal elemanların elektrik yük ihtiyacını karşılamak adına HOMER yazılımında örnek bir HGS sistemini oluşturmuştur. PV-ESS, RT-ESS ve PV-RT-ESS şeklinde üç farklı optimal konfigürasyon tasarlamış ve bunların ekonomik analizleri ve optimal boyutlandırmaları hesaplanmıştır. Ayrıca MATLAB/Simulink yazılımında optimize edilen sistemin modeli oluşturulmuş ve güç-gerilim açısından testleri yapılmıştır [24].

F. Al-Turjman ve ark., Kuzey Kıbrıs'taki bir hanenin enerji talebini karşılamak için yenilebilir enerji kaynakları kullanarak hibrit sistem çalışması yürütmüştür. RET-Screen yazılımı ile bölgenin güneş ve rüzgâr verileri analiz edilmiştir. PV-RT-Nikel Metal (Ni-MH) ESS'li HGS'nin simülasyonu ve ekonomik-teknik analizleri HOMER yazılımında yapılmıştır. Yüke besleme yapılacak enerji çıkışının görselleştirilmesi MATLAB yazılımında tasarlanmıştır [25].

M. Jahangiri ve ark., Çad'ın 25 kasabasında yük profilini dikkate alarak PV-RT'li hibrit güç sistemini baz alarak teknik-ekonomik ve çevresel analizleri HOMER yazılımını kullanarak gerçekleştirmiştir. Enerji üretim ve depolamasına göre iki farklı senaryo tasarlamış; birinci senaryoda PV-RT-DG ve T-105 ESS (off-grid) kullanmış ve ikinci senaryoda PV-RT-hidrojen tank-reformer-elektrolizör ve hidrojen yük (on-grid) kullanmıştır. Analizler neticesinde en uygun maliyet analizi on-grid sistemini barındıran

hidrojenli sistemde 4.695 \$/kg hidrojen kullanılarak 2.413.770\$ NPC maliyetle elde edilmiştir. Farklı bölgelerde elde edilen sonuçlar karşılaştırılmış ve yorumlanmıştır [26].

M. S. Javed ve ark., Shanghai bölgesi yakınında yer alan Jiuduansha uzak adasında depolamalı PV ve RT'li bir hibrit güç sistemini optimize etmek için HOMER yazılımı ile Genetik Algoritma (GA) kullanmış, maliyet ve sistem güvenilirliği açısından karşılaştırmalar yapmıştır. Elde edilen sonuçlar neticesinde GA yönteminin HOMER yazılıma göre daha güvenilir bir sistem modellemesi elde ettiğini göstermiştir. Sistemin simüle edilmiş performansı ve güç kaynağı kaybı olasılığı, yük değişimi ve yenilenebilir enerji kaynaklarının sistem maliyeti üzerindeki etkileri analiz edilerek değerlendirilmiştir. Sistemde çeşitli duyarlılık analizleri uygulanarak sonuçlar incelenmiştir [27].

T. Salameh ve ark., Birleşik Arap Emirliklerindeki Sharjah, Khorfakkan şehri için örnek bir hibrit enerji sisteminin modellemesi, simülasyonu ve optimizasyon çalışmaları 37,75 MWh enerji tüketimine göre ele alarak HOMER yazılımı ile analiz etmiştir. PV panelleri, tek ve çift eksenli PV paneli olarak incelenmiştir. Sistemde PV, DG, RT ve batarya kullanmış ve dört farklı senaryo altında incelemiştir. Çift eksenli PV sistemli HES kullanmanın en iyi güç sistemi olduğu elde edilen sonuçlarla gözlemlemiştir ve buna göre %48,55 yenilebilirlik kısmı ve 0,25 \$/kWh COE değeri elde etmiştir. Değer kaybı faktörüne (tozun etkisi) ve dizel yakıt fiyatına dayalı bir duyarlılık analizi yapmıştır [28].

Padrón ve ark., Kanarya takımadalarında yer alan Lanzarote ve Fuerteventura adındaki iki adada yenilenebilir enerji temelli bir hibrit sistem tasarımının teknik ve ekonomik değerlerine göre analizleri gerçek verilerden yola çıkarak yapmıştır. Sistem modellemesinde PV, RT, DG ve ESS kullanılmıştır. Bölgenin analizinde gerçek veriler ele alınmıştır. Güç gereksinimleri, günlük 50 m³'e kadar üretim kapasitesiyle otonom tuzdan arındırma sistemlerini (ADS) ters ozmoz edecek şekilde elde edilmiştir. HOMER yazılımı kullanılarak sistemin modellemesi ve simülasyonu yapılarak optimal sonuçlar elde edilmiş ve karşılaştırılmıştır [29].

L. Tribioli ve ark., ABD'de alışveriş merkezini beslemek adına bağımsız yenilenebilir enerji üreten güç sistemi modellemesini oluşturmuştur. ABD'nin sekiz farklı eyaletinin iklim koşulları sisteme yansıtılarak sistem analizi gerçekleştirmiştir. Sistemde; PV, ESS, hidrojen tank, birleştirilmiş rejeneratif polimer elektrolit membranlı yakıt hücresi

(URFC), dizel yedek jeneratörü (ICE) ve kompresör kullanılmıştır. HOMER yazılımı kullanılarak sistem modellemesi oluşturulmuş ve optimizasyon analizleri gerçekleştirilmiştir. Ayrıca MATLAB/Simulink ortamında benzer analizler yapılmış ve HOMER ile değerler karşılaştırılmıştır. Sonuçlarda, Miami, Las Vegas veya Houston gibi günlük radyasyon ve ortalama sıcaklıklar açısından en uygun koşullarda bile, kuruluşun elektrik maliyetinin, ilk yatırımda bir azalma olmadıkça, uygulanmasını elverişsiz hale getirdiğini göstermektedir [30].

M. R. Akhtari ve ark., İran'ın beş farklı bölgesinin iklim koşulları dikkate alarak şebekeden bağımsız bir hibrit sistemi tasarımını HOMER yazılımında yapmıştır. Sistemde; PV, DG, elektrolizör, RT, kazan, hidrojen kazan, batarya, termal yük kontrolörü (TLC) ve invertör kullanılmıştır. Elektrik yük dışında hidrojen ve termal yükler de mevcuttur. Fazla enerjinin bir kısmının sistem tarafından değerlendirilerek yenilenebilir enerji oranını %35'e kadar yükselttiği, COE'yi %7,1 ve CO₂'yi %10,6 azaltabileceğini vurgulamıştır [31].

T. Sarkar ve ark., Hindistan Mühendislik Bilim ve Teknoloji Enstitüsü kampüsünde kampüsü içindeki mikro şebeke merkezinde 10 kW PV'li, 1 kW RT'li, 35 m³ biyogaz kaynaklı 15 kVA biyogaz jeneratörlü ve 1 kW 6 kWh vanadyum redoks akış bataryalı (VRFB) bir hibrit sistem modellemiş ve deneysel olarak uygulamıştır. Enerjinin günlük ihtiyacını karşılamak amacıyla farklı yenilenebilir enerji kaynakların kapasite seçimini ve teknik-ekonomik açıdan optimizasyon çalışmasını HOMER yazılımı üzerinde gerçekleştirilmiştir. Burada modelinin bir sınırlaması olan pik yük tıraşlama, modele girdi olarak farklı YEK'lerin, VRFB depolamanın ve yük profilinin gerçek yaşam verileri sağlanarak PSCAD simülasyonu ile modellemesi oluşturulmuştur. Elde edilen veriler ile simülasyon çalışmalarının karşılaştırmaları yapılarak veriler doğrulanmıştır. Sonuçta proje geri dönüşü (IRR) ve geri ödeme, ilk yatırım, işletme ve bakım maliyeti ve üretim geliri dikkate alınarak maliyet analizleri değerlendirilmiştir [32], [33].

Z. Abdin ve ark., Los Angeles, Kaliforniya, ABD; Golden, Colorado, ABD; Brisbane, QLD, Avustralya ve Adelaide, SA, Avustralya ülkelerinde yenilenebilir hibrit enerji sistemlerine dayalı hidrojen üretimi ve enerji üretiminin ekonomik uygulanabilirliğini inceleyen çalışma HOMER yazılımıyla yürütmüştür. Sistemde PV, RT, ESS, hidrojen tank, elektrolizör, hidrojen yük ve yakıt hücresi kullanılmıştır. Dokuz farklı senaryo oluşturulmuş ve sonuçlar karşılaştırılmıştır. Minimum COE dikkate alındığında Golden, Colorado, ABD'de PV-RT-elektrolizör ve hidrojen tanklı sistemin 0,50 \$/kWh

(bataryalı), 0,78 \$/kWh (bataryasız) olduğu hesaplanmıştır. Hidrojenin şebeke dışı enerji sistemlerinde uzun vadeli enerji depolaması için bataryalara göre ekonomik faydaları olduğunu belirtmiştir [34].

P. Arevalo ve ark., Ekvator'un Amazon kentinde PV, hidrokinetik ve DG'den oluşan yenilenebilir hibrit enerji sistemi üzerinde kurşun asit batarya (LAB), lityum iyon (Li-Ion) batarya, vanadyum redoks flow batarya (VRFB), hidrojen deposu ve hidrojen-VRFB batarya şeklinde beş farklı depolama sistemi kullanarak çeşitli optimizasyon çalışmaları yapmıştır. Her bir depolama sisteminin zamanlamaları örneklenerek gerekli duyarlılıkları incelenmiştir. VRFB bataryalı sisteminin daha düşük maliyetler sunduğu ve hidrojen tankı ile yakıt hücresinin daha düşük ekonomik etkiler oluşturduğu gösterilmiştir [35].

G. Veilleux ve ark., Tayland'daki Koh Jik adasındaki kırsalda bulunan bir mikro şebeke üzerinde yeniden modelleme yapmak ve ekonomik analizi planlamak adına örnek bir analiz çalışması yapmıştır. Sistemde PV, RT ve DG ile lityum-iyon ve kurşun-asit bataryalar kullanılmıştır. İki farklı bataryalı olan iki farklı senaryolu HGS'nin teknik ve ekonomik analizi gerçekleştirilmiştir. LAB ESS'li sistemlerin genel çerçevede Li-Ion bataryalara nazaran geride kaldığı ve daha çevresel sorunlar oluşturduğu analizler sonucunda anlaşılmıştır; ancak yatırım maliyeti açısından Li-Ion bataryaların oldukça pahalı olduğu gözlemlenmiştir. Fakat sınırlı batarya ile modelleme yapılmıştır [36].

M. O. Atallah ve ark., Mısır'ın Kuzey Sina'da şebekeden bağımsız bir hibrit enerji sistemiyle çalışan ters ozmoz tesisinin ekonomik optimizasyon ve sistem boyutlandırma analizleri yapmıştır. Sistemde RT, PV, DG ve kurşun-asit batarya kullanılmıştır. 11 farklı sistem modellemesi incelenmiş ve simülasyonları uygulanmıştır. Yapılan analizler neticesinde PV-DG-ESS'li HGS'nin diğerlerine oranla daha uygulanabilir, yenilenebilirliği fazla ve daha ekonomik olduğu gözlemlenmiştir. Bu sistemler tek bir depolama ünitesi üzerinden modellenmiştir [37].

K. Elmaadawy ve ark., Mısır'ın Kızıldeniz bölgesinde yer alan Abo Ramad köyünde yer alan tuzdan arındırma tesisinin elektrik yükünü karşılamak adına yenilenebilir enerji sistemi modellemek, şebekeden bağımsız bir optimal sistem boyutlandırma yapmak, teknik-ekonomik ve çevresel değerlendirmelerde bulunmak üzere 11 farklı sistem modellemesi yapmıştır. Sistemde; DG, RT ve Li-Ion ESS kullanılmıştır. En iyi sistem modellemesinin tüm sistem elemanlarının birlikte kullanılması sonucu elde edildiği ve

daha çevreci bir sistem oluşturduğu gözlemlenmiştir. Fakat bu sistemler tek bir depolama ünitesi ile sınırlı kalmıştır [38].

C. Miao ve ark., Birleşik Krallık'ta bulunan Newcastle'da bir örnek ev olarak enerji tüketimi üzerinden HGS potansiyelinin etkilerini incelemek için RT, PV, biyogaz generatör (BG) ve Trojan L16P ESS'li sistem modellemesinin 8 farklı senaryo altında simülasyonunu yapmıştır. Güneş ve rüzgârdan yeterince faydalanarak BG'den %20 tasarruf elde edilmiş ve uygun maliyetli bir sistem tasarlanmıştır [39].

B. K. Das ve ark., Güney Avustralya'da Streaky Bay adlı kasabada 10-50 evli bir mikro şebekeli sistemde; içten yanmalı motorlu DG, PV ve (LAB, Li-Ion, VRFB) ESS'ler kullanmıştır. Sistemde şebeke hattı kullanılmamıştır. Üç farklı ESS modeline göre sistem modellemesi yapılmış, çeşitli girdi parametreleri kullanılarak enerji maliyeti üzerindeki etkilerini incelemek adına optimizasyon ve duyarlılık analizleri gerçekleştirilmiştir. Sonuçlar, LAB ESS'li sistemin, diğer iki bataryalı sisteme göre daha pahalı ve daha az çevreci olduğunu; Li-Ion ESS'li sistem ile benzerliklerinin bulunduğunu gösterir. VRFB ESS'li sistem ise diğer iki bataryalı sisteme oranla daha ekonomik, daha çevreci ve daha yenilenebilir kullanım oranına sahiptir [40].

E. Kalamaras ve ark., Yunan adasındaki kırsal bir evin elektriksel ve termal taleplerini karşılamak adına hibrit bir sistem modellemesi tasarlamıştır. Sistemde PV, RT, hidrojen tank, elektrolizör, yakıt tankı, yakıt hücresi ve ESS kullanılmıştır. Sistemin optimizasyonu yapılarak yıl boyunca elektrik ve termal yük talebinin güvenli şekilde karşılandığı analiz edilmiştir [41].

Al-Sharafi ve ark., Suudi Arabistan Krallığı'nın Dhahran, Riyad, Cidde, Abha ve Yanbu bölgelerinde güneş ve rüzgâr enerji kaynaklarından elektrik üretimi ile hidrojen üretimi hakkında potansiyel araştırması yapmıştır. PV, RT, ESS, elektrolizör, yakıt hücresi ve hidrojen tankı kullanarak altı farklı sistem modellemesini planlanmış ve sistemdeki yük ihtiyacının karşılanıp karşılanmadığı, ekonomik durumların simülasyon ve optimizasyon analizleri yapılmıştır. PV-RT-ESS sisteminin en iyi konfigürasyon oluşturduğu maliyet sonuçları ile gösterilmiştir [42].

W.M. Amutha ve ark., Hindistan'ın Güney kesimindeki kırsal köyde yer alan bölgenin elektrik yük ihtiyacının karşılanıp karşılanmadığı konusunda örnek bir HGS modelleme çalışması yürütmüştür. Sistemde PV, RT, ESS ve hidroenerji kullanılmıştır. Belirlenen bu hibrit kombinasyonun şebeke genişletmeye göre uygun maliyetli, sürdürülebilir,

teknolojik ve çevresel uygun alternatif olduğu gösterilmiştir [43].

Görüldüğü üzere birçok çalışma temel elektrik yüküne sahip hibrit güç sisteminin teknik, ekonomik ve çevresel parametreleri doğrultusunda en uygun şekilde tasarlanması ve sonuçlarının değerlendirilmesi şeklinde incelenmiş ve elde edilen veriler doğrultusunda en optimal sistemin nasıl olması gerektiği değerlendirilmiştir. Bunun haricinde birçok elektrik yükü modeli üzerinde farklı YES'ler kullanılarak çeşitli analizler yaparak değerlendiren çalışmalar da bulunmaktadır.

Enerji üretim sistemlerinde YES'lerin benimsenmesi ile merkezi üretim modelinden dağıtılmış üretim sistemine geçiş her geçen gün artarak devam etmektedir. Bu çerçevede sıfır emisyon hedefleri doğrultusunda şebekeden uzak bölgelerde, fosil yakıtlara bağımlılığı azaltıcı enerji yönetim önerileri son derece önem kazanmıştır [44]. Özellikle küçük ada ya da ada gruplarının olduğu bölgelerde (anakara şebekelerine kıyasla) YES kullanımı ile bu bağımlılık azaltılabilir. Bu avantajla birlikte YES'lerden maksimum fayda sağlamak için optimum boyut ve konumlandırma yapılmalıdır.

Literatürde on-grid ve off-grid şebekeden uzak birçok bölge için HGS potansiyeli üzerine çalışmalar yapılmaktadır. Ürdün'de yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik şebekesine etkisini göstermek adına PLEXOS adlı yazılımda çeşitli simülasyon analizleri yapılmıştır. Elde edilen sonuçlar neticesinde YES'lerin şebekeye yüksek oranda etki etmesinin sistemin optimum çözümünü önemli ölçüde değiştirdiği ve artan penetrasyon değerini ekonomik olarak karşılamak için bataryalara gerek duyulduğunu göstermiştir [45]. Gelişmekte olan ülkelerin adalarında uygun kontrol stratejileri ve depolama sistemleri oluşturularak YES penetrasyon oranının kamusal veya özel kuruluşlar tarafından gerekli destekler alarak oldukça yüksek değerlere çıkabileceği belirlenmiştir [46]. Pahalı yakıt ithal edilmesinin yüksek enerji maliyetleri nedeniyle şebekeden uzak adalar için yüksek YES'li enerji tüketimi daha fazla önem arz etmektedir [47]. Balear ve Fiji Adalarında rüzgâr, güneş ve dalga enerjisinin eş zamanlı kullanımının analizleri sonucunda adaların sırasıyla 46% ve 90%'lık enerji talebinin YES ile ekonomik olarak karşılanabileceği belirlenmiştir [48]. Başka bir çalışmada, İtalya'nın Lampedusa adasında yapılan araştırmalar ve analizler doğrultusunda dizel generatör ile birlikte yüksek YES üretiminin şebeke üzerindeki etkileri ada grubu açısından incelenmiş ve optimal sistem konfigürasyonunun yapılacak dinamik simülasyonlar ile belirlenmesi gerekliliği ifade edilmiştir [49]. İtalya'nın Favignana Adası'nda yapılan bir başka çalışmada, iki farklı HGS modelleme ve simülasyon

yazılımı kullanılarak çoklu YES penetrasyon senaryoları simüle edilmiş ve elde edilen sonuç neticesinde birincil enerji kaynaklarından ciddi oranlarda tasarruf elde edilebildiği belirlenmiştir [50].

Birçok çalışma incelendiğinde adaların şebekeye yakınlığı, bataryaların etkin olarak kullanımı, tepe yük oranlarının tıraşlama stratejisi ile ötelenmesi, mevcut YES potansiyelinin genişletilmesi gibi potansiyel çözümlerin araştırıldığı görülmüştür [51]. Elde edilen bu öneriler doğrultusunda YES penetrasyon artmasının ada açısından olumlu katkı sağlayacağı ön görülmektedir. Ancak penetrasyonun artması ile birlikte bazı teknik problemler oluşabilmektedir. Özellikle ters güç akışı, voltajdaki dalgalanmalar, dinamik kararlılık gibi enerji yönetimini zorlaştıran ve güç kalitesini bozan problemler görülmektedir [52]. Bu nedenle optimal sistem modelinin bu parametreler doğrultusunda tasarlanması önemlidir.

1.3. TEZİN AMACI VE LİTERATÜRE KATKILARI

Tezin amacı, mikro şebekelerde HGS'nin optimum boyutlandırılması için yeni çok aşamalı metot kullanarak tahmin yapmak, şebeke altyapısının olduğu ve karaya yakın ada grubunda teknik, ekonomik ve çevresel hedefleri önceleyen YES'li hibrit model önermek ve farklı ESS modelleri içerisinde en uygun ESS modelini DG ile birlikte kullanarak belirlemektir. Önerilen model ile ada grubunun özerkliğini maksimize etmeyi hedefleyen YEK'li lokal birçok çözüm incelenerek özellikle yüksel RF'li çözümlerin uygulanabilirliğine odaklanılmıştır.

Literatürde adalar bölgesi ile ilgili birçok çalışma, şebekesiz sistemler üzerinden yapılmış ancak bazı çalışmalarda ise şebekeli sistemleri kullanılmıştır. Ayrıca YES'lerin penetrasyon (yenilenebilir enerji oranı) ile ilgili birçok çalışma da bulunmaktadır. Bunun dışında HGS boyutlandırma çalışmalarında farklı ESS'lerin kullanarak analizler gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmalardan birisi de bu adalar bölgesinde yer alan Kapıdağ Yarımadası'ndaki bir eğitim kurumunun enerji ihtiyacını karşılamak için şebekesiz PV-RT-DG-ESS'li HGS sistemi, altı farklı ESS kullanılarak analiz edilmiş ve bunun neticesinde en uygun batarya modeli olarak 10 adet 50 kWh'lik Zi-Br bataryalı HGS modeli belirlenmiştir [53]. Buna göre birçok çalışmadan faydalanarak ve birden fazla optimizasyon metodunu kullanarak adalardaki mevcut HGS'ler üzerinden daha kapsamlı ve optimal bir HGS senaryoları oluşturulmuştur.

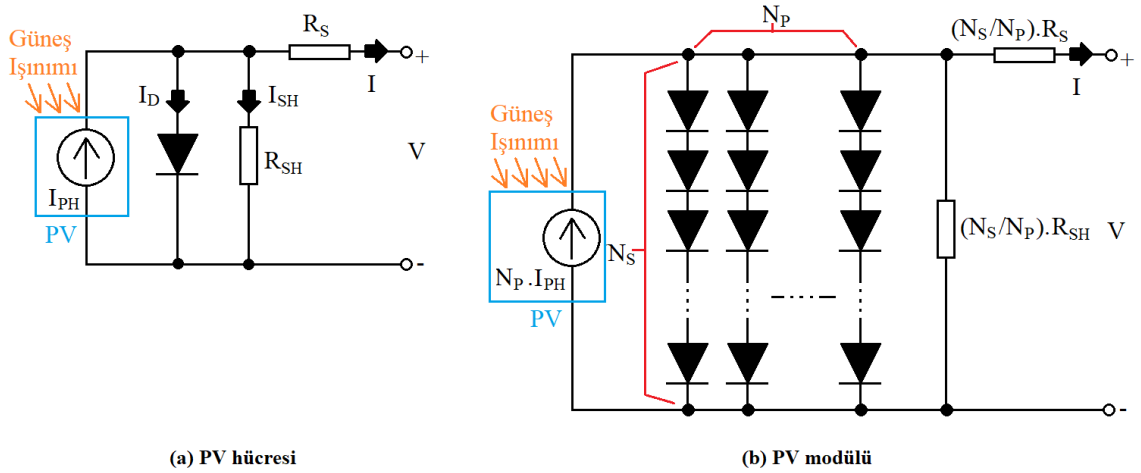
Tezin literatüre katkıları genel olarak şu şekilde açıklanabilir:

Mikro şebekelerde HGS'nin optimum boyutlandırılması için yeni çok aşamalı bir optimizasyon metodu kullanılmıştır. Başlangıç yatırım ve tüketici talepleri doğrultusunda sıfır karbon emisyon hedefleri ile uyumlu çevreci ve birden çok alternatifli lokal çözüm üretilmiştir. Mikro şebeke grupları arasında YES'lerin optimum boyut ve konumlandırılması için Parçacık Sürüsü Optimizasyonu (PSO) algoritması ve Pandapower güç akış çözücüsü ile birlikte kullanılan yeni metod değerlendirilmiştir. Önerilen çok aşamalı optimizasyon yöntemi ile ilk olarak, adaların toplam yük ve YEK potansiyellerinin HOMER PRO hibrit güç sistem analiz yazılımı ile üç farklı kontrol yöntemi (LF, CC, CD) kullanarak sistem optimizasyon analizleri yapılmış ve en optimal sistem modelleri tespit edilmiştir. Bu analizler, şebekelerde satış kısıtlarının olup olmama durumları dikkate alınarak gerçekleştirilmiştir. YES'lerin kesintili ve dalgalı yapısı nedeniyle şebeke satış kısıtlarının teknik, ekonomik ve çevresel etkileri belirlenmiştir. İkinci olarak meta-sezgisel PSO algoritması ve panda power güç akış çözümleniyicisi kullanılarak YEK'ler, adalarda en uygun güç değerlerinde ve en az enerji kayıpla konumlandırılmıştır. Üçüncü olarak, proje ömrü sonundaki toplam maliyeti en aza indirmek ve adalara enerji dağılımlarının en uygun şekilde nasıl yapıldığını görmek için Gurobi çözücüsü ile yıllık optimal enerji dağılım analizleri yapılmıştır. Son olarak; belirlenen beş farklı optimal sistem içeresine üç farklı ESS grubu (kurşun asit, lityum iyon ve vanadyum akışkan) ve dizel generatörü (DG) dahil ederek şebekesiz ve şebekeli HGS'ler oluşturulmuştur. Her bir senaryo altındaki her bir ESS'in HGS'ye teknik, ekonomik ve çevresel açıdan etkileri incelenmiş ve elde edilen sonuçlar karşılaştırılarak değerlendirilmiştir. Buna göre en uygun ESS modeli HGS belirlenmiştir. Sonuç olarak elde edilen tüm sonuçlar değerlendirilmiştir.

2. HİBRİT GÜÇ SİSTEMLERİNİN BİLEŞENLERİ, EKONOMİK VE TEKNİK PARAMETRELERİ

2.1. GÜNEŞ ENERJİLİ FOTOVOLTAİK SİSTEMLER

PV sistemi, HGS'in ana bileşenlerinden biri olarak kabul edilir. PV modülleri, belirli bir yerde herhangi bir zamanda mevcut olan güneş radyasyonu ile doğru orantılı olarak güneş enerjisinden DC elektrik üretmektedir. Maksimum güç noktası izleme (MPPT) sistemleri, PV sistemi için hava koşullarındaki değişikliklerden bağımsız olarak maksimum güç elde etmek için kullanılmaktadır. Şekil 2.1 (a)'da tek diyotlu PV hücrenin eşdeğer devresi, Şekil 2.1 (b)'de ise istenen akım ve gerilim oranını elde etmek amacıyla seri ve paralel olarak bağlanan çok sayıda PV hücreleri içerisinde barındıran PV modülünün eşdeğer devresi görülmektedir [27].



Şekil 2.1. PV hücre ve modülünün eşdeğer devreleri.

Devreden geçen diyot akımının formülü Denklem (2.1)'de verilmiştir [27].

$$I_D = I_0 \cdot \left[e^{\left(\frac{V+I \cdot R_S}{n \cdot V_t} \right)} - 1 \right] \quad (2.1)$$

Denklem (2.1)'de verilenlere göre;

I_D : Diyot akımı (A)

- I_0 : Ters doyma akımı (A)
 V : PV hücre çıkış gerilimi (V)
 I : PV hücre çıkış akımı (A)
 R_S : PV hücresinin içsel seri direnci (Z)
 n : Diyot ideallik faktörü (ideal bir diyot için n=1)
 V_t : Termik gerilim (25 °C'de 0,0259 V)

Şönt direnç üzerinden geçen akımın formülü Denklem (2.2)'de verilmiştir [27].

$$I_{SH} = \frac{V + I \cdot R_S}{R_{SH}} \quad (2.2)$$

Denklem (2.2)'de verilenlere göre;

I_{SH} : Şönt direnç üzerinden geçen akım (A)

R_{SH} : PV hücresinin içsel şönt direnci (Z)

PV hücrenin çıkış akım formülleri Denklem (2.3) ve (2.4)'te ve PV hücrelerini barındıran PV modülünün çıkış akım formülü Denklem (2.5)'te verilmiştir [27].

$$I = I_{PH} - I_D - I_{SH} \quad (2.3)$$

$$I = I_{PH} - I_0 \cdot \left[e^{\left(\frac{V+I \cdot R_S}{n \cdot V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_S}{R_{SH}} \quad (2.4)$$

$$I = N_P \cdot I_{PH} - N_P \cdot I_0 \cdot \left[e^{\left(\frac{\frac{V}{N_S} + \frac{I \cdot R_S}{N_P}}{n \cdot V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V \cdot \frac{N_P}{N_S} + I \cdot R_S}{R_{SH}} \quad (2.5)$$

Denklem (2.3)-(2.5)'te verilenlere göre;

N_P : Paralel bağlanan PV hücre sayısı (adet)

N_S : Seri bağlanan PV hücre sayısı (adet)

I_{PH} : PV panel tarafından üretilen DC akım (A)

Termik gerilim değeri Denklem (2.6)'daki formülden hesaplanır [27].

$$V_t = \frac{k_b \cdot T}{q} \quad (2.6)$$

Denklem (2.6)'da verilenlere göre;

V_t : Termik gerilim (25 °C'de 0,0259 V)

k_b : Boltzmann sabiti (1,3805.10⁻²³ J/K)

T : Mutlak sıcaklık (°C)

q : Temel yük (1,60217646.10⁻¹⁹ C)

Güneş panelinin çıkış gücü; coğrafi konuma, iklim koşullarına ve sıcaklık gradyanına bağlı olarak değişmektedir. Bu güç değeri Denklem (2.7)'deki gibi gösterilir [18], [54].

$$P_{PV}(t) = Y_{PV} \cdot f_{PV} \cdot \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) \cdot [1 + \alpha_p \cdot (T_C - T_{C,STC})] \quad (2.7)$$

Denklem (2.7)'de verilenlere göre;

$P_{PV}(t)$: PV dizisinin çıkış gücü (kW)

Y_{PV} : Standart test koşullarında PV dizisinin nominal güç kapasitesi (kW)

f_{PV} : PV dizisinin değer kaybı faktörü (%)

G_T : Güneş radyasyon ışınım güç değeri (kW/m²)

$G_{T,STC}$: Standart test koşullarında radyasyon ışınım güç değeri (1 kW/m²)

α_p : Güç sıcaklık katsayısı (-0.485 %/°C)

T_C : PV hücre sıcaklığı (°C)

$T_{C,STC}$: Standart test koşullarında PV hücre sıcaklığı (25 °C)

Düşük sıcaklık koşullarındaki sıcaklıkta PV modülündeki üzerindeki etkisi ihmal edilebilir ve $\alpha_p = 0$ olarak alınabilir ve dolayısıyla Denklem (2.8)'deki gibi formülize edilebilir [54].

$$P_{PV}(t) = Y_{PV} \cdot f_{PV} \cdot \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) \quad (2.8)$$

PV dizisi için enerji dengesi uygulanması için Duffie ve Beckman'ın belirlediği Denklem (2.9)-(2.11) ifadeleri kullanılarak hücre sıcaklığı bulunur [35], [54].

$$\tau_{PV} \cdot \alpha_{PV} \cdot G_T = G_T + U_L \cdot (T_c - T_a) \quad (2.9)$$

$$T_c = T_a + G_T \cdot \left(\frac{\tau_{PV} \cdot \alpha_{PV}}{U_L} \right) \cdot \left(1 - \frac{\eta_{PV}}{\tau_{PV} \cdot \alpha_{PV}} \right) \quad (2.10)$$

$$T_c = T_a + G_T \cdot \left(\frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{T,NOCT}} \right) \cdot \left(1 - \frac{\eta_{PV}}{\tau_{PV} \cdot \alpha_{PV}} \right) \quad (2.11)$$

Denklem (2.9)-(2.11)'de verilenlere göre;

T_a : Ortam sıcaklığı ($^{\circ}\text{C}$)

G_T : Güneş radyasyon ışıınım güç değeri (W/m^2)

U_L : Çevrenin ısı transfer katsayısı (kW/m^2)

τ_{PV} : PV dizisi üzerindeki geçirgenliği (%)

α_{PV} : PV dizisinin güneş soğuması (%)

η_{PV} : PV dizisinin elektriksel dönüşüm verimliliği (%)

$T_{c,NOCT}$: PV hücre sıcaklığı (nominal çalışmada) (48°C)

$T_{a,NOCT}$: Ortam sıcaklığı (nominal çalışmada) (20°C)

$G_{T,NOCT}$: Güneş radyasyon ışıınım güç değeri (nominal işletmede) ($0,8 \text{ W}/\text{m}^2$)

PV dizisinin PV panellerine dayalı konfigürasyonu, Denklem (2.12)'de, (t) zamanında (N) adet PV tarafından üretilen güç formülü Denklem (2.13)'te ve PV panel verimliliği Denklem (2.14)'te verilmiştir [55].

$$Y_{PV} = (N_S \cdot N_P) \cdot P_{PV,m} \quad (2.12)$$

$$P_{PVt}(t) = N \cdot P_{PV}(t) \quad (2.13)$$

$$\eta_{PV} = \frac{Y_{PV}}{A_{PV} \cdot G_{T,STC}} \quad (2.14)$$

Denklem (2.12)-(2.14)'te verilenlere göre;

η_{PV} : PV panel verimliliği (%)

Y_{PV} : Standart test koşullarında PV dizisinin nominal güç kapasitesi (kW)

A_{PV} : PV panelin yüzey alanı (m²)

$G_{T,STC}$: Standart test koşullarında radyasyon ışınım güç değeri (1 kW/m²)

Güneş radyasyonuna bağlı olarak PV sisteminin çıkış enerjisi, Denklem (2.15)'teki gibi formülize edilir [27].

$$E_{PV} = A_{PVt} \cdot \eta_{PV} \cdot H \cdot PR_{PV} \quad (2.15)$$

Denklem (2.15)'te verilenlere göre;

E_{PV} : PV sisteminin çıkış enerjisi (kWh)

A_{PVt} : Toplam PV paneli alanı (m²)

η_{PV} : PV panel verimliliği (%)

H : Başlıklı PV panelde bir yıldaki ortalama güneş radyasyonu (kWh/m²/yıl)

PR_{PV} : Güneş panelinin performans oranı (0–0,9 aralığında ve varsayılan değer 0,75)

Solar PV'nin çıkış gücünü artırmak için PV panelleriyle birlikte dört farklı izleme sistemi kullanılmaktadır [55]:

... **İzlemesiz:** PV sabittir ve azimut açıları değişmez.

... **Yatay Eksende Sürekli:** Doğu-doğu ekseninde yatay hizada döner. Güneş ışınlarının geliş açısını en aza indirmek için azimut açısı sürekli olarak ayarlanırlar. Eğim açısı sabittir.

... **Dikey Eksende Sürekli:** Kuzey-kuzey ekseninde dikey hizada döner. Güneş ışınlarının geliş açısını en aza indirmek için azimut açısı sürekli olarak ayarlanırlar. Eğim açısı sabittir.

... **Çift Eksenli:** Yatay ve dikey eksenli olarak döner. Güç üretimini en üst düzeye çıkarırlar ve azimut açısı sürekli olarak ayarlanır.

2.2. RÜZGÂR ENERJİLİ TÜRBİN SİSTEMLER

Rüzgâr türbinindeki çıkış güç değeri; hava koşullarına, kurulum yüksekliğine ve bileşenlerinin enerji dönüştürme kapasitesine bağlı olarak değişmektedir. Bu güç değeri Denklem (2.16)'daki gibi ifade edilir [18], [27].

$$P_{RT}(t) = \frac{1}{2} \cdot \eta_{RT} \cdot \eta_{GEN} \cdot \rho \cdot C_P(\lambda_{RT}, \beta_{RT}) \cdot A_{RT} \cdot v_r^3 \quad (2.16)$$

Denklem (2.16)'da verilenlere göre;

$P_{RT}(t)$: Rüzgâr türbinindeki t anındaki anlık çıkış güç değeri (kW)

η_{RT} : Rüzgâr türbin verimliliği (%)

η_{GEN} : RT generatör verimliliği (%)

ρ : Hava yoğunluğu (kg/m³)

C_P : Rüzgâr türbinin güç (performans) katsayısı

λ_{RT} : Bıçağın uç hızı oranı

β_{RT} : Bıçak eğim açısı (°)

A_{RT} : Rüzgâr türbinin rotor kanatlarının taradığı alan (süpürme alanı) (m²)

v_r^3 : Rüzgâr türbinin göbek yüksekliğine karşı gelen rüzgâr hızı (m/s)

Weibull olasılık yoğunluk fonksiyona göre ortalama rüzgâr türbini gücünü hesaplamak için Denklem (2.17)'deki formül kullanılır [56].

$$P_{RT}(t) = \frac{1}{2} \cdot \tau \cdot \rho \cdot C_P \cdot A \cdot \sum_{x=1}^j (f_{(v)} \cdot v_r^3) \quad (2.17)$$

Denklem (2.17)'de verilenlere göre;

τ : Analiz edilen zaman dilimi (yıl)

$f_{(v)}$: Weibull dağılım fonksiyonu

j : Verilerin sınıf numarası

Güç eğrisinin mevcut olmadığı bir zamanda rüzgâr türbinin güç çıkışı Denklem (2.18)'de, güç eğrisinin mevcut olduğunda rüzgâr türbinin güç çıkışı Denklem (2.19)'da ve (t) anında (N) adet rüzgâr türbinin ürettiği güç denklemi Denklem (2.20)'de verilmiştir [27].

$$P_{RT}(t) = \left\{ \begin{array}{ll} 0 & v(t) \leq v_{cin} \text{ veya } v(t) \geq v_{cout} \\ P_r \cdot \frac{v(t) - v_{cin}}{v_r - v_{cin}} & v_{cin} \leq v(t) \leq v_r \\ P_r & v_r \leq v(t) \leq v_{cout} \end{array} \right\} \quad (2.18)$$

$$P_{RT}(t) = P_r \cdot \left\{ Z_1 \cdot e^{-\left(\frac{v(t)-x_1}{y_1}\right)^2} + Z_2 \cdot e^{-\left(\frac{v(t)-x_2}{y_2}\right)^2} + Z_3 \cdot e^{-\left(\frac{v(t)-x_3}{y_3}\right)^2} \right\} \cdot \Delta t \quad (2.19)$$

$$P_{RT,t}(t) = N \cdot P_{WT}(t) \quad (2.20)$$

Denklem (2.18)-(2.20)'deki verilene göre;

P_r : Tek bir rüzgâr türbinin nominal güç değeri (kW)

$v(t)$: t anındaki rüzgâr hızı (m/sn)

v_{cin} : Rüzgâr türbinin aktif rüzgâr hızı (m/sn)

v_r : Rüzgâr türbinin nominal rüzgâr hızı (m/sn)

v_{cout} : Rüzgâr türbinin kesme rüzgâr hızı (m/sn)

Z_1, Z_2, Z_3 : Güç eğrisi regresyon katsayıları

Rüzgâr türbini, rüzgâr belirli bir değerin üzerini aştığında veya düşük rüzgâr hızının altındayken güç üretmeyi durdurur. RT'nin jeneratör güç çıkış denklemi, Denklem (2.21)'de verilmiştir [28].

$$P_{RT}(t) = \frac{\rho}{\rho_0} \cdot P_{RT,STP}(t) = \left(1 - \frac{B \cdot Z}{T_0}\right)^{g/R.B} \cdot \left(\frac{T_0}{T_0 - B \cdot Z}\right) \cdot P_{RT,STP}(t) \quad (2.21)$$

Denklem (2.21)'de verilene göre;

$P_{RT,STP}(t)$: Rüzgâr türbinin standart koşullar altındaki çıkış güç değeri (kW)

ρ_0 : Hava yoğunluğu (standart koşullar altında, 15 °C) (kg/m³)

B	: Atlama hızı (0,00652 K/m)
z	: Rakım yüksekliği (m)
T_0	: Standart sıcaklık değeri (288,16 ⁰ K)
g	: Yerçekimi ivmesi (9,81 m/s ²)
R	: Gaz sabiti (287 J/kg.K)

2.3. DİZEL GENERATÖR SİSTEMLERİ

Dizel generatörler (DG), yenilebilir enerji kaynaklarının (YEK) ve hatta bataryanın yük talebini karşılamadığında yedek güç kaynağı olarak devreye giren enerji kaynaklarından birisidir. Anlık elektrik ihtiyacı bu jeneratörlerden temin edilir. Bu jeneratörlerin gücünün yakıt tüketimi, Denklem (2.22)'te verilmiştir. Dizel yakıtın en düşük kalorifik değeri 43,2 MJ/kg ve yoğunluğu 820 kg/m³ olmaktadır [35], [37], [55].

$$M_{DG} = F_0 \cdot Y_{DG} + F_1 \cdot P_{DG} \quad (2.22)$$

Denklem (2.22)'te verilenlere göre;

M_{DG}	: DG gücünün yakıt tüketimi (L/saat)
Y_{DG}	: DG'nin nominal gücü (kW)
P_{DG}	: DG gücü (kW)
$P_{DG,max}$: DG'nin üreteceği maksimum güç değeri (kW)
F_0	: Yakıt eğrisinin kesişme katsayısı (0,00025-0,24 m ³ /saat)
F_1	: Yakıt eğrisinin eğimi (0,00025-0,24 m ³ /saat/kW)

Enerji yokluğunda DG'ler, enerji kapasite eksikliğini telafi etmek amacıyla yedek güç kaynağı olarak kullanılırlar. Dizel yakıt tüketiminin saatlik maliyet değeri, tüketim oranına bağlıdır ve Denklem (2.23)'teki formülle hesaplanır [37].

$$C_{dizel} = M_{DG} \cdot P_{dizel} \quad (2.23)$$

Denklem (2.23)'te verilenlere göre;

C_{dizel} : Dizel yakıt tüketiminin saatlik maliyeti (\$/saat)

P_{dizel} : Dizel yakıt maliyeti (\$/L)

DG'nin çalışması, jeneratör tarafından üretilen maksimum güç ve batarya gücü şarj limiti ile sınırlı olmaktadır. Bu jeneratörlerin verimliliği Denklem (2.24)'te ve limit sınırlılıkları ise Denklem (2.25)'de verilmiştir [57].

$$\eta_{DG} = \frac{3,6 \cdot P_{DG}}{M_{DG} \cdot LHV} \quad (2.24)$$

$$P_{DG} \leq P_{DG,max}; P_{DG} < P_{BAT,C}^{lim} \quad (2.25)$$

Denklem (2.24)-(2.25)'te verilenlere göre;

η_{DG} : DG verimliliği (%)

LHV : Dizel yakıtın daha düşük ısıtma değeri

2.4. ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİ (BATARYALAR)

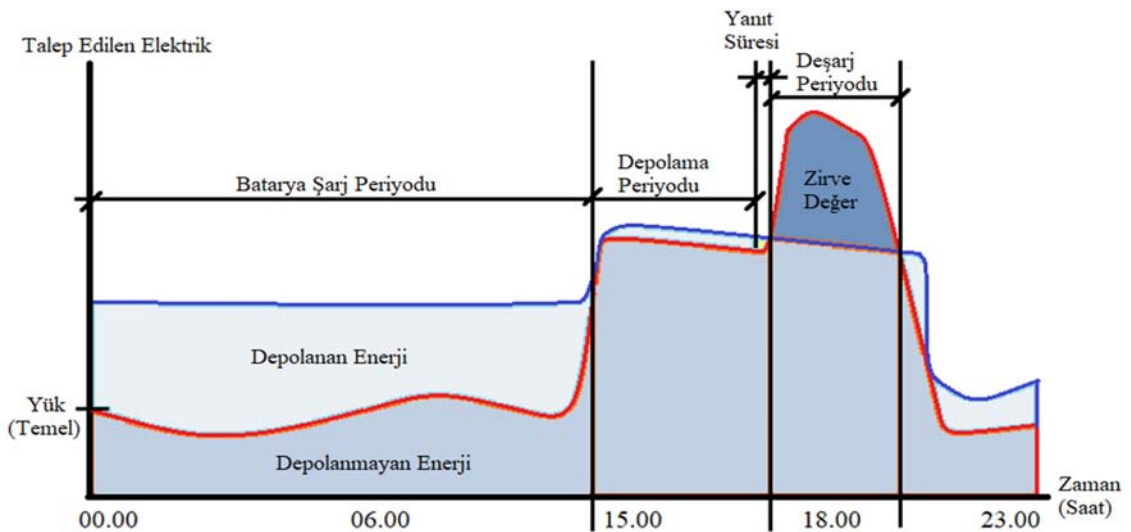
HGS'te üretilen enerjinin fazlasının depolanmasında ve düşük enerji üretimi durumunda sistemin beslenmesinde batarya elemanları kullanılmaktadır. Temelde güç üretim-tüketim arasında uyumsuzluk meydana gelmesi durumunda sabit bir voltajın sürdürülmesi, sistemin istikrarlı çalışması, fazla üretilen enerjinin depolanması ve daha sonradan kullanılması için HGS'e yardımcı olması amacıyla bataryalar kullanılırlar. Çeşitli formlarda enerjiyi depolayan bataryalar bulunmaktadır. Çizelge 2.1'de bataryaların dört farklı sınıflandırılması görülmektedir [53].

Çizelge 2.1. Bataryaların Sınıflandırılması.

Mekaniksel Enerji Depolama	Kimyasal Enerji Depolama	Elektriksel Enerji Depolama	Termik Enerji Depolama
... Volan (çelik, kompozit) ... Pompalı hidro enerji depolama	... Hidrojen deposu ... Termokimyasal enerji depolama (solar hidrojen, solar metal ayrışması) ... Yakıt pilleri (hidrojen, direkt metanol, erimiş)	... Süper kapasitörler, ... Süper iletken manyetik enerji depolama	... Düşük sıcaklıkta enerji depolama (akifer soğuk enerji deposu, kriyojenik enerji deposu)

... Basınçlı hava enerjisi (potansiyel) depolama (CAES, PHS) ... İdealleştirilmiş depolama	karbonat (MCFC), katı oksit, metal-hava) ... Kurşun-asit (LAB) batarya ... Lityum-iyon (Li-Ion, Li-Ion NFP, Li-Ion MPC, Li-Ion NEP) bataryalar ... Nikel-kadmiyum (Ni-Cd) bataryalar ... Sodyum nikel klorür (ZEBRA) batarya ... Nikel metal hidrür (Ni-MH) batarya ... Sodyum kükürt (Na-S) batarya ... Vanadyum redoks akışkan (VREF) batarya ... Çinko-bromür (Zn-Br) batarya ... Demir akışlı batarya ... Polisülfid bromür (PSB) batarya	(SMES) ... Kapasitörlü elektrostatik enerji depolama	... Yüksek sıcaklıkta enerji depolama (buhar veya sıcak su akümülatörleri, grafit, sıcak kayalar ve beton gibi duyulabilen ısı sistemleri, faz değıştiren malzemeler gibi gizli ısı sistemleri)
---	---	---	---

Enerji yönetim fonksiyonu açısından; solar yakıt, yakıt hücreleri (fuel cell), PHS, CAES, TES gibi bataryalar, güç kalitesi ve güvenilirliği açısından; kapasitör, süper kapasitör, SMES, volan gibi bataryalar dikkate alınabilir. Bataryalar kısa dönem olarak; kapasitör, süper kapasitör, SMES, volan enerji (flywheel) bataryalar, orta zamanlı dönem olarak; yakıt hücreleri, CAES bataryalar ve uzun dönem olarak ise pompalı tipli bataryalar tercih edilir [58], [59].



Şekil 2.2. Örnek bir bataryanın enerji yönetimi.

Bataryalar, üretilen enerjiler ile yük talebi arasındaki dengeyi kuran sistemlerdir. Bu akışların kontrol edilmesi için entegre edilen sistemin aralıklı değişimleri belirli periyotlarla sürekli olarak incelenmesi gerekir. Bataryalar; elektriğin en uygun üretildiği zamanlarda fazla üretilen enerjileri depolamalı, fazla yük tüketim durumlarında fazla olan durumu kırabilmeli, yükte enerjinin gerektiği anlarda sisteme enerjiyi verebilmeli ve özellikle hızlı olarak şarj-deşarj olabilmelidir. Şekil 2.2’de bir bataryanın örnek bir enerji yönetim durumu görülmektedir [60]. Belirli saatler arasında yük tüketimi artacağından fazla elektrik ihtiyaç durumu meydana gelecektir ve bu ihtiyacı belirli oranda karşılamak için gün içerisinde depolanan enerji sisteme verilerek karşılanacaktır. Özellikle akşama kadarki zamanda bataryada şarj olma, akşamdan sonraki zamanda ise bataryadadeşarj olma eğilimleri göstermektedir. Özellikle güneşin en etkili olduğu zaman aralıklarında üretilen fazla elektrik batarya tarafından depolanacak; ancak akşam zamanında güneş enerjisinin sıfıra düşmesi neticesinde oluşan enerji açığı bataryadaki enerji tarafından karşılanacaktır.

HGS’de tercih edilen üç farklı batarya çeşitleri şunlardır [53], [59], [61]:

Kurşun-Asit (Lead-Acid) Bataryalar: Eski tip üretilen bataryalardandır. 1859 yılında G. Plante tarafından keşfedilmiştir. Akü hücresi, kurşun ve kurşun dioksit elektrolitler, sülfürik asit çözeltisi ve kurşunlu akım toplayıcı elemanlardan meydana gelir. Güç sistemlerinde ve trafo merkezlerinde (yedek güç kaynağı olarak), kesintisiz güç kaynaklarında, otomotiv sistemlerinde kullanılırlar. Elektrolitlerin sülfürik asite maruz kalmasıyla korozyona eğilimi bulunur. Belli başlı avantajları; güvenilirdir, maliyetleri düşüktür, yüksek değere kadar akım verebilir, geri dönüşümleri kolaydır, farklı kapasiteleri vardır ve maliyetleri düşüktür. Belli başlı dezavantajları; eski tip teknolojiye sahiptir, aşırı oranda ağırdır, çok yer kaplarlar, şarj vedeşarj verimleri oldukça düşüktür, aşırı ısınırlar, soğutma masrafları yüksektir ve ömürleri kısadır.

Lityum-İyon (Li-Ion) Bataryalar: Sıvı elektrolit içermeyen ve lityum elektrolitlerine sahip bataryalardır. Anot ve katot arasında bir akım akışıyla iyonların hareket etmesine göre çalışırlar. 1960’da ortaya çıkmıştır ve ilk ticari bataryalar 1990 yılında Sony tarafından üretilmiştir. Belli başlı avantajları; çok yüksek enerji yoğunluğuna sahiptir, hızlı şarja uygundur, sızıntıları yoktur, hızlı şarja uygundur (belirli sıcaklıklarda ve uygun kapasite oranlarında çalıştırıldıklarında), verimleri oldukça yüksektir, kullanım alanı oldukça geniştir, uzun ömürlüdür,deşarjları mükemmel yakındır, yüksek akımda çalışabilirler. Belli başlı dezavantajları; yüksek güçlü uygulamalarda maliyetleri artırır,

güvenlik nedeniyle şarj kontrol devresine ihtiyaç duyar, maliyetleri yüksektir.

Vanadyum Redoks Akışkan Batarya (VRFB): Kurşun asit bataryalar için yedekleme sistemi oluşturma amacıyla 1980 yılında Avustralya’da geliştirilmiştir. Vanadyum redoks elektrolit çiftlerini kullanarak enerjiyi depolar. Şarj ve deşarj döngülerinde H⁺ iyonları iki elektrolit tankı arasında değiştirilir. 1,4 V – 1,6 V hücre gerilimleri vardır. MW seviyelerine kadar enerji depolayabilirler. Boyutları arttıkça maliyetleri azalmaktadır. Verimleri %20-80 arasında değişkenlik gösterirler. Çevreye verdikleri zarar oldukça azdır. Ömürleri oldukça fazladır. Yüksek enerji yoğunluğuna sahiptir. Günümüzde kullanım oranları artmıştır. Kurşun-asit pillere göre büyük verimlilik ve iyi yaşam döngüsü sunmaktadır. Daha fazla şarj/deşarj döngüsüne dayanıklıdır. Diğer bataryalara göre; yaklaşık 13.000 civarı çevrim ömrünün olması, güç ve enerji kapasitesinin ölçeklenebilirliğinin olması gibi avantajları bulunur.

Enerjiyi istenilen zaman ve yerde talebe uygun olarak kesintisiz şekilde kullanılması için bataryalar kullanılmaktadır. Çeşitli formlarda enerjiyi depolayan bataryalar bulunmaktadır. Mekanik, elektrokimyasal ve elektromanyetik şeklinde sınıflara ayrılır. Çizelge 2.2’de batarya sınıflandırmaları görülmektedir [53], [58], [59].

Çizelge 2.2. Üç Farklı Bataryanın Teknik Özellikleri.

Özellikleri	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
Mekanik Yapısı	Elektrokimyasal	Elektrokimyasal	Elektrokimyasal
Sıcaklık Aralığı	-5 ~ 40 °C	0 ~ 40 °C	0 ~ 40 °C
Enerji Verimliliği	%70-%80	%70-%85	%20-%80
Enerji Yoğunluğu	20-35 Wh/kg	100-200 Wh/kg	25 Wh/kg
Güç Yoğunluğu	25 W/kg	360 W/kg	80-150 W/kg
Döngü Ömrü	200-2000 saat	500-2000 saat	>10000 saat
Yaşam Ömrü	3-12 yıl	5-20 yıl	>20 yıl
Kendi Kendine Deşarj	Düşük	Orta	Orta
Sermaye Maliyeti	300–600 \$/kW	1200-4000 \$/kW	600-1500 \$/kW
Sermaye Maliyeti	200–400 \$/kWh	600-2500 \$/kWh	150-1000 \$/kWh
Güç Kapasitesi	0–20 MW	0–100 kW	30 kW–3 MW

Deşarj Süreleri	Saniye & saat	Dakika & saat	Saniye & saat (10 saat)
Günlük Kendi Kendine Deşarj	%0,1–%0,3	%0,1–%0,3	Küçük ölçekli
Uygun Depolama Süreleri	Dakika & Gün	Dakika & Gün	Saat & Ay

Bataryaların kapasitelerini artırmak için aynı özellikteki bataryalar seri ve paralel olarak bağlanabilirler. Bataryalar, yük gereksinimlerini destekleyecek veya uzun sürelerde kullanımları uygun olacak şekilde seçilmesi gerekir. Gerekli özerk günleri karşılayan bir depolama bankası tasarlamak için boyutlandırma yaklaşımı kullanılır. Bataryaların kapasite ve sayı değerleri, Denklem (2.26)-(2.27)'de formülize edilmiştir [62].

$$C_{Wh} = \frac{E_L \cdot D_S}{DoD_{max} \cdot \eta_{BAT} \cdot \eta_{inv}} = \frac{E_L \cdot D_S}{DoD_{max} \cdot \eta_t} \quad (2.26)$$

$$N_{BAT} = \frac{C_{Wh}}{C_{BAT}} \quad (2.27)$$

Denklem (2.26)-(2.27)'de verilenlere göre;

C_{Wh} : Batarya grubunun (ESS) kapasite değeri (kWh)

E_L : Ortalama günlük yük enerjisi (Ah)

D_S : Yalnızca batarya tarafından enerji verilen günlerin sayısı

DoD_{max} : Bataryanın maksimum deşarj derinliği (%)

η_{BAT} : Batarya şarj verimliliği (%)

η_{inv} : İnvörtör verimliliği (%)

η_t : Bataryanın sıcaklık düzeltme faktörü (%)

C_{BAT} : Bir bataryanın kapasite değeri (kWh)

N_{BAT} : Kullanılacak batarya sayısı (adet)

ESS kapasitesi, gidiş-dönüş seferindeki akımına (Ah) veya şarj miktarına (SOC) göre belirlenir. SOC değeri, Denklem (2.28)'deki gibi hesaplanır [55].

$$SOC(t + \Delta t) = \min\{SOC(t). (1 - \delta) + \eta_{BAT} \cdot (P_{DG} - P_L) \cdot \Delta t, SOC_{max}\} \quad (2.28)$$

Denklem (2.28)'deki verilene göre;

- SOC : Bataryanın şarj durumu (%)
- SOC_{max} : Bataryanın izin verilen maksimum şarj miktarı (%)
- t : Zaman (saat)
- Δt : Zaman aralığı (saat)
- δ_{BAT} : Kendi kendine deşarj katsayısı
- P_{DG} : Dizel jeneratör gücü (kW)
- P_L : Gerekli yük gücü (kW)

Bataryanın t anındaki kapasite değeri, Denklem (2.29)'daki gibi ifade edilir [63].

$$C(t) = SOC \cdot C_{ref} = q(t_0) + q_c(t) + q_d(t) \quad (2.29)$$

Denklem (2.29)'da verilene göre;

- $C(t)$: Bataryanın t anındaki kapasite değeri (kWh)
- SOC : Bataryanın şarj durumu (%)
- C_{ref} : Bataryanın referans kapasite değeri (kWh)
- $q(t_0)$: t=0 anındaki şarj kapasitesi (kWh)
- $q_c(t)$: Şarj durumundaki şarj kapasitesi (kWh)
- $q_d(t)$: Deşarj durumundaki şarj kapasitesi (kWh)

Batarya gücü, şarj işlemi sırasında şarj akımı ile sınırlıdır. Bataryanın limitli şarj gücü, Denklem (2.30)'da formülize edilmiştir [55].

$$P_{DG} - P_L < P_{BAT,C}^{lim} = I_{BAT,C}^{lim} \cdot V_{BAT} \quad (2.30)$$

Denklem (2.30)'da verilene göre;

$P_{BAT,C}^{lim}$: Bataryanın şarj durumundaki güç değeri (kW)

$I_{BAT,C}^{lim}$: Bataryanın şarj anındaki akım değeri (A)

V_{BAT} : Bataryanın şarj anındaki gerilimi (V)

Bataryada şarj işlemi (SOC), maksimum kapasiteye ulaşması durumunda sona erir. Bataryanın deşarj süresi, YEK üretim gücünün gerekli güç talebini karşılamadığında ve güç talebi bataryadaki mevcut güçten daha düşük olduğu durumda başlamaktadır. Güç talebi, bataryanın güç deşarj sınırını aştığında batarya boşalma süreci sona erir ve DG güç talebini karşılar. SOC'teki değişiklik, Denklem (2.31)'deki gibi ifade edilir [55].

$$SOC(t + \Delta t) = \begin{cases} SOC(t) \cdot (1 - \delta) & , \frac{P_L - P_{DG}}{\eta_{Dch}} > P_{BAT,D}^{lim} \\ \max \left\{ SOC(t) \cdot (1 - \delta) - \frac{P_L - P_{DG}}{\eta_{Dch}} \cdot \Delta t, SOC_{min} \right\} & , \frac{P_L - P_{DG}}{\eta_{Dch}} \leq P_{BAT,D}^{lim} \end{cases} \quad (2.31)$$

Denklem (2.31)'deki verilene göre;

SOC_{min} : Bataryanın izin verilen minimum şarj miktarı (%)

η_{Dch} : Batarya deşarj işleminin verimliliği (%)

Şarj işlemine benzer şekilde deşarj akımındaki teknik sınırlamalar, deşarj akımı ile sınırlıdır. Bataryanın limitli deşarj gücü, Denklem (2.32)'de verilmiştir [55].

$$P_{BAT,D}^{lim} = I_{BAT,D}^{lim} \cdot V_{BAT} \quad (2.32)$$

Denklem (2.32)'de verilene göre;

$P_{BAT,D}^{lim}$: Bataryanın deşarj durumundaki güç değeri (kW)

$I_{BAT,D}^{lim}$: Bataryanın deşarj anındaki akım değeri (A)

V_{BAT} : Bataryanın deşarj anındaki gerilimi (V)

Bataryanın genel modellemesi Şekil 2.3'te ve bataryanın matematiksel modeli ise Denklem (2.33)'te verilmiştir [27].

$$E = E_0 - K \cdot \frac{Q}{Q - \int i \cdot dt} + A \cdot e^{-B \cdot \int i \cdot dt} = V_{BAT} + R_{BAT} \cdot I_{BAT} \quad (2.33)$$

Denklem (2.33)'te verilenlere göre;

E : Kontrollü voltaj kaynağı (V)

E_0 : Sabit gerilim (V)

K : Polarizasyon sabiti (V/A.h)

Q : Maksimum batarya kapasitesi (A.h)

A : Üstel gerilim (V)

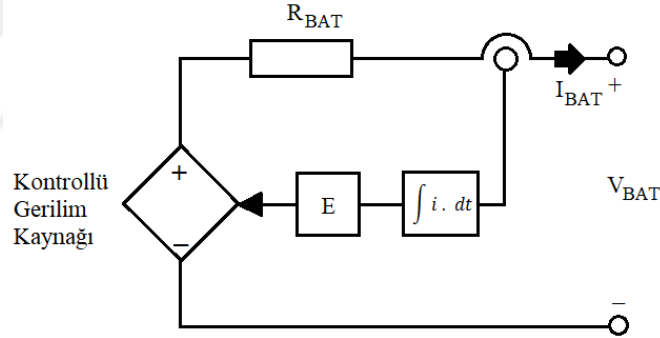
B : Üstel kapasite (A.h⁻¹)

$i \cdot dt$: Batarya tarafından alınan/iletileşen şarj değeri (A.h)

V_{BAT} : Batarya nominal voltajı (V)

I_{BAT} : Batarya akımı (A)

R_{BAT} : Batarya iç direnci (Z)



Şekil 2.3. Bataryanın genel modellemesi.

ESS'te maksimum şarj gücü için üç farklı kısıtlama mevcuttur: Birincisi, kinetik batarya modelinde olan durumdur ve iki tanklı sistem tarafından emilebilecek maksimum güç miktarı Denklem (2.34)'te verilmiştir. İkincisi, A/Ah değerindeki depolama bileşenin maksimum şarj oranıdır ve bu şarj oranına karşılık gelen şarj gücü, Denklem (2.35)'te verilmiştir. Sonucusu ise depolamadaki şarj akımıdır ve bu akıma karşılık gelen depolama şarj gücü, Denklem (2.36)'da verilmiştir. Bu şarj kayıpları dikkate alındığında maksimum depolama şarj gücü, Denklem (2.37)'deki formülle hesaplanır [35], [54].

$$P_{BAT,cmx,kbm} = \frac{k \cdot Q_1 \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + Q_0 \cdot k \cdot c \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{1 - e^{-k \cdot \Delta t} + (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})} \quad (2.34)$$

$$P_{BAT,cmax,mcr} = \frac{(1 - e^{-\alpha_c \cdot \Delta t}) \cdot (Q_{max} - Q)}{\Delta t} \quad (2.35)$$

$$P_{BAT,cmax,mcc} = \frac{N_{BAT} \cdot I_{max} \cdot V_{nom}}{1000} \quad (2.36)$$

$$P_{BAT,cmax} = \frac{\min(P_{BAT,cmax,kbm}, P_{BAT,cmax,mcr}, P_{BAT,cmax,mcc})}{\eta_{BAT,C}}; \quad (2.37)$$

$$\eta_{BAT,C} = \sqrt{\eta_{BAT,rt}}$$

Denklem (2.34)-(2.37)'te verilenlere göre;

$P_{BAT,cmax,kbm}$: Kinetik batarya model için batarya maksimum şarj gücü (kW)

$P_{BAT,cmax,mcr}$: Maksimum şarj oranına karşılık gelen batarya şarj gücü (kW)

$P_{BAT,cmax,mcc}$: Maksimum şarj akımına karşılık gelen max. batarya şarj gücü (kW)

$P_{BAT,cmax}$: Maksimum depolama şarj gücü (kW)

k : Sabit enerji depolama oranı (h^{-1})

c : Depolama kapasite oranı

Q_1 : Çalışma aralığının başlangıcında ve minimum şarj durumu (SOC) üzerinde mevcut olan enerji (kWh) (LAB için %40, Li-Ion için %20, VRF için %0)

Q_0 : İlk zaman adımında ESS'teki toplam enerji miktarı (kWh)

Q_{max} : Depolama bankasının toplam kapasitesi (kWh)

Δt : Zaman aralığı (saat)

α_c : Depolamanın maksimum şarj oranı (A/Ah)

N_{BAT} : Depolama bankasındaki batarya sayısı (adet)

I_{max} : Bataryanın maksimum şarj akımı (A)

V_{nom} : Bataryanın nominal voltajı (V)

$\eta_{BAT,C}$: Batarya şarj verimliliği (%)

$\eta_{BAT,rt}$: Batarya şarj-deşarj verimliliği (%)

Depolama bankası maksimum değerde şarj olabileceği gibi maksimum değerdedeşarj olabilir. Bataryanın yüke gerekli enerji ihtiyacı verip veremeyeceği, maksimum

boşaltma gücüne bakılarak kararlar alınır. Kinetik depolama modelinde maksimum deşarj gücü, şarj durumuna ve şarj-deşarj geçmişine bakarak değişkenlik gösterir. Denklem (2.38) ve (2.39)'ta ESS'in maksimum deşarj güç formülleri verilmiştir [54].

$$P_{BAT,dmax,kgm} = \frac{-k \cdot Q_{max} + k \cdot Q_1 \cdot e^{-k \cdot \Delta t} + Q_0 \cdot k \cdot c \cdot (1 - e^{-k \cdot \Delta t})}{1 - e^{-k \cdot \Delta t} + c \cdot (k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k \cdot \Delta t})} \quad (2.38)$$

$$P_{BAT,dmax} = \eta_{BAT,d} \cdot P_{BAT,dmax,kgm} ; \eta_{BAT,d} = \eta_{BAT,c} \quad (2.39)$$

Denklem (2.38)-(2.39)'ta verilenlere göre;

$P_{BAT,dmax,kgm}$: Kinetik batarya model için batarya maksimum deşarj gücü (kW)

$P_{BAT,dmax}$: Maksimum depolama deşarj gücü (kW)

k : Batarya hız sabiti (h^{-1})

c : Depolama kapasite oranı (birimsiz)

Q_1 : Zaman adımının başlangıcında depolamadaki mevcut enerji (kWh)

Q_0 : Zaman adımının başlangıcında ESS'teki toplam enerji miktarı (kWh)

Q_{max} : Depolama bankasının toplam kapasitesi (kWh)

Δt : Zaman adımı (saat)

$\eta_{BAT,c}$: Batarya şarj verimliliği (%)

$\eta_{BAT,d}$: Batarya deşarj verimliliği (%)

Bataryanın sağlık durumu, Denklem (2.40)'daki gibi ifade edilir [64].

$$SOH = \frac{C_{Ref}(t)}{C_{Ref,nom}} = \frac{C_{Ref}(t - \Delta t)}{C_{Ref,nom}} - Z \cdot [SOC(t - \Delta t) - SOC(t)] \quad (2.40)$$

Denklem (2.40)'daki verilenlere göre;

SOH : Bataryanın sağlık durumu (%)

$C_{ref}(t)$: Bataryanın yeni referans kapasite değeri (kWh)

$C_{ref,nom}$: Bataryanın mevcut nominal referans kapasite değeri (kWh)

Z : Doğrusal eskime katsayısı

Batarya kullanım maliyetinin formülü, Denklem (2.41)'de verilmiştir.

$$M_{ESS,WC} = \frac{M_{ESS,RC}}{Throughput \cdot \sqrt{\eta_{rt} \cdot \eta_{bt-load}}} \quad (2.41)$$

Denklem (2.41)'de verilenlere göre;

$M_{ESS,WC}$: Batarya aşınma maliyeti (\$/kWh)

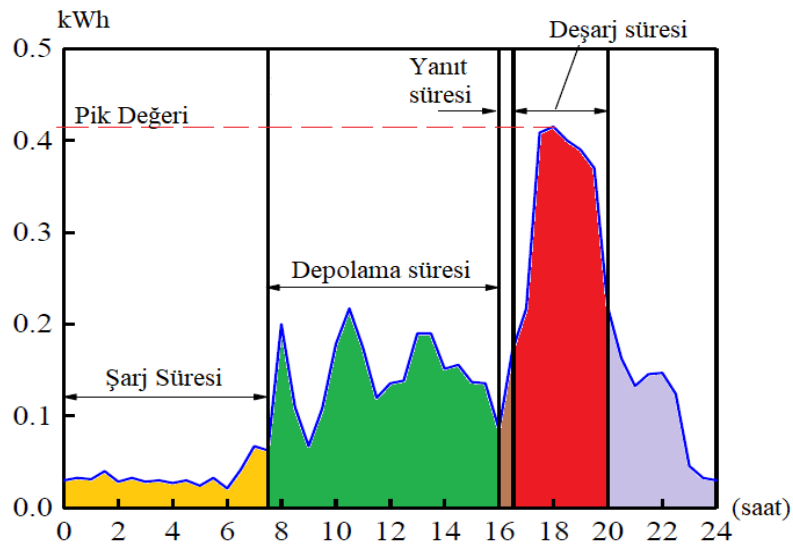
$M_{ESS,RC}$: Batarya değiştirme maliyeti (\$)

η_{rt} : Batarya gidiş-dönüş verimliliği (%)

$\eta_{bt-load}$: Bataryadan yüke güç akış verimliliği (%)

$Throughput$: Batarya kullanım süresi (saat)

Şekil 2.4'te bataryalarda günlük yük profilinin etkisinin örnek bir model üzerinde gösterimi verilmiştir. Yük değeri 00.00-16.00 arasındayken bataryada şarj olma eğilimi göstermektedir. Bu durum saat 18.00'e kadar şarj işlemini yükün tepe değerine (peak anı) çıktığı ana kadar sürecektir. Bu andan itibaren PV enerji olmadığından yükün enerji ihtiyacı bataryadan karşılanmaktadır. Bu durum, SOC minimum değerine ulaşınca kadar sürmektedir [65], [66].



Şekil 2.4. Batarya için günlük yük profili.

2.5. KONVERTÖRLER (DÖNÜŞTÜRÜCÜLER)

HGS’te DC ile AC bara arasında enerji dönüşümü sağlamak için DC/AC dönüştürücüler kullanılır. İnvörtör ve redresörden (doğrultucudan) oluşur. Denklem (2.42)’te invörtör güç çıkış ve Denklem (2.43)’te doğrultucu güç çıkış denklemleri verilmiştir [54].

$$P_{inv} = P_{DC} \cdot \eta_{inv} = \frac{P_{peak}}{\eta_{inv}} \quad (2.42)$$

$$P_{rec} = P_{AC} \cdot \eta_{rec} = \frac{P_{peak}}{\eta_{rec}} \quad (2.43)$$

Denklem (2.42)-(2.43)’te verilenlere göre;

- P_{inv} : İnvörtör güç kapasitesi (kW)
 P_{rec} : Doğrultucu çıkışı güç kapasitesi (kW)
 P_{DC}, P_{AC} : DC ve AC bara güç değerleri (kW)
 P_{peak} : Yükün peak değeri (kW)
 η_{inv} : İnvörtör verimliliği (%)

2.6. YÜKLER

Yükler, enerji tüketimini gerçekleştiren elemanlar olup özelliklerine göre farklı güç tüketirler. Farklı yük türleri mevcuttur [62]. Bunlar;

- ... **Birincil (Temel, Elektriksel) Yük:** Temel yük bileşenidir. Ampul, motor vb. kullanan her bölge birer birincil yüküdür ve saatlere göre değişkenlik gösterir.
- ... **Ertelenebilir (Ötelenebilir) Yük:** Belirli bir süre boyunca elektrik tüketimi yapan ve belirli süre boyunca da hiçbir güç tüketmeyen esnek özellikli yük grubudur. Burada tam zamanlama önemli değildir ve güç gelinceye kadar bekleyebilirler. Örnek olarak su pompalama, buz yapımı, şarj etme vb.
- ... **Termal (Isıl) Yük:** Isıtma sistemi, absorveli soğutuculu ısı enerjisi kullanan yük grubudur.
- ... **Hidrojen Yük:** Yakıt hücresi veya kimyasal işlemde hidrojen tüketimi gerçekleştiren yük grubudur. Enerji depolama ve kullanmada tercih edilir.

2.7. HİBRİT YENİLENEBİLİR ENERJİ SİSTEMİ (HYES) TÜRLERİ VE KONTROL TOPOLOJİSİ

Mikro şebeke, içinde farklı nitelikli YEK'leri ve çeşitli yükleri barındıran şebekelerdir. Şebekeye bağlı olarak çalışabilirken adalı modda da çalışabilir. Akıllı merkezi kontrolör ile hem talep tarafının hem de kaynak tarafının yönetimi sağlanır. Şebekenin bulunmadığı veya kritik yüklerin olduğu bölgelerde kullanımlarına ihtiyaç duyulmaktadır. Elektrik yükünün ihtiyacını karşılamak adına birden çok kaynağı etkili olarak kullanırlar. HYES'ler ekonomik ve teknik olarak tasarlandığında uzun zaman içerisinde sorunsuz olarak çalışmasını sürdürür. Çalışmasını etkileyen teknik hususlar; voltaj dalgalanması, frekans düzenlenmesi ve yük dengelenmesi şeklindedir [63].

2.7.1. Şebekeden Bağımsız (Adalı, Off-Grid) HYES

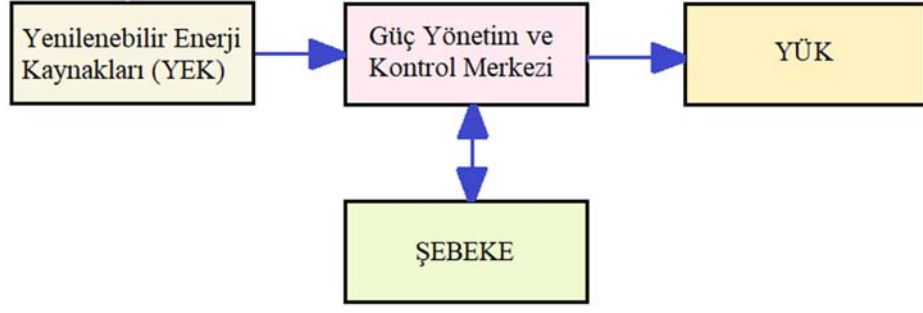
HYES'lerde şebekenin olmadığı ya da şebekenin arıza yaptığı durumlarda yükü kesintisiz şekilde çalıştıran sistemlerdir. Elektrik şebekesine bağlantı olmadığı durumlarda YEK'ler devreye girer. Enerji kaynakları verimli olarak kullanılır ve bu sistemde ESS'ler büyük öneme sahiptir. Elektrik enerjisinin yeterli olmadığı durumlarda DG'ler kullanılır. Şekil 2.5'te örnek bağımsız sistem modeli görülmektedir [63], [67].



Şekil 2.5. Örnek bir bağımsız sistem modeli.

2.7.2. Şebeke Bağlantılı (On-Grid) HYES

Mikro şebekenin doğrudan yerel düşük voltaj şebekesine bağlandığı, açık olduğunda şebekeden tamamen veya kısmen güç aldığı ve fazla güç varsa şebekeye aktardığı sistemlerdir. YEK'ler, ESS olmadan invertörler üzerinden şebekeye bağlanır. Bu nedenle invertörler, voltaj ve frekans açısından şebekeyle senkronize edilmesi gerekir. Şekil 2.6'da örnek bir şebekeli sistem modeli görülmektedir [63], [67].



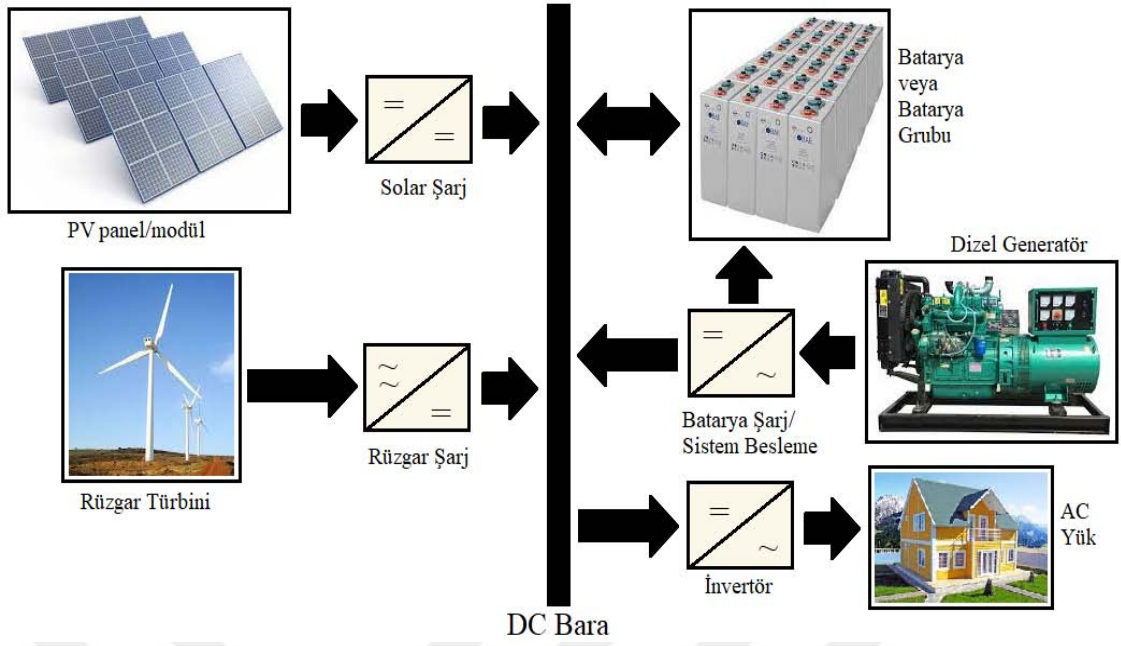
Şekil 2.6. Örnek bir şebekeli sistem modeli.

2.7.3. Hibrit Güç Sistemleri (HGS)

YEK'lerin fosil kaynaklarla entegrasyonun sağlandığı, ESS ile desteklendiği ve şebekenin belirli durumlarda kullanıldığı sistemlerdir. Şebekenin ulaşmasının güçlük çekildiği bölgelerde ve özellikle yakıt maliyetinin günümüzde artması neticesinde YEK'lerden daha fazla yararlanmak adına HGS kullanılırlar. Bu sistemde birden çok enerji kaynağı kullanıldığında, tek kaynaklı sistemlere kıyasla çok yüksek güvenilirlik sağlarlar. Bu durum, yükün enerji ihtiyacını gerekli kaynaklardan istenilen zamanda destekler. Seri, anahtarlamalı ve paralel özellikli hibrit güç sistemleri bulunur [67].

2.7.3.1. Seri Hibrit Güç Sistemleri

Şekil 2.7'de seri hibrit güç sistemi görülmektedir. Bu sistemde PV, RT, ESS, DG ve invertör kullanılmış ve bu sistem farklı YEK'ler ile genişletilmiştir. PV ve RT tarafından üretilen enerji kendi şarj ünitesini kullanarak içerisinde şarj işlemi yapar ve geriye kalan enerjiyi DC baraya gönderir. Fazla üretilen DC enerjiyi batarya grubu depo eder. Sistemin güvenilir bir şekilde çalışmasını sağlamak için hem DG hem de invertörün yüklerin pik enerji değerini karşılayacak şekilde boyutlandırılması ve batarya bankasının etkili olarak kullanılması gerekir. Ancak bataryanın sürekli kullanılması sonucu artan döngüsü, bataryanın ömrünün azalmasına ve sistemde düşük enerji verimliliğine neden olur. İnvörtör, DC baradan gerilimi regüle ederek AC'ye dönüştürür ve belli kayıplar sonucunda yükü AC gerilim olarak besler. Yük talebinin üzerinde kaynaklardan enerji üretildiğinde bataryalar şarj olurlar ve şarj bittiğinde yükün ihtiyacından fazlasını üretmeyi durdururlar. Ayrıca sistem yük talebini karşılayamadığında ilk olarak bataryada üretilen enerjiyi kullanır ve belli durumdan sonra devreye DG girerek yükü besler. Bu anda bataryalar tekrardan şarj olmaya başlar. Sistem, motorla çalışan jeneratörün uygun batarya voltajı algılama / başlatma / durdurma kontrolünün eklenmesiyle manuel ya da otomatik modda çalıştırılabilir.



Şekil 2.7. Seri hibrit güç sistemi.

Bu sistemin belli başlı avantajları şunlardır [67]:

- ... DG çalıştığı anda yüke sağlanan güç anında kesilir.
- ... Farklı enerji kaynakları arasında AC güç değerinin değişmesi gerekmediğinden elektriksel çıkış için gereken arayüz oldukça basittir.
- ... İnvertör, uygulamaya bağlı olarak sinüs dalgası veya modifiye edilmiş kare dalga oluşturabilir.
- ... DG, ESS grubunda %70-80 şarj değerine ulaşıncaya kadar yükü beslerken veya ESS'leri şarj ederken sistem uygun şekilde boyutlandırılabilir.

Bu sistemin belli başlı dezavantajları şunlardır [67]:

- ... DG ile invertör paralel çalışamaz. Bu nedenle invertör, sistemin yükünün tepe değerini besleyecek şekilde seçilmesi gerekir.
- ... ESS'ler sürekli olarak devreye girip çıktığından ötürü yaşam ömrü kısalmır.
- ... Şarj döngü profiline göre, ESS'in deşarj derinliğini sınırlamak amacıyla ESS kapasitesi büyük seçilmelidir.
- ... DG, doğrudan yükü besleyemediğinden enerji verimliliği düşer.
- ... İnvertörde arıza olması durumunda yükte güç kayıplarına neden olur.

AC Bağlantılı Paralel HGS: Şekil 2.10'da AC bağlantılı paralel HGS modeli görülmektedir. Şebekeden bağımsız modern sistemler genellikle AC gerilim ile beslenmektedir. Ayrıca RT, DG ve yük grupları AC üretilir ve kullanılır. Bu sistemde DC çıkış veren sistemlerin çıkışlarına invertörler konulduğunda sisteme AC gerilim gönderir. Bu durum hem PV'nin hem de ESS'in AC'yi besleyen şebekeye DC/AC dönüştürücülere bağlı olduğunu gösterir. ESS'ler, PV'den şarj edilmesi durumundayken gücün iki defa dönüştürülmesi sonucu yüksek kayıplar oluşturur. Bu sistemler; doğrudan yükleri AC ile beslediğinden verimlidir, arızaya karşı yüksek direnç sağlar ve sistem daha fazla genişletilebilir [36].

Bu sistemlerin belli başlı avantajları şunlardır [36], [67]:

- ... DG verimi maksimum olur.
- ... DG, ESS, invertör ve YEK'lerin nominal kapasitelerde azalma olup yükün tepe değerini karşılar.
- ... Sistem yükünü en optimal düzeyde karşılar.
- ... DG'nin bakımı en az düzeydedir.
- ... İnvvertör tarafından ayarlanan şarj gücü, sınırlamalar olmaksızın yüksek verimlidir.
- ... Kırsal alan elektrifikasyonu için basit ve uygun maliyetli bir çözümdür.

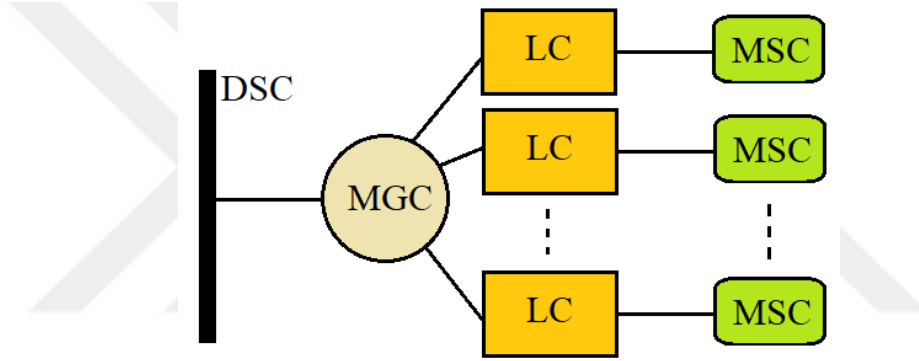
Bu sistemlerin belli başlı dezavantajları şunlardır [36], [67]:

- ... Sistemin etkili olarak çalışması için otomatik kontrol önemlidir.
- ... DC-DC-AC'den dönüşüm nedeniyle AC yüklere güç sağlarken verimlilik daha düşüktür.
- ... İnvvertör, ikincil AC kaynağına uygun senkronizasyon kapasiteli seçilmelidir.
- ... Bazı sistemlerde, düşük voltaj seviyelerinin DC güç tarafında yüksek akımlara yol açmaktadır ve bu durum pahalı bileşenlere gereksinim duymaktadır.
- ... PV ile oluşan ihtiyaç, merkezi invertör ile sınırlıdır ve bu durum sistemlerin genişletilmesi için oldukça zordur.

2.7.4. HGS'de Kontrol Topolojisi

Şekil 2.11'de mikro şebekenin kontrol topolojisi görülmektedir. Mikro şebekenin kontrolleri genel olarak şunlardan oluşmaktadır [63]:

- a. **Mikro Kaynak Kontrolü (MSC):** Mikro şebekede bulunan yenilenebilir enerji kaynaklarından gelen güçlerin akışını kontrol edip izleyerek bilgileri MGC'ye gönderir. Batarya yönetim sistemini inceler ve kontrolünü sağlar.
- b. **Yük Kontrolü (LC):** Yük kontrolünü sağlar ve çalışmasını denetler.
- c. **Mikro Şebeke Kontrolü (MGC):** Frekans ve gerilim kontrolü, yük tüketimini denetleyerek gerekli yerlerde azaltma gibi önemli bir işlevi bulunmaktadır. Mikro şebekedeki tüm kaynakları denetler ve bu işlevi arayüz üzerinden sağlar. MCS ve LC ile senkronize olurlar.
- d. **Dağıtım Sistemi Kontrolü (DSC):** Mikro şebekenin korumasını üstlenirler, şebekeye bağlı ya da ada modunda çalışıp çalışmayacağına karar verirler.



Şekil 2.11. Mikro şebeke kontrol topolojisi.

2.8. HGS'İN TEKNİK VE EKONOMİK PARAMETRELERİ

2.8.1. Şimdiki Net Toplam Maliyet (NPC)

Sistemin toplam net maliyeti, kullanım ömrü boyunca sürdürdüğü tüm maliyetlerinin (sermaye, yenileme ve işletim ve bakım maliyetleri) bugünkü değerinden elde edilen toplam gelirlerden çıkarılmasıyla hesaplanır. Kısacası projenin, proje ömrü sonunda elde ettiği maliyet değeridir. Faiz ve enflasyon oranları dikkate alınarak tüm nakit akışları ilk yatırım anına dönüştürülür. Denklem (2.44)'te NPC formülü verilmiştir [38].

$$NPC = \frac{C_{ann,total}}{CRF(i, N)} \quad (2.44)$$

Denklem (2.44)'te verilenlere göre;

NPC : Toplam net maliyet (\$)

$C_{ann,total}$: Yıllık toplam maliyet (\$)

$CRF(i, N)$: Sermaye kurtarma faktörü (%)

2.8.2. Birim Enerji Maliyeti (COE)

Birim enerji maliyeti, sistem tarafından üretilen faydalı elektrik enerjisinin kWh başına ortalama maliyetidir ve sistem konfigürasyonu için önemli ekonomik parametrelerden birisidir. Denklem (2.45)'te birim enerji maliyet formülü verilmiştir [27].

$$COE = \frac{C_{ann,tot} - M_{boiler} \cdot E_{thermal}}{E_{AC} + E_{DC} + E_{def} + E_{grid}} = \frac{C_{ann,tot}}{E_{served}} \quad (2.45)$$

Denklem (2.45)'te verilenlere göre;

COE : Seviyelendirilmiş enerji maliyeti (\$/kWh)

$C_{ann,tot}$: Yıllık toplam sistem maliyet (\$/yıl)

M_{boiler} : Kazan marjinal maliyet (\$/kWh)

$E_{thermal}$: Termal yük (kWh/yıl)

E_{AC} : Hizmet verilen AC birincil yük (kWh/yıl)

E_{DC} : Hizmet verilen DC birincil yük (kWh/yıl)

E_{def} : Sunulan DC birincil yük (kWh/yıl)

E_{grid} : Toplam şebeke satış değeri (kWh/yıl)

E_{served} : Servis edilen yıllık toplam enerji üretimi (kWh/yıl)

2.8.3. Sermaye Maliyeti (Initial Capital Cost-IC)

Kurulacak elemanın, proje başlangıcında projeye harcaması gereken toplam kurulum maliyetidir. Denklem (2.46)'da HGS'nin toplam yatırım maliyet formülü verilmiştir [68].

$$C_{cap} = C_{PV} \cdot P_{PV} + E_{ESS,max} \cdot C_{ESS} + C_{conv} \cdot P_{conv} + C_{RT} \cdot P_{RT} + C_{DG} \cdot P_{DG} \quad (2.46)$$

Denklem (2.46)'da verilenlere göre;

- C_{cap} (IC) : HGS'nin toplam sermaye maliyeti (\$)
- C_{PV} : PV'nin sermaye maliyeti (\$/kW)
- P_{PV} : PV'nin nominal güç değeri (kW)
- $E_{ESS,max}$: ESS'in sermaye maliyeti (\$/kWh)
- C_{ESS} : ESS kapasitesi (kWh)
- C_{conv} : Konvertörün sermaye maliyeti (\$/kW)
- P_{conv} : Konvertör gücü (kW)
- C_{RT} : RT'nin sermaye maliyeti (\$/kW)
- P_{RT} : RT gücü (kW)
- C_{DG} : DG'nin sermaye maliyeti (\$/kW)
- P_{DG} : DG gücü (kW)

2.8.4. İşletme Maliyeti (OC)

Projenin toplam maliyetinden ilk sermaye maliyetinin çıkarılmasıyla elde edilen işletme maliyetidir. Denklem (2.47)'de verilen formüle göre hesaplanır [69].

$$C_{OC} = OC = C_{ann,tot} - C_{cap} (\$) \quad (2.47)$$

2.8.5. Bakım – Onarım Maliyeti (O&M)

Bileşenin çalıştırılması, işletilmesi ve bakımı ile ilgili maliyetlerin toplamıdır. Denklem (2.48)'daki verilen formüle göre hesaplanır [68].

$$C_{O\&M} = 0,02 \cdot C_{cap} \cdot \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+i)^t} (\$) \quad (2.48)$$

2.8.6. Yenileme Maliyeti (REP)

Kurulan elemanın (PV, RT vb.) ömrünün tamamlaması sonucunda yerine yerleştirilecek yeni elemanın değiştirme maliyetidir. Proje ömrü sonunda değiştirilebileceği gibi belirli bir süre sonunda da değiştirilebilir. Denklem (2.49)'daki formüle göre hesaplanır [68].

$$\begin{aligned} C_{rep} = & C_{PV} \cdot P_{PV} \cdot \sum_{t=t_{PV}}^N \frac{1}{(1+i)^t} + E_{ESS,max} \cdot C_{ESS} \cdot \sum_{t=t_{ESS}}^N \frac{1}{(1+i)^t} \\ & + C_{conv} \cdot P_{conv} \cdot \sum_{t=t_{conv}}^N \frac{1}{(1+i)^t} + C_{RT} \cdot P_{RT} \cdot \sum_{t=t_{RT}}^N \frac{1}{(1+i)^t} \\ & + C_{DG} \cdot P_{DG} \cdot \sum_{t=t_{DG}}^N \frac{1}{(1+i)^t} \end{aligned} \quad (2.49)$$

Denklem (2.49)'deki verilene göre;

C_{rep} : Yenileme maliyeti (\$)

$t_{PV}, t_{DG} \dots$: PV'nin, DG'nin vb. ömrü (saat)

2.8.7. Sermaye Geri Kazanım (Kurtarma) Faktörü (CRF)

Sermaye kurtarma faktörü, yıllık ödeme durumunun veya nakit akışının proje ömrü sonunda oluşturacağı bugünkü değeri hesaplamak amacıyla kullanılan orandır. Sermaye geri kazanım faktörünün formülü Denklem (2.50)'de verilmiştir [53].

$$CRF(i, N) = \frac{i \cdot (1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (2.50)$$

Denklem (2.50)'deki verilene göre;

$CRF(i, N)$: Sermaye geri kazanım faktörü

i : Yıllık reel iskonto (faiz) oranı (%)

N : Proje ömrü (yıl)

2.8.8. Reel Faiz Oranı (i)

Reel (gerçek) iskonto oranı, yıllık ekonomik maliyetler ile toplam maliyetler arasında dönüştürme yapmak amacıyla kullanılır. Nominal iskonto oranı ile beklenen enflasyon

oranı verilerinden yola çıkarak yıllık reel iskonto oranı hesaplanır. Örneğin nominal iskonto oranı %8 ve enflasyon oranı %3,5 olması durumunda yıllık reel enflasyon oranı %4,35 olarak hesaplanır. Böylece bu değer tanımlanarak enflasyon ekonomik analizin dışında tutularak tüm maliyetler sabit para cinsinden tanımlanarak gerçek maliyetler haline getirilir. Reel faiz oranının formülü, Denklem (2.51)'de verilmiştir [70].

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (2.51)$$

Denklem (2.51)'deki verilene göre;

i : Yıllık reel faiz oranı (%)

i' : Yıllık faiz oranı (%)

f : Enflasyon oranı (%)

2.8.9. Yenilenebilirlik Oranı (RF)

YEK'lerin yüke aktarılması oranıdır. HYES'te geleneksel yakıt enerjisinin yenilenebilir enerji ile yer değiştirmesini hesaplamak için kullanılan önemli bir faktördür. HGS'deki YEK enerji kullanımının tüm kaynaklar içerisindeki oranıdır. Örneğin %40 RF oranına sahip bir HGS ele alındığında, yükün %40'ını yenilenebilir enerji kaynaklarından temin ettiğini göstermektedir. Matematiksel modeli, Denklem (2.52)'de verilmiştir [38], [55].

$$RF = \frac{P_{ren} + T_{ren}}{P_t + T_t} = 1 - \frac{E_{nonren}}{E_{load}} \quad (2.52)$$

Denklem (2.52)'deki verilene göre;

RF : Yenilenebilirlik oranı (%)

P_{ren} : Yenilenebilir elektrik üretim gücü (kWh)

T_{ren} : Yenilenebilir termal üretim gücü (kWh)

P_t : Toplam elektrik üretim gücü (kWh)

T_t : Toplam üretilen termal gücü (kWh)

E_{nonren} : Yenilenemeyen enerji üretim tarafından üretilen toplam enerji (kWh)

E_{load} : Yük tarafından tüketilen toplam enerji (kWh)

2.8.10. Karbondioksit (CO₂) Emisyonu

Günümüzde birçok ülkede sıfır karbon emisyonu ile sistemler YEK'li sistemlere dönüştürülmektedir. Bu nedenle minimum CO₂ emisyonu için hedefler oluşturulur. Karbondioksit emisyonu, Denklem (2.53)'teki formülden hesaplanır [71].

$$CO_2 = CF \cdot NCV \cdot EF \quad (2.53)$$

Denklem (2.53)'teki verilere göre;

CO_2 : CO₂ emisyon (kg/yıl)

CF : Tüketilen yakıt miktarı (ton/yıl)

NCV : Yakıtın net kalorifik değeri (TJ/ ton)

EF : Emisyon faktörü (kg/TJ)

2.8.11. Toplam Yakıt Maliyeti

DG tarafından tüketilen toplam yakıt maliyeti, Denklem (2.54)'teki gibi hesaplanır [72].

$$C_{dizel} = F_{dizel} \cdot \min \sum_{i=1}^n (B_{fc}^t + MT_{fc}^t) \quad (2.54)$$

Denklem (2.54)'teki verilere göre;

C_{dizel} : Toplam yakıt maliyeti (\$)

F_{dizel} : Dizel yakıt maliyeti (\$/L)

B_{fc}^t : t anında gaz kazanının yakıt tüketimi (L)

MT_{fc}^t : t anında mikro türbinin yakıt tüketimi (L)

2.8.12. Şebekeden Elektrik Satın Alımı (GP)

Yüklerin enerji ihtiyacının birçoğu yenilenebilir enerji kaynakları ile karşılanırsa da büyük bir çoğunluğu şebekeden elektrik satın alımı yapılarak gerçekleştirilir. Şebekeden elektrik alım maliyeti Denklem (2.55)'daki gibi ve şebekeden çekilen toplam enerji miktarı Denklem (2.56)'daki gibi hesaplanır [72], [73].

$$C_{GP_grid} = \sum_{t=1}^{8760} (C_{elec}^t(t) \cdot P_{grid}^t(t)) \quad (2.55)$$

$$E_{GP_grid} = \sum_{n=1}^{365} \sum_{t=1}^{12} E_{grid(t-n)} \quad (2.56)$$

Denklem (2.55)-(2.56)'da verilenlere göre;

- C_{GP_grid} : Şebekeden yıllık toplam elektrik alım maliyeti (\$/yıl)
 $C_{elec}^t(t)$: t anında şebekeden elektrik satın alma maliyeti (\$/kWh)
 $P_{grid}^t(t)$: t anında şebekeden satın alınan elektrik miktarı (kWh)
 E_{GP_grid} : Şebeke tarafından sağlanan toplam yıllık enerji (kWh/yıl)
 $E_{grid(t-n)}$: n. gün t. saatinde harcanan enerji miktarı (TOU) (kWh)

2.8.13. Şebekeye Elektrik Satımı (Grid Sold-GS)

Birçok HGS modelinde fazla üretilen enerji miktarı şebekeye satılabilmektedir. Bu işlem enerji şirketleri ve devlet tarafından yapılacak gerekli antlaşmalarla gerçekleştirilir. Meteorolojik veriler doğrultusunda yükten fazla elektrik üretimleri ya ESS tarafından depo edilmeli ya da belirli ücret şartlarında şebekeye satılmalıdır. Denklem (2.57)'de şebekeye satılan yıllık enerji maliyet değeri görülmektedir [74].

$$C_{GS_grid} = \sum_{t=1}^{8760} P_{out}(t) \cdot C_{sale_price}(t) \quad (2.57)$$

Denklem (2.57)'deki verilenlere göre;

- C_{GS_grid} : Şebekeye satılan yıllık enerji maliyeti (\$/yıl)
 $P_{out}(t)$: t anında şebekeye satılan enerji (kWh)
 $C_{sale_price}(t)$: t anındaki şebekeye elektrik satış fiyatı (\$/kWh)

2.8.14. Yatırım Getirisi (ROI)

İlk yatırım maliyetine göre yıllık maliyet tasarruf oranıdır. Proje ömrü boyunca nominal nakit akışlarındaki ortalama yıllık farkın sermaye maliyetindeki farka bölümüdür.

Denklem (2.58)'da formülü verilmiştir [75].

$$ROI = \frac{\sum_{i=0}^N C_{i,ref} - C_i}{N \cdot (C_{cap} - C_{cap,ref})} \quad (2.58)$$

Denklem (2.58)'deki verilene göre;

ROI : Yatırım getirisi (%)

$C_{i,ref}$: Temel referans HGS için nominal yıllık nakit akışı (\$/yıl)

C_i : Mevcut HGS için nominal yıllık nakit akışı (\$/yıl)

C_{cap} : Mevcut HGS'nin sermaye maliyeti (\$)

$C_{cap,ref}$: Referans HGS'nin sermaye maliyeti (\$)

2.8.15. Artan Enerji (EE)

Proje boyunca YEK'lerden kaynaklı meydana gelen toplam fazla elektrik miktarıdır. Bu enerji miktarı ne kadar düşük olursa, HGS için o kadar verimli olacaktır; aksi takdirde üretilen enerjinin çoğu boşa gidecektir. Denklem (2.59)'da artan enerji denklemi görülmektedir [76].

$$E_{excess} = EE = E_{production} \cdot f_{excess} \quad (2.59)$$

Denklem (2.59)'da verilene göre;

E_{excess} (EE) : Fazla elektrik miktarı (kWh/yıl)

$E_{production}$: Üretilen toplam elektrik üretimi (kWh/yıl)

f_{excess} : Artan enerji oranı (%)

2.9. HGS'İN BOYUTLANDIRILMASI VE SINIRLILIKLARI

2.9.1. HGS'nin Toplam Güç Üretimi ve Boyutlandırılması

HGS'nin güç değerleri Denklem (2.60)'da ve kısıt eşitlikleri ise Denklem (2.61)'de verilmiştir [18], [77].

$$P_t(t) = \sum_1^{N_{PV}} P_{PV}(t) + \sum_1^{N_{WT}} P_{RT}(t) + \sum_1^{N_{DG}} P_{DG}(t) + \sum_1^{N_{bat}} P_{ESS}(t) + \sum_1^{N_{grid}} P_{GP}(t) \quad (2.60)$$

$$Kısıtlamalar = \begin{cases} 0 \leq P_{PV}(t) \leq P_{PV(max)} \\ 0 \leq P_{RT}(t) \leq P_{RT(max)} \\ 0 \leq P_{DG}(t) \leq P_{DG(max)} \\ 0 \leq P_{PV}(t) \leq P_{PV(max)} \\ 0 \leq P_{ESS}(t) \leq P_{ESS(max)} \\ 0 \leq P_{conv}(t) \leq P_{conv(max)} \\ P_{GP}(t) \leq P_{load}(t) \end{cases} \quad (2.61)$$

Denklem (2.60)- (2.61)'deki verilene göre;

$P_t(t)$: HYES sisteminin bir saatte ürettiği toplam güç değeri (kW)

$P_{PV}(t)$: PV panel güç değeri (kW)

N_{PV} : PV panel sayısı (adet)

$P_{RT}(t)$: Rüzgâr türbin güç değeri (kW)

N_{RT} : Rüzgâr türbin sayısı (adet)

$P_{DG}(t)$: Dizel ile üretilen güç değeri (kW)

N_{DG} : Dizel tesisi miktarı (adet)

$P_{ESS}(t)$: Batarya güç değeri (kW)

N_{ESS} : Batarya sayısı (adet)

$P_{GP}(t)$: t zamanında şebekeden satın alınan elektrik güç miktarı (kW)

N_{grid} : Şebeke sayısı (adet)

2.9.2. Amaç Maliyet Fonksiyonu

Mikro grid HGS'nin amaç maliyet fonksiyonu, Denklem (2.62)'teki gibi hesaplanmaktadır [72].

$$F = \min \sum_{i=1}^n \{C_{fuel}; C_0; COE; NPC; C_{GP_grid}; GHG_{em}\} \quad (2.62)$$

Denklem (2.62)'teki verilene göre;

- F : HGS'nin amaç fonksiyonu
 C_{fuel} : Yakıt toplam maliyeti (\$/kg)
 C_0 : İşletme maliyeti (\$)
 C_{GP_grid} : Şebekeden elektrik alım maliyeti (\$/kWh)
 GHG_{em} : Gaz emisyon maliyeti (\$/L)

HGS'nin kısıtlamalarına bağlı olarak maliyet azaltma fonksiyonu Denklem (2.63)'te verilmiştir [18].

$$\begin{aligned} & \text{Min } M_t (P_{PV}(t), P_{RT}(t), P_{ESS}(t), P_{DG}(t)) \\ & = \text{Min } (M_{PV}(t), M_{RT}(t), M_{ESS}(t), M_{DG}(t)) \end{aligned} \quad (2.63)$$

Denklem (2.63)'teki verilene göre;

- M_t : HGS'nin toplam maliyeti (\$)
 $M_{PV}(t)$: PV'nin toplam maliyeti (\$)
 $M_{RT}(t)$: RT'nin toplam maliyeti (\$)
 $M_{ESS}(t)$: ESS'in toplam maliyeti (\$)
 $M_{DG}(t)$: DG'nin toplam maliyeti (\$)

2.9.3. Sistem ve ESS Kısıtlamaları

HGS, bir dizi kısıtlamayla geliştirilen hedefleri çalışma esnasında karşılamak istemektedir. Herhangi bir çözüm için bu kısıtlamalar sistem operasyonları boyunca yerine getirilmesi gerekir. Herhangi bir t anında, hibrit enerjiden elde edilen toplam güç değeri, toplam talebi belirli bir güvenilirlik kriteriyle karşılamalıdır. Sistem ve batarya ile ilgili kısıtlamalar, Denklem (2.64)-(2.65)'te verilmiştir [18].

$$\begin{aligned} & P_{PV}(t), P_{RT}(t), P_{ESS}(t), P_{DG}(t) \geq (1 - R) \cdot P_d(t) \\ & P_{PV}(t), P_{RT}(t), P_{ESS}(t), P_{DG}(t) - P_{damp}(t) \leq P_d(t) \end{aligned} \quad (2.64)$$

$$\begin{aligned}
P_{ESS,min} &\leq P_{ESS,SOC} \leq P_{ESS,max} \\
0 &\leq P_{ESS,cap} \leq P_{ESS,max} \\
P_{ESS} &\leq P_{inv,max}
\end{aligned}
\tag{2.65}$$

Denklem (2.64)-(2.65)'teki verilene göre;

R : Herhangi bir anda toplam yük talebine göre maksimum izin verilen karşılanmamış gücün oranı (%)

$P_d(t)$: HGS'nin toplam güç değeri (DC+AC) (kW)

$P_{damp}(t)$: Farklı yükün güç değeri (kW)

$P_{ESS,min}$: Minimum izin verilen batarya depolama güç değeri (kW)

$P_{ESS,SOC}$: İzin verilen batarya depolama güç değeri (kW)

$P_{ESS,max}$: Maksimum izin verilen batarya depolama güç değeri (kW)

$P_{ESS,cap}$: Batarya kapasitesi (kW)

$P_{inv,max}$: İnvörtör güç değeri (kW)

3. ADALAR BÖLGESİNDE HGS’NİN MODELLENMESİ

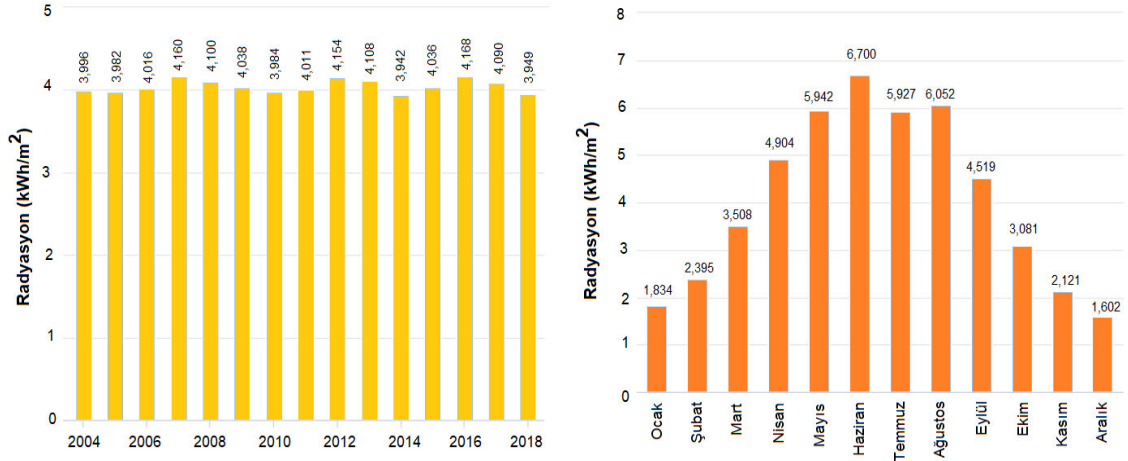
3.1. ADALAR BÖLGESİ VE NÜFUS VERİLERİ

Balıkesir bölgesi, 39,619⁰ enleminde ve 27,926⁰ boylamda yer almaktadır. Deniz seviyesinden yüksekliği 106 m, normal yüksekliği 96 m ve en yüksek bölgesi ise 1,7 km olarak belirlenmiştir. Kapıdağ yarımadasına, çok sayıda adaya ve adacıklara sahiptir. Harita 3.1’de Balıkesir ilinin yarımada ve adaları görülmektedir [78].

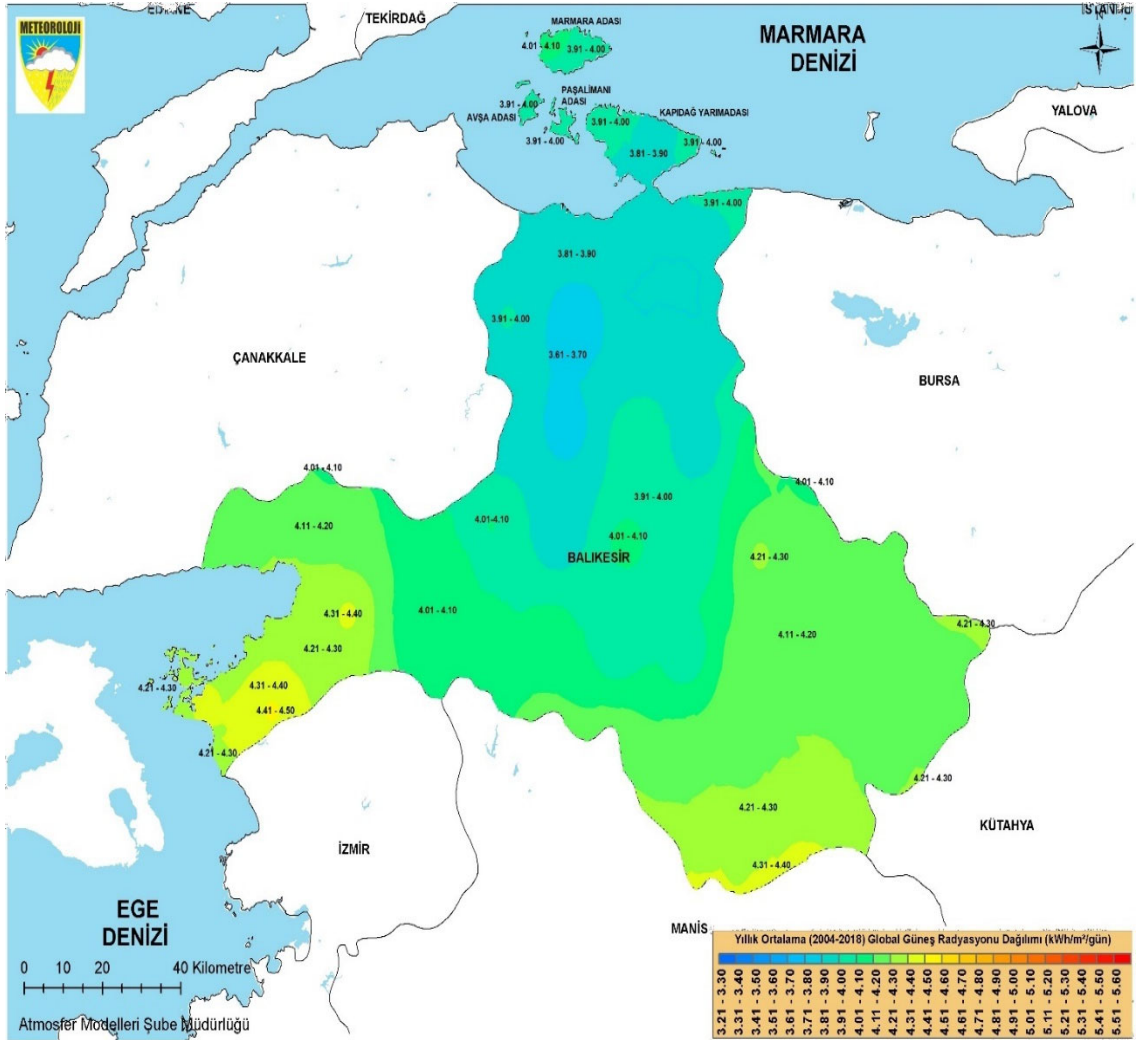


Harita 3.1. Balıkesir ili ve adaları.

Balıkesir ilinin toplam nüfusu 2020 yılına göre 1.240.285 ve nüfus yoğunluğu ise 87 /km² olarak belirlenmiştir. Bu nüfusun %49,97’si erkek, %50,03’ü ise kadından oluşmaktadır. 2019 yılına göre nüfus değeri %0,95 olarak artmıştır. Balıkesir’in toplam yüzölçümü 14.272 km²’dir. Bandırma ve Marmara ilçelerindeki nüfus değeri, il nüfusunun %13,61’ini oluşturmaktadır. Adalardaki toplam nüfus değeri ise il nüfusunun %0,80’ini oluşturmaktadır. Buna göre 5,326’sı (%53,4) erkek ve 4,647’si (%46,60) ise kadın olarak belirlenmiştir. Çizelge 3.1’de üç farklı adanın 2020 yılına ait alan, nüfus, mahalle ve bölgesindeki adacık sayıları verilmiştir. Bu veriler kış şartlarına uygun olarak alınmış olsa da yaz durumundaki turizmde yaşanan gelişmeler neticesinde nüfus değerleri 8 kata kadar arttığı görülmüştür. Bu durum, bölgedeki elektrik tüketimini oldukça etkiler [79].



Şekil 3.1. Balıkesir ilinin ortalama solar radyasyon değerleri (2004-2018).



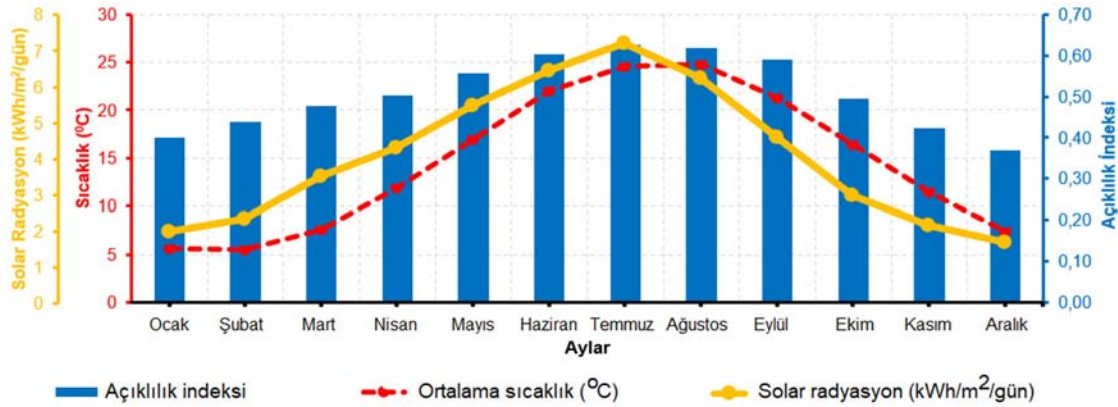
Harita 3.3. Balıkesir ilinin yıllık ortalama global güneş radyasyon dağılımı haritası.

Çizelge 3.2 ve Şekil 3.2’de Balıkesir ilinin adalar bölgesinin aylık GHI solar radyasyon, sıcaklık, PV güç çıkışı ve açıklılık indeks değerleri görülmektedir [82], [83].

Çizelge 3.2. Adalar Bölgesinin GHI Solar Radyasyon ve Sıcaklık Verileri (2021).

Aylar	Açıklılık İndeksi	GHI Radyasyon (kWh/m ² /day)	1 MWp PV Güç Çıktışı (MWh/ay)*	Aylık Ortalama Sıcaklık (°C)
Ocak	0,400	1,97	64,8	5,59
Şubat	0,438	2,33	78,0	5,57
Mart	0,478	3,48	116,0	7,59
Nisan	0,503	4,28	138,8	11,95
Mayıs	0,557	5,47	162,0	16,98
Haziran	0,604	6,42	167,3	22,05
Temmuz	0,626	7,20	180,1	24,58
Ağustos	0,619	6,22	170,0	24,74
Eylül	0,589	4,57	137,0	21,23
Ekim	0,494	2,97	99,1	16,41
Kasım	0,422	2,15	71,8	11,46
Aralık	0,368	1,68	55,0	7,36
Ortalama	0,508	4,06	119,99	14,63

* Yere monteli 30° eğimi ve 180° azimutu olan PV panel için varsayılan tespitler.



Şekil 3.2. Bölgenin aylık solar radyasyon ve sıcaklık verileri.

3.2.1. Berraklık (Açıklılık) İndeksi

Açıklılık (netlik, berraklık) indeksi, atmosferin açıklılığını gösteren bir parametredir ve atmosferden iletilen güneş radyasyonunun oranıdır. 0 ila 1 arasında tanımlanır. Açık ve güneşli günlerde bu değer 1'e yakınken kapalı ve bulutlu havalarda bu oran 0'a yakındır. Saatlik veya aylık olarak hesaplanabilir. Çizelgede verilen değerler aylık ortalama değerlerdir. Denklem (3.1)'de aylık ortalama berraklık indeksi formülü verilmiştir [62].

$$K_t = \frac{H_{ave}}{H_{0,ave}} \quad (3.1)$$

Denklem (3.1)'deki verilene göre;

K_t : Açıklılık veya berraklık indeksi

H_{ave} : Dünya'nın yatay yüzeyindeki aylık ortalama radyasyon (kWh/m²/gün)

$H_{0,ave}$: Dünya atmosfer tepesindeki yatay yüzey üzerindeki radyasyon (Dünya dışı yatay radyasyon) (kWh/m²/gün)

Dünya dışı yatay radyasyon formülü Denklem (3.2)'de verilmiştir ve bu denklemde belirli bir enlem içerisinde ayın her bir günü için hesaplanarak ayın ortalaması şeklinde hesaplanır [62].

$$H_{0,ave} = \frac{\sum_1^t H_0}{t} \quad (3.2)$$

Denklem (3.2)'deki verilene göre;

H_0 : Gün içi ortalama Dünya dışı yatay radyasyon (kWh/m²/gün)

t : Aydaki gün sayısı

Denklem (3.3)'te m² başına toplam günlük Dünya dışı radyasyon formülü görülmektedir.

$$H_0 = \frac{24}{\pi} \cdot G_{on} \cdot \left[\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \frac{\pi \cdot \omega_s}{180^\circ} \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta \right] \quad (3.3)$$

Denklem (3.3)'teki verilene göre;

G_{on} : Dünya atmosfer üzeri güneş radyasyonunun yoğunluğu (kW/m²)

ϕ : Enlem (°)

δ : Güneş sapması (°)

ω_s : Gün batımı saat açısı (°)

Gün batımı saat açısı formülü Denklem (3.4)'te ve güneş sapması formülü ise Denklem (3.5)'te verilmiştir [62].

$$\cos \omega_s = -\tan \phi \cdot \tan \delta \quad (3.4)$$

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin \left(360^\circ \cdot \frac{284 + n}{365} \right) \quad (3.5)$$

Denklem (3.4)- (3.5)'te verilenlere göre;

n : Yılın günü (1-365 arası)

Dünya atmosferinin tepesindeki güneş ışınlarına normal bir yüzey üzerindeki güneş radyasyonunun yoğunluğu Denklem (3.6)'da, yatay yüzeydeki dünya dışı radyasyon değeri Denklem (3.7)'de, başucu açısı değeri Denklem (3.8)'te verilmiştir [62].

$$G_{on} = G_{sc} \cdot \left(1 + 0,033 \cdot \cos \left(\frac{360 \cdot n}{365} \right) \right) \quad (3.6)$$

$$G_o = G_{on} \cdot \cos \theta_z \quad (3.7)$$

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \phi \cdot \sin \delta \quad (3.8)$$

Denklem (3.6)-(3.8)'teki verilene göre;

G_{sc} : Güneş sabiti (1,367 kW/m²)

ω : Saat açısı (°)

θ_z : Başucu açısı (°) (güneş ufuktayken 90°, tam tepedeyken 0°)

G_o : Gün doğumundan gün batımına yatay yüzeydeki dünya dışı radyasyon değeri (kW/m²)

Zaman adımı boyunca ortalama dünya dışı yatay radyasyon değerini hesaplamak için Denklem (3.9)'daki formül kullanılır [62].

$$\overline{G_o} = \frac{12}{\pi} \cdot G_{on} \cdot \left[\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi \cdot (\omega_2 - \omega_1)}{180^\circ} \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta \right] \quad (3.9)$$

Denklem (3.9)'daki verilene göre;

\overline{G}_0 : Zaman adımlı ortalama dünya dışı yatay radyasyon değeri (kW/m²)

ω_1 : Zaman adımının başlangıçtaki saat açısı (°)

ω_2 : Zaman adımının sonundaki saat açısı (°)

Güneşin gökyüzündeki konumunun saat durumu, Güneş saati olarak değerlendirilir. Güneş öğle vaktinde saat değeri (0), öğleden önce (-) ve öğleden sonra (+) değerler olmaktadır. Denklem (3.10)'da gün batımı saat açısı verilmektedir [62].

$$\omega = t_r \cdot (t_s - 12) \quad (3.10)$$

Denklem (3.10)'daki verilene göre;

t_r : Güneşin saatlik açı değişimi (15 °/saat)

t_s : Güneş zamanı (saat)

Dünya'da günlük hayatta yerel standart saat kullanılmaktadır. Bu nedenle güneş zamanının hesaplanması için yerel saat kullanılır. Denklem (3.11)'de güneş zamanı formülü, Denklem (3.12)-(3.14)'te zaman denklemi ve bu denklemdeki açı değişimleri görülmektedir [62].

$$t_s = t_c + E - Z_c + \frac{\lambda}{t_r} \quad (3.11)$$

$$E = 3,82 \cdot (0,000075 + 0,001868 \cdot \cos \beta - 0,032077 \cdot \sin \beta - 0,014615 \cdot \cos 2\beta - 0,04089 \cdot \sin 2\beta) \quad (3.12)$$

$$\beta = 360^\circ \cdot \frac{n - 1}{365} \quad (3.13)$$

$$\cos \theta = \left(\begin{array}{l} \sin \delta \cdot \sin \phi \cdot \cos \beta - \sin \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma \\ + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \beta \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma \cdot \cos \omega \\ + \cos \delta \cdot \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \sin \omega \end{array} \right) \quad (3.14)$$

Denklem (3.11)-(3.14)'teki verilene göre;

t_c : Zaman adımının orta noktasına karşılık gelen zaman (saat)

E : Zaman denklemi (saat)

Z_c : GMT'nin doğusundaki saat dilimi (saat)

λ	: Boylam ($^{\circ}$)
β	: Yüzeyin eğimi ($^{\circ}$)
θ	: Güneşin gelme açısı ($^{\circ}$)
γ	: Yüzeyin azimut açısı ($^{\circ}$)

3.2.2. GHI Solar Radyasyon

GHI, dünya üzerindeki yatay yüzeye çarpan toplam güneş radyasyonu miktarını gösterir. Ancak PV dizisinin güç çıkışı, genel olarak yatay olmayan PV dizisinin yüzeyine çarpan solar radyasyon miktarına bağlıdır. Bu nedenle, her zaman adımında PV dizisinin yüzeyindeki küresel güneş radyasyonu olayı hesaplanması gerekir. PV dizisinin yönünü, eğim ve azimut açısı parametreleri belirler. Eğim açısı, panel yüzey ile yatay arasındaki açıdır. Sıfır eğim yatay yönelimi gösterirken 90° eğim ise dikey yönelimi gösterir. Azimut açısı, yüzeyin baktığı yön durumudur. Azimut değeri güney yönünü, (+) işaret güney-batı yönünü ve (-) işaret güney-doğu yönünü gösterir. Güneş kaynağı verileri, belirlenen zaman aralıklarında dünya yüzeyindeki yatay bir düzeye çarpan ortalama güneş radyasyon değerleridir ve bu veriler netlik indeksi ile tanımlanır. Denklem (3.15)'te netlik indeksi denklemi verilmiştir [62].

$$k_t = \frac{\bar{G}}{\bar{G}_0} = \frac{\bar{G}_b + \bar{G}_d}{\bar{G}_0} \quad (3.15)$$

Denklem (3.15)'teki verilere göre;

\bar{G} : Zaman adımı boyunca ortalama dünya yüzeyindeki küresel yatay radyasyon (kW/m^2)

\bar{G}_b : Işın radyasyonu (kW/m^2)

\bar{G}_d : Dağınık radyasyon (kW/m^2)

Eğimli bir yüzey üzerine düşen radyasyon miktarı hesaplanırken ışın ve dağınık radyasyon etkili olmasına rağmen küresel yatay radyasyonun da bilinmesi ve ölçülmesi gerekir. Her zaman aralığında PV dizisindeki radyasyon değerinin bulunması için küresel yatay radyasyonu, ışın ve dağınık radyasyon olarak bileşenlerine ayrıştırılması gerekir. Buna göre netlik indeksinin fonksiyonu olan dağınık fraksiyon formülü

Denklem (3.16)'da verilmiştir [62].

$$\frac{\overline{G}_a}{\overline{G}} = \begin{cases} 1 - 0,09 \cdot k_t & k_t \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604 \cdot k_t + 4,388 \cdot k_t^2 - 16,638 \cdot k_t^3 + 12,336 \cdot k_t^4 & 0,22 < k_t \leq 0,80 \\ 0,165 & 0,80 < k_t \end{cases} \quad (3.16)$$

Kullanılan HOMER yazılımı, her bir zaman adımı için, netlik indeksini hesaplamak için ortalama küresel yatay ve dağınık radyasyonu kullanır. Işın radyasyonu ise her iki radyasyon değerinin çıkarılması ile elde edilir. PV dizisindeki küresel radyasyon formülü Denklem (3.17)'de, ufuk ışınma oranı Denklem (3.18)'de, azinotropi indeksi (ileriye saçılan radyasyon indeksi) Denklem (3.19)'da verilmiştir. HOMER yazılımı, yılın her saati için güneş radyasyon değerlerini sentezlemek için Graham Algoritmasını kullanmaktadır [62].

$$\overline{G}_T = (\overline{G}_b + \overline{G}_a \cdot A_i) \cdot \left(\frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \right) + \overline{G}_a \cdot (1 - A_i) \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \cdot \left(1 + f \cdot \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) + \overline{G} \cdot \rho_G \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (3.17)$$

$$f_a = \sqrt{\frac{\overline{G}_b}{\overline{G}}} \quad (3.18)$$

$$A_i = \frac{\overline{G}_b}{\overline{G}} \quad (3.19)$$

Denklem (3.17)-(3.19)'daki verilene göre;

\overline{G}_T : PV dizisindeki küresel radyasyon değeri (kW/m²)

f_a : Ufuk ışınma oranı

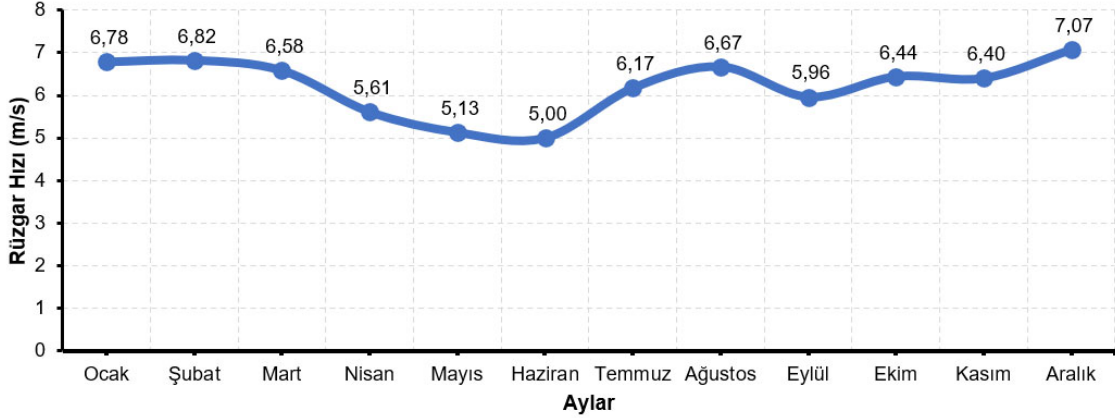
A_i : Azinotropi (ileriye saçılan radyasyon) indeksi

ρ_G : Zemin (albedo) yansımaları (%)

3.3. ADALAR BÖLGESİNİN RÜZGÂR HIZI VERİLERİ

Balıkesir bölgesi, rüzgâr potansiyeli açısından zengin bir bölgedir. Marmara Denizi'nin geçiş bölgesinde yer aldığından bu bölgelerde ciddi miktarlarda rüzgâr hızlarına

ulaşılabilir. Özellikle adalar bölgesi bu açıdan oldukça zengin sayılabilir. Şekil 3.3'te adalar bölgesinin aylık ortalama rüzgâr hızı değerleri görülmektedir [83]. Bu verilerden yola çıkıldığında Marmara Adası'nda 6,21 m/s, Avşa Adası'nda 6,22 m/s, Paşalimanı Adası'nda 6,08 m/s ve genel olarak 6,17 m/s şeklinde yıllık ortalama rüzgâr hızı verileri elde edilmiştir.



Şekil 3.3. Bölgenin aylık ortalama rüzgâr hızı verileri.

Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonu, rüzgâr veri analizinde en yaygın şekilde kullanılan istatistiksel dağılımlardan birisidir ve rüzgâr rejimlerini karakterize etmek amacıyla kullanılır. Bu dağılım, şekil ve ölçek parametrelerine dayanır. Weibull olasılık yoğunluk fonksiyon, Denklem (3.20)'de ve Weibull kümülatif dağılım fonksiyon ise Denklem (3.21)'de verilmiştir [56].

$$f_v = \left(\frac{k_v}{c_v}\right) \cdot \left(\frac{v}{c_v}\right)^{k_v-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c_v}\right)^{k_v}} \quad (3.20)$$

$$F_v = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c_v}\right)^{k_v}} \quad (3.21)$$

Denklem (3.20)-(3.21)'deki verilere göre;

f_v : Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonu

F_v : Weibull kümülatif dağılım fonksiyon

k_v : Weibull şekil faktörü (birimsiz)

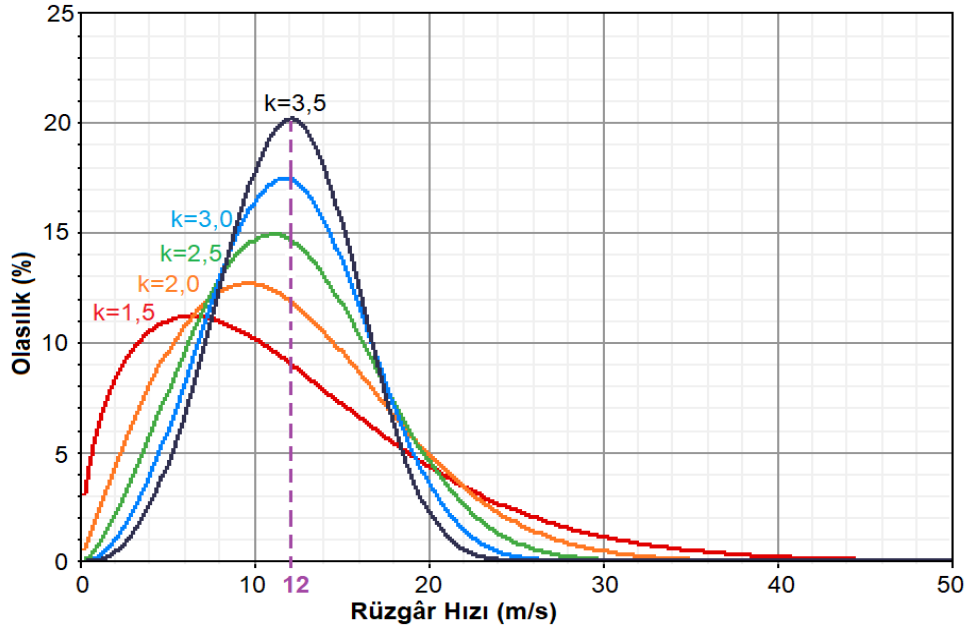
c_v : Weibull ölçek faktörü (m/s)

v : Rüzgâr hızı (m/sn)

Denklem (3.22), c_v ve k_v parametrelerini ilişkilendirerek ortalama bir rüzgâr hızının formülünü gösterir. Γ , gama faktörüdür.

$$\bar{v} = c_v \cdot \Gamma \left(\frac{1}{k_v} + 1 \right) \quad (3.22)$$

Weibull dağılımı, ortalama rüzgâr hızı ile k_v şekil faktörü kullanılarak oluşturulabilir. Şekil faktörü, rüzgâr hızlarının dağılımlarının genişliğini yansıtır. Şekil 3.4'te ortalama 12 m/s rüzgâr hızına sahip beş farklı Weibull dağılım eğrileri görülür. Burada k_v 'nin düşük olması, dağılım eğrisinin daha geniş olduğunu yani geniş aralıkta kalma eğiliminde olduğunu gösterir. Çok rüzgarlı bölgeler için k_v değeri 1,5'a kadar düşebilir [62].



Şekil 3.4. 12 m/s rüzgâr hızının farklı Weibull dağılımları.

Otokorelasyon faktörü, bir zaman adımındaki rüzgâr hızının, önceki zaman adımlarındaki rüzgâr hızlarına ne kadar güçlü bağlı olduğunu gösterir. Yüksek bir otokorelasyon faktörü, rüzgâr hızının, önceki zaman adımındaki rüzgâr hızına güçlü bir şekilde bağlı olma eğiliminde olduğunu gösterir. Daha düşük değerler, rüzgâr hızının bir zaman adımından diğerine daha rastgele bir şekilde dalgalanma eğiliminde olduğunu gösterir. Bu parametreyi bölgesel yapıları etkileyebilir. Otokorelasyon faktörleri, karmaşık topografya alanlarında daha düşük (0,70-0,80) ve daha düzgün topografya alanlarında daha yüksek (0,90-0,97) olma eğilimindedir.

Bir saatlik otokolerasyon faktörü, kolerasyon derecesini gösterir. Denklem (3.23)'te otokolerasyon faktörü görülmektedir [62]. Örneğin 30 dakika zaman adımı olması durumunda bir saatlik otokolerasyon faktörü $60/30=2$ yani r_2 'dir.

$$r_k = r_1^x \quad (3.23)$$

Denklem (3.23)'teki verilere göre;

r_k : Adım sayısına göre saatlik otokolerasyon faktörü

r_1 : Bir saatlik otokolerasyon faktörü

x : Adım sayısı

Otokorelasyon faktörü, Weibull k_v değerinden bağımsızdır. Weibull k_v değeri, rüzgâr hızlarının yıllık dağılımının genişliğini yansıtırken, otokorelasyon faktörü ise rüzgâr hızlarının saatten saate ne kadar rastgele değiştiğini yansıtır. Ölçülen rüzgâr parametre verileri, bu iki parametre arasında hiçbir korelasyon göstermemektedir.

Rüzgâr hızı, zeminden yüksekliğe göre değişkenlik gösterir ve göbek yüksekliğine göre belirlenmesi önemlidir. Denklem (3.24)'te rüzgâr hızı formülü verilmiştir [54].

$$v_{hub} = v_{anem} \cdot \frac{\ln\left(\frac{Z_{hub}}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_{anem}}{Z_0}\right)} \quad (3.24)$$

Denklem (3.24)'teki verilere göre;

v_{hub} : RT'nin göbek yüksekliğindeki rüzgâr hızı (m/s)

v_{anem} : Anemometre yüksekliğindeki rüzgâr hızı (m/s)

Z_{hub} : RT'nin göbek yüksekliği (m)

Z_{anem} : Anemometre yüksekliği (meteorolojik ölçümler için 10 m)

Z_0 : Yüzey pürüzlülük uzunluğu (m) (çamur 0,0001 m, açık deniz 0,002 m, kar yüzeyi 0,003 m, orman 0,25 m, şehir merkezi 3 m)

3.4. HOMER PRO SİMÜLASYON YAZILIMI

YEK'lerin HGS içerisinde verimli ve etkili olarak kullanılması için ekonomik ve teknik analizlerinin yapılması gerekir. Dünya'da bu amaçla kullanılan birçok yazılım araçları kullanılmaktadır. Çizelge 3.3'te belli başlı yazılım araçlarının karşılaştırmaları görülmektedir [84], [85].

Çizelge 3.3. Çeşitli Hibrit Güç Sistemlerinin Simülasyon Yazılımları.

Özellikler	EnergyPRO	HOMER	iHOGA	RETScreen	TRNSYS
Geliştirici	Danimarka EMD Vakfı	NREL (USA)	Zaragoza Üniversitesi	Kanada Bakanlığı	Colorado Üniversitesi
Boyutlandırma	Yok	Var	Var	Yok	Yok
Zaman Aralığı	1 dakika – 1 saat	1 dakika – 1 saat	1 dakika – 1 saat	1 ay	1 saniye – 1 saat
Hesaplama Biçimi	Simülasyon	Simülasyon, Sıralama	Genetik Algoritma	Simülasyon	Simülasyon
Optimizasyon	Var	Var	Var	Yok	Yok
Yük Tipi	Termal	Termal ve hidrojen	Hidrojen	Termal	Termal ve hidrojen

Bu yazılımlar arasında optimizasyon tasarımının ve sistem planlamasının kolay olması, mikro şebekelere kadar kolaylıkla indirgenebilmesi, şebekeli/şebekesiz sistemlere uygulanabilmesi ve hassasiyet analizlerinin verimli yapabilmesi, dakika ve saatlik analizlerin olması, MATLAB yazılımı üzerinden sistemlerin daha kolay kısıtlanabilmesi, birçok modülün bulunması, analizlerin detaylı olarak verilmesi gibi birçok faktör HOMER yazılımının tercih edilmesini sağlamıştır.

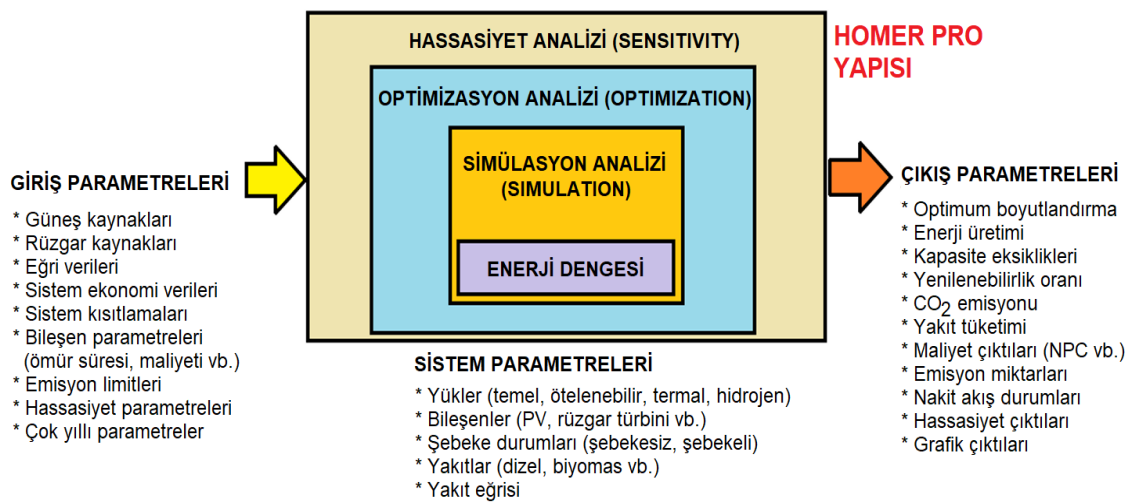
HOMER, Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources kelimelerinin baş harfleri ile oluşturulan ve çoklu YEK'lerin hibrit olarak kullanılmasını sağlayan bir simülasyon yazılımıdır. Tüm alan ve sektörlerde mikro şebeke tasarımını yapan ve bu şebeke tasarımını en optimal durumda tasarlayarak teknik, ekonomik ve çevresel açılardan optimize eden bir analiz yazılımıdır. Şebekesiz ve/veya şebekeli sistemleri ele alarak sistemi kolaylıkla modelleyebilir.

HOMER yazılımı üç temel kısımdan oluşur (Şekil 3.5):

... **Simülasyon:** HOMER, yılın her zaman adımında enerji dengesi hesaplamaları yaparak bir sistemin çalışmasını simüle eder. Her bir zaman adımı için, o zaman

adımındaki elektrik ve termal talebi, sistemin o zaman adımında sağlayabileceği enerjiyle karşılaştırır ve sistemin her bir bileşenine giden ve gelen enerji akışını hesaplar. Bataryaları veya yakıtla çalışan dizel jeneratörleri içeren sistemler için, her zaman adımında jeneratörlerin nasıl çalıştırılacağına ve bataryaların şarj edilip edilmeyeceğine karar verir. Her sistem konfigürasyon için enerji dengesi hesaplamaları yapar, analiz sonunda uygulanabilir olup olmadığını belirler ve proje ömrü süresince çalıştırarak gerekli tahminleri oluşturur. Sistem maliyeti hesaplamaları, sermaye, değiştirme, işletme ve bakım, yakıt ve faiz gibi birçok maliyetleri hesaba katar ve sonuçları tablolaştırır.

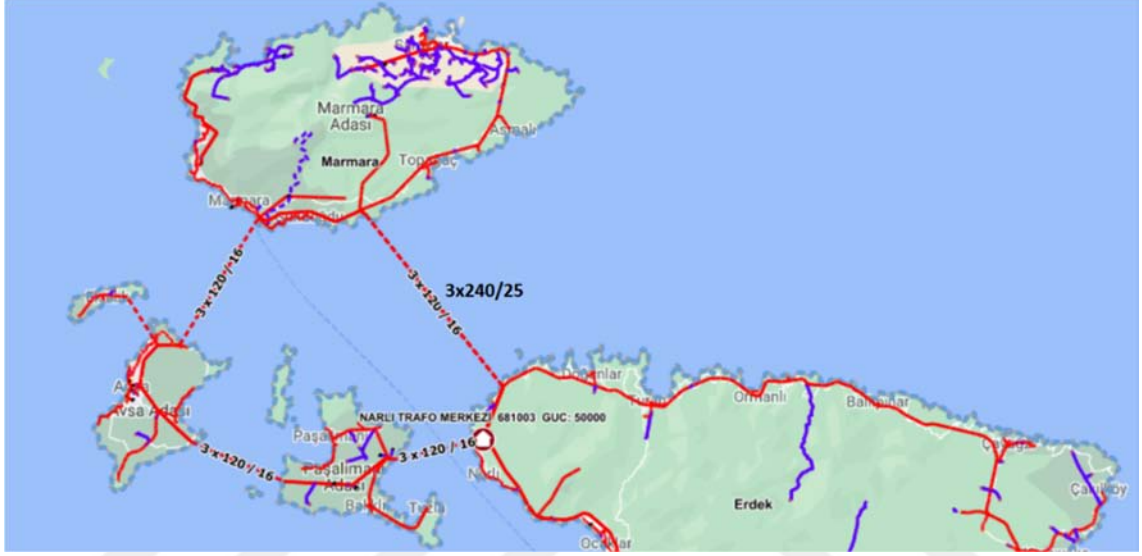
- ... **Optimizasyon:** Izgara arama algoritma ile türevsiz algoritma olmak üzere iki türlü optimizasyon yöntemi vardır. Izgara arama algoritması ile arama alanına tanımlanan değerleri sisteme uygulayarak analizleri gösterir. Yani mevcut değerlerin sisteme etkilerini analiz ederek değerlendirir. Türevsiz algoritma ise en düşük maliyetli sistemi aramak için birçok değer üzerinden analizleri yapar ve en optimal sonuçları net mevcut maliyet üzerinden gösterir. Çok yıllı analizlerde bu işlev çalışmaz.
- ... **Duyarlılık Analizi:** Çeşitli değişkenler tanımlandığında, her bir değişken için optimizasyon analizleri uygulanır ve sonuçları tablolar halinde gösterir. Rüzgâr hızı, solar radyasyon, faiz durumları vb. birçok parametre üzerinde duyarlılık yapılabilir.



Şekil 3.5. HOMER'in yapısı, giriş ve çıkış parametreleri.

3.5. ADALAR ARASI ENERJİ NAKİL HATLARI VE ADALARIN YÜK BİLGİLERİ

Marmara, Avşa ve Paşalimanı adaları, Kapıdağ Yarımadası'ndan gelen enerji nakil hatları ile enerji ihtiyacını sürekli olarak karşılamaktadır. Bu yarımadadan üç farklı enerji nakil hattı (ENH), Marmara Adası'na ulaşmaktadır. Harita 3.4'te bu ENH'ların tek hat şeması görülmektedir [16], [78].

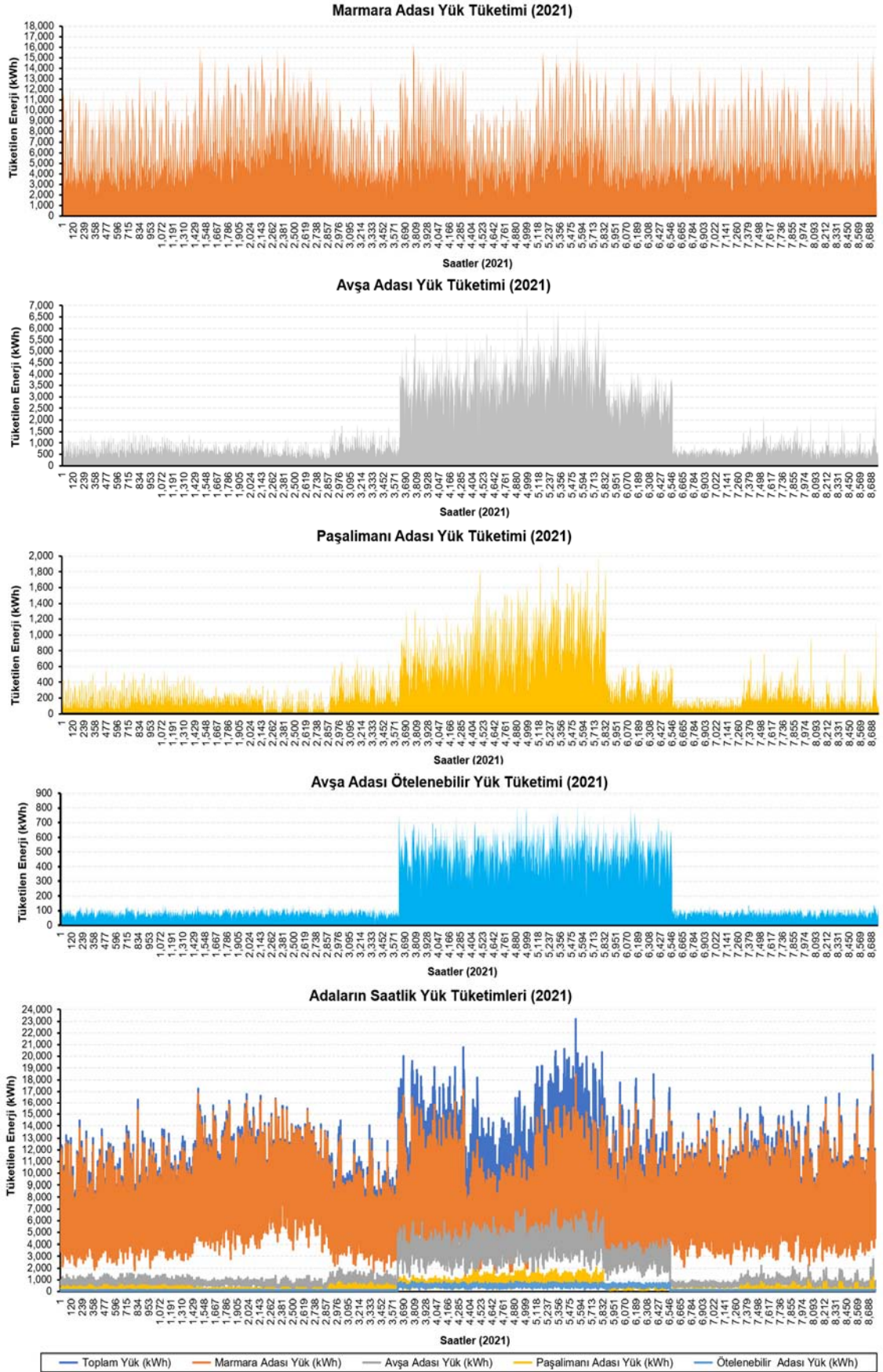


Harita 3.4. Adalar arasındaki fider ENH bağlantıları.

Harita 3.4'te verilen bu üç farklı ENH'larının özellikleri şunlardır:

- ... **Ada-1 Fideri:** Erdek TM'den 3x120 mm² XLPE denizaltı kablosu ile Paşalimanı Adası'na gelen, Paşalimanı'ndan 3x120 mm² XLPE denizaltı kablosu ile Avşa Adasına devam eden ve Avşa Adası'ndan da 3x120 mm² XLPE denizaltı kablosu ile Marmara Adası'na gelen ENH.
- ... **Ada-2 Fideri:** Erdek TM'den 3x477 MCM havai iletkenle çıkarak denizaltı platformuna girip 3x120 mm² XLPE denizaltı kablosu ile devam eden ENH.
- ... **Ada-3 Fideri:** Erdek TM'den 3x477 MCM havai iletkenle çıkarak denizaltı platformuna girip 3x240 mm² XLPE denizaltı kablosu ile devam eden ENH.

Şekil 3.6'da adalardaki yük tüketim verileri ve Şekil 3.7'da fider hatlarından 2021 yılı içerisinde ölçülen saatlik bazlı enerji verileri görülmektedir. Adalardaki yük tüketim verileri, bölgedeki belediye yetkilileri tarafından alınmış gerçek verilerdir.

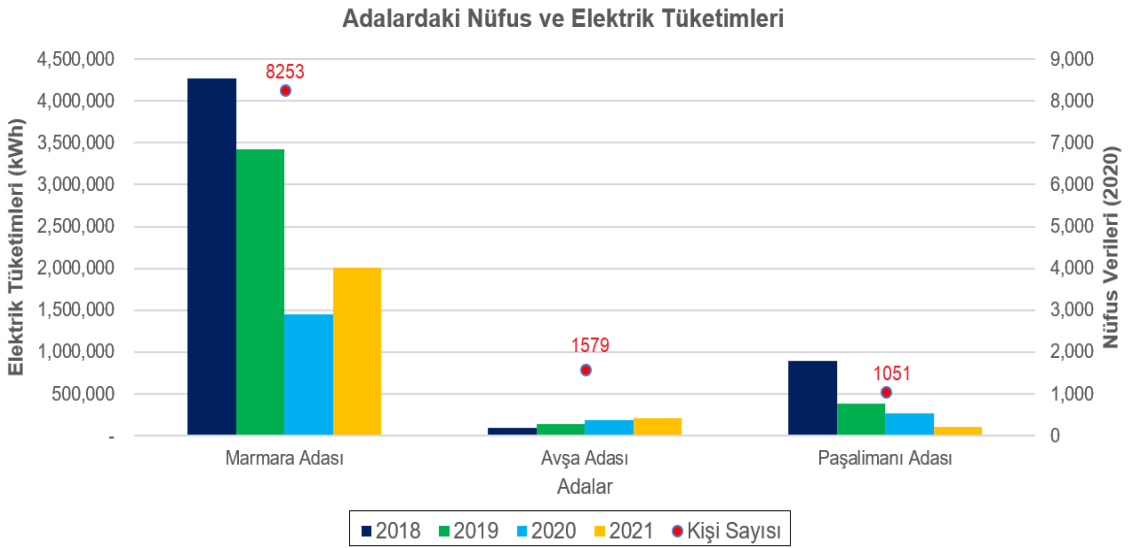


Şekil 3.6. Adalardaki yük tüketim verileri (2021).



Şekil 3.7. Ada 1-2-3 fider hatlarındaki enerji talepleri.

Şekil 3.8’de üç adanın 2020 yılı nüfus verileri ve son dört yılın elektrik tüketim verileri kWh cinsinden görülmektedir. Marmara Adası’nda zamanla elektrik tüketimi nüfusun azalması doğrultusunda azalmış ve 2021 yılı itibariyle enerji tüketimi, nüfusun artması ile birlikte yaklaşık %33 oranında artmıştır. Avşa Adası’nda yaz aylarında artan turizm nüfusu ve temel yüklerinin dışında bulunan su arıtma tesisinin etkisiyle enerjiye olan gereksinim oldukça fazladır. Paşalimanı Adası’nda nüfusun etkisi oldukça fazladır.



Şekil 3.8. Adalardaki 2020 nüfus verileri ve yıllara göre elektrik tüketim değerleri.

Çizelge 3.4'te 2021 yılı için adalardaki yük tüketim verileri ve Çizelge 3.5'te 2018-2021 yılları arası her bir adada tüketilen yıllık ortalama yük verileri görülmektedir.

Çizelge 3.4. Adalardaki Yük Tüketim Verileri (2021).

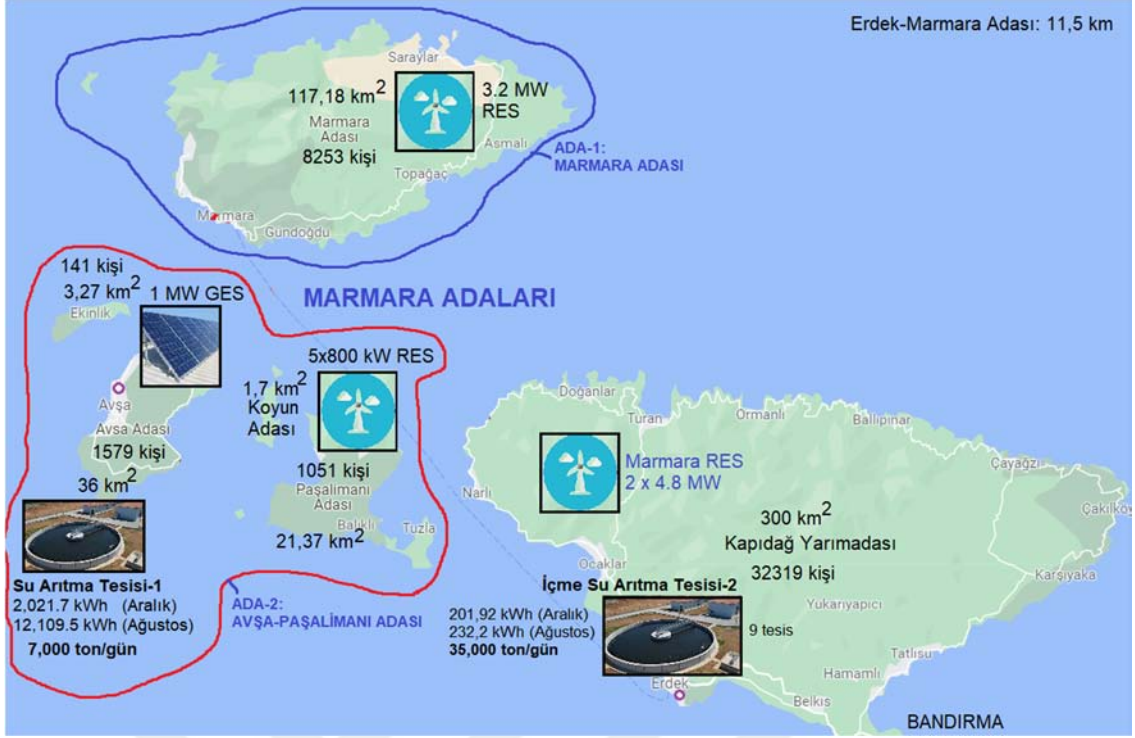
Ada No	Yük Tipi	Özelliği	Yıllık Ort. (kWh/gün)	Saatlik Ort. (kWh)	Pik Değeri (kW)	Tüm Tüketim (kWh/gün)
1	Elektriksel	Marmara Adası Elektriksel Yük	167.382,99	6.974,20	18.696,17	2.008.595,92
2	Elektriksel	Avşa Adası Elektriksel Yük	16.955,28	706,47	15.820,33	203.463,36
3	Elektriksel	Paşalimanı Adası Elektriksel Yük	9.129,7	380,41	2.044,23	109.557,19
2-3	Elektriksel	Avşa-Paşalimanı Adası Elektriksel Yük	26.085,05	1.086,80	5.840,60	313.020,55
1-2-3	Elektriksel	Marmara Adaları Elektriksel Yük Total	193.468,04	8.061,17	22.314,92	2.321.616,47
2-3	Ötelenebilir	Avşa-Paşalimanı Adası Ötelenir Yük	5.388,5	224,52	900,9	203.463,36

Çizelge 3.5. Adalardaki Ortalama Yıllık Yük Tüketim Verileri (2018-2021).

Adalar	2018 Yılı (kWh/day)	2019 Yılı (kWh/day)	2020 Yılı (kWh/day)	2021 Yılı (kWh/day)
Marmara Adası	4.264.643,72	3.419.740,44	1.451.271,86	2.008.595,92
Avşa Adası	88.392,36	144.411,32	182.665,16	203.463,36
Paşalimanı Adası	890.254,82	379.097,44	263.298,61	109.557,19
TOPLAM	5.243.290,91	3.943.249,21	1.897.235,63	2.321.616,47

3.6. HGS'NİN MODELLENMESİ

Şekil 3.9'da bölgedeki adalarda mevcut kurulu YES'lerin ve su arıtma tesislerin bilgileri görülmektedir. Su arıtma tesisi hem Avşa Adası'nda hem de Kapıdağ Yarımadası'nda bulunur ve bölgenin su ihtiyacını karşılar. Marmara Adası'nda 3,2 MW'lık rüzgar enerji santrali (RES), Avşa Adası'nda 1 MW'lık güneş enerji santrali (GES) ve Paşalimanı Adası'nda ise 2x4,8 MW'lık RES mevcuttur [86].



Şekil 3.9. Bölgedeki adalar, kurulu YES'ler ve su arıtma tesisleri.

Çizelge 3.6. HGS Elemanları ve Maliyetleri.

Ada No	Birimi	Özellikleri	Gücü (P), Kapasitesi	Sermaye Maliyeti	Yenileme Maliyeti	O&M Maliyeti
1, 2, 3	Conv. 1, 2, 3	DC/AC bara dönüştürücü	1 kW	600 \$/kW	600 \$/kW	0,02 \$/yıl/kW
2, 3	PV 1, 3	SolarMax 500RX A, 20 yıl, % 17,3 verimlilik	1x500 kW	1.000 \$/kW	900 \$/kW	10 \$/yıl/kW
2	PV-2	SolarMax 500RX A, 20 yıl, % 17,3 verimlilik	1x1 MW	1.000 \$/kW	900 \$/kW	10 \$/yıl/kW
1	PV-4	SolarMax 500RX A, 20 yıl, % 17,3 verimlilik	1x500 kW	1.000 \$/kW	900 \$/kW	10 \$/yıl/kW
3	RT-1	Enercon E-53, 20 yıl, 73 m yükseklik	5x800 kW	2.548.000 \$	2.000.000 \$	51.000 \$/yıl
1, 2, 3	RT 2, 3, 5	Eocycle EOX M-21, 30 yıl, 32 m yükseklik	1x100 kW	318.500 \$	300.000 \$	6.370 \$/yıl
1	RT-4	Enercon E-115 E2, 20 yıl, 122 m yükseklik	1x3,2 MW	10.192.000 \$	9.600.000 \$	203,840 \$/yıl

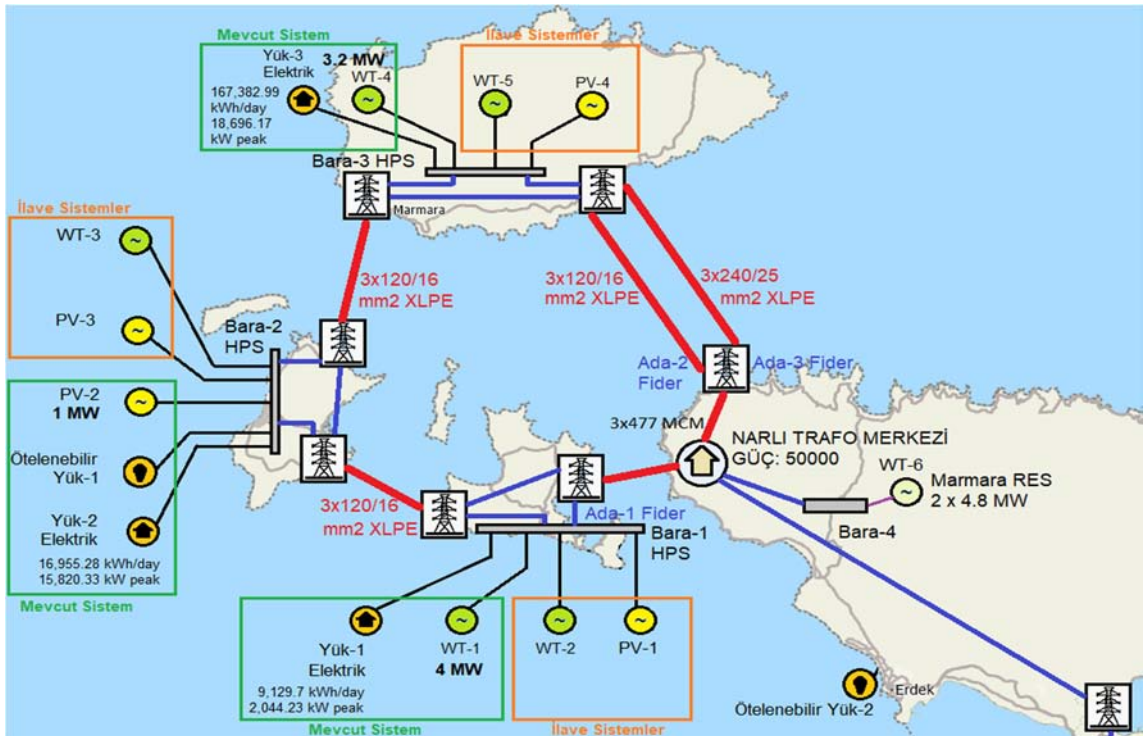
1: Marmara Adası, 2: Avşa Adası, 3: Paşalimanı Adası

Çizelge 3.6’da HGS’de kullanılan her elemanın özellikleri ve kurulum maliyet değerleri görülmektedir. Sistemin iskonto oranı %14, faiz oranı %23,31, proje ömrü 20 yıl ve dizel yakıt maliyeti 1,1 \$/L olarak belirlenmiştir. Çizelge 3.7’de üç tarifeli sistem için şebekeden enerji alış ve şebekeye satış birim maliyetleri görülmektedir [53], [87], [88].

Çizelge 3.7. Şebekeden Alış (TOU) ve Şebekeye Satış Birim Maliyetleri.

Alış-Satış Durumları	Teşvik Durumları	Gündüz Tarifesi 06:00-17:00	Akşam Tarifesi 17:00-22:00	Gece Tarifesi 22:00-06:00
Alış	-	0,07 \$/kWh	0,09 \$/kWh	0,04 \$/kWh
Satış	Teşviksiz	0,07 \$/kWh		
	Teşvikli	0,13 \$/kWh		

Şekil 3.10’da mevcut ve kurulabilir YEK’lerin yerleşimleri görülmektedir. Kapıdağ Yarımadası’ndan Fider-1 ENH, Paşalimanı ve Avşa adaları üzerinden Marmara Adası’na dolaylı olarak giderken Fider-2 ve Fider-3 ENH ise Marmara Adası’na doğrudan deniz altından borular ile gitmektedir. Haritada görüldüğü üzere her adada mevcut RES ve GES’ler bulunmaktadır. Bu çalışmada, mevcut santraller haricinde her bir adaya gelebilecek YEK’lerin çeşitli güçteki durumları araştırılmaktadır.



Şekil 3.10. Adaların farklı YEK’lerin yerleşimleri ve özellikleri.

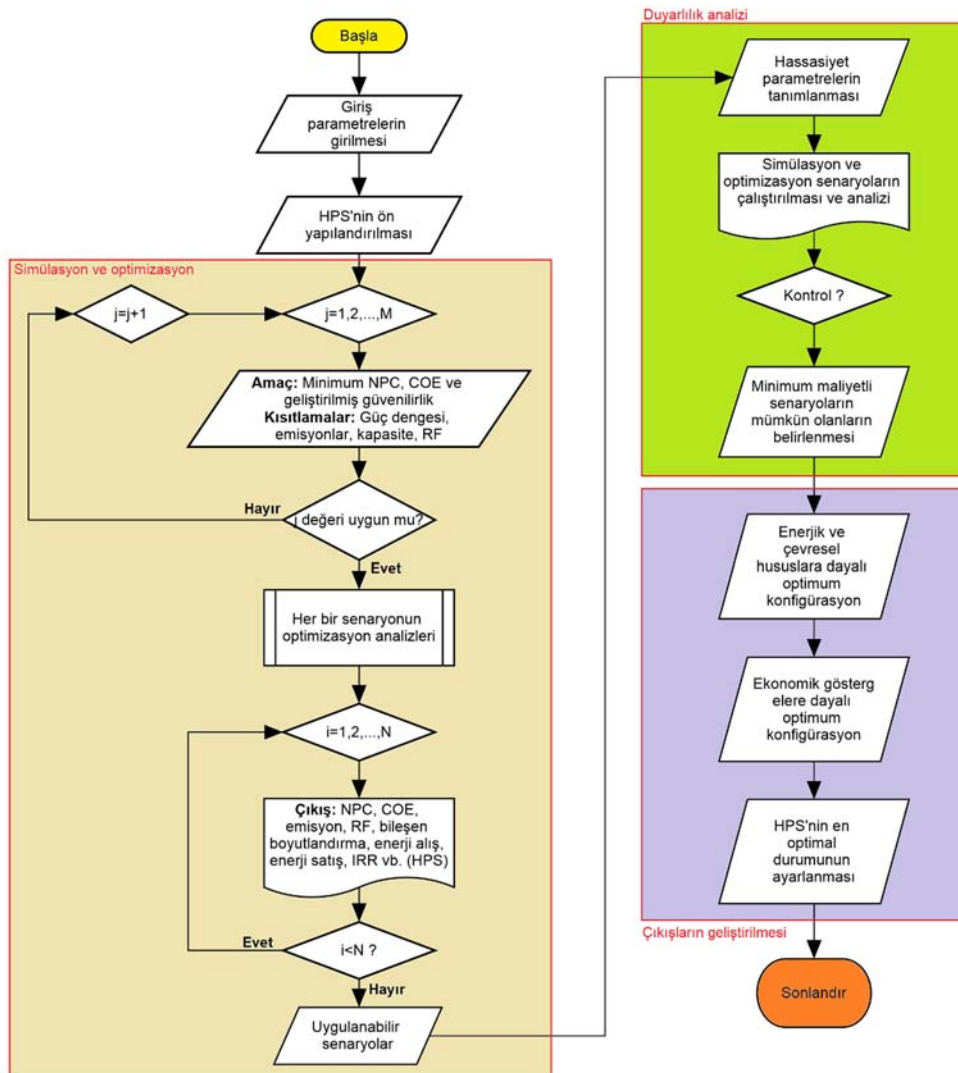
3.7. HOMER YAZILIMINDA KONTROL METOTLARININ BELİRLENMESİ VE AKIŞ ALGORİTMASI

HOMER yazılımı simülasyon, optimizasyon ve hassasiyet analizlerini uygularken kontrol strateji algoritmalarına ihtiyaç duymaktadır. Model analizinde birden fazla algoritma seçilebilir ve analiz sonucunda en optimal sonucu veren sistem durumu tanımlanır. En iyi kontrolörün belirlenmesi, jeneratörlerin ve akü grubunun boyutları, yakıt fiyatı, jeneratörlerin işletme ve bakım maliyeti, sistemdeki yenilenebilir güç miktarı ve sistemin karakteri dahil olmak üzere birçok faktöre bağlıdır. HOMER Pro'da 6 adet kontrol algoritma yöntemi bulunmaktadır [62]:

- ... **Yük Talebi (Load Following-LF):** Talebi karşılayacak kadar güç üretimini sağlar. Bu durum, yükü aşan çok sayıda YES&GES güce sahip sistemlerde optimal durum oluşturur. Yükün ihtiyacını karşılamayı planlar. Gerekirse jeneratör kullanır.
- ... **Döngü Şarjı (Cycle Charging-CC):** Üretimi tam kapasitede sağlar ve bataryaları optimal düzeyde şarj işlemi yapar. YES&GES gücün çok az olduğu veya olmadığı sistemlerde optimal durum oluşturur. Gerekirse jeneratör kullanır. Sistemi tam kapasitede çalıştırır ve fazla olan enerjinin bataryalarda kullanımını sağlar.
- ... **Jeneratör Siparişi (Generator Order-GO):** Jeneratörlü, PV'li, rüzgâr türbinli, bataryalı ve/veya konvertörlü hibrit güç sistemlerde kullanılır. Seçilen jeneratörleri belirli sıraya alarak analizleri yapar ve işletme kapasitesini karşılayan ilk kombinasyonu optimal sistem olarak önerir.
- ... **Kombine Gönderimi (Combined Dispatch-CD):** Jeneratörü daha verimli kullanmaya çalışır, LF ve CC kontrolörlere göre performansları iyileştirir. Şebekesiz sistem analizlerinde kullanılır.
- ... **Tahmini Gönderim (Predictive Dispatch-PS):** Elektrik, termal ve meteorolojik kaynakların kullanılabilirliklerini tahmin eder ve bu tahminler sonucu daha ekonomik işletim maliyetlerini gösterir. Şebekesiz sistem analizlerinde daha iyi performans göstermektedir.
- ... **Matlab Bağlantısı (Matlab Link-ML):** Analizlerin çoğunda kısıtlamalar yeterince yapılamamaktadır. Bu gibi durumları karşılamak ve mevcut kontrol stratejisi üzerinde gerekli düzenlemeleri yapmak amacıyla MATLAB yazılım içerisinde oluşturulacak komutlar ile bu işlemler gerçekleştirilebilir.

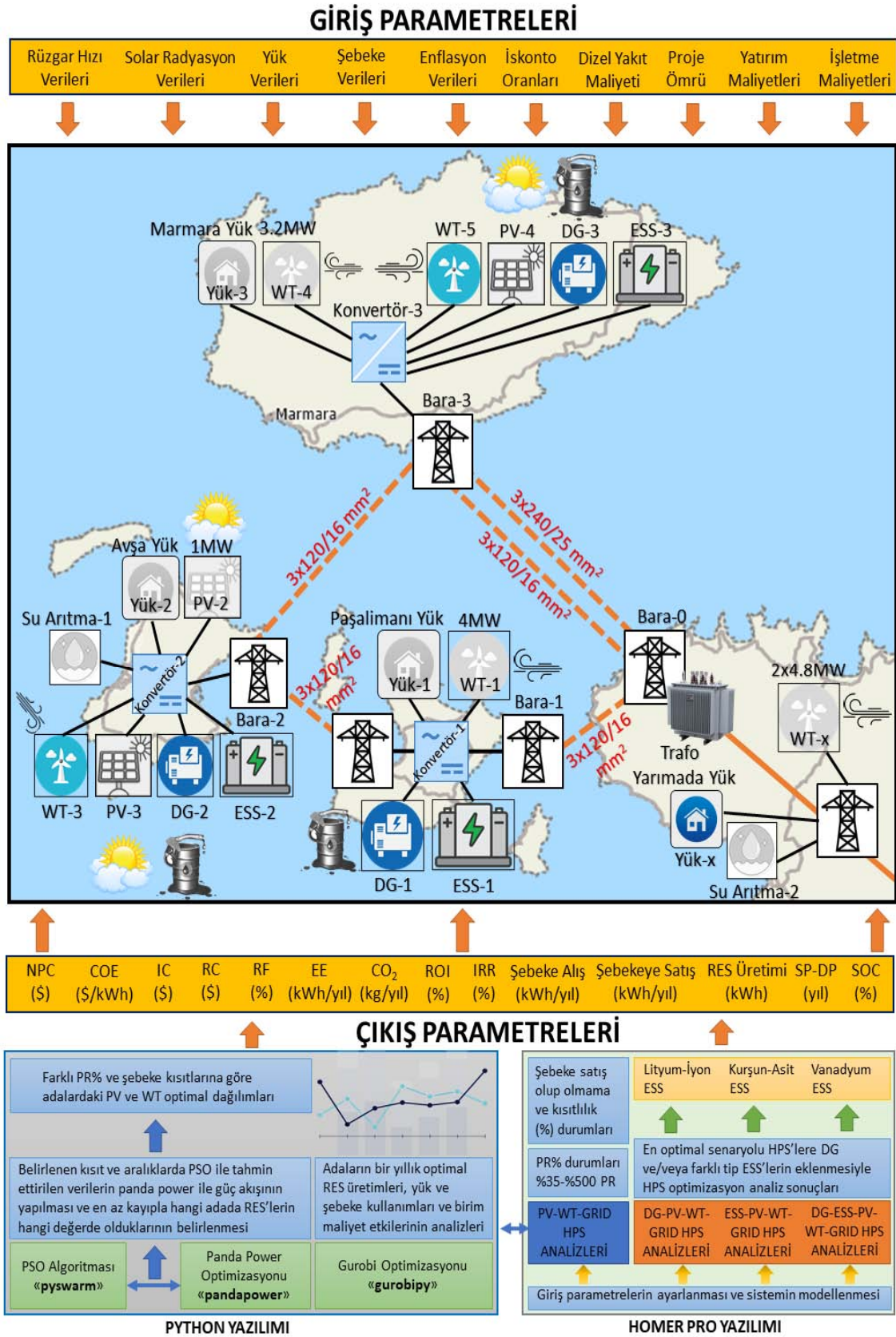
Bu tez çalışmasındaki analizlerde LF, CC ve CD kontrolörler kullanılmıştır.

Şekil 3.11’de HGS’nin HOMER PRO yazılımında optimal boyutlandırma akış şeması görülmektedir. Programa HGS ile ilgili çeşitli giriş parametreleri ve akabinde her bir sistem bileşenin ekonomik maliyetleri güç veya birim başına tanımlanır. Proje ömrü süresince saatlik bazlı enerji üretim ve tüketim verilerini kullanarak simülasyon ve optimizasyon analizleri yapar. Bu işlem için uygun kontrol metodunu kullanır. Her bir saatlik zaman diliminde teknik, ekonomik ve çevresel değişkenler bulunur ve proje süresi sonunda tüm değerler toplanarak tüm veriler elde edilir. Tüm olası konfigürasyonlar için test işlemleri yapılır ve uygulanabilir tüm planlar tasarım hedeflerine göre sıralanır. Eğer çalışmada farklı değerler tanımlanarak sistemin duyarlılık analizleri yapılabilir [89].

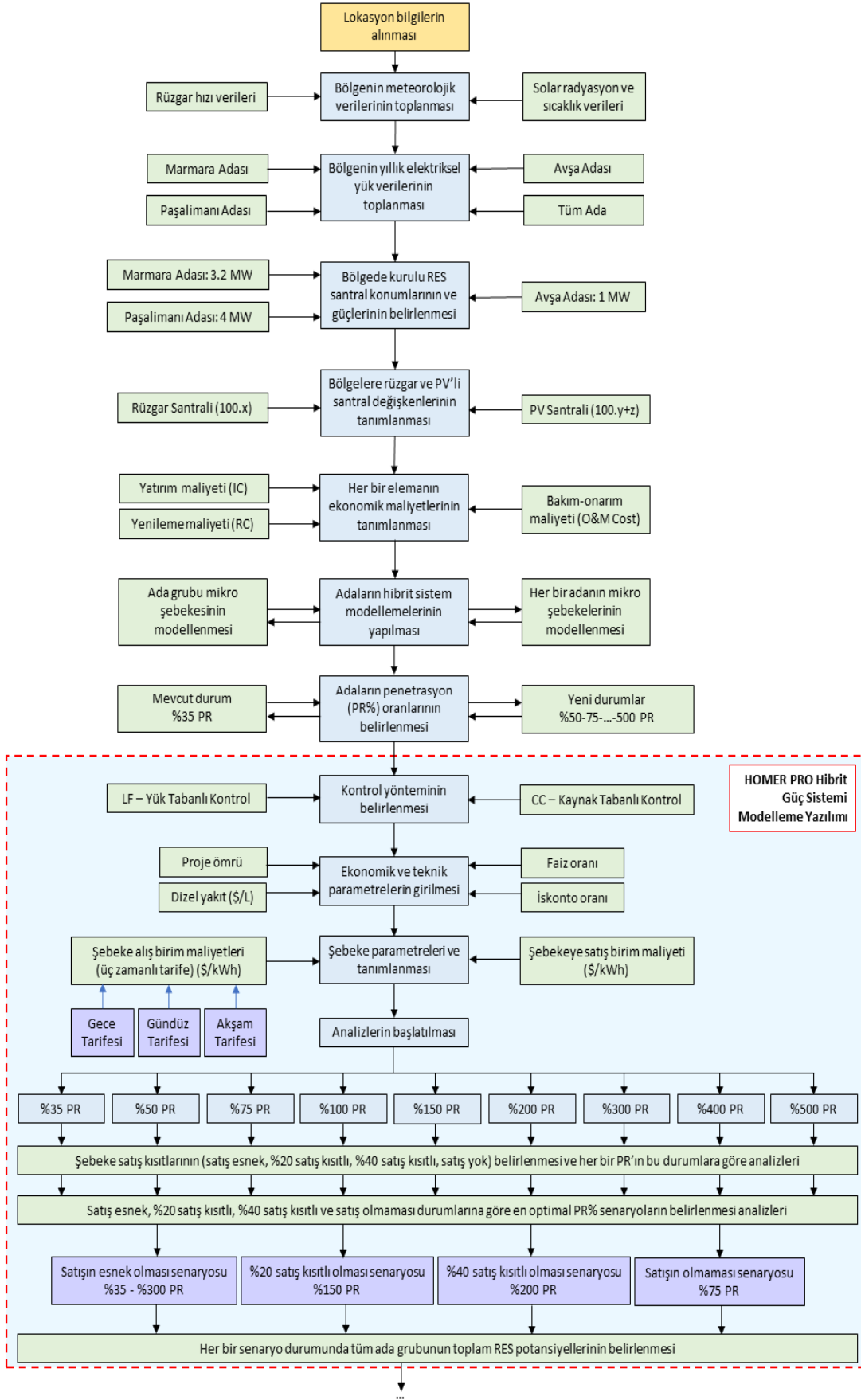


Şekil 3.11. HGS'nin HOMER ile optimal boyutlandırılması.

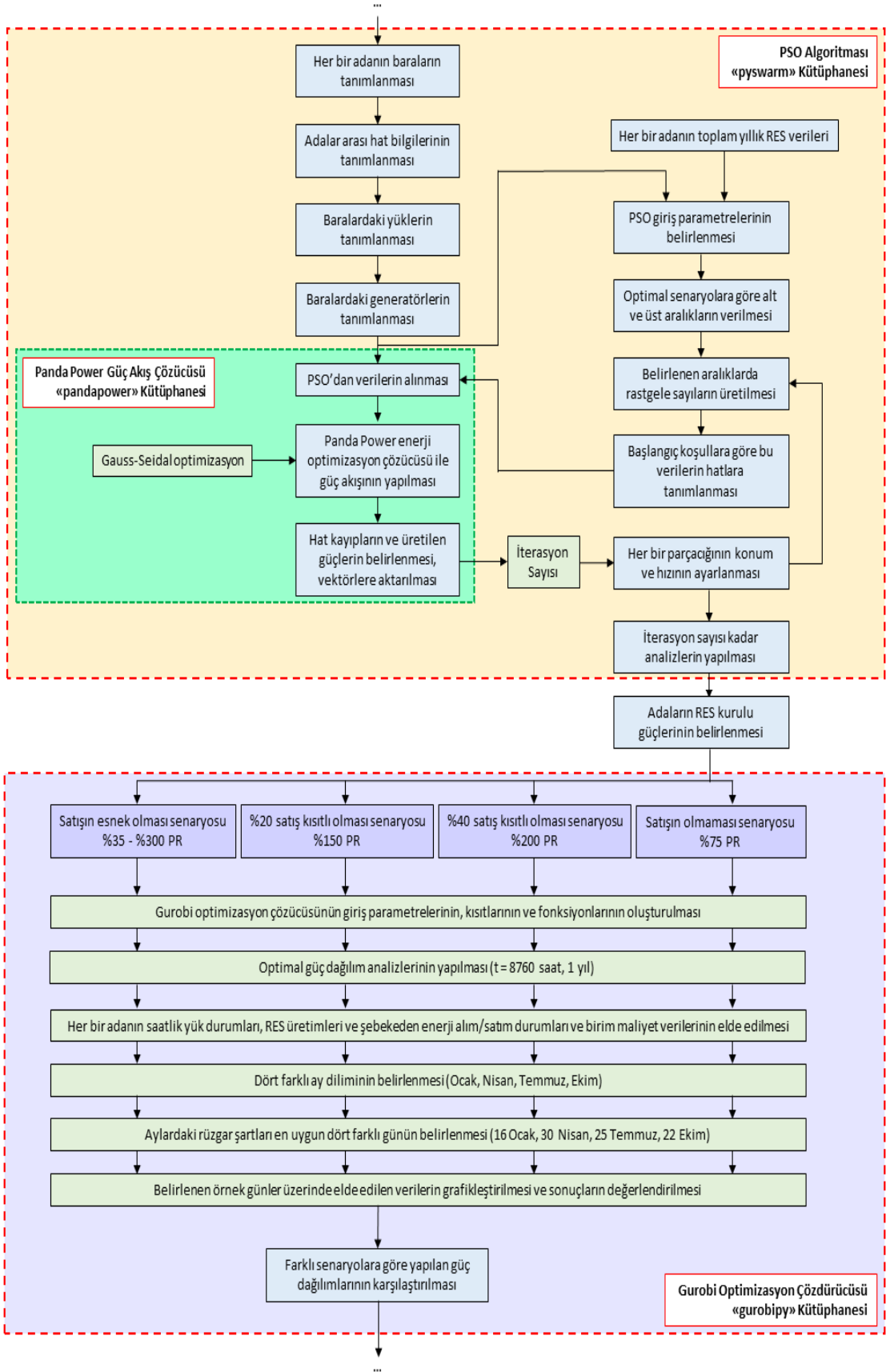
3.8. HGS TASARIMI VE ALGORİTMA ŞEMASI



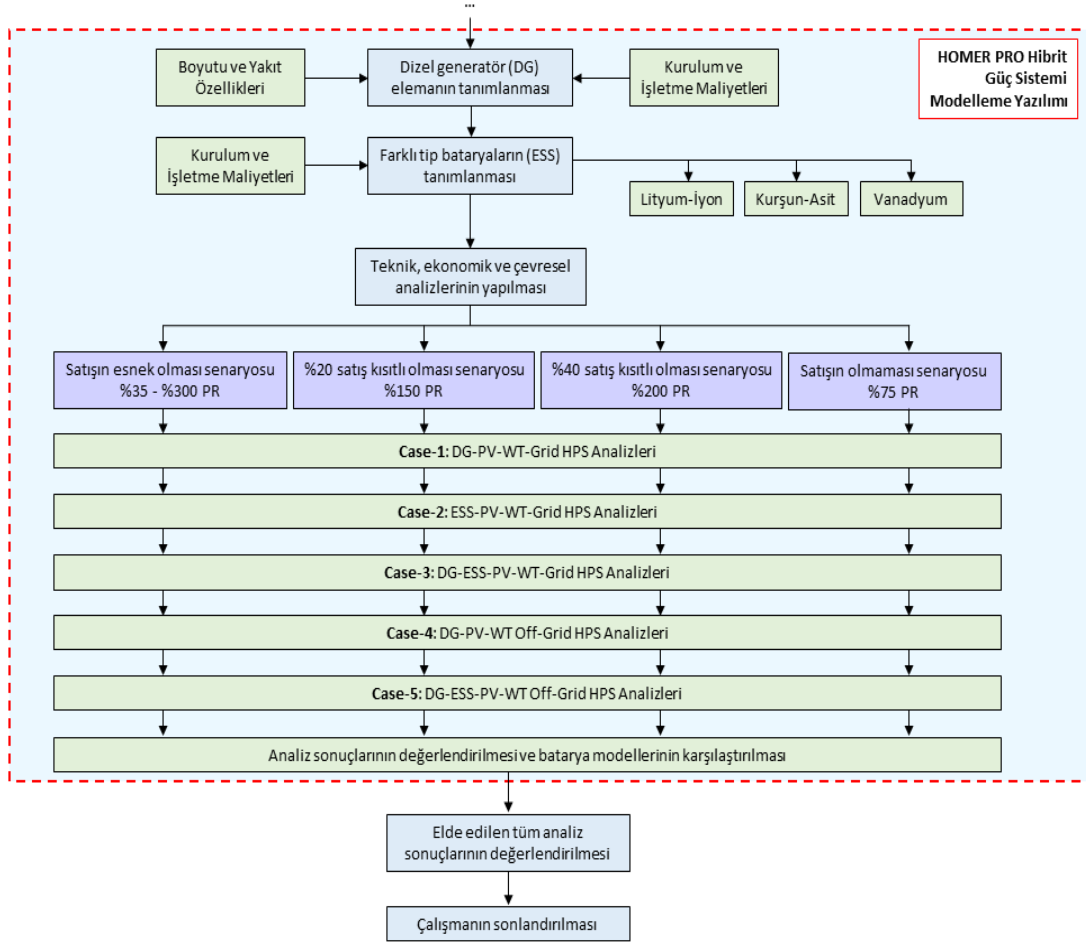
Şekil 3.12. HGS parametreleri ve model tasarımı.



Şekil 3.13. HGS akış şeması.



Şekil 3.14. (devam) HGS akış şeması.



Şekil 3.15. (devam) HGS akış şeması.

Şekil 3.12’de adalarda bulunan HGS’nin giriş-çıkış parametreleri ve model tasarımları görülmektedir. Giriş parametreleri olarak meteorolojik veriler, yük verileri, şebeke verileri, enflasyon oranı, iskonto oranı, dizel yakıt maliyeti, proje ömrü, yatırım ve işletme maliyetleri şeklinde ele alınmaktadır. Çıkış parametreleri olarak NPC, COE, IC, RC, RF, EE, CO₂, ROI, şebekeden alış ve şebekeye satış enerji miktarları, YES üretimleri ve ESS SOC değeri şeklinde ele alınmaktadır. Sistemin genel analizleri HOMER PRO yazılımda LF, CC ve CD kontrolleriyle birlikte yapılmaktadır. Farklı penetrasyon oranlarında ve farklı şebeke kısıtlarında HGS’deki en optimal senaryoların optimizasyonları yapılmaktadır ve bu optimal senaryolarda PSO algoritması-pandapower güç akış çözümleyici yönteminin oluşturduğu tahminler neticesinde her bir adadaki YEK dağılımları belirlenmektedir. Gurobi çözücüsü ile adaların yıllık optimal YEK üretimleri, yük ve şebeke kullanımları ve maliyet etkileri analiz edilmektedir. En sonunda en optimal HGS’lere üç farklı ESS ve DG entegre edilerek senaryolar değerlendirilir ve en uygun ESS modeli seçilir.

Şekil 3.15'te HGS algoritmasının akış şeması verilmiştir. Buna göre;

- ... HGS bileşenleri, bileşen maliyetleri ve giriş-çıkış parametreleri belirlenmiştir.
- ... HGS %35-%50-%75-%100-%150-%200-%300-%400-%500 PR senaryoların satış kısıtları (esnek satış, %20-%40 satış kısıtlı, satış yok) durumları altında optimizasyon analizleri (HOMER PRO, LF-CC-CD) yapılmış ve her bir şebeke kısıt durumuna göre en optimal senaryolar kısıtlar altında belirlenmiştir.
- ... Belirlenen en optimal senaryolar altında PSO algoritması – Pandapower güç akış çözümleyicisi metodu kullanılarak her bir adada oluşabilecek minimum kayıplar altındaki toplam YES oranları tahmin edilmiş ve bu tahminler neticesinde her bir adaya uygun YES güçleri dağıtılmıştır.
- ... Gurobi çözücüsü ile belirlenen en optimal senaryolarda, her bir adadaki yıllık enerji üretimlerinin, yıllık yük ve şebeke kullanımlarının ve yıllık oluşan birim enerji maliyetlerinin analizleri yapılmıştır. Yapılan bu analizler içerisinde yıl içerisinde dört farklı mevsim dilimindeki dört farklı ay içerisindeki dört farklı gündeki (16 Ocak, 30 Nisan, 25 Temmuz, 22 Ekim) elde edilen veriler grafikler eşliğinde değerlendirilmiş ve karşılaştırılmıştır.
- ... Çalışmalar DG ve ESS'siz olarak %35PR üzerinden YES güçleri artırılarak yapılmış ve sonuçlar değerlendirilmiştir. Bu aşamadan itibaren sisteme DG ve üç farklı (kurşun asit, lityum iyon ve VRFB) ESS eklenmiş ve her bir aşama şebekeli/şebekesiz olarak iki farklı durum altında değerlendirilmiştir. Her bir ESS'in HGS'ye etkileri karşılaştırılarak en uygun ESS modeli HGS durumları belirlenmiştir.
- ... Elde edilen tüm HGS senaryoları genel olarak değerlendirilmiştir.

Bölüm 4, 5, 6 ve 7'de bu akış şemasının her bir aşaması detaylı olarak açıklanmış olup Bölüm 8'de elde edilen sonuçlar değerlendirilmiştir.

4. HGS'NİN FARKLI PENETRASYON DURUMLARININ SİMÜLASYON VE OPTİMİZASYON ANALİZLERİ

4.1. PENETRASYON DEĞİŞİMLERİ VE ŞEBEKE KISIT DURUMLARI

YES'lerin kesintili ve dalgalı yapısı nedeniyle şebeke güç kalitesine oluşturacağı bozucu etkileri minimize etmek amacıyla şebeke satış kısıtları (%20, %40) ile satış durumları (satış olmaması ve satışın esnek olması) tüm analizlerde kullanılmıştır. Marmara adalarının elektrik yük değeri 23.214,92 kW/peak olduğundan YES penetrasyon oranı (%PR)'daki değişimler, bu yük değerinden ele alınmıştır. Buna göre mevcut durumlar için %PR değeri %35 olup %500 %PR'a kadar YES değişimleri incelenmiştir. Çizelge 4.1'de farklı %PR değişiminin YES'e etkileri görülmektedir.

Çizelge 4.1. Şebeke Kısıtlarına Göre %PR Değişimlerinin YES Gücüne Etkileri.

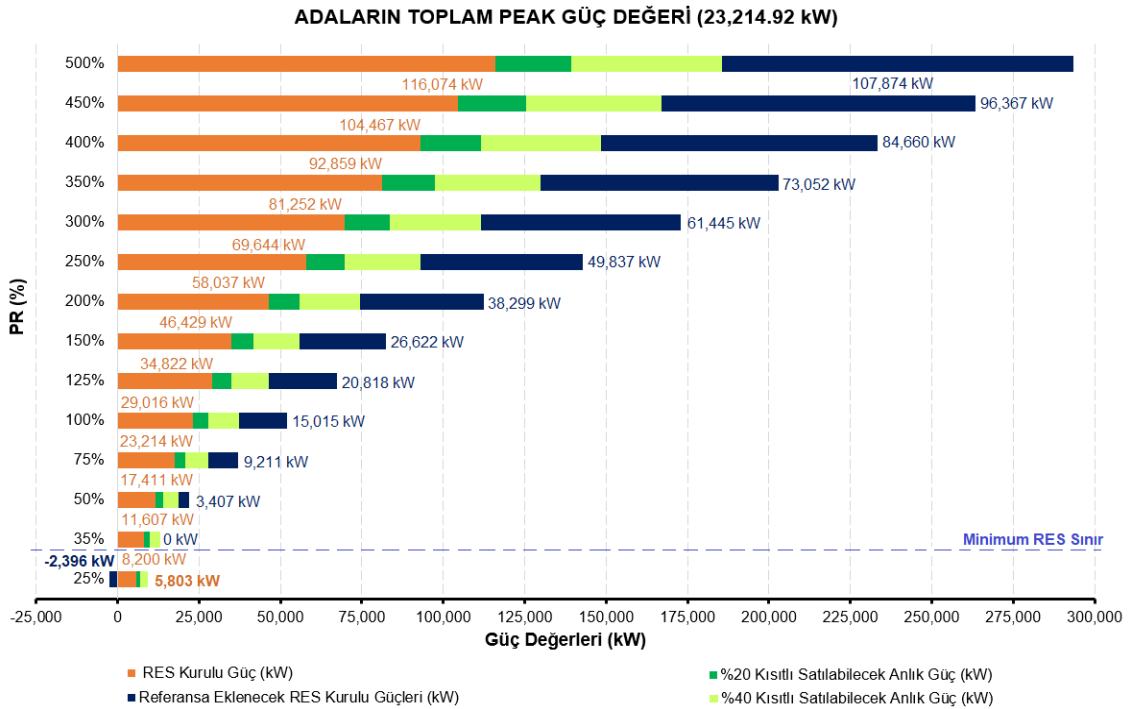
YES Kurulu Güç (kW)		PR (%)	Şebeke Kısıtlı Satılabilecek Anlık Güç (kW)			
Toplam Güç	Yeni YES		%10 Kısıtlı	%20 Kısıtlı	%30 Kısıtlı	%40 Kısıtlı
8.200,00	-	%35	820,00	1.640,00	2.460,00	3.280,00
11.607,46	3.407,46	%50	1.160,74	2.321,49	3.482,23	4.642,98
17.411,19	9.211,19	%75	1.741,11	3.482,23	5.223,35	6.964,47
23.214,92	15.014,92	%100	2.321,49	4.642,98	6.964,47	9.285,96
34.822,38	26.622,38	%150	3.482,23	6.964,47	10.446,71	13.928,95
46.429,84	38.229,84	%200	4.642,98	9.285,96	13.928,95	18.571,93
69.644,76	61.444,76	%300	6.964,47	13.928,95	20.893,42	27.857,90
92.859,68	84.659,68	%400	9.285,96	18.571,93	27.857,90	37.143,87
116.074,60	107.874,60	%500	11.607,46	23.214,92	34.822,38	46.429,84

Çizelge 4.2'de farklı %PR değerlerinde RT-PV'nin boyutlandırma değişimlerinin arama aralıkları görülmektedir. Ada bölgesinin rüzgâr potansiyelinin oldukça yüksek olması ve solar radyasyon değerinin de rüzgârın yanında düşük kalması neticesinde RT'ler ön plana çıkmaktadır. Bu nedenle verilen çizelgede yükün peak gücünü karşılamak adına RT-PV güç boyutları 100 kW'lık RT boyutu paralelinde yukarıdan aşağıya doğru azalacak şekilde oluşturulmuştur.

Çizelge 4.2. YES %PR RT-PV Boyutlarının Arama Aralıkları.

50% PR		75% PR		100% PR		200% PR		300% PR		400% PR		500% PR	
PV (kW)	RT	PV (kW)	PV (kW)	RT	PV (kW)	RT	PV (kW)	RT	PV (kW)	RT	RT	PV (kW)	RT
0	34	0	0	383	0	615	0	383	0	615	615	0	847
100	33	12	30	382	44	614	30	382	44	614	614	60	846
200	32	112	130	381	144	613	130	381	144	613	613	160	845
300	31	212	230	380	244	612	230	380	244	612	612	260	844
400	30	312	330	379	344	611	330	379	344	611	611	360	843
500	29	412	430	378	444	610	430	378	444	610	610	460	842
600	28	512	530	377	544	609	530	377	544	609	609	560	841
700	27	612	630	376	644	608	630	376	644	608	608	660	840
800	26	712	730	375	744	607	730	375	744	607	607	760	839
900	25	812	830	374	844	606	830	374	844	606	606	860	838
1.000	24	912	930	373	944	605	930	373	944	605	605	960	837

Şekil 4.1’de adaların farklı %PR değişimleri görülmektedir. Her bir güç değişimlerinin şebeke kısıtı ve satış olup olmama durumlarına bakılarak çeşitli teknik, ekonomik ve çevresel açıdan analizler gerçekleştirilecektir. Bu analizler sonucunda hangi %PR ve güç aralığındaki RT-PV değerlerin en optimal sonuç göstereceği belirlenecektir. Bu analizler, temel senaryo üzerinden yapılarak değerlendirilecek ve bu sistemlerde ESS ve DG’ler kullanılmayacaktır.



Şekil 4.1. Adaların toplam %PR değişimleri.

4.2. %35 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI

Çizelge 4.3'te %35 PR PV-RT şebekeli HGS'nin ekonomik analiz sonuçları ve Çizelge 4.4'te ise teknik ve çevresel analiz sonuçları görülmektedir. Bu analizlerde şebekenin esnek satış olması durumu, %20 ve %40 satış kısıtlı durumları ve satış olmama durumları şeklinde dört farklı analiz gerçekleştirilmiştir. Sonuçlara bakıldığında satış olmama durumu, satışın esnek olması durumuna göre proje sonunda 5,45 M\$ gibi sistemi zarara uğratacağı, sistemde %3,5'luk oluşan (2.618.300 kWh/yıl) artan enerjinin hiçbir şekilde değerlendirilemeyeceği ve bunun sonucunda %2'lik RF'in boşa gideceği görülmektedir. %40'luk şebeke kısıtlamasının getirilmesi ile temel senaryo içerisinde çok fazla etki oluşturmaya da esnek satışın olması kadar sisteme olumlu etki sunmaktadır.

Çizelge 4.3. PR %35 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	Konvertör Gücü (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	Bakım-Onarım M. (\$/yıl)
Full Satış	697	CC	358.157.000	0,11638	5.920.388	115.869.200	5.919.215
%20 Kısıt	697	CC	359.670.100	0,11801	5.957.362	115.869.200	5.956.188
%40 Kısıt	697	CC	358.280.200	0,11652	5.923.398	115.869.200	5.922.224
Satış Yok	697	CC	363.613.300	0,12241	6.053.715	115.869.200	6.052.541

Çizelge 4.4. PR %35 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik ve Çevresel Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtı	RF (%)	Artan Enerji (EE)		CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	Şebeke Durumu		PV Üretimi (kWh/yıl)	RT Üretimi (kWh/yıl)
		%	kWh/yıl		Alış (kWh)	Satış (kWh)		
Full Satış	50,34	0,37	275.081	23.601.850	37.344.700	2.614.247	1.261.893	36.653.380
%20 Kısıt	49,85	1,33	1.001.027	23.601.850	37.344.700	1.889.268	1.261.893	36.653.380
%40 Kısıt	50,30	0,44	334.166	23.601.850	37.344.700	2.555.231	1.261.893	36.653.380
Satış Yok	48,55	3,84	2.893.381	23.601.850	37.344.700	-	1.261.893	36.653.380

4.3. %50 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI

Çizelge 4.2'deki her bir PR değerinin RT-PV'nin arama aralıklarına dikkat ederek %50 PR için çeşitli şebeke kısıtlamaları altında teknik, ekonomik ve çevresel analizler yapılmış ve elde edilen bu sonuçlar Çizelge 4.5 – Çizelge 4.8'de verilmiştir. Elde edilen sonuçlar değerlendirildiğinde ekonomik kırılmanın (özellikle NPC ve COE) yaşandığı senaryolar en optimal senaryolar olarak ele alınmıştır. Satışın esnek olması durumunda

2.700 kW'lık RT ve 700 kW'lık PV'li HGS, satışın olmaması durumunda 2.500 kW'lık RT ve 900 kW'lık PV'li HGS ve satış kısıtlarının olması durumunda ise 2.600 kW'lık RT ve 800 kW'lık PV'li HGS senaryoları en optimum senaryolar olarak tespit edilmiştir. Bu senaryoların her birinin teknik, ekonomik ve çevresel açılarından optimizasyon analiz sonuçları Çizelge 4.9 – Çizelge 4.12'de verilmiştir.

Çizelge 4.5. PR %50 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
34	0	697	LF	350.380.900	0,11194	5.465.765	126.698.200	5.752.552	55,24
33	100	697	LF	350.142.400	0,11191	5.465.277	126.479.700	5.743.595	55,28
32	200	697	LF	349.905.200	0,11188	5.464.819	126.261.200	5.734.667	55,32
31	300	697	LF	349.706.500	0,11000	5.465.303	126.042.700	5.726.681	55,36
30	400	837	LF	349.490.100	0,11000	5.464.332	125.866.000	5.717.007	55,41
29	500	872	LF	349.297.000	0,11000	5.464.697	125.658.000	5.708.843	55,44
28	600	1.046	LF	349.136.700	0,11000	5.464.841	125.491.800	5.700.225	55,48
27	700	1.046	LF	349.035.000	0,11000	5.467.697	125.273.300	5.694.611	55,48
26	800	1.046	LF	349.021.500	0,11000	5.472.706	125.054.800	5.691.150	55,46
25	900	1.046	LF	349.071.000	0,11000	5.479.254	124.836.300	5.689.229	55,41

Çizelge 4.6. PR %50 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
34	0	697	LF	351.952.600	0,11356	5.504.170	126.698.200	5.790.957	54,79
33	100	697	LF	351.678.200	0,11349	5.502.805	126.479.700	5.781.123	54,85
32	200	697	LF	351.406.100	0,11342	5.501.496	126.261.200	5.771.344	54,90
31	300	697	LF	351.172.900	0,11337	5.501.136	126.042.700	5.762.515	54,94
30	400	837	LF	350.924.600	0,11000	5.499.385	125.866.000	5.752.060	55,00
29	500	872	LF	350.699.800	0,11000	5.498.975	125.658.000	5.743.121	55,05
28	600	1.046	LF	350.509.500	0,11000	5.498.387	125.491.800	5.733.771	55,10
27	700	1.046	LF	350.375.900	0,11000	5.500.462	125.273.300	5.727.376	55,10
26	800	1.046	LF	350.330.300	0,11000	5.504.685	125.054.800	5.723.130	55,09
25	900	1.046	LF	350.347.600	0,11000	5.510.448	124.836.300	5.720.424	55,05

Çizelge 4.7. PR %50 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
34	0	697	LF	350.434.700	0,11199	5.467.081	126.698.200	5.753.868	55,22
33	100	697	LF	350.191.700	0,11196	5.466.482	126.479.700	5.744.799	55,27
32	200	697	LF	349.950.100	0,11192	5.465.918	126.261.200	5.735.765	55,31
31	300	697	LF	349.747.300	0,11190	5.466.300	126.042.700	5.727.678	55,34
30	400	837	LF	349.527.600	0,11000	5.465.249	125.866.000	5.717.923	55,40
29	500	872	LF	349.331.200	0,11000	5.465.533	125.658.000	5.709.680	55,43
28	600	1.046	LF	349.168.000	0,11000	5.465.606	125.491.800	5.700.989	55,47
27	700	1.046	LF	349.063.500	0,11000	5.468.393	125.273.300	5.695.307	55,47
26	800	1.046	LF	349.047.300	0,11000	5.473.336	125.054.800	5.691.781	55,45
25	900	1.046	LF	349.094.300	0,11000	5.479.823	124.836.300	5.689.799	55,40

Çizelge 4.8. PR %50 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
34	0	697	LF	358.526.300	0,12070	5.664.801	126.698.200	5.951.588	52,83
33	100	697	LF	358.223.300	0,12060	5.662.737	126.479.700	5.941.055	52,89
32	200	697	LF	357.923.000	0,12050	5.660.737	126.261.200	5.930.585	52,96
31	300	697	LF	357.659.000	0,12041	5.659.625	126.042.700	5.921.004	53,01
30	400	837	LF	357.386.100	0,12000	5.657.275	125.866.000	5.909.950	53,08
29	500	872	LF	357.131.600	0,12000	5.656.140	125.658.000	5.900.287	53,14
28	600	1.046	LF	356.913.700	0,12000	5.654.875	125.491.800	5.890.258	53,20
27	700	1.046	LF	356.743.100	0,12000	5.656.046	125.273.300	5.882.960	53,22
26	800	1.046	LF	356.655.700	0,12000	5.659.250	125.054.800	5.877.694	53,21
25	900	1.046	LF	356.628.700	0,12000	5.663.928	124.836.300	5.873.904	53,18
24	1.000	1.046	LF	356.650.000	0,12000	5.669.787	124.617.800	5.871.293	53,14

Çizelge 4.9. PR %50 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	PV (kW)			RT (adet) (kW)			Konvertör (kW)	Kontrol Tipi
	PV-2 (kW)	PV 1-3-4 (kW)	ΣPV (kW)	RT 1-4 (800 kW)	RT 2-3-5 (100 kW)	ΣRT (kW)		
Satış Yok	1.000	700	1.700	9 adet	27 adet	9.900	1.046	LF
%20 Kısıt	1.000	800	1.800	9 adet	26 adet	9.800	1.046	LF
%40 Kısıt	1.000	800	1.800	9 adet	26 adet	9.800	1.046	LF
Full Satış	1.000	900	1.900	9 adet	25 adet	9.700	1.046	LF

Çizelge 4.10. PR %50 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	Bakım-Onarım Maliyeti (\$/yıl)
Satış Yok	356.743.100	0,12010	5.656.046	125.273.309	5.882.959
%20 Kısıt	350.330.300	0,11000	5.504.685	125.054.800	5.723.130
%40 Kısıt	349.047.300	0,11000	5.473.336	125.054.800	5.691.781
Full Satış	349.071.000	0,11190	5.479.254	124.836.309	5.689.228

Çizelge 4.11. PR %50 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji Üretim Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	PV Üretimi (kWh/yıl)			RT Üretimi (kWh/yıl)		
	PV-2	PV 1-3-4	ΣPV	RT 1-4	RT 2-3-5	ΣRT
Satış Yok	1.261.893	1.028.893	2.290.786	36.653.380	3.490.376	40.143.755
%20 Kısıt	1.261.893	1.122.092	2.383.985	36.653.380	3.361.103	40.014.483
%40 Kısıt	1.261.893	1.122.092	2.383.985	36.653.380	3.361.103	40.014.483
Full Satış	1.261.893	1.198.498	2.460.391	36.653.380	3.231.830	39.885.209

Çizelge 4.12. PR %50 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji ve Çevresel Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	RF (%)	Artan Enerji (EE)		CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	Şebeke Durumları (kWh)		
		%	kWh/yıl		Alış	Satış	Net Durum
Satış Yok	53,20	4,910	3.750.991	21.463.410	33.955.872	-	33.955.872
%20 Kısıt	55,09	0,960	736.181	21.463.410	33.961.090	3.030.670	30.930.420
%40 Kısıt	55,45	0,160	119.905	21.463.410	33.961.090	3.645.364	30.315.726
Full Satış	55,40	0,242	184.779	21.463.410	33.981.126	3.621.070	30.360.056

4.4. %75 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI

Çizelge 4.2'deki her bir PR değerinin RT-PV'nin arama aralıklarına dikkat ederek %50 PR için çeşitli şebeke kısıtlamaları altında teknik, ekonomik ve çevresel analizler yapılmış ve elde edilen bu sonuçlar Çizelge 4.13–Çizelge 4.16'da verilmiştir. Elde edilen sonuçlar değerlendirildiğinde ekonomik kırılmanın (özellikle NPC ve COE) yaşandığı senaryolar en optimal senaryolar olarak ele alınmıştır. Satışın esnek olması durumunda 8.400 kW'lık RT ve 812 kW'lık PV'li HGS, %40 satış kısıtlı olması durumunda 8.600 kW'lık RT ve 612 kW'lık PV'li HGS, %20 satışlı kısıtlı ile satışın olmaması durumunda 8.500 kW'lık RT ve 712 kW'lık PV'li HGS en optimum senaryolar olarak tespit edilmiştir. Bu senaryoların her birinin teknik, ekonomik ve çevresel açılarından optimizasyon analiz sonuçları ise Çizelge 4.17–Çizelge 4.20'de verilmiştir.

Çizelge 4.13. PR %75 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
93	0	697	LF	339.510.000	0,103633	4.740.955	145.489.700	5.527.438	62,30
92	12	697	LF	339.615.400	0,103757	4.751.020	145.183.200	5.529.033	62,22
91	112	697	LF	339.344.500	0,103736	4.749.740	144.964.700	5.519.284	62,28
90	212	697	LF	339.074.800	0,103714	4.748.486	144.746.200	5.509.561	62,33
89	312	697	LF	338.856.700	0,103713	4.748.499	144.527.700	5.501.103	62,38
88	412	836	LF	338.595.200	0,103688	4.746.426	144.351.000	5.490.326	62,45
87	512	871	LF	338.375.100	0,103683	4.746.131	144.143.000	5.481.503	62,49
86	612	1.046	LF	338.181.200	0,103682	4.745.454	143.976.800	5.472.064	62,55
85	712	1.046	LF	338.052.200	0,103711	4.747.640	143.758.300	5.465.781	62,56
84	812	1.046	LF	338.004.500	0,103772	4.751.814	143.539.800	5.461.485	62,55
83	912	1.046	LF	338.015.400	0,103853	4.757.419	143.321.300	5.458.621	62,53

Çizelge 4.14. PR %75 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
93	0	697,35	LF	342.561.500	0,106509	4.815.518	145.489.700	5.602.001	61,60
92	12	697,35	LF	342.597.400	0,106571	4.823.885	145.183.200	5.601.898	61,53
91	112	697,35	LF	342.265.900	0,106493	4.821.124	144.964.700	5.590.667	61,60
90	212	697,35	LF	341.936.000	0,106416	4.818.403	144.746.200	5.579.477	61,68
89	312	697,35	LF	341.657.300	0,106357	4.816.931	144.527.700	5.569.536	61,73
88	412	836,83	LF	341.338.600	0,106279	4.813.460	144.351.000	5.557.361	61,82
87	512	871,69	LF	341.059.700	0,106218	4.811.730	144.143.000	5.547.102	61,88
86	612	1.046,03	LF	340.808.400	0,106164	4.809.651	143.976.800	5.536.261	61,95
85	712	1.046,03	LF	340.619.500	0,106138	4.810.373	143.758.300	5.528.513	61,97
84	812	1.046,03	LF	340.511.200	0,106143	4.813.065	143.539.800	5.522.736	61,98
83	912	1.046,03	LF	340.461.600	0,106169	4.817.193	143.321.300	5.518.394	61,97

Çizelge 4.15. PR %75 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
93	0	697	LF	339.647.900	0,103760	4.744.324	145.489.700	5.530.806	62,27
92	12	697	LF	339.743.900	0,103876	4.754.160	145.183.200	5.532.173	62,19
91	112	697	LF	339.464.600	0,103847	4.752.674	144.964.700	5.522.218	62,25
90	212	697	LF	339.186.800	0,103818	4.751.223	144.746.200	5.512.298	62,31
89	312	697	LF	338.961.000	0,103810	4.751.047	144.527.700	5.503.651	62,35
88	412	836	LF	338.692.300	0,103778	4.748.797	144.351.000	5.492.697	62,42
87	512	871	LF	338.464.800	0,103766	4.748.322	144.143.000	5.483.695	62,47
86	612	1.046	LF	338.264.000	0,103759	4.747.477	143.976.800	5.474.087	62,53
85	712	1.046	LF	338.128.200	0,103782	4.749.496	143.758.300	5.467.637	62,54
84	812	1.046	LF	338.074.200	0,103837	4.753.516	143.539.800	5.463.187	62,54
83	912	1.046	LF	338.079.200	0,103913	4.758.978	143.321.300	5.460.179	62,51

Çizelge 4.16. PR %75 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
93	0	697	LF	355.100.700	0,119547	5.121.919	145.489.700	5.908.402	58,42
92	12	697	LF	355.058.200	0,119532	5.128.369	145.183.200	5.906.382	58,37
91	112	697	LF	354.687.800	0,119408	5.124.658	144.964.700	5.894.202	58,46
90	212	697	LF	354.319.900	0,119284	5.121.007	144.746.200	5.882.081	58,54
89	312	697	LF	353.997.200	0,119175	5.118.461	144.527.700	5.871.066	58,62
88	412	836	LF	353.646.300	0,119057	5.114.203	144.351.000	5.858.103	58,71
87	512	871	LF	353.327.000	0,118950	5.111.484	144.143.000	5.846.857	58,79
86	612	1.046	LF	353.039.300	0,118853	5.108.517	143.976.800	5.835.127	58,87
85	712	1.046	LF	352.799.000	0,118772	5.107.982	143.758.300	5.826.123	58,92
84	812	1.046	LF	352.631.100	0,118715	5.109.221	143.539.800	5.818.892	58,94
83	912	1.046	LF	352.517.200	0,118677	5.111.775	143.321.300	5.812.977	58,94

Çizelge 4.17. PR %75 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	PV (kW)			RT (adet) (kW)			Konvertör (kW)	Kontrol Tipi
	PV-2 (kW)	PV 1-3-4 (kW)	ΣPV (kW)	RT 1-4 (800 kW)	RT 2-3-5 (100 kW)	ΣRT (kW)		
Satış Yok	1.000	712	1.712	9 adet	84 adet	15.700	1.046	LF
%20 Kısıt	1.000	712	1.712	9 adet	84 adet	15.700	1.046	LF
%40 Kısıt	1.000	612	1.612	9 adet	84 adet	15.800	1.046	LF
Full Satış	1.000	812	1.812	9 adet	84 adet	15.600	1.046	LF

Çizelge 4.18. PR %75 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	Bakım-Onarım Maliyeti (\$/yıl)
Satış Yok	352.799.000	0,11877	5.107.982	143.758.300	5.826.123
%20 Kısıt	340.619.500	0,10614	4.810.373	143.758.300	5.528.513
%40 Kısıt	338.264.000	0,10376	4.747.477	143.976.800	5.474.087
Full Satış	338.004.500	0,10377	4.751.814	143.539.800	5.461.485

Çizelge 4.19. PR %75 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji Üretim Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	PV Üretimi (kWh/yıl)			RT Üretimi (kWh/yıl)		
	PV-2	PV 1-3-4	ΣPV	RT 1-4	RT 2-3-5	ΣRT
Satış Yok	1.261.893	1.041.112	2.303.005	36.653.380	10.988.220	47.641.600
%20 Kısıt	1.261.893	1.041.112	2.303.005	36.653.380	10.988.220	47.641.600
%40 Kısıt	1.261.893	927.061	2.188.954	36.653.380	11.117.500	47.770.880
Full Satış	1.261.893	1.132.056	2.393.949	36.653.380	10.858.950	47.512.330

Çizelge 4.20. PR %75 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji ve Çevresel Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	RF (%)	Artan Enerji (EE)		CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	Şebeke Durumları (kWh)		
		%	kWh/yıl		Alış	Satış	Net Durum
Satış Yok	58,92	8,948	7.137.296	18.845.430	29.818.710	-	29.818.710
%20 Kısıt	61,97	1,612	1.286.180	18.845.430	29.818.710	5.835.476	23.983.234
%40 Kısıt	62,53	0,067	53.314	18.865.910	29.851.130	7.079.217	22.771.913
Full Satış	62,55	0,145	115.967	18.836.150	29.804.030	7.007.974	22.796.056

4.5. %100 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI

Çizelge 4.2'deki her bir PR değerinin RT-PV'nin arama aralıklarına dikkat ederek %50 PR için çeşitli şebeke kısıtlamaları altında teknik, ekonomik ve çevresel analizler yapılmış ve elde edilen bu sonuçlar Çizelge 4.21–Çizelge 4.24'de verilmiştir. Elde edilen sonuçlar değerlendirildiğinde ekonomik kırılmanın (özellikle NPC ve COE) yaşandığı senaryolar en optimal senaryolar olarak ele alınmıştır. Satışın esnek ve %40 satış kısıtlı olması durumunda 14.400 kW'lık RT ve 615 kW'lık PV'li HGS ve %20 satış kısıtlı olması ve satış olmaması durumunda 14.200 kW'lık RT ve 815 kW'lık PV'li HGS en optimum senaryolar olarak tespit edilmiştir. Bu senaryoların her birinin teknik, ekonomik ve çevresel açılardan optimizasyon analiz sonuçları ise Çizelge 4.25–Çizelge 4.28'de verilmiştir.

Çizelge 4.21. PR %100 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontr ol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
151	0	697	LF	331.785.600	0,095394	4.100.812	163.962.700	5.378.521	67,51
150	15	697	LF	331.839.100	0,095509	4.109.536	163.659.200	5.378.776	67,45
149	115	697	LF	331.549.800	0,095489	4.107.804	163.440.700	5.368.574	67,52
148	215	697	LF	331.261.000	0,095469	4.106.088	163.222.200	5.358.389	67,58
147	315	837	LF	331.024.500	0,095464	4.104.625	163.045.600	5.348.222	67,64
146	415	837	LF	330.743.100	0,095446	4.103.088	162.827.000	5.338.216	67,71
145	515	872	LF	330.503.600	0,095443	4.102.321	162.619.000	5.328.920	67,76
144	615	1.046	LF	330.289.500	0,095443	4.101.149	162.452.800	5.318.986	67,82
143	715	1.046	CC	330.137.500	0,095474	4.102.773	162.234.300	5.312.140	67,85
142	815	1.046	LF	330.063.200	0,095535	4.106.297	162.015.800	5.307.194	67,86
141	915	1.046	CC	330.043.400	0,095615	4.111.153	161.797.300	5.303.581	67,85

Çizelge 4.22. PR % 100 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
151	0	697	LF	337.545.500	0,100308	4.241.558	163.962.700	5.519.267	66,42
150	15	697	LF	337.503.700	0,100347	4.247.951	163.659.200	5.517.191	66,38
149	115	697	LF	337.134.000	0,100259	4.244.256	163.440.700	5.505.026	66,46
148	215	697	LF	336.765.800	0,100172	4.240.599	163.222.200	5.492.900	66,54
147	315	697	LF	336.448.800	0,100104	4.238.191	163.003.700	5.482.022	66,61
146	415	837	LF	336.090.500	0,100016	4.233.753	162.827.000	5.468.880	66,70
145	515	872	LF	335.771.200	0,099945	4.231.036	162.619.000	5.457.635	66,77
144	615	1.046	LF	335.479.600	0,099880	4.227.970	162.452.800	5.445.807	66,85
143	715	1.046	LF	335.244.700	0,099843	4.227.570	162.234.300	5.436.936	66,89
142	815	1.046	LF	335.085.600	0,099834	4.229.023	162.015.800	5.429.920	66,91
141	915	1.046	LF	334.980.400	0,099845	4.231.792	161.797.300	5.424.220	66,92

Çizelge 4.23. PR % 100 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
151	0	697	LF	332.058.600	0,095620	4.107.483	163.962.700	5.385.192	67,46
150	15	697	LF	332.096.600	0,095722	4.115.828	163.659.200	5.385.067	67,40
149	115	697	LF	331.792.800	0,095691	4.113.743	163.440.700	5.374.513	67,47
148	215	697	LF	331.490.300	0,095659	4.111.691	163.222.200	5.363.992	67,54
147	315	837	LF	331.240.400	0,095643	4.109.901	163.045.600	5.353.497	67,60
146	415	837	LF	330.946.400	0,095615	4.108.055	162.827.000	5.343.182	67,67
145	515	872	LF	330.695.200	0,095602	4.107.002	162.619.000	5.333.601	67,73
144	615	1.046	CC	330.470.200	0,095593	4.105.563	162.452.800	5.323.400	67,79
143	715	1.046	CC	330.307.700	0,095616	4.106.932	162.234.300	5.316.299	67,82
142	815	1.046	LF	330.223.300	0,095668	4.110.209	162.015.800	5.311.106	67,83
141	915	1.046	LF	330.193.700	0,095740	4.114.825	161.797.300	5.307.253	67,82

Çizelge 4.24. PR % 100 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
151	0	697	LF	357.676.000	0,120414	4.733.452	163.962.700	6.011.161	61,95
150	15	697	LF	357.545.100	0,120370	4.737.669	163.659.200	6.006.909	61,93
149	115	697	LF	357.137.600	0,120232	4.733.052	163.440.700	5.993.822	62,03
148	215	697	LF	356.731.500	0,120096	4.728.468	163.222.200	5.980.769	62,13
147	315	697	LF	356.368.900	0,119974	4.724.946	163.003.700	5.968.777	62,22
146	415	837	LF	355.979.600	0,119843	4.719.752	162.827.000	5.954.879	62,33
145	515	872	LF	355.618.600	0,119721	4.716.013	162.619.000	5.942.612	62,42
144	615	1.046	LF	355.289.400	0,119610	4.712.031	162.452.800	5.929.868	62,51
143	715	1.046	LF	354.998.500	0,119512	4.710.261	162.234.300	5.919.628	62,58
142	815	1.046	LF	354.773.300	0,119436	4.710.098	162.015.800	5.910.996	62,61
141	915	1.046	LF	354.594.800	0,119576	4.711.074	161.797.300	5.903.501	62,64

Çizelge 4.25. PR % 100 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	PV (kW)			RT (adet) (kW)			Konvertör (kW)	Kontrol Tipi
	PV-2 (kW)	PV 1-3-4 (kW)	ΣPV (kW)	RT 1-4 (800 kW)	RT 2-3-5 (100 kW)	ΣRT (kW)		
Satış Yok	1.000	815	1.815	9 adet	142 adet	21.400	1.046	LF
%20 Kısıt	1.000	815	1.815	9 adet	142 adet	21.400	1.046	LF

%40 Kısıt	1.000	615	1.615	9 adet	144 adet	21.600	1.046	CC
Full Satış	1.000	615	1.615	9 adet	144 adet	21.600	1.046	LF

Çizelge 4.26. PR %100 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	Bakım-Onarım Maliyeti (\$/yıl)
Satış Yok	354.773.300	0,11944	4.710.098	162.015.800	5.910.996
%20 Kısıt	335.085.600	0,09983	4.229.023	162.015.800	5.429.920
%40 Kısıt	330.470.200	0,09559	4.105.563	162.452.800	5.323.400
Full Satış	330.289.500	0,09544	4.101.149	162.452.800	5.318.986

Çizelge 4.27. PR %100 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji Üretim Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	PV Üretimi (kWh/yıl)			RT Üretimi (kWh/yıl)		
	PV-2	PV 1-3-4	ΣPV	RT 1-4	RT 2-3-5	ΣRT
Satış Yok	1.261.893	1.134.504	2.396.397	36.653.380	18.356.790	55.010.170
%20 Kısıt	1.261.893	1.134.504	2.396.397	36.653.380	18.356.790	55.010.170
%40 Kısıt	1.261.893	930.876	2.192.769	36.653.380	18.615.340	55.268.720
Full Satış	1.261.893	930.876	2.192.769	36.653.380	18.615.340	55.268.720

Çizelge 4.28. PR %100 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji ve Çevresel Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	RF (%)	Artan Enerji (EE)		CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	Şebeke Durumları (kWh)		
		%	kWh/yıl		Alış	Satış	Net Durum
Satış Yok	62,61	14,178	11.985.900	17.149.400	27.135.130	-	27.135.130
%20 Kısıt	66,91	2,993	2.530.212	17.149.400	27.135.130	9.432.858	17.702.272
%40 Kısıt	67,79	0,119	101.078	17.196.000	27.208.860	11.891.530	15.317.330
Full Satış	67,82	0,017	14.363	17.196.000	27.208.860	11.978.070	15.230.790

4.6. %150 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI

Çizelge 4.2'deki her bir PR değerinin RT-PV'nin arama aralıklarına dikkat ederek %50 PR için çeşitli şebeke kısıtlamaları altında teknik, ekonomik ve çevresel analizler yapılmış ve elde edilen bu sonuçlar Çizelge 4.29–Çizelge 4.32'te verilmiştir. Elde edilen sonuçlar değerlendirildiğinde ekonomik kırılmanın (özellikle NPC ve COE) yaşandığı senaryolar en optimal senaryolar olarak ele alınmıştır. Satışın esnek olması durumunda 25.800 kW'lık RT ve 823 kW'lık PV'li HPS, %20 satış kısıtlı olması durumunda 25.900 kW'lık RT ve 723 kW'lık PV'li HPS, %40 satış kısıtlı olması durumunda 26.000 kW'lık RT ve 623 kW'lık PV'li HPS ve satışın olmaması durumunda 25.700 kW'lık RT ve 923 kW'lık PV'li HPS en optimum senaryolar olarak tespit edilmiştir. %20 GS ve satış olmama senaryolarında ekonomik kırılmanın işletme maliyetinde, diğer senaryolarda ise NPC ve COE'de yaşandığı görülmüştür. Bu senaryoların her birinin teknik, ekonomik ve çevresel açılarından optimizasyon analiz sonuçları ise Çizelge 4.33–Çizelge 4.36'da verilmiştir.

Çizelge 4.29. PR %150 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
267	0	523	LF	321.335.100	0,080769	2.943.940	200.856.400	5.204.395	74,44
266	23	523	LF	321.320.500	0,080851	2.950.804	200.560.900	5.202.790	74,42
265	123	697	LF	321.081.700	0,080844	2.949.030	200.394.700	5.192.253	74,49
264	223	697	LF	320.779.400	0,080820	2.946.982	200.176.200	5.181.735	74,55
263	323	837	LF	320.529.100	0,080809	2.945.183	199.999.600	5.171.232	74,62
262	423	837	LF	320.236.300	0,080788	2.943.366	199.781.000	5.160.945	74,68
261	523	872	LF	319.986.000	0,080781	2.942.335	199.573.000	5.151.387	74,74
260	623	1.046	CC	319.757.100	0,080775	2.940.801	199.406.800	5.141.090	74,80
259	723	1.046	CC	319.590.700	0,080798	2.942.075	199.188.300	5.133.895	74,84
258	823	1.046	CC	319.496.500	0,080845	2.945.112	198.969.800	5.128.462	74,86
257	923	1.046	LF	319.568.800	0,080959	2.954.661	198.651.300	5.129.542	74,81

Çizelge 4.30. PR %150 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
267	0	697	LF	335.038.700	0,090283	3.277.513	200.908.700	5.537.674	72,60
266	23	697	LF	334.887.200	0,090278	3.281.031	200.613.200	5.532.724	72,60
265	123	697	LF	334.478.500	0,090181	3.276.386	200.394.700	5.519.609	72,68
264	223	697	LF	334.071.600	0,090084	3.271.782	200.176.200	5.506.536	72,76
263	323	837	LF	333.717.400	0,090002	3.267.444	199.999.600	5.493.493	72,85
262	423	837	LF	333.319.700	0,089908	3.263.065	199.781.000	5.480.644	72,93
261	523	872	LF	332.962.400	0,089827	3.259.416	199.573.000	5.468.468	73,01
260	623	1.046	LF	332.630.200	0,089750	3.255.361	199.406.800	5.455.650	73,09
259	723	1.046	LF	332.349.600	0,089697	3.253.842	199.188.300	5.445.662	73,14
258	823	1.046	CC	332.135.300	0,089666	3.253.946	198.969.800	5.437.296	73,18
257	923	1.046	LF	331.968.400	0,089652	3.255.206	198.751.300	5.430.086	73,20

Çizelge 4.31. PR %150 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
267	0	523	LF	322.088.600	0,081261	2.962.351	200.856.400	5.222.806	74,35
266	23	523	LF	322.046.100	0,081324	2.968.534	200.560.900	5.220.519	74,33
265	123	697	LF	321.781.900	0,081301	2.966.139	200.394.700	5.209.362	74,40
264	223	697	LF	321.454.500	0,081261	2.963.477	200.176.200	5.198.230	74,47
263	323	837	LF	321.179.300	0,081234	2.961.070	199.999.600	5.187.120	74,54
262	423	837	LF	320.862.100	0,081198	2.958.659	199.781.000	5.176.239	74,60
261	523	872	LF	320.588.000	0,081175	2.957.045	199.573.000	5.166.097	74,66
260	623	1.046	LF	320.335.800	0,081154	2.954.944	199.406.800	5.155.232	74,73
259	723	1.046	LF	320.146.600	0,081162	2.955.658	199.188.300	5.147.477	74,77
258	823	1.046	CC	320.029.500	0,081195	2.958.136	198.969.800	5.141.486	74,79
257	923	1.046	LF	319.963.600	0,081245	2.961.864	198.751.300	5.136.744	74,80

Çizelge 4.32. PR %150 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok)

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
267	0	697	LF	372.809.300	0,125508	4.200.452	200.908.700	6.460.613	65,77
266	23	697	LF	372.581.300	0,125432	4.202.102	200.613.200	6.453.795	65,78

265	123	697	LF	372.145.500	0,125285	4.196.791	200.394.700	6.440.014	65,89
264	223	697	LF	371.711.400	0,125139	4.191.522	200.176.200	6.426.275	66,00
263	323	697	LF	371.324.900	0,125009	4.187.419	199.957.700	6.413.703	66,09
262	423	837	LF	370.904.500	0,124867	4.181.463	199.781.000	6.399.043	66,21
261	523	872	LF	370.515.200	0,124736	4.177.032	199.573.000	6.386.084	66,31
260	623	1.255	LF	370.233.300	0,124641	4.172.672	199.469.600	6.372.608	66,42
259	723	1.255	LF	369.905.100	0,124531	4.169.992	199.251.100	6.361.460	66,49
258	823	1.255	LF	369.633.500	0,124439	4.168.694	199.032.600	6.351.692	66,55
257	923	1.255	LF	369.401.900	0,124361	4.168.374	198.814.100	6.342.903	66,59
256	1.023	1.255	LF	369.201.200	0,124294	4.168.809	198.595.600	6.334.868	67,00

Çizelge 4.33. PR %150 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	PV (kW)			RT (adet) (kW)			Konvertör (kW)	Kontrol Tipi
	PV-2 (kW)	PV 1-3-4 (kW)	ΣPV (kW)	RT 1-4 (800 kW)	RT 2-3-5 (100 kW)	ΣRT (kW)		
Satış Yok	1.000	923	1.923	9 adet	257 adet	32.900	1.255	LF
%20 Kısıt	1.000	723	1.723	9 adet	259 adet	33.100	1.046	LF
%40 Kısıt	1.000	623	1.623	9 adet	260 adet	33.200	1.046	LF
Full Satış	1.000	823	1.823	9 adet	258 adet	33.000	1.046	CC

Çizelge 4.34. PR %150 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	Bakım-Onarım Maliyeti (\$/yıl)
Satış Yok	369.401.900	0,12436	4.168.374	198.814.100	6.342.903
%20 Kısıt	332.349.600	0,08970	3.253.842	199.188.300	5.445.662
%40 Kısıt	320.335.800	0,08115	2.954.944	199.406.800	5.155.232
Full Satış	319.496.500	0,08085	2.945.112	198.969.800	5.128.462

Çizelge 4.35. PR %150 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji Üretim Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	PV Üretimi (kWh/yıl)			RT Üretimi (kWh/yıl)		
	PV-2	PV 1-3-4	ΣPV	RT 1-4	RT 2-3-5	ΣRT
Satış Yok	1.261.893	1.214.221	2.476.114	36.653.380	33.223.210	69.876.590
%20 Kısıt	1.261.893	1.052.166	2.314.059	36.653.380	33.481.760	70.135.140
%40 Kısıt	1.261.893	940.918	2.202.811	36.653.380	33.611.030	70.264.410
Full Satış	1.261.893	1.140.983	2.402.876	36.653.380	33.352.490	70.005.870

Çizelge 4.36. PR %150 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji ve Çevresel Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	RF (%)	Artan Enerji (EE)		CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	Şebeke Durumları (kWh)		
		%	kWh/yıl		Alış	Satış	Net Durum
Satış Yok	66,59	24,989	24.140.070	15.325.060	24.248.510	-	24.248.510
%20 Kısıt	73,14	6,393	6.186.134	15.369.580	24.318.960	17.956.740	6.362.220
%40 Kısıt	74,73	0,304	294.394	15.403.670	24.372.900	23.870.040	502.860
Full Satış	74,86	0,128	123.947	15.344.230	24.278.850	23.984.810	294.040

4.7. %200 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI

Çizelge 4.2'deki her bir PR değerinin RT-PV'nin arama aralıklarına dikkat ederek %50 PR için çeşitli şebeke kısıtlamaları altında teknik, ekonomik ve çevresel analizler yapılmış ve elde edilen bu sonuçlar Çizelge 4.37-Çizelge 4.40'da verilmiştir.

Çizelge 4.37. PR %200 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
383	0	523	LF	314.224.900	0,069183	1.867.410	237.802.400	5.110.318	78,72
382	30	523	LF	314.170.900	0,069237	1.873.141	237.513.900	5.107.579	78,72
381	130	697	LF	313.932.800	0,069224	1.871.384	237.347.700	5.097.059	78,78
380	230	697	LF	313.631.200	0,069197	1.869.354	237.129.200	5.086.560	78,84
379	330	837	LF	313.381.300	0,069181	1.867.564	236.952.500	5.076.066	78,89
378	430	837	LF	313.091.000	0,069157	1.865.809	236.734.000	5.065.841	78,95
377	530	872	LF	312.843.800	0,069145	1.864.853	236.526.000	5.056.357	79,01
376	630	1.046	LF	312.615.100	0,069133	1.863.326	236.359.800	5.046.068	79,06
375	730	1.046	CC	312.450.200	0,069147	1.864.634	236.141.300	5.038.906	79,10
374	830	1.046	LF	312.352.800	0,069181	1.867.594	235.922.800	5.033.397	79,12
373	930	1.046	LF	312.302.900	0,069230	1.871.715	235.704.300	5.029.048	79,13

Çizelge 4.38. PR %200 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
383	0	697	LF	338.009.700	0,082910	2.447.324	237.854.700	5.689.938	76,29
382	30	697	LF	337.798.500	0,082883	2.449.212	237.566.200	5.683.357	76,30
381	130	697	LF	337.377.700	0,082785	2.444.269	237.347.700	5.669.944	76,38
380	230	697	LF	336.958.100	0,082688	2.439.355	237.129.200	5.656.561	76,46
379	330	837	LF	336.591.000	0,082603	2.434.700	236.952.500	5.643.202	76,54
378	430	837	LF	336.182.000	0,082509	2.430.045	236.734.000	5.630.077	76,61
377	530	872	LF	335.812.800	0,082426	2.426.108	236.526.000	5.617.613	76,68
376	630	1.046	LF	335.466.800	0,082346	2.421.715	236.359.800	5.604.457	76,76
375	730	1.046	LF	335.169.300	0,082287	2.419.785	236.141.300	5.594.057	76,81
374	830	1.046	LF	334.931.200	0,082247	2.419.305	235.922.800	5.585.108	76,85
373	930	1.046	LF	334.735.300	0,082219	2.419.858	235.704.300	5.577.191	76,88

Çizelge 4.39. PR %200 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
383	0	523	LF	315.720.700	0,069964	1.903.962	237.802.400	5.146.870	78,58
382	30	523	LF	315.628.100	0,069999	1.908.749	237.513.900	5.143.187	78,58
381	130	697	LF	315.355.700	0,069968	1.906.154	237.347.700	5.131.830	78,64
380	230	697	LF	315.020.500	0,069923	1.903.302	237.129.200	5.120.508	78,71
379	330	837	LF	314.737.500	0,069890	1.900.703	236.952.500	5.109.205	78,77
378	430	837	LF	314.414.300	0,069849	1.898.145	236.734.000	5.098.178	78,83
377	530	872	LF	314.134.500	0,069820	1.896.392	236.526.000	5.087.896	78,89
376	630	1.046	LF	313.874.000	0,069792	1.894.086	236.359.800	5.076.828	78,95
375	730	1.046	CC	313.675.700	0,069789	1.894.581	236.141.300	5.068.853	78,99
374	830	1.046	LF	313.544.400	0,069806	1.896.712	235.922.800	5.062.515	79,01
373	930	1.046	LF	313.460.700	0,069838	1.900.004	235.704.300	5.057.338	79,03

Çizelge 4.40. PR %200 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
383	0	697	LF	394.437.400	0,132790	3.826.155	237.854.700	7.068.769	67,46
382	30	697	LF	394.164.500	0,132698	3.826.536	237.566.200	7.060.680	67,48
381	130	697	LF	393.729.800	0,132551	3.821.252	237.347.700	7.046.927	67,60

380	230	697	LF	393.296.500	0,132406	3.816.003	237.129.200	7.033.209	67,71
379	330	697	LF	392.912.900	0,132276	3.811.968	236.910.700	7.020.705	67,80
378	430	837	LF	392.491.800	0,132135	3.805.997	236.734.000	7.006.029	67,92
377	530	837	LF	392.126.500	0,132012	3.802.407	236.515.600	6.993.970	68,01
376	630	1.255	LF	391.821.300	0,131909	3.797.222	236.422.600	6.979.612	68,13
375	730	1.255	LF	391.488.400	0,131797	3.794.428	236.204.100	6.968.348	68,20
374	830	1.255	LF	391.204.600	0,131701	3.792.832	235.985.600	6.958.283	68,26
373	930	1.255	LF	390.956.200	0,131618	3.792.102	235.767.100	6.949.083	68,31
372	1.030	1.255	LF	391.000.000	0,131543	3.792.045	236.000.000	6.940.557	68,35

Elde edilen sonuçlar değerlendirildiğinde ekonomik kırılmanın (özellikle NPC ve COE) yaşandığı senaryolar en optimal senaryolar olarak ele alınmıştır. Satışın esnek olması durumunda 37.600 kW'lık RT ve 630 kW'lık PV'li HGS, %20 satış kısıtlı olması durumunda 37.400 kW'lık RT ve 830 kW'lık PV'li HGS, %40 satış kısıtlı olması durumunda 37.500 kW'lık RT ve 730 kW'lık PV'li HGS ve satışın olmaması durumunda 37.300 kW'lık RT ve 930 kW'lık PV'li HGS en optimum senaryolar olarak tespit edilmiştir. Ekonomik kırılma %20 GS'de işletme maliyetinde, satış olmama durumunda NPC'de ve geri kalan durumlarda ise COE'de olduğu görülmektedir. Bu senaryoların teknik, ekonomik ve çevresel açılarından optimizasyon analiz sonuçları Çizelge 4.41–Çizelge 4.44'te verilmiştir.

Çizelge 4.41. PR %200 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	PV (kW)			RT (adet) (kW)			Konvertör (kW)	Kontrol Tipi
	PV-2 (kW)	PV 1-3-4 (kW)	ΣPV (kW)	RT 1-4 (800 kW)	RT 2-3-5 (100 kW)	ΣRT (kW)		
Satış Yok	1.000	930	1.930	9 adet	373 adet	44.500	1.255	LF
%20 Kısıt	1.000	830	1.830	9 adet	374 adet	44.600	1.046	LF
%40 Kısıt	1.000	730	1.730	9 adet	375 adet	44.700	1.046	CC
Full Satış	1.000	630	1.630	9 adet	376 adet	44.800	1.046	LF

Çizelge 4.42. PR %200 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	Bakım-Onarım Maliyeti (\$/yıl)
Satış Yok	390.956.200	0,13162	3.792.102	235.767.100	6.949.083
%20 Kısıt	334.931.200	0,08225	2.419.305	235.922.800	5.585.108
%40 Kısıt	313.675.700	0,06979	1.894.581	236.141.300	5.068.853
Full Satış	312.615.100	0,06913	1.863.326	236.359.800	5.046.068

Çizelge 4.43. PR %200 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji Üretim Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	PV Üretimi (kWh/yıl)			RT Üretimi (kWh/yıl)		
	PV-2	PV 1-3-4	ΣPV	RT 1-4	RT 2-3-5	ΣRT
Satış Yok	1.261.893	1.218.865	2.480.758	36.653.380	48.218.900	84.872.280
%20 Kısıt	1.261.893	1.146.549	2.408.442	36.653.380	48.348.180	85.001.560
%40 Kısıt	1.261.893	1.059.026	2.320.919	36.653.380	48.477.450	85.130.830
Full Satış	1.261.893	949.540	2.211.433	36.653.380	48.606.720	85.260.100

Çizelge 4.44. PR %200 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji ve Çevresel Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	RF (%)	Artan Enerji (EE)		CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	Şebeke Durumları (kWh)		
		%	kWh/yıl		Alış	Satış	Net Durum
Satış Yok	68,31	34,351	7.907.290	14.536.810	23.001.280	-	23.001.280
%20 Kısıt	76,85	9,931	10.968.050	14.558.660	23.035.850	26.924.920	-3.889.070
%40 Kısıt	78,99	0,590	651.632	14.585.960	23.079.040	37.244.920	-14.165.880
Full Satış	79,06	0,017	18.754	4.620.830	23.134.230	37.912.550	-14.778.320

4.8. %300 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI

Çizelge 4.2'deki her bir PR değerinin RT-PV'nin arama aralıklarına dikkat ederek %50 PR için çeşitli şebeke kısıtlamaları altında teknik, ekonomik ve çevresel analizler yapılmış ve elde edilen bu sonuçlar Çizelge 4.45–Çizelge 4.48'te verilmiştir.

Çizelge 4.45. PR %300 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
615	0	523	LF	303.710.800	0,052946	-195.083	311.694.400	5.012.730	83,73
614	44	523	LF	303.601.700	0,052965	-191.040	311.419.900	5.008.304	83,74
613	144	697	LF	303.367.100	0,052947	-192.712	311.253.700	4.997.868	83,79
612	244	697	LF	303.069.800	0,052918	-194.637	311.035.200	4.987.474	83,84
611	344	837	LF	302.822.300	0,052898	-196.368	310.858.600	4.977.039	83,88
610	444	837	LF	302.541.200	0,052873	-197.899	310.640.000	4.967.039	83,93
609	544	872	LF	302.304.900	0,052857	-198.589	310.432.000	4.957.821	83,97
608	644	1.046	LF	302.078.400	0,052841	-200.063	310.265.800	4.947.584	84,02
607	744	1.046	CC	301.923.900	0,052845	-198.499	310.047.300	4.940.679	84,05
606	844	1.046	LF	301.832.900	0,052863	-195.384	309.828.800	4.935.324	84,07
605	944	1.046	CC	301.784.800	0,052892	-191.219	309.610.300	4.931.019	84,08

Çizelge 4.46. PR %300 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Kon. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
615	0	697	LF	350.431.500	0,072683	945.277	311.746.700	6.152.797	80,64
614	44	697	LF	350.153.400	0,072636	945.188	311.472.200	6.144.239	80,66
613	144	697	LF	349.724.400	0,072547	940.046	311.253.700	6.130.627	80,73
612	244	697	LF	349.297.100	0,072458	934.943	311.035.200	6.117.054	80,80
611	344	837	LF	348.920.300	0,072379	930.052	310.858.600	6.103.459	80,86
610	444	837	LF	348.506.800	0,072293	925.288	310.640.000	6.090.226	80,93
609	544	872	LF	348.133.600	0,072217	921.251	310.432.000	6.077.661	80,98
608	644	1.046	LF	347.777.000	0,072142	916.598	310.265.800	6.064.245	81,05
607	744	1.046	LF	347.471.400	0,072084	914.470	310.047.300	6.053.648	81,09
606	844	1.046	LF	347.220.100	0,072041	913.670	309.828.800	6.044.378	81,13
605	944	1.046	LF	347.004.700	0,072007	913.746	309.610.300	6.035.984	81,15

Çizelge 4.47. PR %300 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
615	0	523	LF	307.272.500	0,054227	-108.050	311.694.400	5.099.764	83,53
614	44	523	LF	307.109.300	0,054227	-105.330	311.419.900	5.094.013	83,54
613	144	697	LF	306.826.900	0,054192	-108.170	311.253.700	5.082.411	83,59
612	244	697	LF	306.482.200	0,054147	-111.255	311.035.200	5.070.856	83,64
611	344	837	LF	306.187.600	0,054110	-114.135	310.858.600	5.059.272	83,70
610	444	837	LF	305.859.200	0,054068	-116.822	310.640.000	5.048.116	83,75
609	544	872	LF	305.575.100	0,054035	-118.680	310.432.000	5.037.729	83,79
608	644	1.046	LF	305.302.200	0,054002	-121.288	310.265.800	5.026.359	83,84
607	744	1.046	LF	305.097.800	0,053988	-120.942	310.047.300	5.018.235	83,87
606	844	1.046	LF	304.956.300	0,053989	-119.061	309.828.800	5.011.647	83,90
605	944	1.046	LF	304.857.200	0,054000	-116.143	309.610.300	5.006.096	83,91

Çizelge 4.48. PR %300 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
615	0	697	LF	444.831.500	0,149755	3.251.975	311.746.700	8.459.494	68,57
614	44	697	LF	444.516.400	0,149649	3.250.982	311.472.200	8.450.032	68,62
613	144	697	LF	444.088.900	0,149505	3.245.874	311.253.700	8.436.454	68,73
612	244	697	LF	443.663.000	0,149362	3.240.807	311.035.200	8.422.918	68,83
611	344	837	LF	443.289.000	0,149236	3.235.986	310.858.600	8.409.393	68,94
610	444	837	LF	442.875.400	0,149097	3.231.217	310.640.000	8.396.154	69,04
609	544	837	LF	442.523.800	0,148978	3.227.966	310.421.500	8.384.435	69,13
608	644	1.255	LF	442.221.200	0,148876	3.222.842	310.328.600	8.370.137	69,24
607	744	1.255	LF	441.895.800	0,148767	3.220.232	310.110.100	8.359.057	69,32
606	844	1.255	LF	441.614.900	0,148672	3.218.705	309.891.600	8.349.061	69,38
605	944	1.255	LF	441.362.900	0,148587	3.217.888	309.673.100	8.339.775	69,43

Elde edilen sonuçlar değerlendirildiğinde ekonomik kırılmanın (özellikle NPC ve COE) yaşandığı senaryolar en optimal senaryolar olarak ele alınmıştır. Satışın esnek olması durumunda 60.800 kW'lık RT ve 644 kW'lık PV'li HGS, %20 satış kısıtlı olması durumunda 60.600 kW'lık RT ve 844 kW'lık PV'li HGS, %40 satış kısıtlı olması durumunda 60.700 kW'lık RT ve 744 kW'lık PV'li HGS ve satışın olmaması durumunda 60.500 kW'lık RT ve 944 kW'lık PV'li HGS en optimum senaryolar olarak tespit edilmiştir. Satışın esnek ve %40 GS durumunda ekonomik kırılma COE'de, %20 GS'de işletme maliyetinde yaşanmıştır. Satışın olmaması durumunda ise belirlenen aralıkta kırılma yaşanmadığından belirlenen son senaryo dikkate alınmıştır. Bu senaryoların her birinin teknik, ekonomik ve çevresel açılarından optimizasyon analiz sonuçları ise Çizelge 4.49–Çizelge 4.52'te verilmiştir.

Çizelge 4.49. PR %300 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	PV (kW)			RT (adet) (kW)			Konvertör (kW)	Kontrol Tipi
	PV-2 (kW)	PV 1-3-4 (kW)	ΣPV (kW)	RT 1-4 (800 kW)	RT 2-3-5 (100 kW)	ΣRT (kW)		
Satış Yok	1.000	944	1.944	9 adet	605 adet	67.700	1.255	LF
%20 Kısıt	1.000	844	1.844	9 adet	606 adet	67.800	1.046	LF
%40 Kısıt	1.000	744	1.744	9 adet	607 adet	67.900	1.046	LF
Full Satış	1.000	644	1.644	9 adet	608 adet	68.000	1.046	LF

Çizelge 4.50. PR %300 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları

Şebeke Kısıtları	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	Bakım-Onarım Maliyeti (\$/yıl)
Satış Yok	441.362.900	0,14859	3.217.888	309.673.100	8.339.775
%20 Kısıt	347.220.100	0,07204	913.670	309.828.800	6.044.378
%40 Kısıt	305.097.800	0,05399	-120.942	310.047.300	5.018.235
Full Satış	302.078.400	0,05284	-200.063	310.265.800	4.947.584

Çizelge 4.51. PR %300 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji Üretim Analiz Sonuçları

Şebeke Kısıtları	PV Üretimi (kWh/yıl)			RT Üretimi (kWh/yıl)		
	PV-2	PV 1-3-4	ΣPV	RT 1-4	RT 2-3-5	ΣRT
Satış Yok	1.261.893	1.227.990	2.489.883	36.653.380	78.210.290	114.863.670
%20 Kısıt	1.261.893	1.157.452	2.419.345	36.653.380	78.339.560	114.992.940
%40 Kısıt	1.261.893	1.072.443	2.334.336	36.653.380	78.468.830	115.122.210
Full Satış	1.261.893	966.382	2.228.275	36.653.380	78.598.100	115.251.480

Çizelge 4.52. PR %300 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji ve Çevresel Analiz Sonuçları

Şebeke Kısıtları	RF (%)	Artan Enerji (EE)		CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	Şebeke Durumları (kWh)		
		%	kWh/yıl		Alış	Satış	Net Durum
Satış Yok	69,43	48,097	67.116.960	14.025.240	22.191.840	-	22.191.840
%20 Kısıt	81,13	15,693	21.913.310	14.047.630	22.227.260	45.189.780	-22.962.520
%40 Kısıt	83,87	1,142	1.595.399	4.074.480	22.269.750	65.506.230	-43.236.480
Full Satış	84,02	0,017	23.429	14.108.190	22.323.090	67.108.800	-44.785.710

4.9. %400 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI

Çizelge 4.2'deki her bir PR değerinin RT-PV'nin arama aralıklarına dikkat ederek %50 PR için çeşitli şebeke kısıtlamaları altında teknik, ekonomik ve çevresel analizler yapılmış ve elde edilen bu sonuçlar Çizelge 4.53–Çizelge 4.56'da verilmiştir.

Çizelge 4.53. PR %400 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
847	0	523	LF	294.691.100	0,042358	-2.221.058	385.586.400	4.951.660	86,67
846	60	523	LF	294.531.000	0,042357	-2.218.655	385.327.900	4.945.594	86,69
845	160	697	LF	294.296.900	0,042338	-2.220.314	385.161.700	4.935.172	86,73
844	260	697	LF	294.006.200	0,042311	-2.222.078	384.943.200	4.924.939	86,77

843	360	837	LF	293.758.500	0,042290	-2.223.815	384.766.600	4.914.498	86,82
842	460	872	LF	293.484.300	0,042266	-2.225.430	384.558.500	4.904.355	86,85
841	560	1.046	LF	293.259.800	0,042248	-2.226.854	384.392.300	4.894.168	86,89
840	660	1.046	LF	293.040.400	0,042234	-2.226.876	384.173.800	4.885.677	86,93
839	760	1.046	LF	292.898.700	0,042235	-2.225.001	383.955.300	4.879.083	86,95
838	860	1.046	CC	292.816.100	0,042246	-2.221.680	383.736.800	4.873.934	86,97
837	960	1.046	LF	292.774.300	0,042264	-2.217.362	383.518.300	4.869.783	86,98

Çizelge 4.54. PR %400 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
847	0	697	LF	365.995.300	0,065822	-479.994	385.638.700	6.692.431	83,33
846	60	697	LF	365.666.100	0,065767	-481.721	385.380.200	6.682.235	83,36
845	160	697	LF	365.235.900	0,065688	-486.895	385.161.700	6.668.592	83,42
844	260	697	LF	364.809.900	0,065609	-491.965	384.943.200	6.655.052	83,47
843	360	837	LF	364.428.900	0,065538	-496.958	384.766.600	6.641.355	83,53
842	460	872	LF	364.019.300	0,065462	-501.883	384.558.500	6.627.902	83,59
841	560	872	LF	363.652.700	0,065397	-505.501	384.340.000	6.615.814	83,63
840	660	1.255	LF	363.371.100	0,065343	-509.855	384.236.600	6.602.345	83,69
839	760	1.255	LF	363.069.000	0,065292	-511.899	384.018.100	6.591.832	83,72
838	860	1.046	LF	362.738.900	0,065238	-513.092	383.736.800	6.582.521	83,75
837	960	1.046	LF	362.518.800	0,065205	-513.130	383.518.300	6.574.014	83,78

Çizelge 4.55. PR %400 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
847	0	523	LF	301.041.100	0,044059	-2.065.895	385.586.400	5.106.824	86,43
846	60	523	LF	300.815.500	0,044041	-2.065.090	385.327.900	5.099.159	86,45
845	160	697	LF	300.524.300	0,044007	-2.068.145	385.161.700	5.087.341	86,50
844	260	697	LF	300.176.500	0,043965	-2.071.303	384.943.200	5.075.714	86,54
843	360	837	LF	299.873.200	0,043929	-2.074.400	384.766.600	5.063.913	86,58
842	460	872	LF	299.543.100	0,043889	-2.077.382	384.558.500	5.052.403	86,63
841	560	1.046	LF	299.263.100	0,043857	-2.080.163	384.392.300	5.040.859	86,67
840	660	1.046	CC	298.985.300	0,043827	-2.081.611	384.173.800	5.030.941	86,70
839	760	1.046	LF	298.782.000	0,043812	-2.081.241	383.955.300	5.022.842	86,73
838	860	1.046	LF	298.635.900	0,043806	-2.079.471	383.736.800	5.016.143	86,75
837	960	1.046	CC	298.529.200	0,043809	-2.076.740	383.518.300	5.010.404	86,76

Çizelge 4.56. PR %400 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
847	0	697	LF	498.082.400	0,167682	2.747.602	385.638.700	9.920.027	68,79
846	60	697	LF	497.736.300	0,167566	2.745.461	385.380.200	9.909.417	68,85
845	160	697	LF	497.315.300	0,167424	2.740.512	385.161.700	9.895.997	68,96
844	260	697	LF	496.898.000	0,167284	2.735.654	384.943.200	9.882.671	69,06
843	360	837	LF	496.527.900	0,167159	2.730.928	384.766.600	9.869.240	69,17
842	460	837	LF	496.126.300	0,167024	2.726.454	384.548.000	9.856.297	69,27
841	560	837	LF	495.790.000	0,166911	2.723.575	384.329.500	9.844.949	69,34
840	660	1.255	LF	495.488.800	0,166809	2.718.488	384.236.600	9.830.688	69,46
839	760	1.255	LF	495.173.700	0,166703	2.716.126	384.018.100	9.819.857	69,53
838	860	1.255	LF	494.899.000	0,166611	2.714.754	383.799.600	9.810.015	69,59
837	960	1.255	LF	494.651.400	0,166527	2.714.042	383.581.100	9.800.834	69,63

Elde edilen sonuçlar değerlendirildiğinde ekonomik kırılmanın (özellikle NPC ve COE) yaşandığı senaryolar en optimal senaryolar olarak ele alınmıştır. Satışın esnek olması durumunda 84.000 kW'lık RT ve 660 kW'lık PV'li HGS, %20 satış kısıtlı olması ve şebekenin olmaması durumunda 83.700 kW'lık RT ve 960 kW'lık PV'li HGS ve %40 satış kısıtlı olması durumunda 83.800 kW'lık RT ve 860 kW'lık PV'li HGS en optimum senaryolar olarak tespit edilmiştir. Satışın esnek ve %40 GS'de ekonomik kırılma COE değerinde yaşanmıştır. Diğer durumlarda ise arama aralığında kırılma yaşanmadığından son senaryolar dikkate alınmıştır. Bu durum PV değerindeki güç değerinin daha da fazla olması gerektirdiğini bizlere göstermektedir. Bu senaryoların her birinin teknik, ekonomik ve çevresel açılarından optimizasyon analiz sonuçları ise Çizelge 4.57–Çizelge 4.60'ta verilmiştir.

Çizelge 4.57. PR %400 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	PV (kW)			RT (adet) (kW)			Konvertör (kW)	Kontrol Tipi
	PV-2 (kW)	PV 1-3-4 (kW)	ΣPV (kW)	RT 1-4 (800 kW)	RT 2-3-5 (100 kW)	ΣRT (kW)		
Satış Yok	1.000	960	1.960	9 adet	837 adet	90.900	1.255	LF
%20 Kısıt	1.000	960	1.960	9 adet	837 adet	90.900	1.046	LF
%40 Kısıt	1.000	860	1.860	9 adet	838 adet	91.000	1.046	LF
Full Satış	1.000	660	1.660	9 adet	840 adet	91.200	1.046	LF

Çizelge 4.58. PR %400 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	Bakım-Onarım Maliyeti (\$/yıl)
Satış Yok	494.651.400	0,16653	2.714.042	383.581.100	9.800.834
%20 Kısıt	362.518.800	0,06520	-513.130	383.518.300	6.574.014
%40 Kısıt	298.635.900	0,04381	-2.079.471	383.736.800	5.016.143
Full Satış	293.040.400	0,04223	-2.226.876	384.173.800	4.885.677

Çizelge 4.59. PR %400 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji Üretim Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	PV Üretimi (kWh/yıl)			RT Üretimi (kWh/yıl)		
	PV-2	PV 1-3-4	ΣPV	RT 1-4	RT 2-3-5	ΣRT
Satış Yok	1.261.893	1.238.062	2.499.955	36.653.380	108.201.700	144.855.080
%20 Kısıt	1.261.893	1.238.062	2.499.955	36.653.380	108.201.700	144.855.080
%40 Kısıt	1.261.893	1.169.592	2.431.485	36.653.380	108.330.900	144.984.280
Full Satış	1.261.893	985.064	2.246.957	36.653.380	108.589.500	145.242.880

Çizelge 4.60. PR %400 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji ve Çevresel Analiz Sonuçları

Şebeke Kısıtları	RF (%)	Artan Enerji (EE)		CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	Şebeke Durumları (kWh)		
		%	kWh/yıl		Ahş	Satış	Net Durum
Satış Yok	69,63	57,253	96.983.200	13.929.180	22.039.840	-	22.039.840
%20 Kısıt	83,78	19,886	33.686.020	13.929.180	22.039.840	63.270.900	41.231.060
%40 Kısıt	86,75	1,739	2.947.525	13.950.910	22.074.230	93.997.420	71.923.190
Full Satış	86,93	0,017	29.339	14.008.960	22.166.080	96.960.920	74.794.840

4.10. %500 PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARI

Çizelge 4.2'deki her bir PR değerinin RT-PV'nin arama aralıklarına dikkat ederek %50 PR için çeşitli şebeke kısıtlamaları altında teknik, ekonomik ve çevresel analizler yapılmış ve elde edilen bu sonuçlar Çizelge 4.61–Çizelge 4.64'te verilmiştir.

Çizelge 4.61. PR %500 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
1.079	0	523	LF	286.025.800	0,034949	-4.238.375	459.478.400	4.899.249	88,68
1.078	74	523	LF	285.835.500	0,034940	-4.237.053	459.233.900	4.892.102	88,70
1.077	174	697	LF	285.585.600	0,034920	-4.239.098	459.067.700	4.881.294	88,74
1.076	274	697	LF	285.301.200	0,034896	-4.240.707	458.849.200	4.871.215	88,77
1.075	374	837	LF	285.048.500	0,034875	-4.242.565	458.672.500	4.860.653	88,81
1.074	474	872	LF	284.779.200	0,034852	-4.244.061	458.464.500	4.850.629	88,84
1.073	574	1.046	LF	284.555.800	0,034835	-4.245.459	458.298.300	4.840.468	88,87
1.072	674	1.046	CC	284.348.000	0,034823	-4.245.198	458.079.800	4.832.260	88,90
1.071	774	1.046	LF	284.216.400	0,034821	-4.243.075	457.861.300	4.825.913	88,92
1.070	874	1.046	CC	284.140.400	0,034828	-4.239.593	457.642.800	4.820.926	88,94
1.069	974	1.046	CC	284.104.100	0,034841	-4.235.140	457.424.300	4.816.909	88,95

Çizelge 4.62. PR %500 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
1.079	0	697	LF	382.632.200	0,060822	-1.879.043	459.530.700	7.258.287	85,27
1.078	74	697	LF	382.265.000	0,060764	-1.882.040	459.286.200	7.246.821	85,31
1.077	174	697	LF	381.834.000	0,060694	-1.887.234	459.067.700	7.233.158	85,36
1.076	274	697	LF	381.411.900	0,060625	-1.892.207	458.849.200	7.219.715	85,41
1.075	374	837	LF	381.025.600	0,060561	-1.897.330	458.672.500	7.205.888	85,46
1.074	474	837	LF	380.625.100	0,060496	-1.901.777	458.454.000	7.192.971	85,50
1.073	574	837	LF	380.306.100	0,060447	-1.904.232	458.235.600	7.182.047	85,54
1.072	674	1.255	LF	379.976.900	0,060390	-1.910.005	458.142.600	7.167.101	85,60
1.071	774	1.255	LF	379.680.000	0,060345	-1.911.923	457.924.100	7.156.714	85,63
1.070	874	1.255	LF	379.428.300	0,060308	-1.912.732	457.705.600	7.147.434	85,65
1.069	974	1.255	LF	379.207.800	0,060278	-1.912.780	457.487.100	7.138.917	85,67

Çizelge 4.63. PR %500 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı)

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
1.079	0	523	LF	295.693.300	0,036987	-4.002.146	459.478.400	5.135.478	88,41
1.078	74	523	LF	295.431.700	0,036963	-4.002.564	459.233.900	5.126.590	88,43
1.077	174	697	LF	295.119.900	0,036930	-4.006.122	459.067.700	5.114.270	88,47
1.076	274	697	LF	294.772.100	0,036892	-4.009.282	458.849.200	5.102.640	88,51
1.075	374	837	LF	294.457.500	0,036858	-4.012.652	458.672.500	5.090.566	88,55
1.074	474	872	LF	294.125.300	0,036822	-4.015.687	458.464.500	5.079.003	88,58
1.073	574	1.046	LF	293.839.500	0,036792	-4.018.609	458.298.300	5.067.318	88,62
1.072	674	1.046	LF	293.565.000	0,036765	-4.019.979	458.079.800	5.057.479	88,65
1.071	774	1.046	LF	293.362.900	0,036749	-4.019.577	457.861.300	5.049.411	88,67
1.070	874	1.046	LF	293.213.700	0,036742	-4.017.883	457.642.800	5.042.636	88,69
1.069	974	1.046	LF	293.102.300	0,036739	-4.015.267	457.424.300	5.036.782	88,70

Çizelge 4.64. PR %500 PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok).

RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	Kontrol Tipi	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
1.079	0	837	LF	552.036.700	0,185846	2.259.395	459.572.500	11.396.490	68,81
1.078	74	837	LF	551.664.500	0,185721	2.256.274	459.328.000	11.384.900	68,88
1.077	174	837	LF	551.244.400	0,185580	2.251.348	459.109.500	11.371.500	68,99
1.076	274	837	LF	550.825.400	0,185439	2.246.449	458.891.000	11.358.140	69,09
1.075	374	837	LF	550.407.600	0,185298	2.241.578	458.672.500	11.344.800	69,20
1.074	474	837	LF	550.013.600	0,185165	2.237.291	458.454.000	11.332.040	69,30
1.073	574	837	LF	549.687.200	0,185055	2.234.653	458.235.600	11.320.930	69,37
1.072	674	1.255	LF	549.381.500	0,184952	2.229.456	458.142.600	11.306.560	69,49
1.071	774	1.255	LF	549.073.800	0,184849	2.227.275	457.924.100	11.295.910	69,56
1.070	874	1.255	LF	548.803.800	0,184758	2.226.019	457.705.600	11.286.190	69,61
1.069	974	1.255	LF	548.560.100	0,184676	2.225.402	457.487.100	11.277.100	69,66

Elde edilen sonuçlar değerlendirildiğinde ekonomik kırılmanın (özellikle NPC ve COE) yaşandığı senaryolar en optimal senaryolar olarak ele alınmıştır. Satışın esnek olması durumunda 107.100 kW'lık RT ve 774 kW'lık PV'li HGS ve diğer durumlarda ise 106.900 kW'lık RT ve 974 kW'lık PV'li HGS en optimum senaryolar olarak tespit edilmiştir. Satışın esnek olması durumunda ekonomik kırılma COE'de yaşanmıştır; ancak diğer durumlarda arama aralıkları içerisinde kırılma yaşanmamıştır. Görüldüğü üzere %PR'daki artışın belirlenen arama aralığının dışındaki senaryoların daha uygun olabileceğini gösterir. Bu senaryoların her birinin teknik, ekonomik ve çevresel açılardan optimizasyon analiz sonuçları ise Çizelge 4.65–Çizelge 4.68'te verilmiştir.

Çizelge 4.65. PR %500 PV-RT-Şebeke HGS'nin Teknik Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	PV (kW)			RT (adet) (kW)			Konvertör (kW)	Kontrol Tipi
	PV-2 (kW)	PV 1-3-4 (kW)	ΣPV (kW)	RT 1-4 (800 kW)	RT 2-3-5 (100 kW)	ΣRT (kW)		
Satış Yok	1.000	974	1.974	9 adet	1.069 adet	114.100	1.255	LF
%20 Kısıt	1.000	974	1.974	9 adet	1.069 adet	114.100	1.255	LF
%40 Kısıt	1.000	974	1.974	9 adet	1.069 adet	114.100	1.046	LF
Full Satış	1.000	774	1.774	9 adet	1.071 adet	114.300	1.046	LF

Çizelge 4.66. PR %500 PV-RT-Şebeke HGS'nin Ekonomik Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	Bakım-Onarım Maliyeti (\$/yıl)
Satış Yok	548.560.100	0,18468	2.225.402	457.487.100	11.277.100
%20 Kısıt	379.207.800	0,06028	-1.912.780	457.487.100	7.138.917
%40 Kısıt	293.102.300	0,03674	-4.015.267	457.424.300	5.036.782
Full Satış	284.216.400	0,03482	-4.243.075	457.861.300	4.825.913

Çizelge 4.67. PR %500 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji Üretim Analiz Sonuçları.

Şebeke Kısıtları	PV Üretimi (kWh/yıl)			RT Üretimi (kWh/yıl)		
	PV-2	PV 1-3-4	ΣPV	RT 1-4	RT 2-3-5	ΣRT
Satış Yok	1.261.893	1.246.597	2.508.490	36.653.380	138.193.100	174.846.480
%20 Kısıt	1.261.893	1.246.597	2.508.490	36.653.380	138.193.100	174.846.480
%40 Kısıt	1.261.893	1.246.597	2.508.490	36.653.380	138.193.100	174.846.480
Full Satış	1.261.893	1.099.737	2.361.630	36.653.380	138.451.600	175.104.980

Çizelge 4.68. PR %500 PV-RT-Şebeke HGS'nin Enerji ve Çevresel Analiz Sonuçları

Şebeke Kısıtları	RF (%)	Artan Enerji (EE)		CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	Şebeke Durumları (kWh)		
		%	kWh/yıl		Alış	Satış	Net Durum
Satış Yok	69,66	63,688	126.979.900	13.918.830	22.023.460	-	22.023.460
%20 Kısıt	85,67	22,979	45.814.560	13.918.830	22.023.460	81.140.830	-59.117.370
%40 Kısıt	88,70	2,293	4.571.735	13.918.830	22.023.460	122.359.100	-100.335.640
Full Satış	88,92	0,045	89.881	13.965.130	22.096.730	126.862.600	-104.765.870

4.11. % PR HGS OPTİMİZASYON SONUÇLARININ KARŞILAŞTIRILMASI

Çizelge 4.69–Çizelge 4.72’de dört farklı şebeke kısıt durumuna göre farklı %PR analizlerinin optimizasyon sonuçları görülmektedir.

Çizelge 4.69. Farklı PR PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Full Satış).

PR (%)	RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
35	1.000	9	697	358.157.000	0,11638	5.920.388	115.869.200	5.919.215	50,34
50	800	26	1.046	349.021.500	0,11000	5.472.706	125.054.800	5.691.150	55,46
75	812	84	1.046	338.004.500	0,10377	4.751.814	143.539.800	5.461.485	62,55
100	615	144	1.046	330.289.500	0,09544	4.101.149	162.452.800	5.318.986	67,82
150	823	258	1.046	319.496.500	0,08085	2.945.112	198.969.800	5.128.462	74,86
200	630	376	1.046	312.615.100	0,06913	1.863.326	236.359.800	5.046.068	79,06
300	644	608	1.046	302.078.400	0,05284	-200.063	310.265.800	4.947.584	84,02
400	660	840	1.046	293.040.400	0,04223	-2.226.876	384.173.800	4.885.677	86,93
500	774	1.071	1.046	284.216.400	0,03482	-4.243.075	457.861.300	4.825.913	88,92

Çizelge 4.70. Farklı PR PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%20 Kısıtlı).

PR (%)	RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
35	1.000	9	697	359.670.100	0,11801	5.957.362	115.869.200	5.956.188	49,85
50	800	26	1.046	350.330.300	0,11000	5.504.685	125.054.800	5.723.130	55,09
75	712	85	1.046	340.619.500	0,10614	4.810.373	143.758.300	5.528.513	61,97
100	815	142	1.046	335.085.600	0,09983	4.229.023	162.015.800	5.429.920	66,91
150	723	259	1.046	332.349.600	0,08970	3.253.842	199.188.300	5.445.662	73,14
200	830	374	1.046	334.931.200	0,08225	2.419.305	235.922.800	5.585.108	76,85
300	844	606	1.046	347.220.100	0,07204	913.670	309.828.800	6.044.378	81,13
400	960	837	1.046	362.518.800	0,06520	-513.130	383.518.300	6.574.014	83,78
500	974	1.069	1.255	379.207.800	0,06028	-1.912.780	457.487.100	7.138.917	85,67

Çizelge 4.71. Farklı PR PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (%40 Kısıtlı).

PR (%)	RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
35	1.000	9	697	358.280.200	0,11652	5.923.398	115.869.200	5.922.224	50,30
50	800	26	1.046	349.047.300	0,11000	5.473.336	125.054.800	5.691.781	55,45
75	612	86	1.046	338.264.000	0,10376	4.747.477	143.976.800	5.474.087	62,53
100	615	144	1.046	330.470.200	0,09559	4.105.563	162.452.800	5.323.400	67,79
150	623	260	1.046	320.335.800	0,08115	2.954.944	199.406.800	5.155.232	74,73
200	730	375	1.046	313.675.700	0,06979	1.894.581	236.141.300	5.068.853	78,99
300	744	607	1.046	305.097.800	0,05399	-120.942	310.047.300	5.018.235	83,87
400	860	838	1.046	298.635.900	0,04381	-2.079.471	383.736.800	5.016.143	86,75
500	974	1.069	1.046	293.102.300	0,03674	-4.015.267	457.424.300	5.036.782	88,70

Çizelge 4.72. Farklı PR PV-RT-Şebeke HGS'nin Optimizasyon Sonuçları (Satış Yok).

PR (%)	RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
35	1.000	9	697	363.613.300	0,12241	6.053.715	115.869.200	6.052.541	48,55
50	900	25	1.046	356.628.700	0,12000	5.663.928	124.836.300	5.873.904	53,18
75	712	85	1.046	352.799.000	0,11877	5.107.982	143.758.300	5.826.123	58,92
100	815	142	1.046	354.773.300	0,11944	4.710.098	162.015.800	5.910.996	62,61
150	923	257	1.255	369.401.900	0,12436	4.168.374	198.814.100	6.342.903	66,59
200	930	373	1.255	390.956.200	0,13162	3.792.102	235.767.100	6.949.083	68,31
300	944	605	1.255	441.362.900	0,14859	3.217.888	309.673.100	8.339.775	69,43
400	960	837	1.255	494.651.400	0,16653	2.714.042	383.581.100	9.800.834	69,63
500	974	1.069	1.255	548.560.100	0,18468	2.225.402	457.487.100	11.277.100	69,66

Çizelge 4.73. Farklı Şebeke Kısıt Durumlarına Göre En Optimal HGS Senaryo Analizleri

PR (%)	Şebeke Kısıt Durum	RT 1-4 (adet)	PV 1-3-4 (kW)	Konv. (kW)	NPC (\$)	COE (\$/kWh)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Yatırım Maliyeti (\$)	O&M Maliyet (\$/yıl)	RF (%)
35	Satış Esnek	-	-	697	358.157.000	0,1163	5.919.215	115.869.200	5.919.215	50,3
75	Satış Yok	712	85	1.046	352.799.000	0,1187	5.107.982	143.758.300	5.826.123	58,9
150	%20 Kısıtlı	723	259	1.046	332.349.600	0,0897	3.253.842	199.188.300	5.445.662	73,1
200	%40 Kısıtlı	730	375	1.046	313.675.700	0,0697	1.894.581	236.141.300	5.068.853	78,9
300	Satış Esnek	44	608	1.046	302.078.400	0,0528	-200.063	310.265.800	4.947.584	84,0

Satışın esnek olması durumunda 64.400 kW'lık RT ve 608 kW'lık PV'li %300 PR'lı HGS, %20 GS'de 72.300 kW'lık RT ve 259 kW'lık PV'li %150 PR'lı HGS, %40 GS'de 73.000 kW'lık RT ve 375 kW'lık PV'li %200 PR'lı HGS ve satış olmaması durumunda ise 71.200 kW'lık RT ve 85 kW'lık PV'li %75 PR'lı HGS en optimum senaryolar olarak tespit edilmiştir. %75 ve %150 PR'da ekonomik kırılma NPC'de yaşanmış; diğerlerinde ise farklılık göstermiştir. Farklı PR analizler, %35-500 PR aralığında şebeke kısıtlamaları ve satış durumları dikkate alınarak yapılmıştır. Her bir

durum kendi içerisinde gruplanarak değerlendirilmiştir. Uygun RT-PV boyutlandırmalar, ekonomik kırılma noktaları (NPC, COE ve diğerleri) dikkate alınarak ele alınmış ve bu boyutlandırmadaki RT değeri öncelikli olarak hesaba katılmıştır. Beş farklı senaryo altında bu sistemler değerlendirilmiştir. Bu senaryolardaki en optimal sistem model durumları Çizelge 4.73'te özetlenmiştir. Elde edilen sonuçlara bakıldığında %35 ve %300 PR'da satışın esnek olması, %75 PR'da satışın olmaması, %150 PR'da %20 şebeke kısıtının olması ve %200 PR'da ise %40 şebeke kısıtının olması durumu en optimum durum olarak görülmüştür. PR oranının temel durumdan %300'e kadar artmasıyla NPC ve işletme maliyetinde değerinde sırasıyla yaklaşık 56 M\$ ve 6,1 M\$/yıl maliyet kazancına ve RF oranını 1,66 kat artışına olanak sağlasa da yatırım maliyetini 2,67 kat arttırdığı görülmüştür.

4.12. OPTİMAL HGS SENARYO ANALİZLERİ

4.12.1. Satış Kısıtsız %35 PR HGS Analizleri

Çizelge 4.74'te satış kısıtsız %35 PR HGS'nin dört farklı senaryosunun optimizasyon sonuçları görülmektedir.

Çizelge 4.74. Satış Kısıtsız %35 PR HGS'nin Optimizasyon Sonuçları.

Parametreler	Şebekeli HGS Senaryoları			
	PV+RT+ Şebeke	PV +Şebeke	RT +Şebeke	Şebekeli Sistem
PV-2 (kW)	1 MW	1 MW	-	-
RT 2-3-5 (kW)	7.2 MW	-	7.2 MW	-
Konvertör (kW)	697 kW	523 kW	-	-
Kontrol Tipi	CC	CC	CC	CC
NPC (\$)	358.157.000	298.499.200	361.503.400	302.073.200
COE (\$/kWh)	0,1164	0,1005	0,1176	0,1070
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	5.920.388	7.265.664	6.031.705	7.381.264
Yatırım Maliyeti (\$)	115.869.206	1.156.905	114.660.000	0
O&M Maliyeti (\$/yıl)	5.919.214	7.264.784	6.031.705	7.381.264
PV Üretimi (kWh/yıl)	1.261.893	1.261.893	-	-
PV Üretimi (%)	1,68	1,74	-	-
RT Üretimi (kWh/yıl)	36.653.379	-	36.653.379	-
RT Üretimi (%)	48,7	-	48,8	-
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	37.344.705	71.383.838	38.466.478	72.582.637
Şebekeden Alış (%)	49,6	98,3	51,2	100
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	2.614.246	-	2.537.220	-
Şebekeye Satış (%)	3,48	-	3,38	-
RF (%)	50,3	1,65	48,8	0
PV Penetrasyon (%)	1,74	1,74	-	-
Rüzgâr Penetrasyon (%)	50,5	-	50,5	-
Maksimum PR (%)	101	15,6	100	-

PV Kapasite Faktör (%)	14,4	14,4	-	-
RT Kapasite Faktör (%)	58,1	-	58,1	-
Artan Enerji (kWh/yıl)	275.081	275.081	-	-
Artan Enerji (%)	0,366	0,379	-	-
CO₂ Miktarı (kg/yıl)	23.601.854	45.114.586	24.310.814	45.872.227
ROI (%)	-3,7	4,8	-3,8	0,0
IRR (%)	-	7,5	-	-
SP (yıl)	-	9,93	-	-
DP (yıl)	-	7,54	-	-
Konvertör Enerji Girişi (kWh/yıl)	1.261.893	1.261.893	-	-
Konvertör Enerji Çıkışı (kWh/yıl)	1.198.799	1.198.799	-	-
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	63.695	63.095	-	-
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	19,6	26,2	-	-
Konvertör Minimum-Maksimum Çıkış (kW)	137 – 475	137 – 475	-	-

Çizelge 4.74'te şebekeli RT'li senaryolar, şebekeli PV'li senaryolara göre 114 M\$ gibi ciddi oranda yatırım maliyeti gerektirse de proje ömrü sonunda PV'li senaryoya göre yaklaşık 43 M\$ gibi kullanıcıya daha az para maliyet oluşmaktadır. PV güçlerinin düşük olmasından ötürü RT'li HGS'lere göre şebekeden 1,5 kattan fazla elektrik alımı gerçekleştirdiği ve şebekeye elektrik satışı gerçekleştiremediği görülmektedir. RT'li HGS'ler, PV'li HGS'e nazaran %50 oranda CO₂ miktarını azalttığından ötürü daha çevreci bir olanak sağlar. RT'li HGS'ler şebekeye %3,4 oranında elektrik satışı yapabildiğinden ötürü bu senaryolarda ilk yatırım maliyetine göre (ROI) yıllık -%3,7 oranında bir kazanç elde edilir. Ancak PV'li HGS'de ise şebekeye elektrik satamadığı hatta şebekeden %98 oranında elektrik alımı olduğundan ilk yatırım maliyetine göre yıllık %4,8 oranında bir yük binmektedir.

4.12.2. Satışsız %75 PR HGS Analizleri

Çizelge 4.75'te satışsız %75 PR HGS'nin dört farklı senaryosunun optimizasyon sonuçları görülmektedir. %35 PR'lık senaryoya farklı güçte PV ve/veya RT eklenmesi sonucu; 2,69 M\$-5,35 M\$ arasında NPC ve 0,0024 \$/kWh-0,0051\$/kWh arasında COE maliyet azalmaları oluşmaktadır. Ayrıca tüm yeni YES'lerin mevcut HGS'ye dahil olmasıyla birlikte RF oranını %8,6 gibi bir arttırdığı ve emisyon miktarını ise %21 oranına kadar azalttığı görülmektedir. Bunun dışında artan enerji miktarı 7.137.296 kWh/yıl değerinde bir artma durumu oluşturmaktadır. Bunun temel nedeni, şebekeye elektrik satışın olmamasıdır ve bunun sonucunda üretilen enerjinin %8,45'i boşa düşmüştür. Mevcut senaryoya göre ilk yatırım maliyeti ise %24 oranında artmıştır.

Çizelge 4.75. Satışsız %75 PR HGS'nin Optimizasyon Sonuçları.

Parametreler	Şebekeli HGS Senaryoları			
	Mevcut HGS	Mevcut + PV	Mevcut + RT	PV+RT HGS
PV-2 (kW)	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW
RT 2-3-5 (kW)	7.2 MW	7.2 MW	7.2 MW	7.2 MW
PV 1-3-4 (kW)	-	712 kW	-	712 kW
RT 1-4 (kW)	-	-	8.5 MW	8.5 MW
Konvertör (kW)	697	1.046	697	1.046
Kontrol Tipi	CC	CC	CC	CC
NPC (\$)	358.157.000	360.853.700	355.170.400	352.799.000
COE (\$/kWh)	0,1164	0,1215	0,1196	0,1188
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	5.920.388	5.966.328	5.185.882	5.107.982
Yatırım Maliyeti (\$)	115.869.206	116.685.809	142.941.706	143.758.309
O&M Maliyeti (\$/yıl)	5.919.214	5.964.567	5.904.609	5.826.122
PV Üretimi (kWh/yıl)	1.261.893	2.303.005	1.261.893	2.303.005
PV Üretimi (%)	1,68	3,05	1,68	2,89
RT Üretimi (kWh/yıl)	36.653.379	36.653.379	47.641.601	47.641.601
RT Üretimi (%)	48,7	48,6	59,9	59,8
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	37.344.705	36.438.993	30.633.508	29.818.712
Şebekeden Alış (%)	49,6	48,3	38,5	37,4
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	2.614.246	-	-	-
Şebekeye Satış (%)	3,48	-	-	-
RF (%)	50,3	49,8	57,8	58,9
PV Penetrasyon (%)	1,74	1,74 – 1,43	1,74	1,74 – 1,43
Rüzgâr Penetrasyon (%)	50,5	50,5	50,5 – 15,1	50,5 – 15,1
Maksimum PR (%)	101	307	491	491
PV Kapasite Faktör (%)	14,4	14,4 – 16,7	14,4	14,4 – 16,7
RT Kapasite Faktör (%)	58,1	58,1	58,1 – 14,8	58,1 – 14,8
Artan Enerji (kWh/yıl)	-	2.759.244	6.900.650	7.137.296
Artan Enerji (%)	-	3,66	8,68	8,95
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	23.601.854	23.029.443	19.360.377	18.845.426
ROI (%)	0,0	5,6	-2,9	-2,7
IRR (%)	-	8,5	-	-
SP (yıl)	-	9,28	-	-
DP (yıl)	-	7,14	19,72	19,65
Konvertör Enerji Girişi (kWh/yıl)	1.261.893	2.134.195	1.074.308	1.931.988
Konvertör Enerji Çıkışı (kWh/yıl)	1.198.799	2.027.485	1.020.593	1.835.389
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	63.095	106.710	53.715	96.599
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	19,6	22,1	16,7	20,0
Konvertör Minimum-Maksimum Çıkış (kW)	137 – 475	231 – 950	117 – 475	210 – 950

4.12.3. %20 Satış Kısıtlı %150 PR HGS Analizleri

Çizelge 4.76'da %20 GS'li %150 PR HGS'nin dört farklı senaryosunun optimizasyon sonuçları görülmektedir. %35 PR'lık senaryoya farklı güçte PV ve/veya RT eklenmesi sonucu; 2,96 M\$-25,80 M\$ arasında NPC ve 0,0011 \$/kWh-0,0267 \$/kWh arasında

COE maliyet azalmaları oluşmaktadır. Ayrıca tüm yeni YES'lerin mevcut HGS'ye dahil olmasıyla birlikte RF oranını %22,8 gibi arttırdığı ve emisyon miktarını ise %65 oranına kadar azalttığı görülmektedir. Bunun dışında artan enerji miktarı 6.186.134 kWh/yıl değerinde bir artma durumu oluşturmaktadır. Bunun temel nedeni, şebekeye elektrik satışın %20 kısıtlı olmasıdır ve bunun sonucunda üretilen enerjinin %6,39'u boşa düşmektedir. Mevcut senaryoya göre ilk yatırım maliyeti ise %72 oranında artmıştır.

Çizelge 4.76. %20 Satış Kısıtlı %150 PR HGS'nin Optimizasyon Sonuçları.

Parametreler	Şebekeli HGS Senaryoları			
	Mevcut HGS	Mevcut + PV	Mevcut + RT	PV+RT HGS
PV-2 (kW)	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW
RT 2-3-5 (kW)	7.2 MW	7.2 MW	7.2 MW	7.2 MW
PV 1-3-4 (kW)	-	723 kW	-	723 kW
RT 1-4 (kW)	-	-	25.9 MW	25.9 MW
Konvertör (kW)	697	1.046	697	1.046
Kontrol Tipi	CC	CC	CC	CC
NPC (\$)	358.157.000	355.194.700	334.474.600	332.349.600
COE (\$/kWh)	0,1164	0,1153	0,09049	0,08970
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	5.920.388	5.827.781	3.325.991	3.253.842
Yatırım Maliyeti (\$)	115.869.206	116.696.809	198.360.706	199.188.309
O&M Maliyeti (\$/yıl)	5.919.214	5.826.020	5.518.397	5.445.661
PV Üretimi (kWh/yıl)	1.261.893	2.314.059	1.261.893	2.314.059
PV Üretimi (%)	1,68	3,07	1,31	2,39
RT Üretimi (kWh/yıl)	36.653.379	36.653.379	70.135.137	70.135.137
RT Üretimi (%)	48,7	48,6	72,7	72,5
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	37.344.705	36.429.309	24.973.657	24.318.959
Şebekeden Alış (%)	49,6	48,3	25,9	25,1
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	2.614.246	2.698.407	17.738.559	17.956.736
Şebekeye Satış (%)	3,48	3,58	19,6	19,8
RF (%)	50,3	51,6	72,4	73,1
PV Penetrasyon (%)	1,74	1,74 – 1,45	1,74	1,74 – 1,45
Rüzgâr Penetrasyon (%)	50,5	50,5	50,5 – 46,1	50,5 – 46,1
Maksimum PR (%)	101	101	219	219
PV Kapasite Faktör (%)	14,4	14,4 – 16,6	14,4	14,4 – 16,6
RT Kapasite Faktör (%)	58,1	58,1	58,1 – 14,8	58,1 – 14,8
Artan Enerji (kWh/yıl)	-	59.067	5.993.719	6.186.134
Artan Enerji (%)	-	0,0783	6,22	6,39
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	23.601.854	23.023.323	15.783.351	15.369.582
ROI (%)	0,0	6,0	-2,9	-2,9
IRR (%)	-	9,1	-	-
SP (yıl)	-	8,88	-	-
DP (yıl)	-	6,89	19,74	19,72
Konvertör Enerji Girişi (kWh/yıl)	1.261.893	2.314.059	1.115.483	2.034.300
Konvertör Enerji Çıkışı (kWh/yıl)	1.198.799	2.198.356	1.059.709	1.932.585
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	63.095	115.703	55.774	101.715
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	19,6	24,0	17,3	21,1
Konvertör Minimum-Maksimum Çıkış (kW)	137 – 475	251 – 950	121 – 475	221 – 950

4.12.4. %40 Satış Kısıtlı %200 PR HGS Analizleri

Çizelge 4.77’de %40 GS’li %200 PR HGS’nin dört farklı senaryosunun optimizasyon sonuçları görülmektedir. %35 PR’lık senaryoya farklı güçte PV ve/veya RT eklenmesi sonucu; 2,98 M\$-44,48 M\$ arasında NPC ve 0,0011 \$/kWh-0,0466 \$/kWh arasında COE maliyet azalmaları oluşmaktadır. Ayrıca tüm yeni YES’lerin mevcut HGS’ye dahil olmasıyla birlikte RF oranını %28,7 gibi arttırdığı ve emisyon miktarını ise %62 oranına kadar azalttığı görülmektedir. Bunun dışında artan enerji miktarı 651.632 kWh/yıl değerinde bir artma durumu oluşturmaktadır. Bunun temel nedeni, şebekeye elektrik satışın %40 kısıtlı olmasıdır ve bunun sonucunda üretilen enerjinin %0,59’u boşa düşmektedir. Mevcut senaryoya göre ilk yatırım maliyeti ise 2,04 kat artış göstermiştir.

Çizelge 4.77. %40 Satış Kısıtlı %200 PR HGS’nin Optimizasyon Sonuçları.

Parametreler	Şebekeli HGS Senaryoları			
	Mevcut HGS	Mevcut + PV	Mevcut + RT	PV+RT HGS
PV-2 (kW)	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW
RT 2-3-5 (kW)	7.2 MW	7.2 MW	7.2 MW	7.2 MW
PV 1-3-4 (kW)	-	730 kW	-	730 kW
RT 1-4 (kW)	-	-	37.5 MW	37.5 MW
Konvertör (kW)	697	1.046	523	1.046
Kontrol Tipi	CC	CC	CC	CC
NPC (\$)	358.157.000	355.177.100	315.845.500	313.675.700
COE (\$/kWh)	0,1164	0,1153	0,0753	0,06979
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	5.920.388	5.827.178	1.969.271	1.894.580
Yatırım Maliyeti (\$)	115.869.206	116.703.809	235.254.404	236.141.309
O&M Maliyeti (\$/yıl)	5.919.214	5.825.418	5.144.422	5.068.852
PV Üretimi (kWh/yıl)	1.261.893	2.320.918	1.261.893	2.320.918
PV Üretimi (%)	1,68	3,07	1,15	2,09
RT Üretimi (kWh/yıl)	36.653.379	36.653.379	85.130.829	85.130.829
RT Üretimi (%)	48,7	48,6	77,3	77,1
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	37.344.705	36.423.272	23.674.928	23.079.043
Şebekeden Alış (%)	49,6	48,3	21,5	20,9
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	2.614.246	2.698.887	36.849.317	37.244.923
Şebekeye Satış (%)	3,48	3,59	33,7	33,9
RF (%)	50,3	51,6	78,4	79,0
PV Penetrasyon (%)	1,74	1,74 – 1,46	1,74	1,74 – 1,46
Rüzgâr Penetrasyon (%)	50,5	50,5	50,5 – 66,8	50,5 – 66,8
Maksimum PR (%)	101	101	126	126
PV Kapasite Faktör (%)	14,4	14,4 – 16,6	14,4	14,4 – 16,6
RT Kapasite Faktör (%)	58,1	58,1	58,1 – 14,8	58,1 – 14,8
Artan Enerji (kWh/yıl)	-	62.966	573.316	651.632
Artan Enerji (%)	-	0,0835	0,521	0,590
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	23.601.854	23.019.508	14.962.554	14.585.955
ROI (%)	0,0	6,0	-2,8	-2,7
IRR (%)	-	9,1	-	-
SP (yıl)	-	8,9	-	-
DP (yıl)	-	6,9	19,68	19,67

Konvertör Enerji Girişi (kWh/yıl)	1.261.893	2.320.919	1.247.605	2.291.279
Konvertör Enerji Çıkışı (kWh/yıl)	1.198.799	2.204.873	1.185.225	2.176.715
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	63.095	116.046	62.380	114.564
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	19,6	24,1	25,9	23,8
Konvertör Minimum-Maksimum Çıkış (kW)	137 – 475	252 – 950	135 – 475	248 – 950

4.12.5. Satış Kısıtsız %300 PR HGS Analizleri

Çizelge 4.78’de satış kısıtsız %300 PR HGS’nin dört farklı senaryosunun optimizasyon sonuçları görülmektedir. %35 PR’lık senaryoya farklı güçte PV ve/veya RT eklenmesi sonucu; 2,73 M\$-56,08 M\$ arasında NPC ve 0,0010 \$/kWh-0,0635 \$/kWh arasında COE maliyet azalmaları oluşmaktadır. Ayrıca tüm yeni YES’lerin mevcut HGS’ye dahil olmasıyla birlikte RF oranını %33,7 gibi arttırdığı ve emisyon miktarını ise %41 oranına kadar azalttığı görülmektedir. Bunun dışında artan enerji miktarı 23.429 kWh/yıl değerinde bir artma durumu oluşturmaktadır; ancak şebekeye satışın esnek olması neticesinde enerji üretim içerisindeki payı %0,0168 olduğundan ötürü bu değer dikkate alınmayabilir. Mevcut senaryoya göre ilk yatırım maliyeti 2,67 kat artış göstermiştir. Ayrıca şebeke elektrik satımı %3,48’ten %48’lere kadar artmıştır.

Çizelge 4.78. Satış Kısıtsız %300 PR HGS’nin Optimizasyon Sonuçları.

Parametreler	Şebekeli HGS Senaryoları			
	Mevcut HGS	Mevcut + PV	Mevcut + RT	PV+RT HGS
PV-2 (kW)	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW
RT 2-3-5 (kW)	7.2 MW	7.2 MW	7.2 MW	7.2 MW
PV 1-3-4 (kW)	-	644 kW	-	644 kW
RT 1-4 (kW)	-	-	60.8 MW	60.8 MW
Konvertör (kW)	697	1.046	523	1.046
Kontrol Tipi	CC	CC	CC	CC
NPC (\$)	358.157.000	355.424.600	303.996.400	302.078.400
COE (\$/kWh)	0,1164	0,1154	0,05334	0,05284
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	5.920.388	5.835.328	-133.624	-200.062
Yatırım Maliyeti (\$)	115.869.206	116.617.809	309.464.904	310.265.809
O&M Maliyeti (\$/yıl)	5.919.214	5.833.567	3.872.960	4.947.584
PV Üretimi (kWh/yıl)	1.261.893	2.228.275	1.261.893	2.228.275
PV Üretimi (%)	1,68	2,95	0,906	1,59
RT Üretimi (kWh/yıl)	36.653.379	36.653.379	115.251.484	115.251.484
RT Üretimi (%)	48,7	48,6	82,7	82,4
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	37.344.705	35.504.419	22.821.608	22.323.086
Şebekeden Alış (%)	49,6	48,4	16,4	16,0
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	2.614.246	2.692.023	66.689.254	67.108.795

Şebekeye Satış (%)	3,48	3,58	47,9	48,0
RF (%)	50,3	51,5	83,6	84,0
PV Penetrasyon (%)	1,74	1,74 – 1,33	1,74	1,74 – 1,33
Rüzgâr Penetrasyon (%)	50,5	50,5	50,5 – 108	50,5 – 108
Maksimum PR (%)	101	101	100	101
PV Kapasite Faktör (%)	14,4	14,4 – 17,1	14,4	14,4 – 17,1
RT Kapasite Faktör (%)	58,1	58,1	58,1 – 14,8	58,1 – 14,8
Artan Enerji (kWh/yıl)	-	23.429	-	23.429
Artan Enerji (%)	-	0,0311	-	0,0168
CO₂ Miktarı (kg/yıl)	23.601.854	23.070.793	14.423.256	14.108.190
ROI (%)	0,0	6,2	-3,0	-2,9
IRR (%)	-	9,3	-	-
SP (yıl)	-	8,74	-	-
DP (yıl)	-	6,80	19,75	19,74
Konvertör Enerji Girişi (kWh/yıl)	1.261.893	2.228.276	1.261.893	2.228.276
Konvertör Enerji Çıkışı (kWh/yıl)	1.198.799	2.116.862	1.198.799	2.116.862
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	63.095	111.414	63.095	111.474
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	19,6	23,1	26,2	23,1
Konvertör Minimum-Maksimum Çıkış (kW)	137 – 475	242 – 950	137 – 475	242 – 950

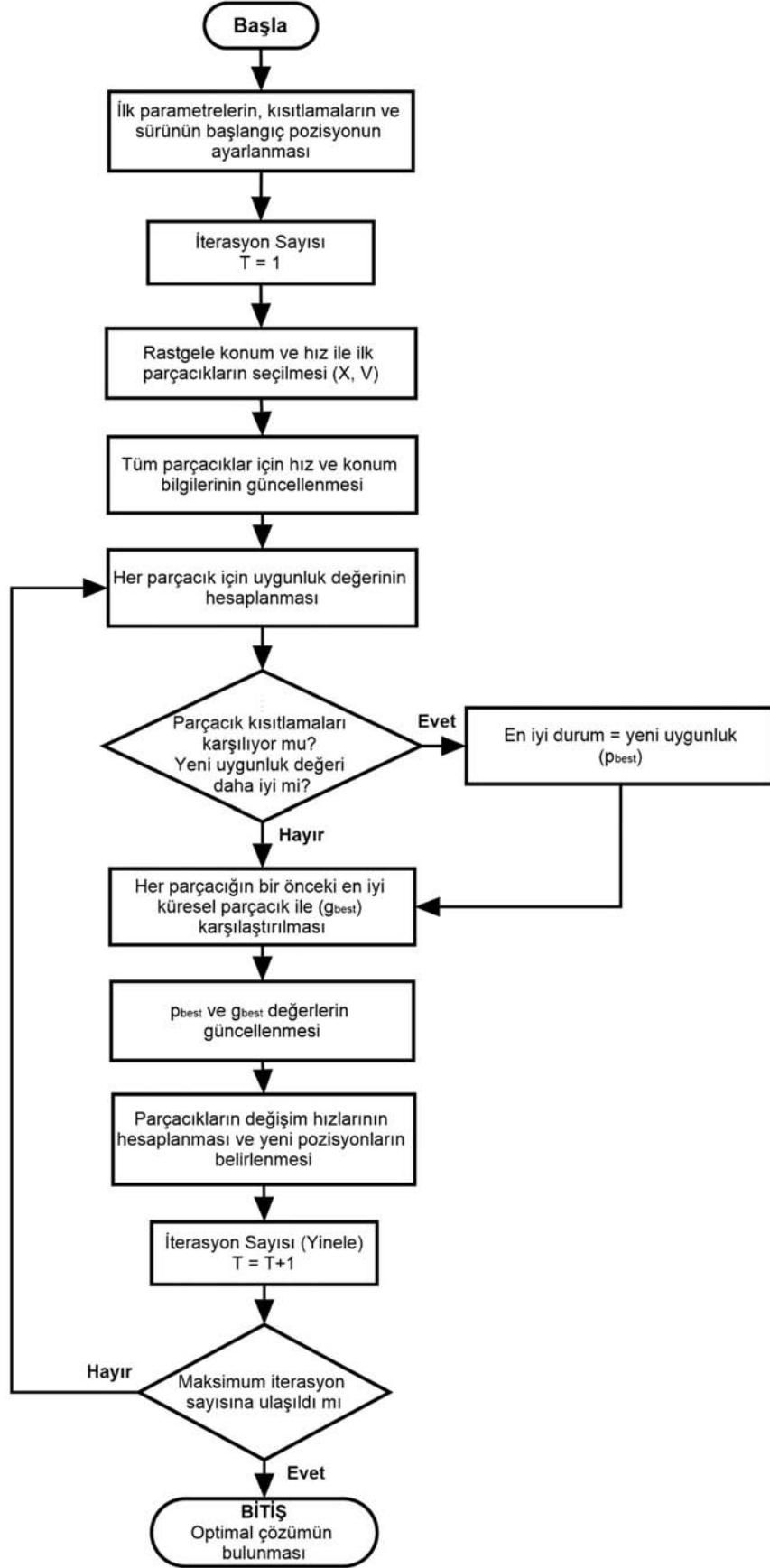
5. MİKRO ŞEBEKELİ ADA GRUPLARINDA YEK'LERİN PSO ALGORİTMASI İLE OPTİMUM BOYUT VE KONUMLANDIRILMASI

Her bir adanın kendi içerisinde bir mikrogrid şebeke ağı ve bu şebeke ağlarını besleyen adalar arası bir mikrogrid şebeke ağı bulunmaktadır. Adaların kendi içerisinde kurulu YEK'ler bulunmaktadır ve bu sistemlere farklı PR durumlarına göre dahil edilebilecek YES için gerekli güçler belirlenmiştir. Belirlenen bu güç değerleri farklı PR analizler neticesinde toplam PV ve RT olarak tespit edilmiştir. Bu nedenle toplam üretilen YES potansiyelinin hangi adada hangi güç değerinde olacağının belirlenmesi gerekir.

5.1. PARÇACIK SÜRÜ OPTİMİZASYON (PSO) ALGORİTMASI

Parçacık Sürü Optimizasyonu (PSO), sürü halindeki hayvanların yiyecek bulmak amacıyla temel ihtiyaçlarını giderirken sergilediği hareketlerin, diğer sürünün bireylerini etkilediğinin ve bu nedenle sürücünün belirlenen amacına kolaylıkla ulaştığının gözlemlenmesi ile geliştirilen bir optimizasyon algoritmasıdır. Yapay zekâ alanında en sık tercih edilen bir yöntemdir. 1995 yılında Dr. Kennedy ve Dr. Eberhart tarafından geliştirilmiştir [90].

PSO algoritmasında aramayı çözümü bulmak adına yapan her bireye parçacık ve parçacıkların yer aldığı popülasyona sürü denir. Konumları ve hız vektörleri ile tanımlanan bir dizi parçacık (sürü), yerel ve global optimum çözümlere ulaşmak adına arama uzayında hareket eder. Her parçacığın konumunu belirlemek adına iki optimum değer bulunur: Birincisi her bir parçacığın elde ettiği optimum değer (yerel maksimum) ve ikincisi ise tüm popülasyonun elde ettiği optimum değer (küresel maksimum)'dur. Bir bireyin çözüme ne kadar yakın olduğunu anlamak amacıyla uygunluk fonksiyonu kullanılır. Bu fonksiyonun asıl amacı, gerçek çözüme ne kadar yaklaşıldığını ölçmektedir. Bir parçacığın çözümü aradığı sürede kendisinin çözüme en çok yaklaştığı andaki en iyi duruma p_{best} , tüm sürüde tüm arama boyunca çözüme en çok yaklaştığı parçacığın o andaki durumuna g_{best} denir [68], [91].



Şekil 5.1. PSO algoritmasının akış şeması.

PSO, meta-sezgisel bir algoritmadır. Evrimsel algoritmanın rastgele arama yöntemlerinden esinlenmiştir. Yineleme sürecini başlatmak için iyi başlangıç çözümleri gerektirmez. Parçacık, mevcut hızı ve her yinelemede kendisi tarafından elde edilen bireysel en iyi çözümü ile optimum bir çözüme doğru hareket eder ve tüm parçacıklar tarafından küresel en iyi çözüm elde edilir. Şekil 5.1’de PSO algoritmasının akış şeması görülmektedir. PSO algoritmasının akış şeması şu şekilde incelenir [90], [91]:

- ... Öncelikle çözümü arayacak sürü, kısıtlar ve gerekli parametreler belirlenir.
- ... İlk parçacık rastgele hız ve konum ile kısıtlar içerisinde seçilir. Buna göre tüm parçacık bilgileri de seçilerek güncellenir.
- ... Uygunluk fonksiyonu ile parçacıkların çözüme yakınlığı ölçülür. Eğer yakınlık istenilen durumdaysa bu fonksiyon en iyi uygunluk fonksiyonu olarak değerlendirilir ve buna göre p_{best} ve g_{best} değerleri güncellenir. Eğer yakınlık istenilen durumda değilse bir önceki durumla karşılaştırılır.
- ... Değişim hızı fonksiyonuyla her parçacığın yapacağı hareketler belirlenir ve yeni oluşan durumlar ayarlanır.
- ... İterasyon sayısı artırılır. Belirlenen iterasyon sayısında değilse uygunluk değerinin hesaplanması kısmına geri gönderilir. Parçacıklar, her bir iterasyon durumunda kısıtlar aralığından yeniden rastgele oluşturulur. Tekrar uygunluk fonksiyonu ile çözüme ne kadar yaklaşıldığı kontrol edilir.
- ... Her yinelemede uygun parçacıklar, sonlandırana kadar uygunluklarına dayalı olarak PSO algoritmasında değerlendirilir. Bu döngü istenilen şartlara ulaşıncaya kadar tekrarlanır.
- ... İterasyon tamamlandığı anda çalışma tamamlanır.

Denklem (5.1)’de parçacık sürü optimizasyondaki parçacıkların değişim hızları genel olarak görülmektedir [90].

$$v_{i+1} = v_i + c_1 \cdot rand_1 \cdot (p_{best} - x) + c_2 \cdot rand_2 \cdot (g_{best} - x) \quad (5.1)$$

Denklem (5.1)’deki verilene göre;

v : Parçacık değişim hızı

- x : Parçacık miktarı
- C_1, C_2 : Sabit değerler
- p_{best} : Parçacığın çözüme en çok yaklaştığı durum
- g_{best} : Tüm parçacıklar arasında çözüme en çok yaklaşılacak durum
- $rand_1, rand_2$: Rastgele üretilen değerler
- i : İterasyon sayısı

Sürüdeki her parçacığın konumu ve hızı, Denklem (5.2)-(5.3) ile hesaplanır [68], [90].

$$v_i^{k+1} = K \cdot \left[v_i^k \cdot \omega + \underbrace{C_1 \cdot R_1 \cdot \{p_{best}(i) - x_i^k\}}_{\text{Öğrenme Parametresi}} + \underbrace{C_2 \cdot R_2 \cdot \{g_{best} - x_i^k\}}_{\text{Sosyal Bileşen}} \right] \quad (5.2)$$

$$x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1} \quad (5.3)$$

Buna göre n parçacıklı d boyutlu için konum, hız, g_{best} ve p_{best} formülleri Denklem (5.4)–(5.7)'de verilmiştir [92].

$$x_i = [x_{i1}, x_{i2}, x_{i3}, \dots, x_{id}] \quad (5.4)$$

$$v_i = [v_{i1}, v_{i2}, v_{i3}, \dots, v_{id}] \quad (5.5)$$

$$p_{best}(i) = [x_{i1p_{best}}, x_{i2p_{best}}, x_{i3p_{best}}, \dots, x_{idp_{best}}] \quad (5.6)$$

$$g_{best} = [x_{i1G_{best}}, x_{i2G_{best}}, x_{i3G_{best}}, \dots, x_{idG_{best}}] \quad (5.7)$$

C_1, C_2 ve ω parametreleri, Denklem (5.8)-(5.12)'deki gibi hesaplanır [90].

$$\varphi = \frac{2K}{2 - \varnothing - \sqrt{\varnothing^2 - 4\varnothing}} \quad (5.8)$$

$$\varnothing = \varnothing_1 + \varnothing_2 \geq 4 \quad (5.9)$$

$$C_1 = \varphi \cdot \varnothing_1 \quad (5.10)$$

$$C_2 = \varphi \cdot \varnothing_2 \quad (5.11)$$

$$\omega = \varphi \quad (5.12)$$

Denklem (5.2)-(5.12)'deki verilene göre;

K : Kısıtlama faktörü

C_1, C_2 : Kişisel ve küresel ivme faktörleri (negatif olmayan)

R_1, R_2 : Birbirinden farklı iki sayı $[0, 1]$ aralığında

ω : Eylemsizlik ağırlığı (katsayısı)

$p_{best}(i)$: i parçacığının bireysel en iyi konumu

g_{best} : Küresel en iyi konum değeri

k : n iterasyonlu için iterasyon yineleme sayısı ($0 < k < 1$)

v_i^k : Parçacığı belirtilen hızla bir konuma doğru hareket etmeye iten hız

ϕ : Daralma katsayısı

ϕ_1, ϕ_2 : Katsayılar (genel olarak 2,05)

Çizelge 5.1'de çalışmada kullanılan PSO parametreleri görülmektedir.

Çizelge 5.1. PSO Parametreleri.

Objektif fonksiyonu	Parçacık sayısı (x)	Maksimum iterasyon sayısı (i_{max})	C_1	C_2	ω	$v(0)$
Minimum güç kaybı ($\min P_{loss}$)	100	1000	2	2	0,5	1

PSO algoritmasının avantaj ve dezavantajları şunlardır [91]:

- ... g_{best} olan parçacığın değişim hızı 0 bulunabilir. Çözüme en yakın olan parçacık belki de kolayca çözüme ulaşabilecekken adeta diğer parçacıkların onu yakalayıp geçmesini beklemektedir.
- ... Parçacıklar en iyiyi takip etme eğiliminde olduğundan dolayı bir süre sonra tüm parçacıkları bir yerde kümelenmiş halde çözümü arıyor olarak bulabilir. Bu durum çözümün arandığı uzayın detaylı taranması adına olumsuz bir durum oluşturur.
- ... Kümelenme gerçekten çözümün bulunduğu yerde ise çözüme de daha çabuk ulaşılacağından önemli bir avantaj sağlar.
- ... Sistemde kullanılacak iterasyon sayısı uygun olarak seçilmesi gerekir.

Dağıtılmış üretimde (DÜ) temel amaç, üretilen enerji kaynaklarını aktif güç kayıpları en aza indirecek şekilde optimal olarak ilgili bölgelere dağıtmaktır. Bu DÜ’de her bir ünitenin optimal olmayacak şekilde dağıtılması, sistem performansının iyileştirilmesi için olumlu sonuçlar vermese de kayıpları kabul edilebilir bir değere kadar indirger. Dağıtılmış üretimin sistem performansı üzerindeki etkisi, sistem çalışma koşullarına ve dağıtılmış üretimin türüne bağlı olduğundan, en iyi performansı elde etmek için planlama ve işletimde bazı çözümlerin kullanılması gerekmektedir. Bu çalışmada her bir adanın kendi içerisinde mevcut YEK’leri optimal olmayacak şekilde dağıtılmıştır. Artan yüksek PR değerleri de ele alındığında üretilen toplam YEK’lerin her birinin adalara en az kayıpla ve mevsimsel yük durumları dikkate alınarak optimal şekilde dağıtılması oldukça önemlidir. Bu nedenle Denklem (5.13)’te sistemin temel objektif fonksiyonu, Denklem (5.14)’te güç talep eşitlikleri ve Denklem (5.15)’te ise talep güç kısıtlamaları görülmektedir [93].

$$f = \min \left(\sum_{i=1}^n P_i^{loss} \right), n = 3 \quad (5.13)$$

$$\sum_{i=1}^n P_i^{gen} = \sum_{i=1}^n P_i^{load} + P_i^{loss} \quad (5.14)$$

$$P_{i,min}^{gen} \leq P_i^{gen} \leq P_{i,max}^{gen} \quad (5.15)$$

Denklem (5.13)-(5.15)’teki verilere göre;

f : Temel objektif fonksiyon (sistemin toplam kaybının minimum olduğu)

P_i^{loss} : Gerçek güç kaybı (her bir ada için) (kW)

P_i^{gen} : Her bir ada için üretilen aktif güç değeri (kW)

P_i^{load} : Her bir ada için talep edilen güç miktarı (kW)

$P_{i,min}^{gen}, P_{i,max}^{gen}$: Her bir ada için üretilen aktif güç değerlerinin minimum ve maksimum limitleri (kW)

%35 PR’da toplamda 8.200 kW YEK gücü bulunmaktadır. %500 PR’da 116.075 kW YEK olması neticesinde HGS için $\sum_{i=1}^3 P_i^{gen} \leq 116075$ kW denklemi dikkate alınır.

5.2. PANDA POWER GÜÇ AKIŞ ÇÖZÜMLEYİCİSİ

Güç sistemlerinin analizi ve optimizasyon işlemlerinde kullanılan ve kullanımı kolay ağ hesaplama kütüphanesidir. PYPOWER araç kutusu üzerine inşa edilmiştir. Pandapower, ticari ve açık kaynaklı güç sistemleri analiz araçları arasındaki boşluğu kapatmak amacıyla geliştirilmiştir. Esnek ve kolaylıkla özelleştirilebilir bir yapısı vardır. Üç fazlı güç sistemlerinin statik analizini yapar. Ayrıca; simetrik çalışan iletim ve alt iletim sistemlerinin analizlerine izin verir. Üç fazlı güç akışında asimetrik yüklerin ve generatörlerin dikkate alınmasını sağlar. Simetrik olmayan dağıtım şebekeleri, Pandapower ile analiz edilememektedir. Açık kaynak kod tabanına sahiptir; serbestçe değiştirilebilir ve özelleştirilebilir. Hatların, trafoların vb. elektrik modellerin parametreleri kolaylıkla ayarlanabilir. Tüm eşdeğer devre modelleri, ticari yazılım araçlarına karşı kapsamlı bir şekilde doğrulanmıştır ve bu nedenle, elektrik güç sistemlerinin endüstri düzeyinde modellenmesine izin verir. Pandapower güç akışı çözücüsü, Newton-Raphson yöntemini temel almaktadır. Ancak farklı algoritmalar (Iwamoto-NR, Gauss-Seidal vb.) kullanılabilir. Çizelge 5.2’de açık kaynaklı elektrikli model çözücülerin karşılaştırılması görülmektedir [94].

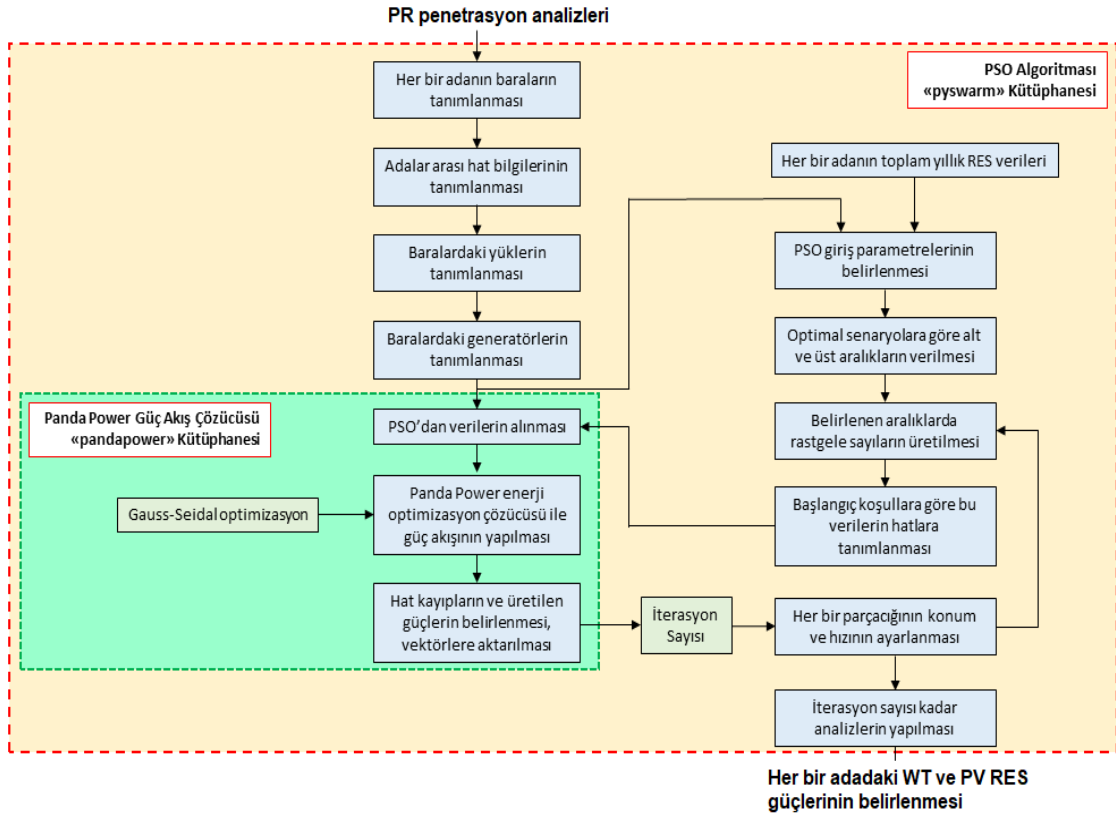
Çizelge 5.2. Açık Kaynaklı Elektrikli Model Çözücülerin Karşılaştırılması.

Bileşenler / Yazılım Çözücüler	MATPOWER	PyPower	PSAT	OpenDSS	PyPSA	GridCal	GridLAB-D	Panda Power
AC Yükler			o	o		o	o	✓
AC Hatlar	o	o	o	o	o	o	o	✓
Transformatör (2 sargılı, Π)	o	o	o	o	o	o	o	✓
Transformatör (2 sargılı, T)				o	o		o	✓
Transformatör (3 sargılı)			o	o			o	✓
DC Hatlar	o		o	o	o		o	✓
Anahtarlama Elemanları (İdeal)								✓
Gerilim Kontrollü Generatörler	o	o	o	o	o	o	o	✓
Statik Yükler ve Generatörler	o	o	o	o	o	o	o	✓
Bobinler	o	o	o	o	o	o	o	✓
Asimetrik Empedanslar								✓
Bölgesel Eşdeğerler								✓
Depolama Üniteleri				o	o		o	-

5.3. ADALARIN YES POTANSİYELLERİNİN TAHMİN EDİLMESİ

Adaların her birinin belirli bir yük profilleri bulunmaktadır. Ancak her bir adada %35 PR'da kurulu YEK santralleri bulunmaktadır. Bu santrallerin güç değerleri ile yük değerlerinin ilişkisinde tutarsızlık bulunmaktadır. Ayrıca farklı PR durumlarında güç değişkenliklerinin olması da yük üzerinden tahmin durumlarını zorlaştırmaktadır. Bu nedenle %300 PR'lı YES'leri kullanarak pandapower güç akış çözümleyici yöntemi ile güç akış analizleri yapılarak, bu analizlerin veri tahminleri ise PSO algoritmasından karşılanmıştır. Buna göre PSO algoritmasında belirlenen kısıtlar doğrultusunda ve parametreler altında tahminler yapılır ve bu veriler pandapower ile güç akış analizleri gerçekleştirilir. Elde edilen her bir veri PSO'da işlenmektedir. Belirlenen iterasyon aralığında en az kayıp durumunu gösteren senaryo, en optimal senaryo olarak seçilir.

Her bir analiz %300 PR senaryosu için gerçekleştirilmiştir. Pandapower güç akış çözümleyicisi olan "pandapower" kütüphanesi ile PSO algoritmasını içerisinde barındıran "pyswarm" kütüphanesi birlikte kullanılarak önerilen metod optimize edilmiştir. Giriş parametrelerinde her adadaki mevcut yıllık YES verileri kullanılmıştır.



Şekil 5.2. PSO algoritması ve pandapower güç çözümleyicisinin akış şeması.

Her iki yazılımın kodları ise EK 1 ve EK 2’de ve PSO-pandapower optimizasyonun akış şeması ise Şekil 5.2’de verilmiştir. Verilenlere göre;

- ... Her bir adanın YES gücünün alt ve üst sınır değerlerinin oluşturulması, fonksiyon altında (**fonk2(x)**) tanımlanması ve PSO tarafından örnek değerlerin atanması,
- ... “**a=python_pandapower.fonk1(x0,x1,x2)**” komutu altında rastgele üretilen her bir adanın YES (MW) güçlerinin **pandapower** tarafından analiz edilmesi,
 - ✓ “**def fonk1(x0,x1,x2):**” fonksiyona PSO’dan gelen verilerin işlenmesi,
 - ✓ Baralarda gerilim dalgalanma oranlarının (0,95-1,05 aralığında) belirlenmesi,
 - ✓ Her bir adaya baraların ve baralar arası hatların tanımlanması,
 - ✓ Her bir adadaki baralara yüklerin tanımlanması,
 - ✓ Her bir adadaki baralara YES generatörlerin tanımlanması,
 - ✓ Toplam YES gücünü sınırlandırmak adına “**con(x)**” kısıt fonksiyonun oluşturulması,
 - ✓ Gauss-Seidal yöntemi ile güç akışının yapılması,
 - ✓ Toplam YES üretimin belirlenmesi,
 - ✓ Toplam hat kayıplarının her bir iterasyon için belirlenmesi ve “**line_power**” dizisine aktarılması,
- ... “**xopt, fopt = pso(fonk2, lb, ub,maxiter=1000,f_ieqcons=con)**” PSO algoritması ile uygunluk fonksiyonun oluşturulması: **xopt**, optimal girdi değeri; **fopt**, optimal amaç değeri; **fonk2**, her bir ada için alt-üst bandı arasında oluşturulan YES’lerin tanımlandığı fonksiyon; **lb ve ub**, her bir ada için alt ve üst sınır kısıtlamaları; **maxiter=1000**, 1000 iterasyonlu bir analiz olduğu; **f_ieqcons=con**, iterasyon altında başarılı bulunan değerlerin oluşturulan kısıtlara uyumluluğunun denetlenmesi.

PSO yöntemi ile enerji kayıplarını minimize edecek şekilde adalardaki YES güçlerinin dağılımlarının tahmin oranları Çizelge 5.3’te verilmiştir. Bu oranlar, 1000 iterasyonlu durum arasından en uygun durumlu ve en az kayıplı oluşan senaryodaki güç değerlerinin % olarak dağılımları dikkate alınarak hesaplanmıştır.

Çizelge 5.3. Adaların YES Dağılımlarının Tahmin Edilmesi.

Özellikler	Mevcut Yük Tahmini ile YES Dağılımları			PSO Algoritması-Pandapower Güç Akış Çözümleyicisi ile YES Dağılımları		
	Marmara Adası	Avşa Adası	Paşalimanı Adası	Marmara Adası	Avşa Adası	Paşalimanı Adası
YES oranları	70%	26%	4%	83%	17%	0%
YES güçleri	5.740 kW	2.132 kW	328 kW	6.806 kW	1.394 kW	0 kW
Kayıplar	275.081 kWh/yıl			211.600 kWh/yıl		

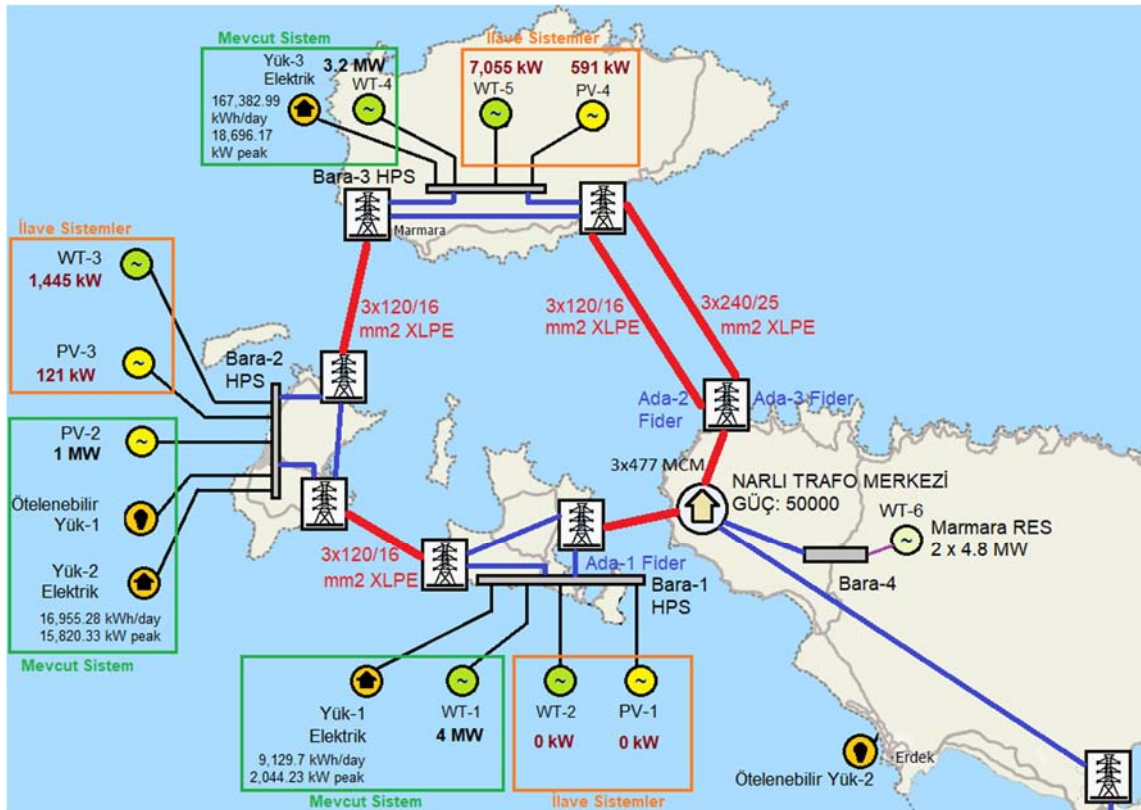
Görüldüğü üzere mevcut yük verileri ile YES dağılıma nazaran daha optimal YES dağılım oranlarını enerji kayıplarını dikkate alarak gerçekleştirmiştir. Paşalimanı Adası'nda oranın 0% olmasının temel nedeni, mevcut kurulu RT santralinin adadaki yük profilinden oldukça büyük olmasıdır ve bu nedenle adaya santral kuruluma gerek duyulmamıştır.

PSO algoritması – pandapower güç akış çözümleyicisi yöntemi ile her bir adaya hangi güç oranlarında YES'lerin dağıtılması için tahmin oranları belirlenmiştir. Bu tahmin değerleri ile normal yük değerlerine göre kurulması durumları dikkate alınarak sonuçlar değerlendirilmiştir. Mevcut yük durumunun sistem modellemesine çok katkı sağlamadığı ve kurulu YES'leri göz ardı ettiği düşünülürse kayıpları minimize eden bir PSO algoritması – Pandapower güç akış çözümleyici metodu ile boyutlandırma tahmini yapılması oldukça önemlidir. Paşalimanı adasında YES kurulu gücünün fazla olması ve Marmara Adası'nda yük değerinin fazla olması neticesinde daha fazla YES değerine gereksinim duyması, bu oranların istenilen değere yakın bir durum oluşturmaktadır.

Çizelge 5.3'te PSO algoritması-pandapower güç akış çözümleyici yöntemi ile her bir ada için tahmin edilen YES oranlarını kullanarak satışsız %75 PR senaryosu altındaki her bir adada yer alan tüm YES'lerin dağılımlarını gösteren grafik ve çizelge gösterimleri Şekil 5.3 ve Çizelge 5.4'te verilmiştir. Çizelgede bu tahminler dışında yük verileri üzerinden de YES dağılımları gösterilmiştir. RT-1, RT-4 ve PV-2'ler mevcut %35 PR senaryosunda kurulu olarak tanımlanmış olup geri kalan RT ve PV'ler ise %75 PR senaryosu altında değerlendirilmiş ve toplam YES değeri, belirlenen oranlar ışığında adalara PV ve RT güç olarak yansıtılmıştır.

Çizelge 5.4. Adaların YES Güçleri Dağılımları (Satışsız %75 PR).

YES	Yük Verileri ile Tahmin			PSO A. + Pandapower G.A.Ç.		
	Marmara	Avşa	Paşalimanı	Marmara	Avşa	Paşalimanı
PV-1			28 kW			0 kW
PV-2		1.000 kW			1.000 kW	
PV-3		0 kW			121 kW	
PV-4	684 kW			591 kW		
RT-1			5x800 kW			5x800 kW
RT-2			300 kW			0 kW
RT-3		2.200 kW			1.445 kW	
RT-4	4x800 kW			4x800 kW		
RT-5	6.000 kW			7.055 kW		

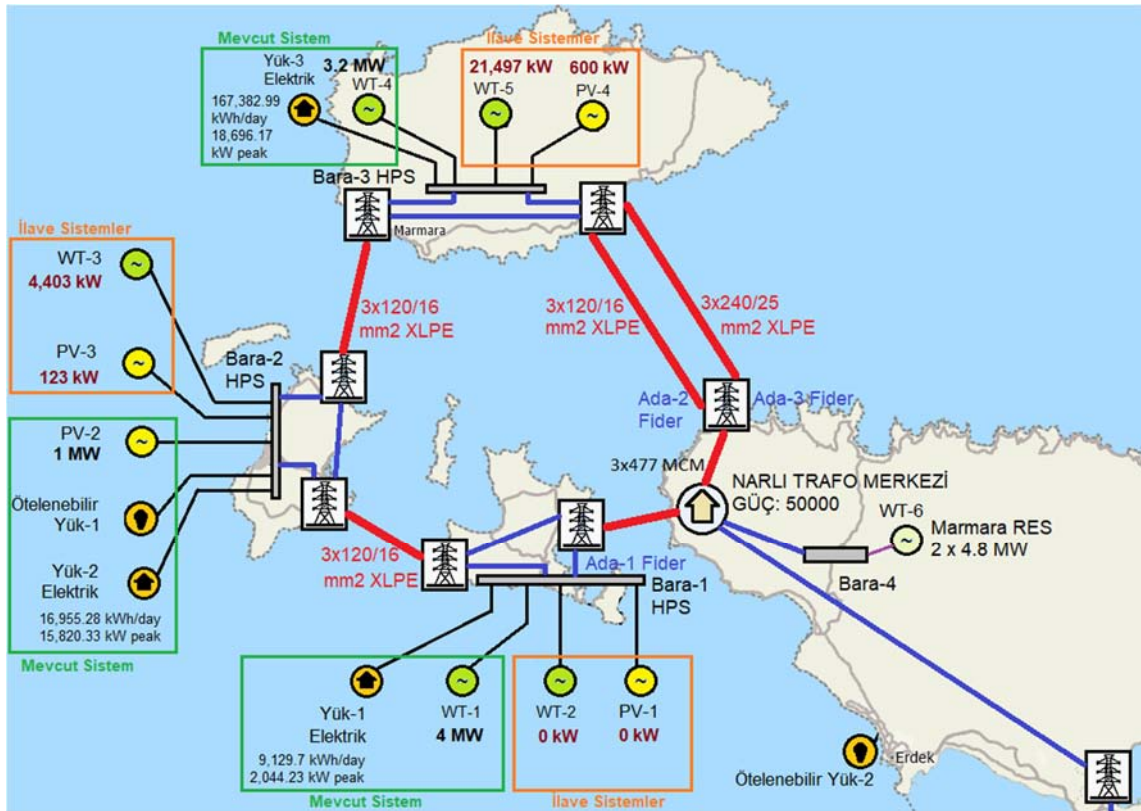


Şekil 5.3. Satışsız %75PR için adaların YES güçlerinin dağıtılması.

Çizelge 5.3’de PSO algoritması-pandapower güç akış çözümleyici yöntemi ile her bir ada için tahmin edilen YES oranlarını kullanarak %20 satış kısıtlı %150 PR senaryosu altındaki her bir adada yer alan tüm YES’lerin dağılımlarını gösteren grafik ve çizelge gösterimleri Şekil 5.4 ve Çizelge 5.5’te verilmiştir. Çizelgede bu tahminler dışında yük verileri üzerinden de YES dağılımları gösterilmiştir. RT-1, RT-4 ve PV-2’ler mevcut %35 PR senaryosunda kurulu olarak tanımlanmış olup geri kalan RT ve PV’ler ise %150 PR senaryosu altında değerlendirilmiş ve toplam YES değeri, belirlenen oranlar ışığında adalara PV ve RT güç olarak yansıtılmıştır.

Çizelge 5.5. Adaların YES Güçleri Dağılımları (%20 Kısıtlı %150 PR).

YES	Yük Verileri ile Tahmin			PSO A. + Pandapower G.A.		
	Marmara	Avşa	Paşalimanı	Marmara	Avşa	Paşalimanı
PV-1			29 kW			0 kW
PV-2		1.000 kW			1.000 kW	
PV-3		0 kW			123 kW	
PV-4	694 kW			600 kW		
RT-1			5x800 kW			5x800 kW
RT-2			900 kW			0 kW
RT-3		6,600 kW			4,403 kW	
RT-4	4x800 kW			4x800 kW		
RT-5	18.400 kW			21.497 kW		

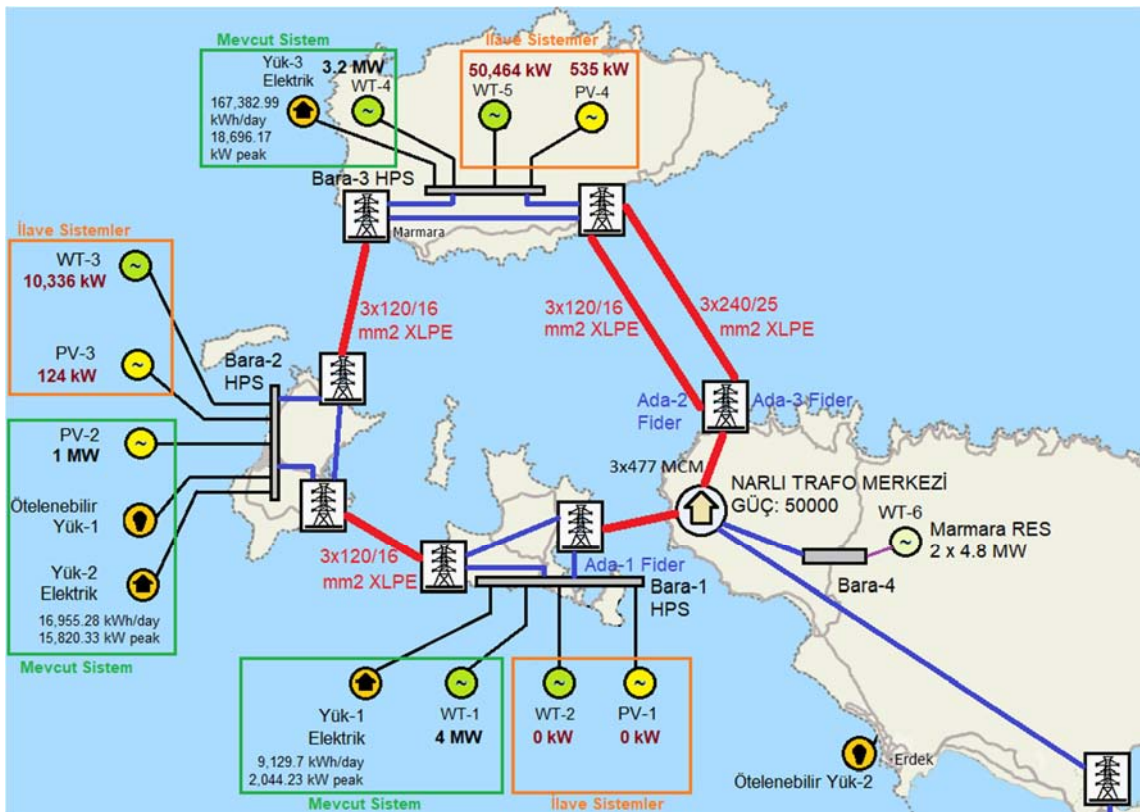


Şekil 5.4. %20 kısıtlı %150 PR için adaların YES güçlerinin dağılımı.

Çizelge 5.3'te PSO algoritması-pandapower güç akış çözümleyici yöntemi ile her bir ada için tahmin edilen YES oranlarını kullanarak %40 satış kısıtlı %200 PR senaryosu altındaki her bir adada yer alan tüm YES'lerin dağılımlarını gösteren grafik ve çizelge gösterimleri Şekil 5.5 ve Çizelge 5.6'te verilmiştir. Çizelgede bu tahminler dışında yük verileri üzerinden de YES dağılımları gösterilmiştir. RT-1, RT-4 ve PV-2'ler mevcut %35 PR senaryosunda kurulu olarak tanımlanmış olup geri kalan RT ve PV'ler ise %200 PR senaryosu altında değerlendirilmiş ve toplam YES değeri, belirlenen oranlar ışığında adalara PV ve RT güç olarak yansıtılmıştır.

Çizelge 5.6. Adaların YES Güçleri Dağılımları (%40 Kısıtlı %200 PR).

YES	Yük Verileri ile Tahmin			PSO A. + Pandapower G.A.		
	Marmara	Avşa	Paşalimanı	Marmara	Avşa	Paşalimanı
PV-1			29 kW			0 kW
PV-2		1.000 kW			1.000 kW	
PV-3		0 kW			124 kW	
PV-4	701 kW			606 kW		
RT-1			5x800 kW			5x800 kW
RT-2			1.400 kW			0 kW
RT-3		9.600 kW			6.375 kW	
RT-4	4x800 kW			4x800 kW		
RT-5	26.500 kW			31.125 kW		

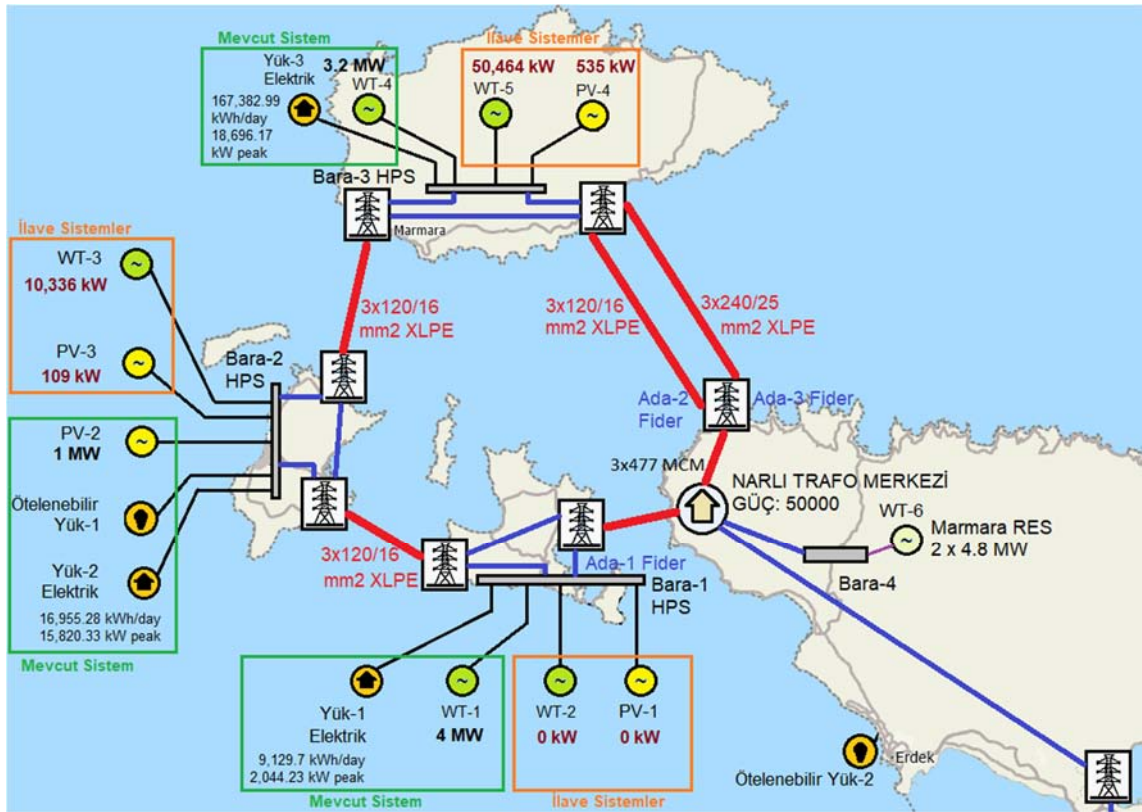


Şekil 5.5. %40 kısıtlı %200 PR için adaların YES güçlerinin dağılımı.

Çizelge 5.3'te PSO algoritması-pandapower güç akış çözümleyici yöntemi ile her bir ada için tahmin edilen YES oranlarını kullanarak satış kısıtsız %300 PR senaryosu altındaki her bir adada yer alan tüm YES'lerin dağılımlarını gösteren grafik ve çizelge gösterimleri Şekil 0.1 ve Çizelge 5.7'de verilmiştir. Çizelgede bu tahminler dışında yük verileri üzerinden de YES dağılımları gösterilmiştir. RT-1, RT-4 ve PV-2'ler mevcut %35 PR senaryosunda kurulu olarak tanımlanmış olup geri kalan RT ve PV'ler ise %300 PR senaryosu altında değerlendirilmiş ve toplam YES değeri, belirlenen oranlar ışığında adalara PV ve RT güç olarak yansıtılmıştır.

Çizelge 5.7. Adaların YES Güçleri Dağılımları (Satış Kısıtsız %300 PR).

YES	Yük Verileri ile Tahmin			PSO A. + Pandapower G.A.		
	Marmara	Avşa	Paşalimanı	Marmara	Avşa	Paşalimanı
PV-1			26 kW			0 kW
PV-2		1.000 kW			1.000 kW	
PV-3		0 kW			109 kW	
PV-4	618 kW			535 kW		
RT-1			5x800 kW			5x800 kW
RT-2			2.200 kW			0 kW
RT-3		15.600 kW			10.336 kW	
RT-4	4x800 kW			4x800 kW		
RT-5	43.000 kW			50.464 kW		



Şekil 0.1. Satış kısıtsız %300 PR için adaların YES güçlerinin dağıtılması.

6. HİBRİT GÜÇ SİSTEMİNDE GUROBİ OPTİMİZASYON YÖNTEMİ İLE OPTİMAL ENERJİ DAĞILIM ANALİZLERİ

6.1. GUROBİ ÇÖZÜCÜSÜ

Gurobi çözücüsü, problemlerin temel özelliklerini matematiksel bir optimizasyon modelinde yakalayarak otomatik olarak en uygun çözümü üreten optimizasyon metodudur. Gurobi, karmaşık ve kısıtlı optimizasyon problemleri çözmek için birçok gelişmiş özellik sunmaktadır ve bu özelliklerin çoğuna “Model” nesnesi aracılığıyla erişilebilir. Hem doğrusal hem de ikinci dereceden sorunları çözebilmektedir.

Gurobi, kurucu ortaklar olan Zonghao **Gu**, Edward **Rothberg** ve Robert **Bixby**'nin soyadlarını taşımaktadır. Bu optimizasyon yöntemi, kamu kurum, akademik kurum ve finans kurumu başta olmak üzere çeşitli sektörde optimizasyon yöntemi olarak analizlerde kullanılmaktadır. Gurobi, ticari doğrusal programlama çözücüsü olup C dilinde tasarlanmıştır. Python başta olmak üzere MATLAB, C++, Java, R, .NET gibi birçok programlama dilinde API desteği ile optimizasyon analizlerde kullanılır.

Gurobi çözücüsü, aşağıda verilen problem türlerini çözebilmektedir:

- ... Doğrusal programlama (LP)
- ... Karmaşık tamsayı doğrusal programlama (MILP)
- ... İkinci dereceden programlama (QP)
- ... Karmaşık tamsayı ikinci dereceden programlama (MIQP)
- ... Kuadratik kısıtlı programlama (QCP)
- ... Karmaşık tamsayı ikinci dereceden kısıtlı programlama (MIQCP)

Gurobi çözücüsünün kullanıcıya katkıları şöyle sıralanabilir:

- ... Çeşitli programlama dilleri ile uyumludur.
- ... Optimal çözümleri, farklı çözücülere göre daha hızlı olarak bulmaktadır. Model boyutu ve zorluk durumu da genişledikçe performans farkı da artmaktadır.
- ... LP, QP ve MIP algoritmaları içerisinde barındırır.

... Üstün performans, kısa sürede daha iyi model oluşturma ve çözme gibi durumlar sağlar.

... Üst düzey modelleme yapılarına sahiptir.

Çizelge 6.1’de programlama çözücülerin kapsam alanları görülmektedir. Yapılan analiz çalışmalarında elde edilen sonuçlar incelendiğinde CPLEX ile GUROBI’nin GLPK, CLP ve LPSOLVE çözücülere göre daha kısa sürede ve daha küçük standart sapma ile sonuçlar verdiği görülmüştür. Bu nedenle adalardaki YES ve şebeke enerjileri optimal şekilde kullanmak ve uygun şekilde adalara enerjileri dağıtmak amacıyla GUROBI optimizasyon çözücüsü tercih edilmiştir [95], [96].

Çizelge 6.1. Doğrusal Programlama Çözücülerini ve Kullandığı Diller.

Kapsamı	Optimizasyon Yöntemi	Yazılım Dili	Erişim
Doğrusal Optimizasyon Problemleri için Ticari ve Ücretsiz ve Açık Kaynak Çözücüler	GUROBI	C	Var
	CPLEX	Kendi	Var
	CLP (Coin-Or Linear Programming)	C++	Var
	LP_Solve	C	Var
	GLPK (GNU Linear Programming Kit)	C	Var
Açık Kaynak Doğrusal Programlama Çözücüler	GLPK (GNU Linear Programming Kit)	C	Var
	CLP (Coin-Or Linear Programming)	C++	Var
	LP_Solve	C	Var
	MINOS	Fortran	Yok
Performans Profilli Doğrusal Programlama Çözücüler	MINOS	AMPL	Yok
	LANCELOT	AMPL	Var
	SNOPT	AMPL	Var
	LOQO	AMPL	Var

6.2. GUROBI ÇÖZÜCÜSÜ İLE ADALARIN YILLIK OPTİMİZASYON ANALİZ SONUÇLARI

Gurobi çözücüsü kullanılarak PSO algoritması-pandapower güç akış çözümleyicisi ile elde edilen YEK oranları ile oluşturulan optimal senaryolar üzerinde 1 yıllık optimizasyon analizler değerlendirilmiştir. Çizelge 6.2’de her bir senaryonun 1 yıllık toplam YES üretimleri, şebekeden enerji alış ve şebekeye enerji satış durumları ile birim enerji maliyetleri (temel maliyetler dışında) görülmektedir.

Çizelge 6.2. %PR Senaryolarda Gurobi Çözücüsü ile HGS Optimizasyon Sonuçları.

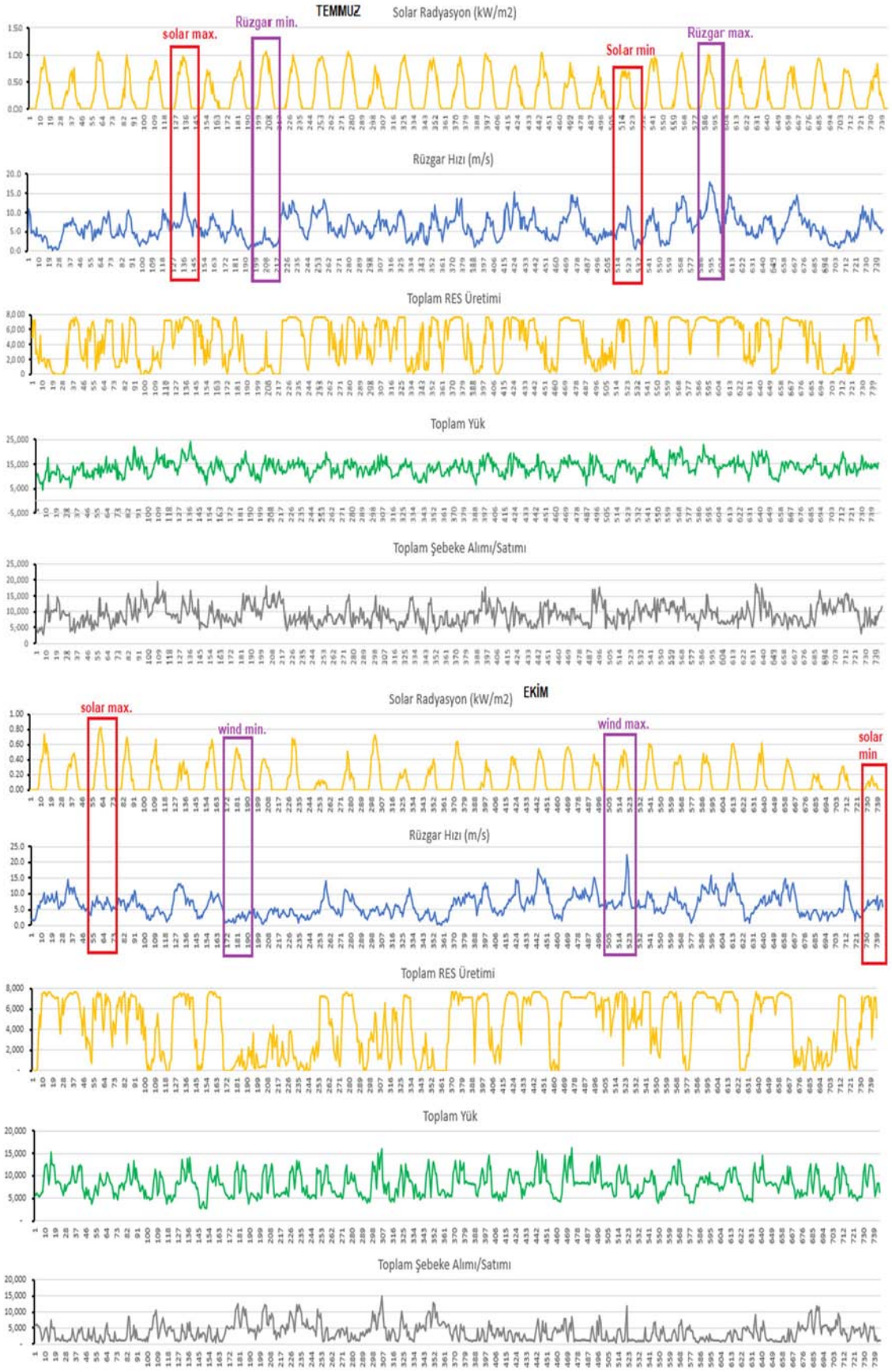
PR%	Kriterler	GUROBI Çözücüsü			
		Marmara A.	Avşa A.	Paşalimanı A.	TOPLAM
%35 PR	YES Üretimi (kWh/yıl)	16.290.391	1.261.893	20.362.989	37.915.273
%75 PR		27.322.109	2.259.509	20.362.989	49.944.607
%150 PR		44.473.640	7.612.568	20.362.989	72.449.197
%200 PR		56.921.230	10.167.529	20.362.989	87.451.748
%300 PR		86.042.367	15.211.147	20.362.989	121.616.502
%35 PR	Grid (kWh/yıl)	49.292.137	22.463.112	-17.030.623	54.724.627
%75 PR		38.260.418	21.465.497	-17.030.623	42.695.293
%150 PR		21.108.887	16.112.438	-17.030.623	20.190.703
%200 PR		8.661.297	13.557.477	-17.030.623	5.188.152
%300 PR		-20.459.840	8.513.859	-17.030.623	-28.976.603
%35 PR	COE (\$/kWh)	0,0717	0,1406	0,3965	0,1116
%75 PR		0,0631	0,1385	0,3965	0,1042
%150 PR		0,0498	0,1269	0,3965	0,0901
%200 PR		0,0401	0,1215	0,3965	0,0807
%300 PR		0,0175	0,1106	0,3965	0,0593

6.3. GUROBI ÇÖZÜCÜSÜ İLE ADALARIN GÜNLÜK OPTİMİZASYON ANALİZ SONUÇLARI

Gurobi çözücüsü ile yıllık analizleri yapılan her bir adanın ve tüm ada grubunun saatlik optimal enerji kullanımları ve birim enerji maliyet değişimleri, dört farklı mevsim dilimi içerisinde bulunan YEK potansiyeli en verimli dört farklı gün içerisinde ele alınacaktır. Bu aylar; Ocak, Nisan, Temmuz ve Ekim aylarıdır. Şekil 6.1–Şekil 6.2’de dört farklı ay içerisindeki solar radyasyon ve rüzgâr verilerine göre en verimli günlerin belirlenmesi işlemi görülmektedir (Çizelge 6.3). Grafikler, %200 PR ve %40 şebeke kısıtlı durum üzerinden oluşturulmuştur.

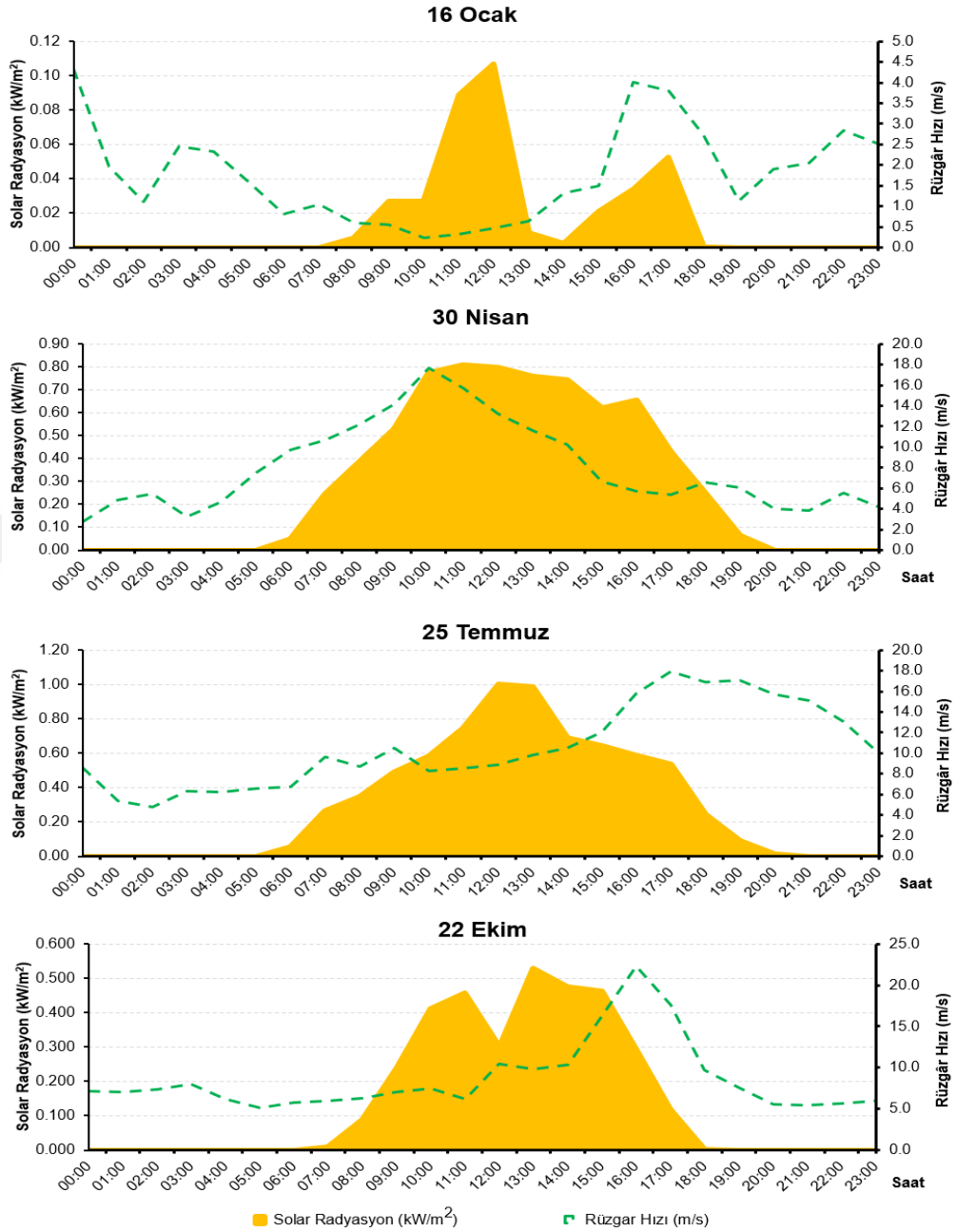
Çizelge 6.3. Dört Aydaki Dört Farklı Örnek Günlerinin Belirlenmesi.

Mevsim	Aylar	Örnek Gün	Solar (kWh/m ²)	Rüzgâr (m/s)
Kış	Ocak	16 Ocak	0,5105	21,044
İlkbahar	Nisan	30 Nisan	0,7580	15,703
Yaz	Temmuz	25 Temmuz	0,9842	16,864
Sonbahar	Ekim	22 Ekim	0,4635	10,182



Şekil 6.2. Temmuz ve Ekim ayları için en verimli YES için örnek günlerin belirlenmesi.

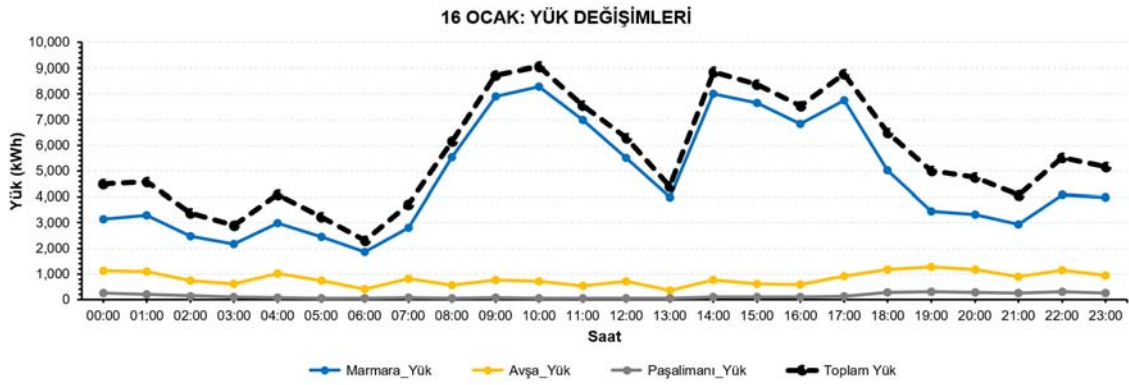
6.3.1. Dört Farklı Gündeki Meteorolojik Değişimler



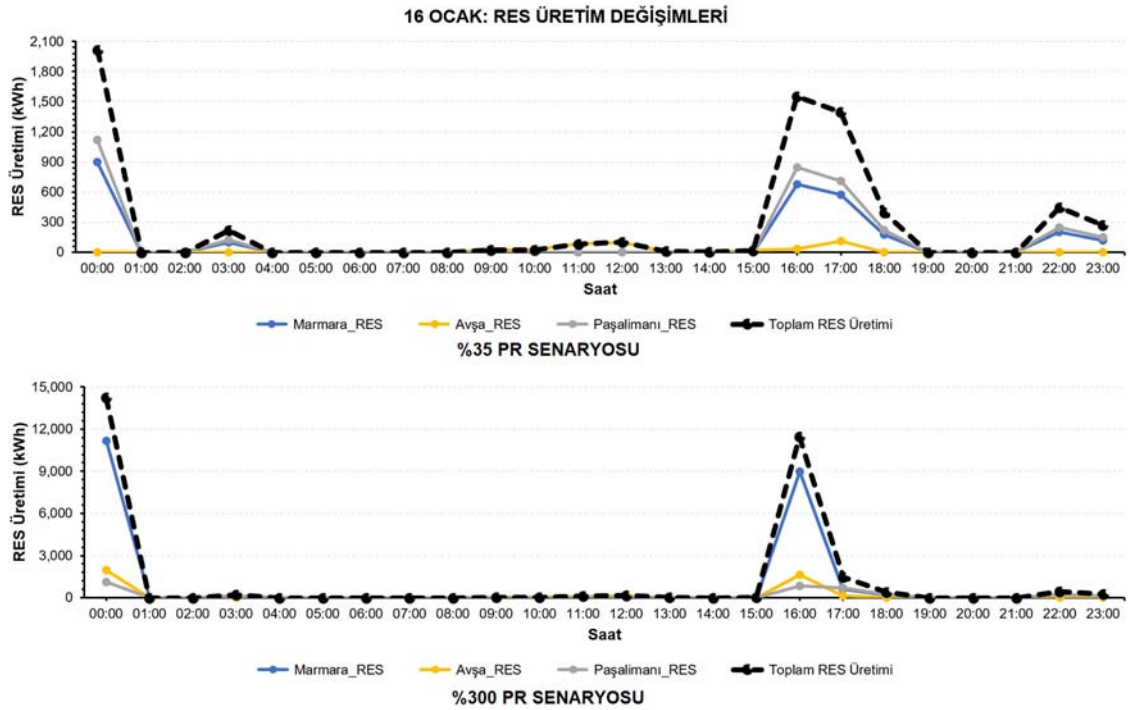
Şekil 6.3. Adaların dört farklı gündeki meteorolojik verileri.

Belirlenen dört farklı ay içerisinde belirlenen dört farklı günün solar radyasyon ve rüzgâr hızının saatlik verileri Şekil 6.3'te verilmiştir. Rüzgârın en etkili olduğu zaman dilimi Ekim ayında (özellikle 14:00-18:00 saatleri arasında) görülürken en etkisiz olduğu zaman dilimi ise Ocak ayında yaşanmıştır. Solar radyasyon değerinin en etkili olduğu zaman dilimi Nisan-Temmuz aylarında (özellikle 08:00-18:00 saatleri arasında) iken en etkisiz olduğu zaman dilimi ise Ocak ayında (belli aralıklarda bulutlanma yaşanmış) görülmektedir.

6.3.2. 16 Ocak Günü Analiz Sonuçları

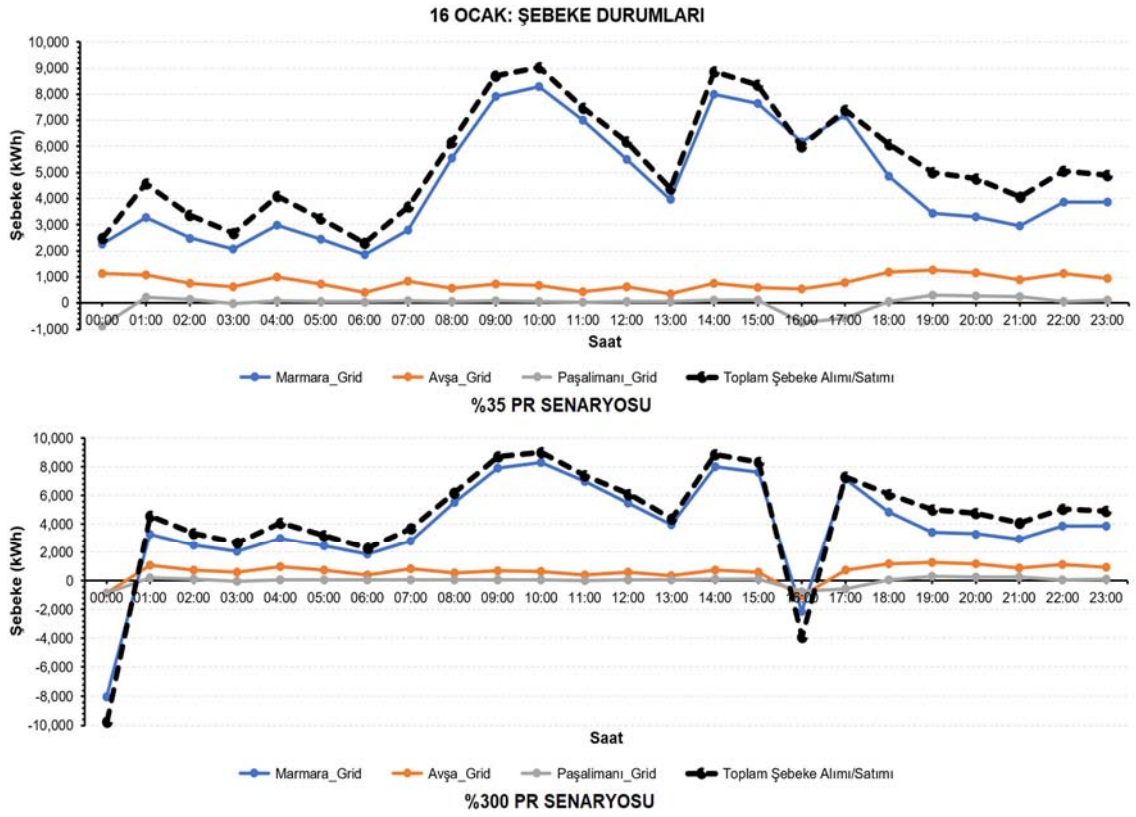


Şekil 6.4. Her bir adanın 16 Ocak tarihindeki enerji tüketimleri.

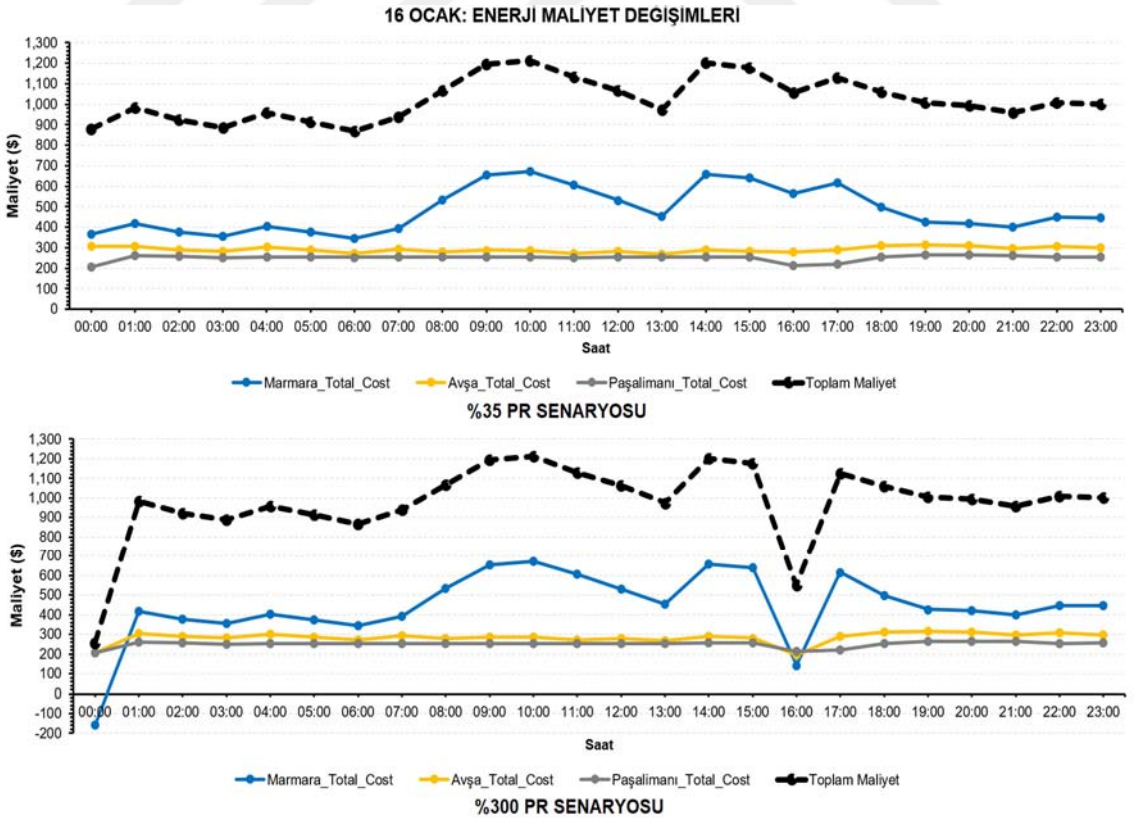


Şekil 6.5. Her bir adanın 16 Ocak tarihindeki YES'lerin enerji üretimleri.

Şekil 6.4'te 16 Ocak tarihinde saatlik her bir adanın enerji tüketimleri görülmektedir. Avşa ve Paşalimanı adalarında saat 19:00'de peak talebi en fazlayken Marmara adasında ise saat 10:00, 14:00 ve 17:00'de peak talepleri en fazladır. Şekil 6.5'te %35 ve %300 PR senaryoları için 16 Ocak tarihinde saatlik olarak her bir adanın YES'lerinin enerji üretimleri görülmektedir. PV santrallerinin güç durumları RT'lere göre oldukça düşük olduğundan enerji üretimleri, rüzgâr hızlarının etkili olduğu 02:00-04:00, 10:00-13:00, 15:00-19:00, 21:00 – 01:00 saatleri arasında meydana gelmektedir. Özellikle 15:00-19:00 ve 23:00-01:00 saatleri arasında oldukça yoğun bir üretim oluşmaktadır.



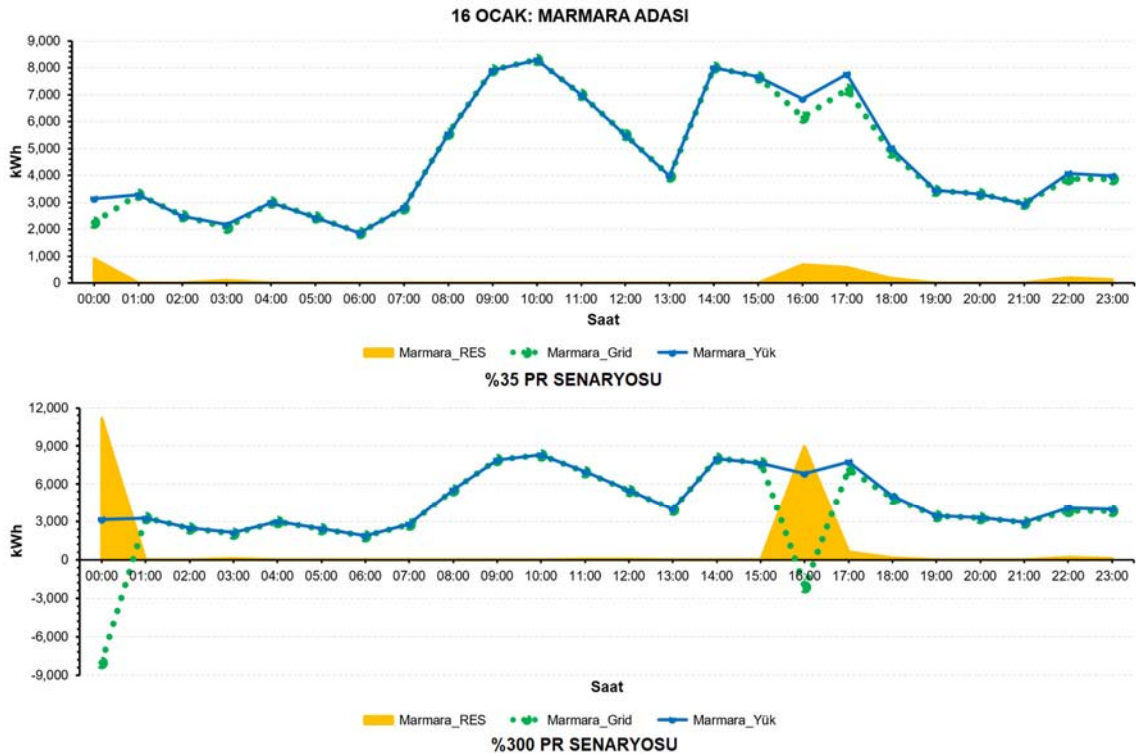
Şekil 6.6. Her bir adanın 16 Ocak tarihindeki şebeke kullanımları.



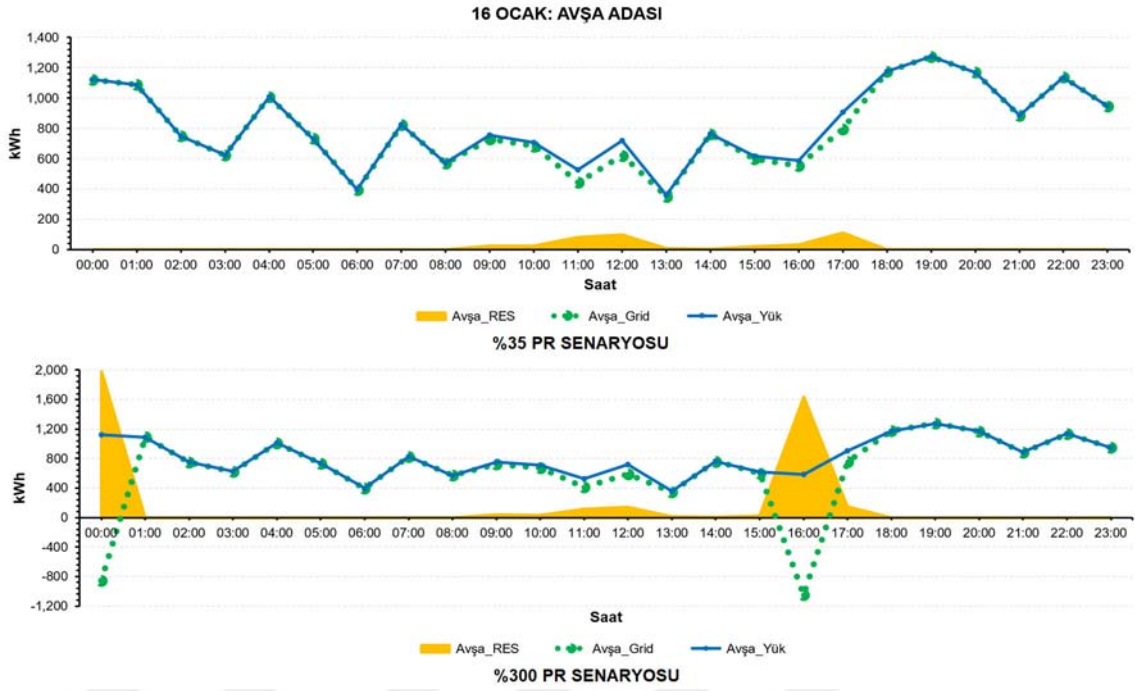
Şekil 6.7. Her bir adanın 16 Ocak tarihindeki enerji maliyet değişimleri.

Şekil 6.6’da %35 ve %300 PR senaryoları için 16 Ocak tarihinde saatlik olarak her bir adanın şebekeden elektrik alım ve şebekeye elektrik satım durumları görülmektedir. %35 PR’da Paşalimanı adası belirli saatler arasında şebekeye elektrik satımı gerçekleştirirken diğer adalarda şebekeden elektrik alımı gerçekleşmiştir. %300 PR’da 00:00-01:00 ve 15:00-18:00 saatleri arasında her bir ada şebekeye elektrik satımı gerçekleştirmiştir. Şekil 6.7’de ise %35 ve %300 PR senaryoları için 16 Ocak tarihinde saatlik olarak her bir adanın saatlik enerji maliyet değişimleri görülmektedir. Enerji talebinin peak yaptığı saatler dikkate alındığında 1.200 \$’a kadar saatlik enerji maliyeti oluştuğu görülmektedir. %300 PR’da 16:00’da YES’teki enerji üretimin artmasıyla birlikte saatlik enerji maliyetini 600 \$’a kadar azaltmıştır.

Şekil 6.8’te Marmara adasındaki %35 ve %300 PR senaryoları için 16 Ocak tarihindeki saatlik YES, şebeke ve yük durumları görülmektedir. PR’daki YES artışına bağlı olarak 00:00-01:00 ve 15:00-18:00 saatleri arasında fazla üretilen enerji şebekeye sırasıyla yaklaşık 9 MWh ve 3 MWh satılmış ve şebekeden elektrik alımı mevcut duruma göre sırasıyla 3 MWh ve 6 MWh’lik bir azalma gözlemlenmiştir. Yük ile şebekeden elektrik alımı birbirine paralel şekilde ilerlemiştir. PV gücünün düşük olmasından dolayı yeterince faydalanılamamıştır.

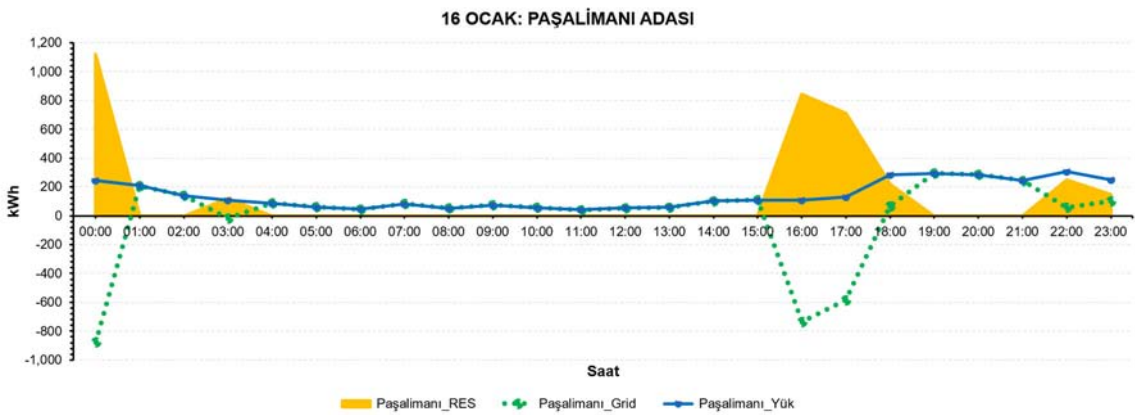


Şekil 6.8. Marmara Adası’nın 16 Ocak tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.



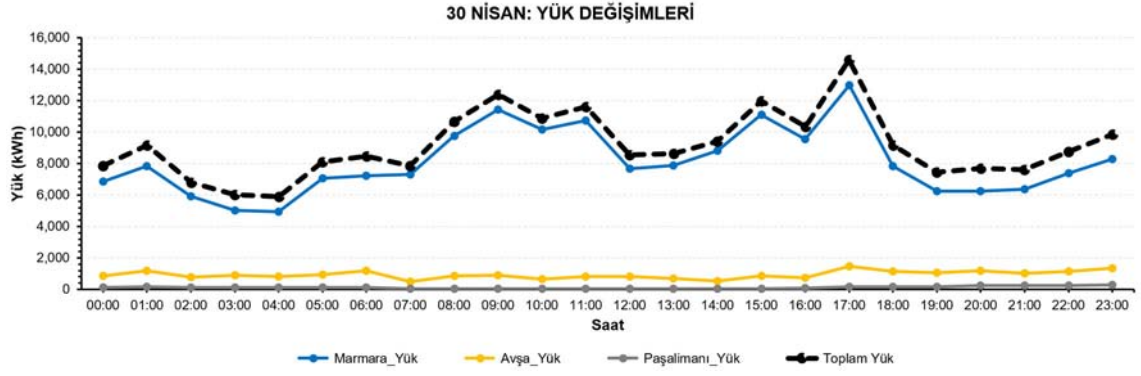
Şekil 6.9. Avşa Adası'nın 16 Ocak tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.

Şekil 6.9'da Avşa adasındaki %35 ve %300 PR senaryoları için 16 Ocak tarihindeki saatlik YES, şebeke ve yük durumları görülmektedir. PR'daki YES artışına bağlı olarak 00:00-01:00 ve 15:00-18:00 saatleri arasında fazla üretilen enerji şebekeye sırasıyla yaklaşık 900 kWh ve 1,1 MWh satılmış ve şebekeden elektrik alımı mevcut duruma göre sırasıyla 1,1 MWh ve 600 kWh'lik bir azalma gözlemlenmiştir. Yük ile şebekeden elektrik alımı birbirine paralel şekilde ilerlemiştir. Avşa adasındaki enerji ihtiyacı saat 19:00'da peak yapmıştır. Şekil 6.10'da Paşalimanı adasındaki %35 PR senaryosu için 16 Ocak tarihindeki saatlik YES, şebeke ve yük durumları görülmektedir. Avşa adası ile paralellik göstermektedir ve yükün 4 katı kadar şebekeye elektrik satışı yapmıştır.

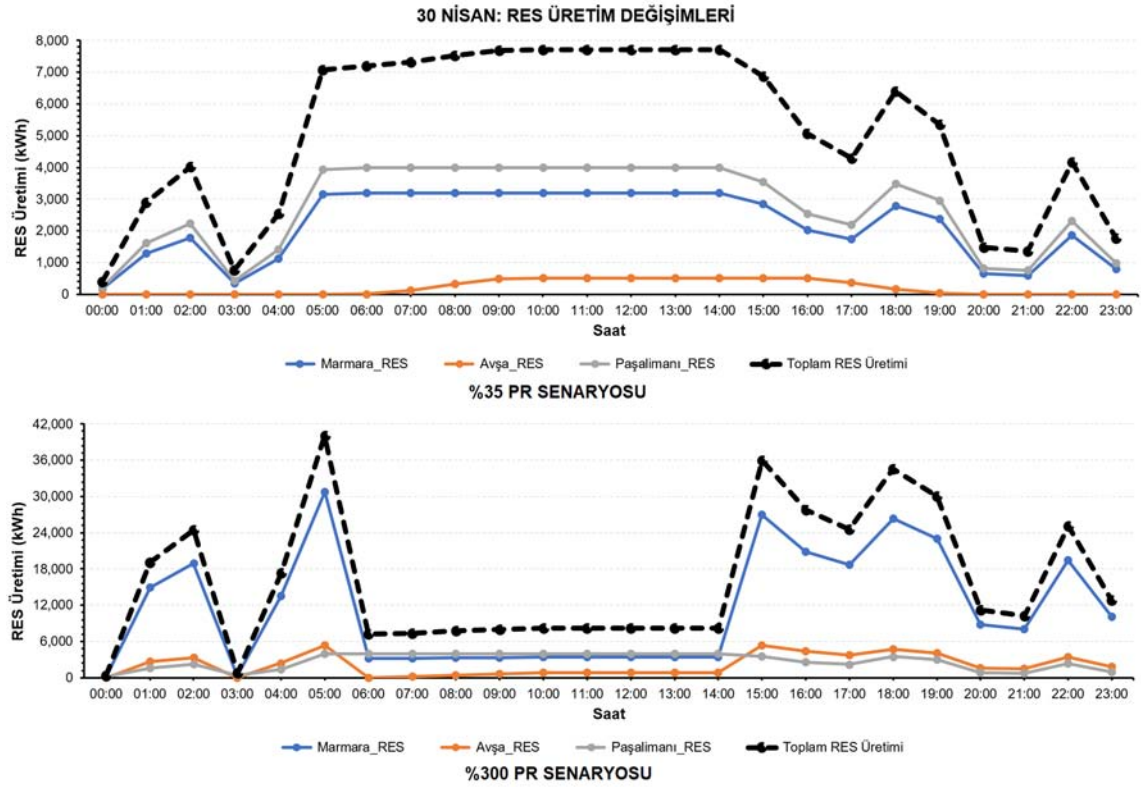


Şekil 6.10. Paşalimanı Adası'nın 16 Ocak tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.

6.3.3. 30 Nisan Günü Analiz Sonuçları



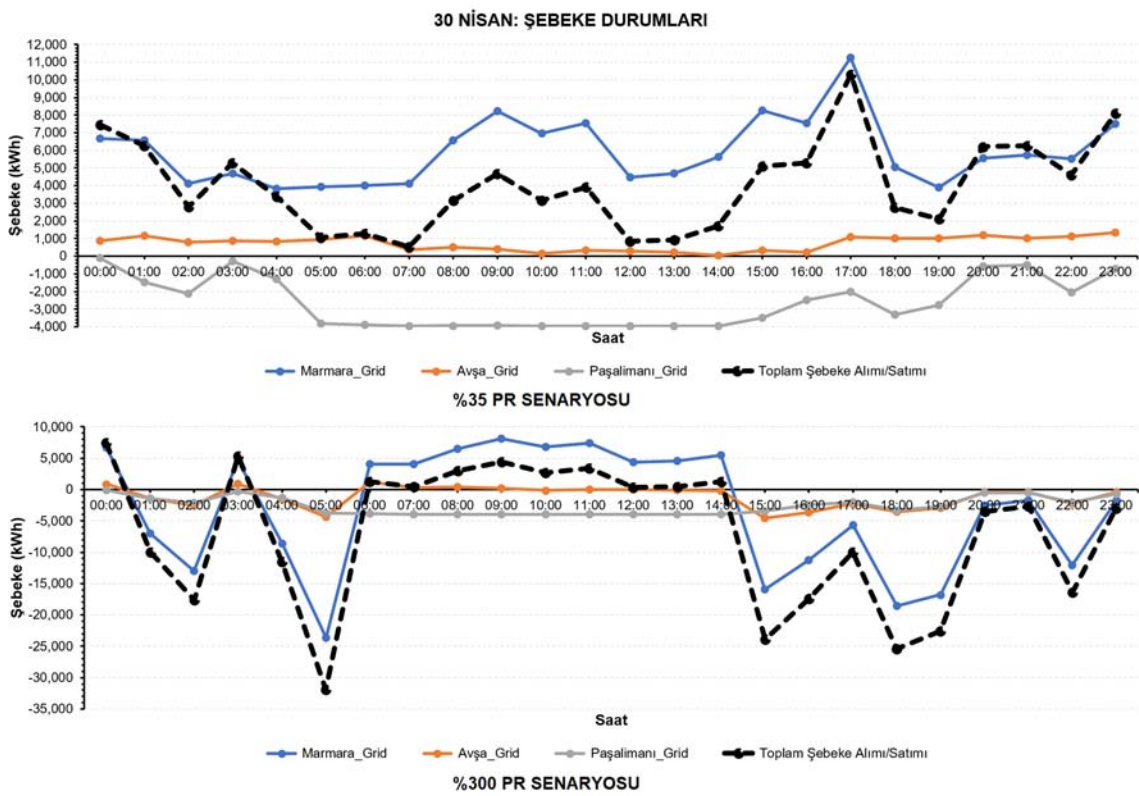
Şekil 6.11. Her bir adanın 30 Nisan tarihindeki enerji tüketimleri.



Şekil 6.12. Her bir adanın 30 Nisan tarihindeki YES'lerin enerji üretimleri.

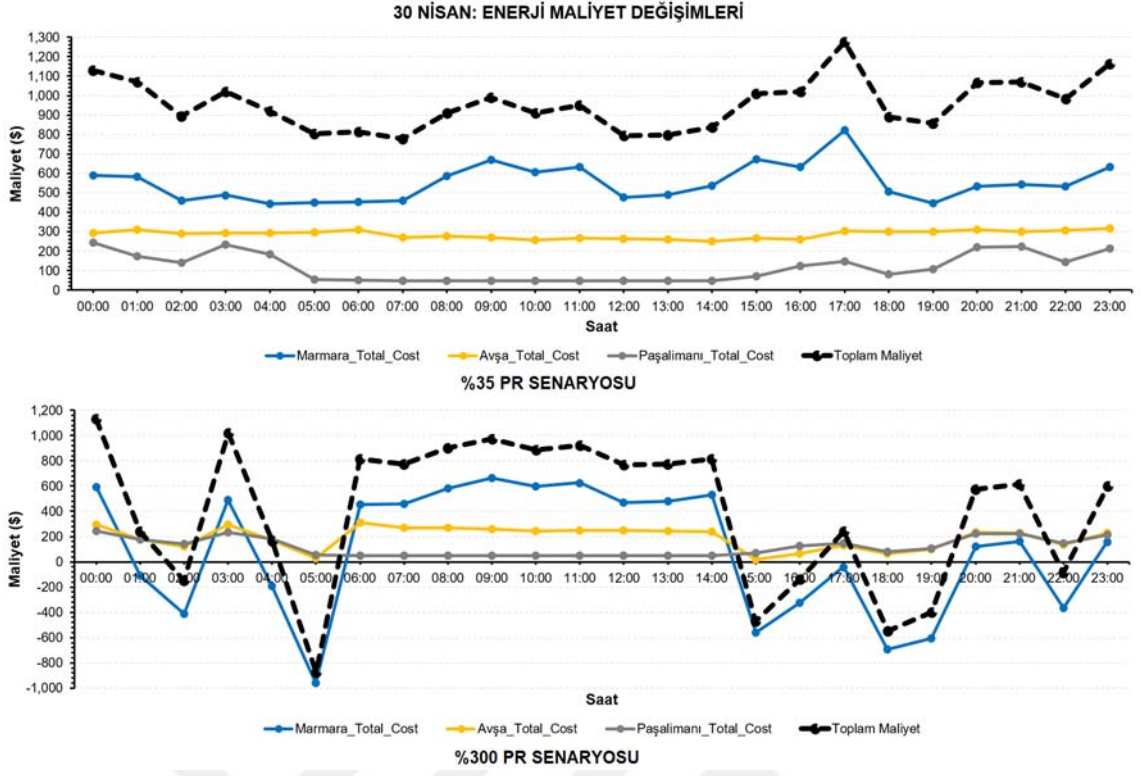
Şekil 6.11'de 30 Nisan tarihinde saatlik her bir adanın enerji tüketimleri görülmektedir. Bütün adalardaki peak talebinin en fazla olduğu saat 17:00'dir. Şekil 6.12'te %35 ve %300 PR senaryoları için 30 Nisan tarihinde saatlik olarak her bir adanın YES'lerinin enerji üretimleri görülmektedir. Nisan ayındaki rüzgâr ve solar radyasyon değerinin kış ayına nazaran iyi olması neticesinde enerji üretiminden gün boyu etkili olarak yararlanılabilmektedir. Özellikle saat 05:00, 15:00, 18:00'de YES üretimleri peak değerlerine ulaşmaktadır.

Şekil 6.13'te %35 ve %300 PR senaryoları için 30 Nisan tarihinde saatlik olarak her bir adanın şebekeden elektrik alım ve şebekeye elektrik satım durumları görülmektedir. %35 PR'da Paşalimanı adasındaki YES gücün yükten fazla olması neticesinde (elektrik ihtiyacının yoğun olduğu saatlerde bile) gün boyunca enerjinin fazlasını şebekeye satabilmektedir. Her iki PR'da Marmara ve Avşa adalarında 07:00-14:00 saatleri arasında enerji ihtiyacını şebekeden karşılamıştır. %300 PR'da saat 05:00, 15:00 ve 18:00'de 25 ila 30 MWh aralığında şebekeye yüksek oranda enerji satımı gerçekleştirmiştir.

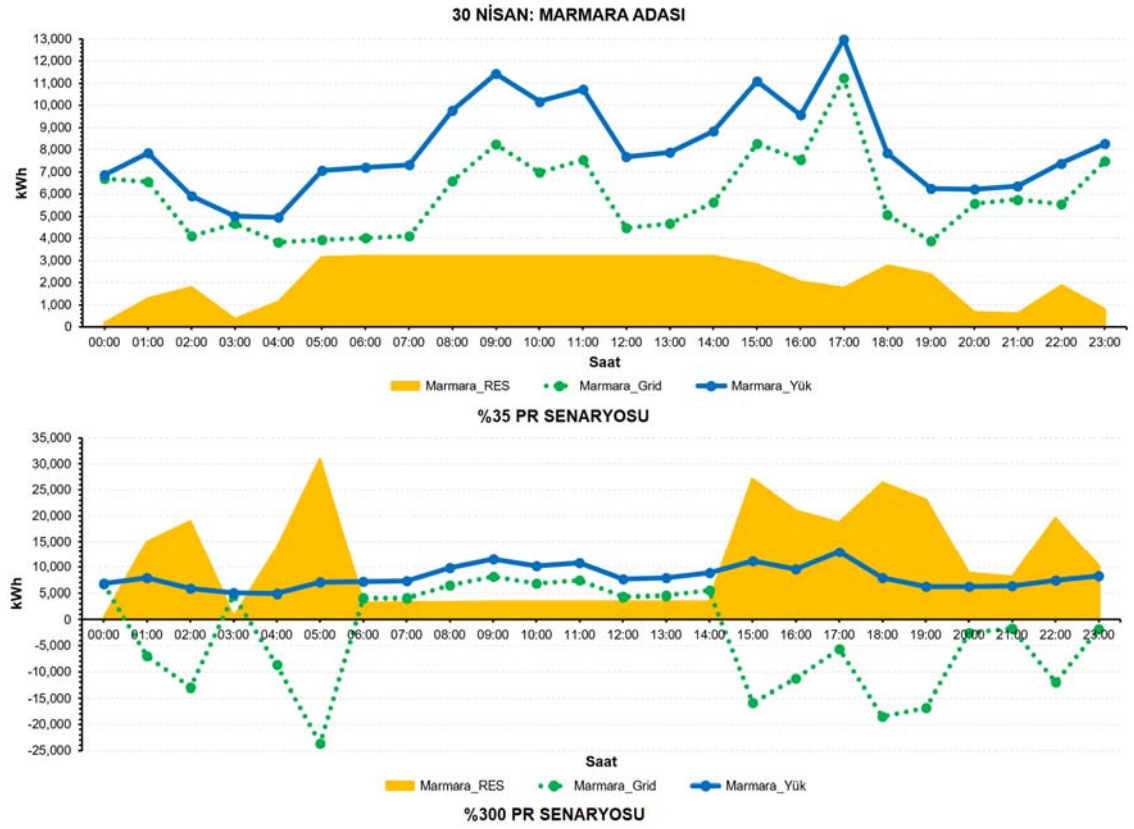


Şekil 6.13. Her bir adanın 30 Nisan tarihindeki şebeke kullanımları.

Şekil 6.13'te %35 ve %300 PR senaryoları için 30 Nisan tarihinde saatlik olarak her bir adanın saatlik enerji maliyet değişimleri görülmektedir. %35 PR'da enerji talebinin peak yaptığı saatte yaklaşık 1.300 \$ saatlik enerji maliyeti oluşmuş ve şebekeye elektrik satılamamasından ötürü maliyetlerde hiçbir şekilde (-) değer görülmemiştir. %300 PR'da saat 05:00, 15:00 ve 18:00'de şebekeye elektrik satımının gerçekleşmesiyle birlikte 400 \$ ile 1.000 \$ arasında saatlik maliyet kazancı gözlemlenmiştir. Marmara adasındaki şebekeye satış kazancından ötürü tüm sistem kazancına olumlu olarak yansımıştır.



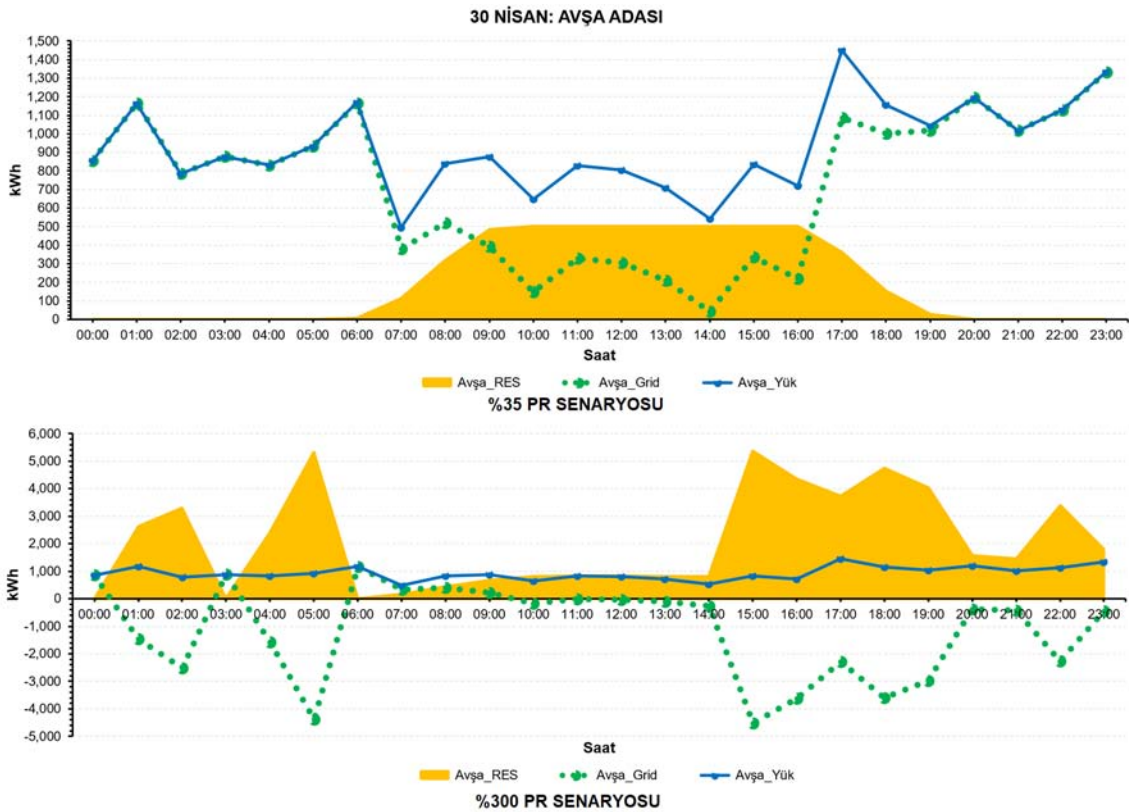
Şekil 6.14. Her bir adanın 30 Nisan tarihindeki enerji maliyet değişimleri.



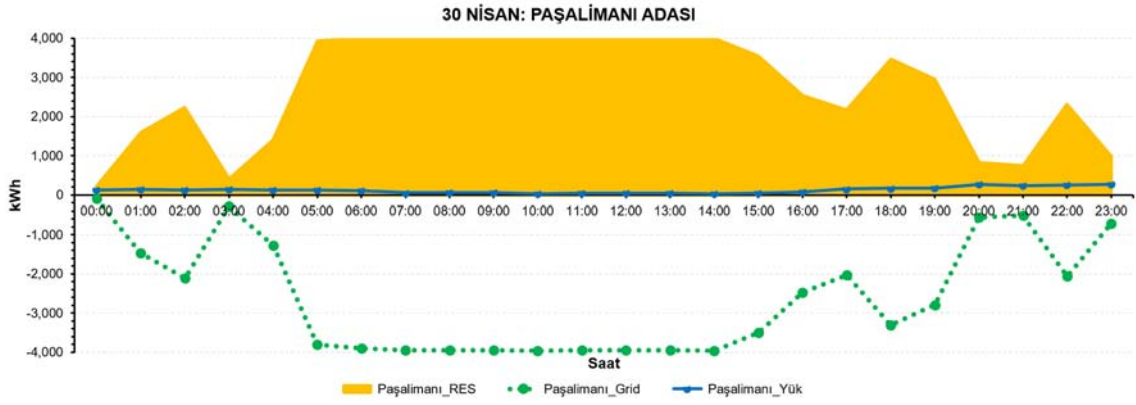
Şekil 6.15. Marmara Adası'nın 30 Nisan tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.

Şekil 6.15'te Marmara adasındaki %35 ve %300 PR senaryoları için 30 Nisan tarihindeki saatlik YES, şebeke ve yük durumları görülmektedir. %35 PR'da Marmara adasındaki yük değerinin fazla olması ve üretilen YES gücünün düşüklüğünden ötürü şebekeye elektrik satımı gerçekleştirilememiştir. %300 PR'da YES gücünün artması ve Nisan ayındaki solar radyasyon ve rüzgâr potansiyelinin iyileşmesi ile birlikte 06:00-14:00 saatleri dışında şebekeye elektrik satımı yapabilmiştir.

Şekil 6.16'da Avşa adasındaki %35 ve %300 PR senaryoları için 30 Nisan tarihindeki saatlik YES, şebeke ve yük durumları görülmektedir. %35 PR'da adada PV santralının kurulu olması neticesinde 06:00-20:00 saatleri arasında YES üretimi gerçekleşmiş ve yükün enerji ihtiyacının çoğunluğu şebekeden karşılanmıştır. %300 PR'da RT santrallerinin de gelmesiyle birlikte 06:00-12:00 saatleri dışında enerji ihtiyacının çoğunluğunu şebekeye satmıştır. Özellikle saat 05:00 ve 15:00'te yaklaşık 4,5 MWh'lik oluşan enerji fazlalığı şebekeye satılabilmektedir. Özellikle sabah ve akşam saatlerindeki rüzgâr veriminin fazla olması sonucu şebekeye satış süresini artırmıştır. 16 Ocak tarihine göre bakıldığında 16:00'da şebekeye satış olabilirken 30 Nisan'da ise günün 3/4'ü kadar elektrik satışı olmuştur.



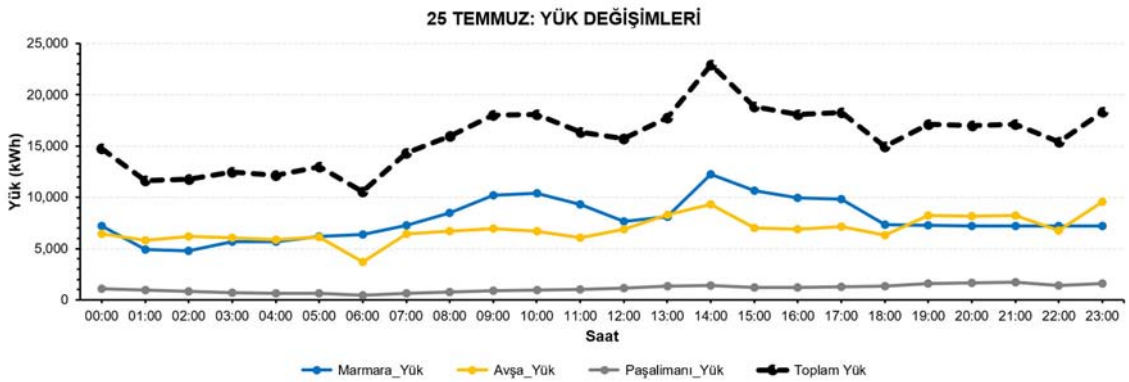
Şekil 6.16. Avşa Adası'nın 30 Nisan tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.



Şekil 6.17. Paşalimanı Adası'nın 30 Nisan tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.

Şekil 6.17'de Paşalimanı adasındaki %35 PR senaryosu için 30 Nisan tarihindeki saatlik YES, şebeke ve yük durumları görülmektedir. Adada %300 PR senaryosunda YES ilavesi yapılmadığı için temel senaryo ile aynı işlem görmektedir. Grafik incelendiğinde adadaki fazla YES kurulu gücünün neredeyse tamamına yakını şebekeye satılmıştır. Ocak ayına göre karşılaştırıldığında en fazla 1 MWh'lik üretim gerçekleştirilirken bugünde en fazla 4 MWh'lik üretim gerçekleştirilmiştir.

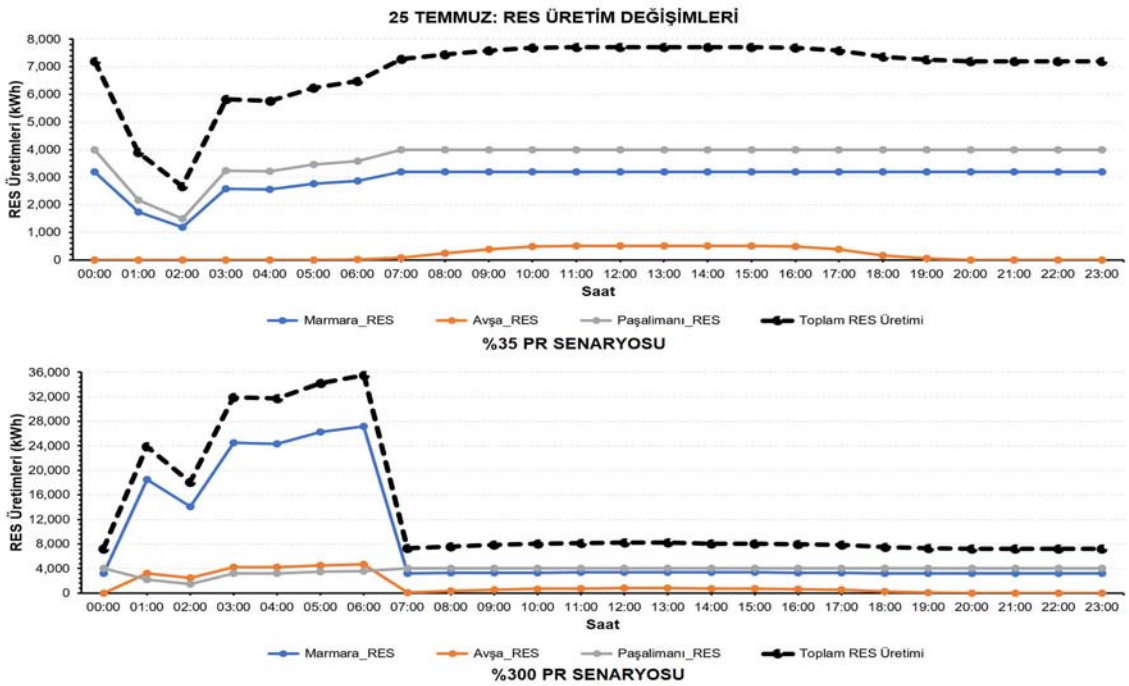
6.3.4. 25 Temmuz Günü Analiz Sonuçları



Şekil 6.18. Her bir adanın 25 Temmuz tarihindeki enerji tüketimleri.

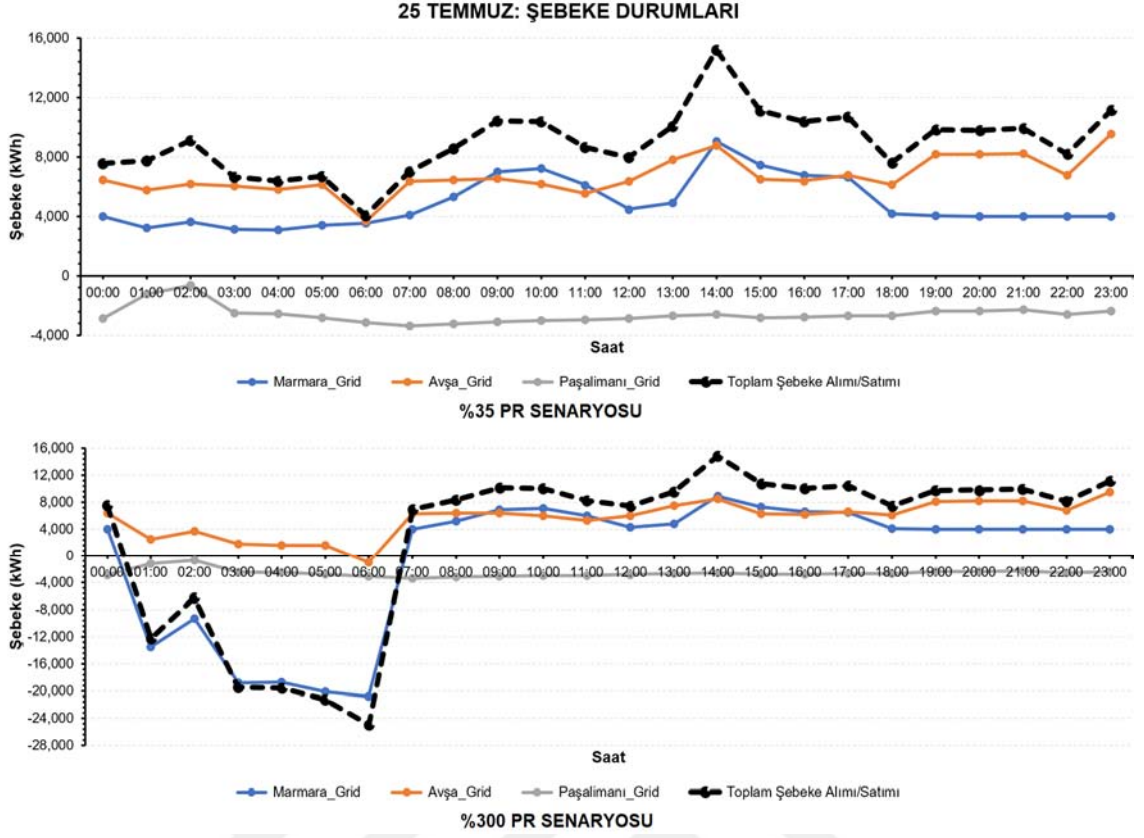
Şekil 6.18'de 25 Temmuz tarihinde saatlik her bir adanın enerji tüketimleri görülmektedir. Bütün adalardaki peak talebinin en fazla olduğu saat 14:00'dür. Şekil 6.19'da %35 ve %300 PR senaryoları için 25 Temmuz tarihinde saatlik olarak her bir adanın YES'lerinin enerji üretimleri görülmektedir. Temmuz ayında rüzgâr hızı akşam ve gece saatlerinde oldukça iyi iken Nisan ayında ise gündüz ve öğle saatlerinde oldukça iyidir. Ayrıca Temmuz ayı içerisinde solar radyasyon değeri oldukça yüksektir. %35 PR'da gece 02:00 civarında rüzgâr verimi en düşük seviyeye gelmiş ve en düşük

YES üretimi gerçekleşmiştir. Öğlen saatlerinde üretim peak seviyesine ulaşmış ve gece saatine kadar bu üretim devam etmiştir. Avşa adasındaki PV santralinden 07:00-19:00 saatleri arasında %60-70 aralığından yararlanılabildiği görülmüştür. %300 PR'da gece saatlerinde Marmara adasındaki RT'ler üzerinden ciddi oranda YES üretimi gerçekleştirilmiştir. Bu üretime Avşa adasındaki RT santrallerinin de katkısı ile gece saatlerinde toplam YES üretimi oldukça yüksek değerlere ulaşmıştır. Ancak 07:00'den sonraki zaman diliminde rüzgârın oldukça düşmesiyle birlikte YES üretiminin sisteme katkıları oldukça küçük kalmıştır.

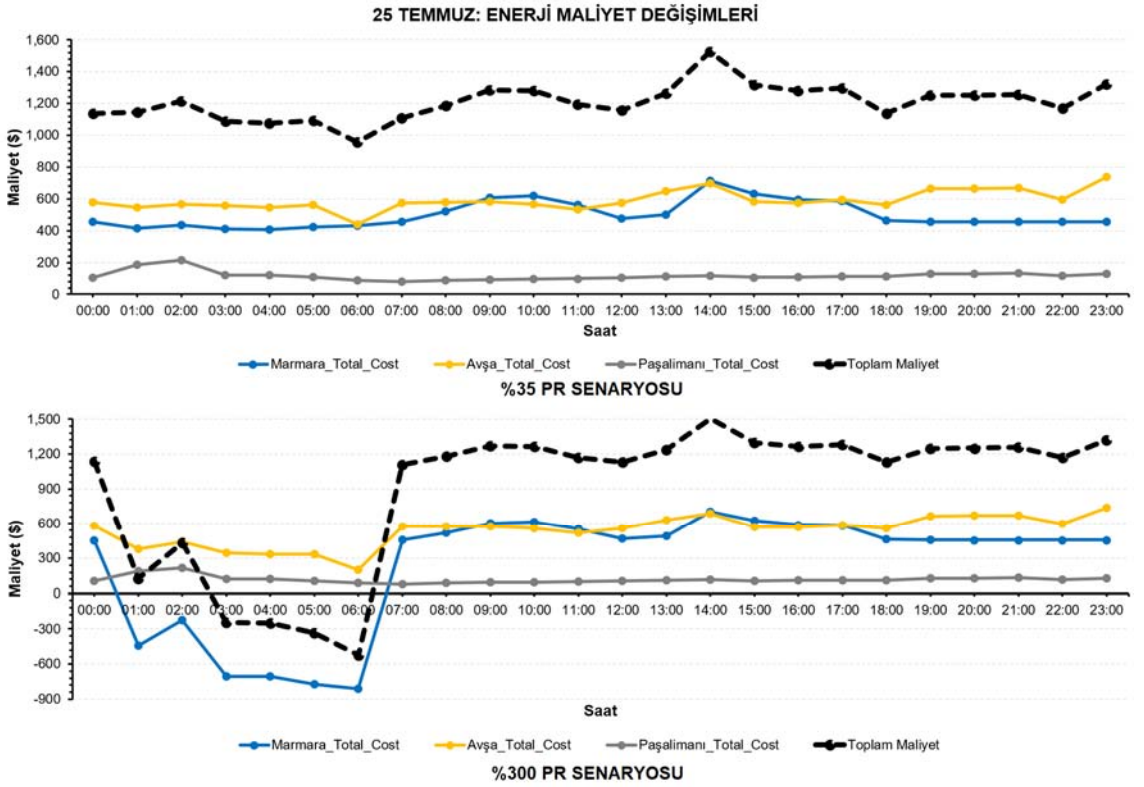


Şekil 6.19. Her bir adanın 25 Temmuz tarihindeki YES'lerin enerji üretimleri.

Şekil 6.20'de %35 ve %300 PR senaryoları için 25 Temmuz tarihinde saatlik olarak her bir adanın şebekeden elektrik alım ve şebekeye elektrik satım durumları görülmektedir. %35 PR'da Paşalimanı adasındaki YES gücün yükten fazla olması neticesinde gün boyunca enerjinin fazlasını şebekeye satabilmektedir ve en fazla enerji satışını saat 07:00'de yapmaktadır. Ayrıca şebekeden en fazla elektrik alımı saat 14:00'te toplamda 15 MWh civarında gerçekleşmiştir. %300 PR'da YES üretimi ile paralellik gösterdiği için 00:00-06:00 gece saatleri arasında Avşa adası dışındaki her ada elektrik satışı yapmıştır. En fazla şebekeye elektrik satımını saat 06:00'da Marmara adası, en fazla şebekeden elektrik alımını ise saat 23:00'te Avşa adası gerçekleştirmiştir. Ancak totalde saat 14:00'te şebekeden en fazla elektrik alımı meydana gelmiştir.



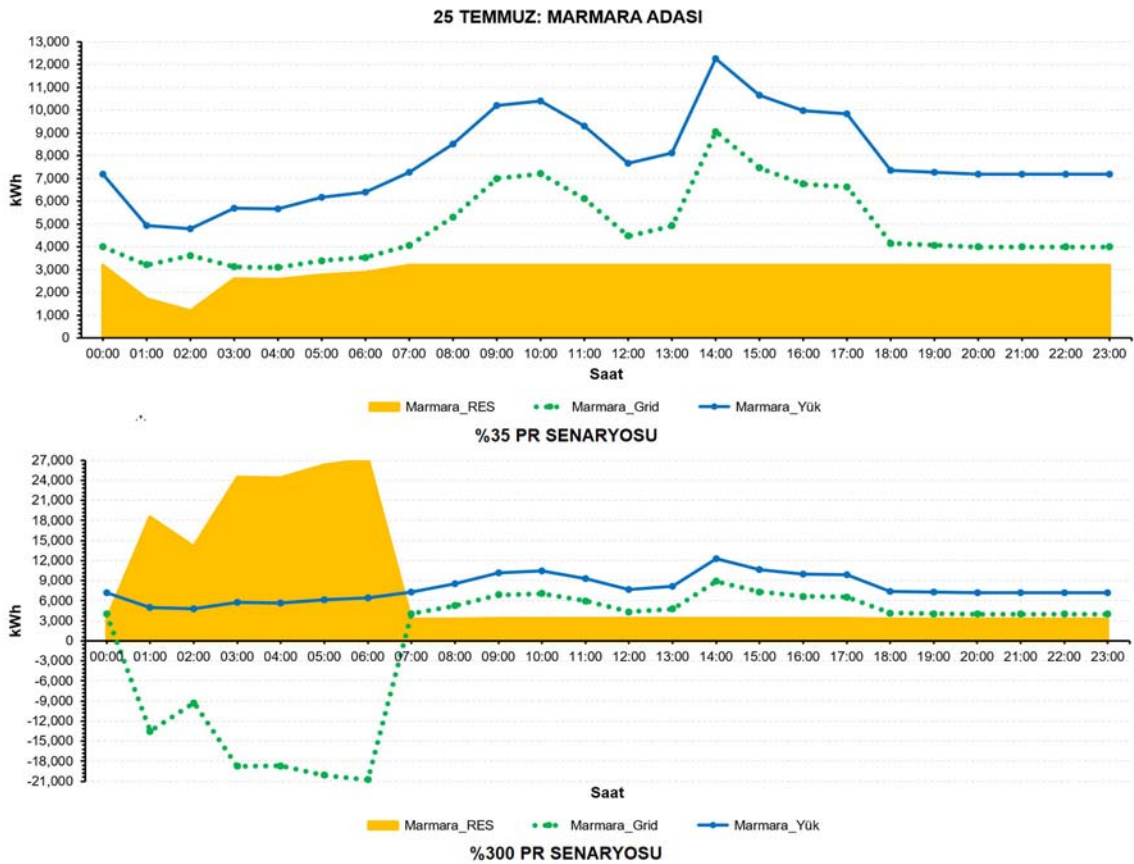
Şekil 6.20. Her bir adanın 25 Temmuz tarihindeki şebeke kullanımları.



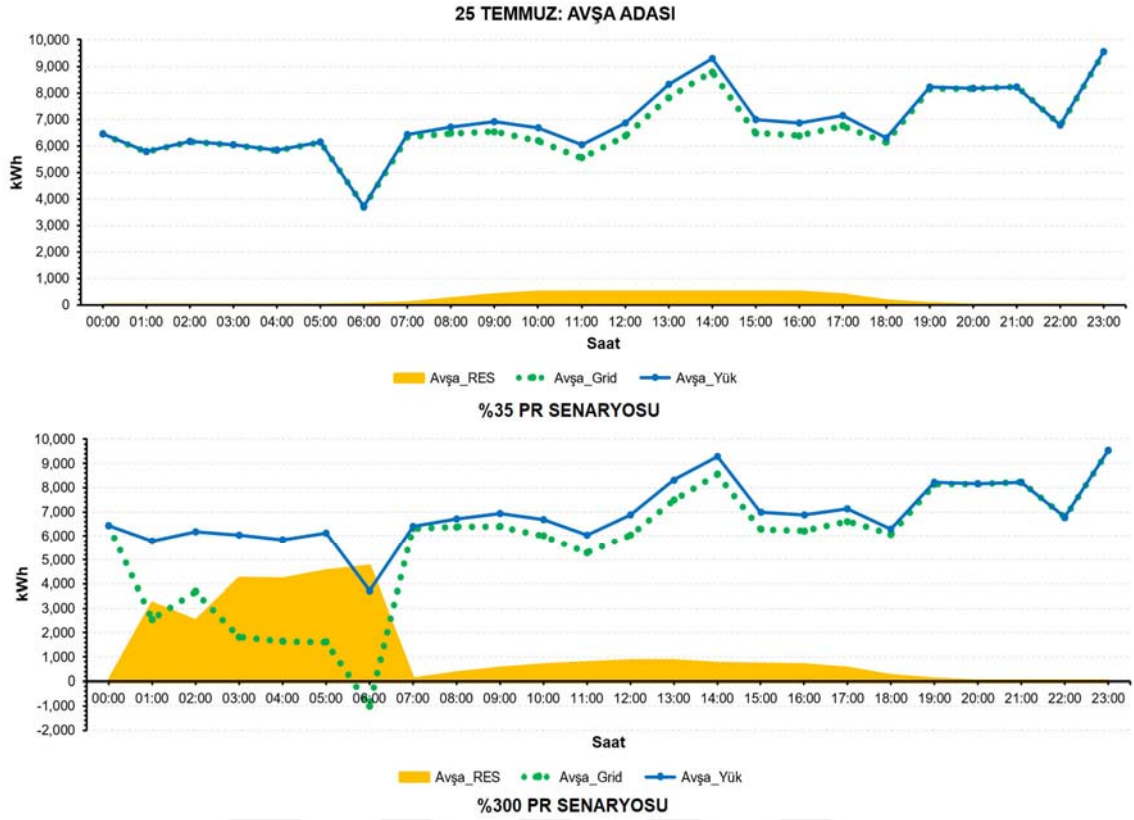
Şekil 6.21. Her bir adanın 25 Temmuz tarihindeki enerji maliyet değişimleri.

Şekil 6.22’de %35 ve %300 PR senaryoları için 25 Temmuz tarihinde saatlik olarak her bir adanın saatlik enerji maliyet değişimleri görülmektedir. %35 PR’da enerji talebinin peak yaptığı saat 14:00’te yaklaşık 1.550 \$ saatlik enerji maliyeti oluşmuş ve şebekeye elektrik satılamamasından ötürü maliyetlerde hiçbir şekilde (-) değer görülmemiştir. %300 PR’da gece saatlerinde Marmara adasındaki şebekeye elektrik satımının yüksek olması neticesinde maksimum 800 \$ civarında saatlik enerji maliyet kazancı oluşmuş ve böylece 03:00-06:00 saatleri arası totalde adalara 600 \$’e kadar saatlik bir kazanç sağlamıştır. En fazla maliyet ise saat 14:00’de oluşmuş olup çok fazla değiştirmemiştir.

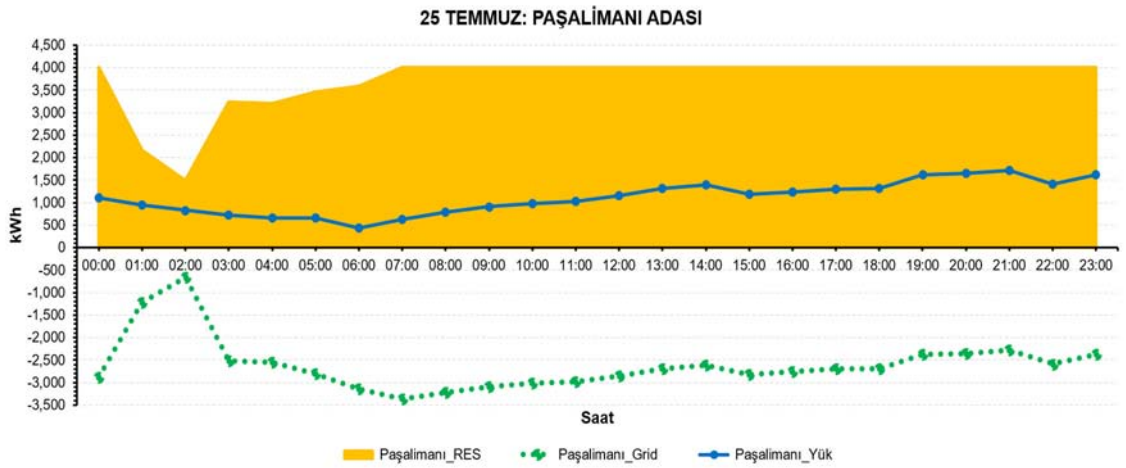
Şekil 6.23’te Marmara adasındaki %35 ve %300 PR senaryoları için 25 Temmuz tarihindeki saatlik YES, şebeke ve yük durumları görülmektedir. %35 PR’da Marmara adasındaki yük değerinin fazla olması ve üretilen YES gücünün düşüklüğünden ötürü şebekeye elektrik satımı gerçekleştirilememiştir. %300 PR’da YES gücünün artması ve bu aydaki gündüz vakitteki rüzgâr potansiyelinin etkisi neticesinde 00:30-07:00 saatleri arasında şebekeye ciddi oranda elektrik satışı gerçekleşmiş ve en fazla satış durumu saat 06:00’de yaklaşık 21 MWh olarak hesaplanmıştır.



Şekil 6.22. Marmara Adası’nın 25 Temmuz tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.



Şekil 6.23. Avşa Adası'nın 25 Temmuz tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.

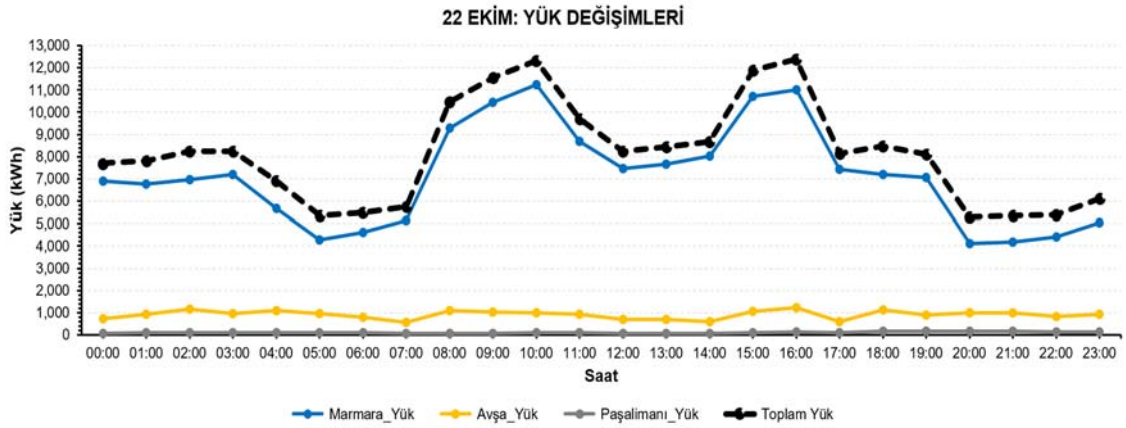


Şekil 6.24. Paşalimanı Adası'nın 25 Temmuz tarihindeki enerji üretim-kullanım durumları.

Şekil 6.23'te Avşa adasındaki %35 ve %300 PR senaryoları için 25 Temmuz tarihindeki saatlik YES, şebeke ve yük durumları görülmektedir. %35 PR'da adada PV santralının kurulu olması neticesinde 07:00-19:00 saatleri arasında YES üretimi gerçekleşmiş ve yükün enerji ihtiyacının çoğunluğu şebekeden karşılanmıştır. %300 PR'da RT santrallerinin de gelmesiyle birlikte 00:00-07:00 saatleri arasında şebekeden elektrik alımı kademeli olarak düşmüş ve saat 06:00'da kısmen de olsa şebekeye 1 MWh'lik bir

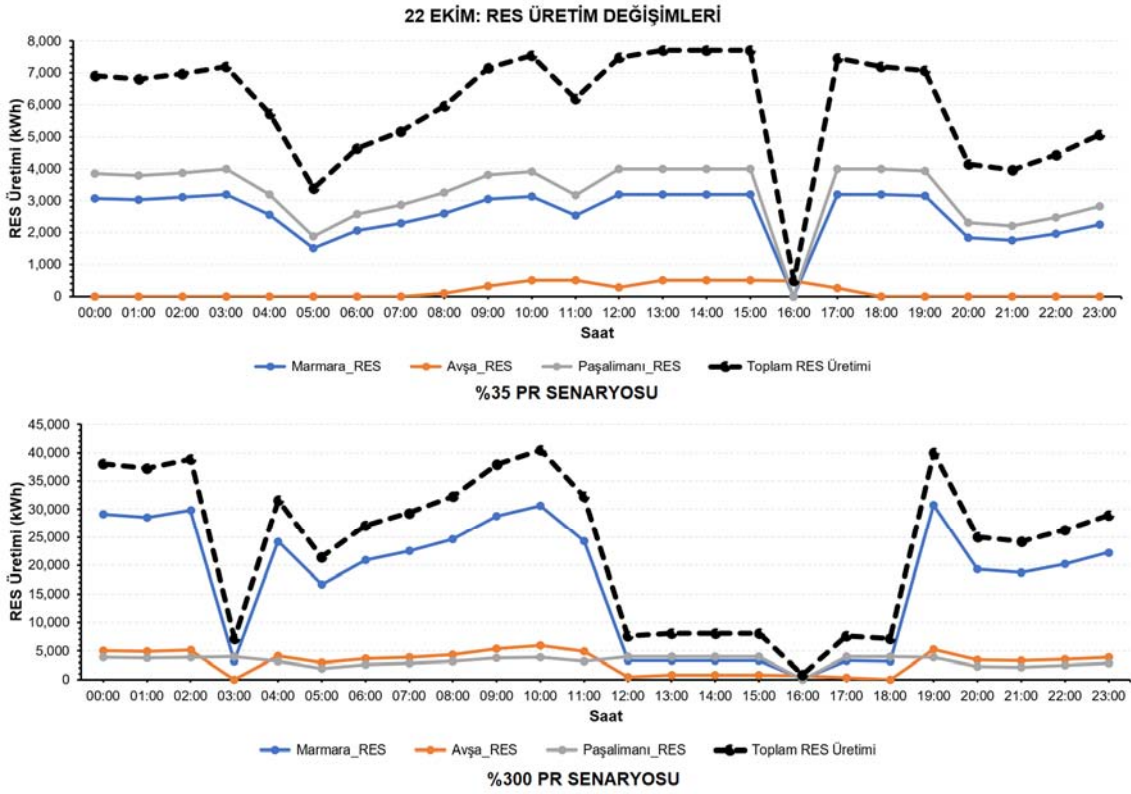
elektrik satışı olmuştur. Yaz dönemi olduğundan Avşa adasında turizm faaliyetlerinin olması neticesinde elektrik tüketimi 8 kat gibi ciddi oranda artmıştır. Bu nedenle tüm YES'ler bölgenin elektrik ihtiyacını yeterince karşılayamadığından ötürü şebekeden elektrik alımı ciddi oranda gerçekleşmiştir. Şekil 6.24'te Paşalimanı adasındaki %35 PR senaryosu için 25 Temmuz tarihindeki saatlik YES, şebeke ve yük durumları görülmektedir. Grafik incelendiğinde gece 02:00'de rüzgâr hızının azalması ile birlikte YES potansiyeli düşmüş; ancak şebekeye elektrik satımı az da olsa yapılabilmektedir. Ancak gün içi tüm zaman diliminde yük etkisi düşük kaldığından ötürü enerjinin %70'ine yakını şebekeye satılmıştır.

6.3.5. 22 Ekim Günü Analiz Sonuçları

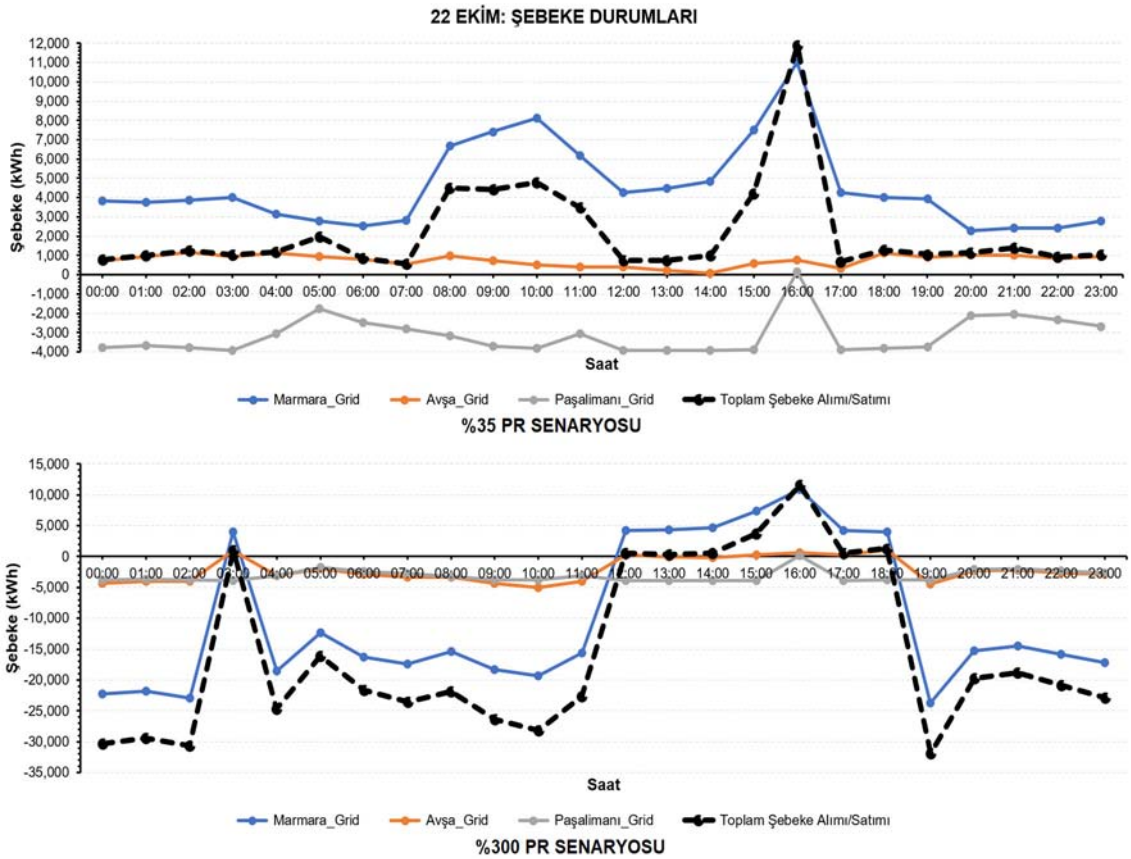


Şekil 6.25. Her bir adanın 22 Ekim tarihindeki enerji tüketimleri.

Şekil 6.25'te 22 Ekim tarihinde saatlik her bir adanın enerji tüketimleri görülmektedir. Bütün adalardaki peak talebinin en fazla olduğu saatler 10:00 ile 16:00'dır. Şekil 6.27'de %35 ve %300 PR senaryoları için 22 Ekim tarihinde saatlik olarak her bir adanın YES'lerinin enerji üretimleri görülmektedir. %35 PR'da YES üretimindeki en ciddi düşüş rüzgârın etkisini yitirmesinden ötürü saat 16:00'da yaşanmıştır. Saat 05:00, 11:00, 16:00 ve 20:00'de enerji üretimlerinde kırılma noktaları meydana gelmiştir. %300 PR'da RT boyutunun artmasıyla birlikte 5 kata kadar bir üretim artışı belirli zaman dilimlerinde gerçekleşmiştir. Saat 12:00-18:00 aralığında rüzgâr potansiyelin düşük olması neticesinde mevcut HGS'ye göre YES üretiminde %10-20 oranında bir artış sağlamıştır. Aynı durum saat 03:00 için geçerli olmaktadır. Bu anda Avşa ve Paşalimanı adasındaki YES üretimi, mevcut durumdaki halini korumaktadır. Toplam YES üretimleri dikkate alındığında saat 02:00, 10:00 ve 19:00'da 40 MWh gibi maksimum duruma ulaşmaktadır.



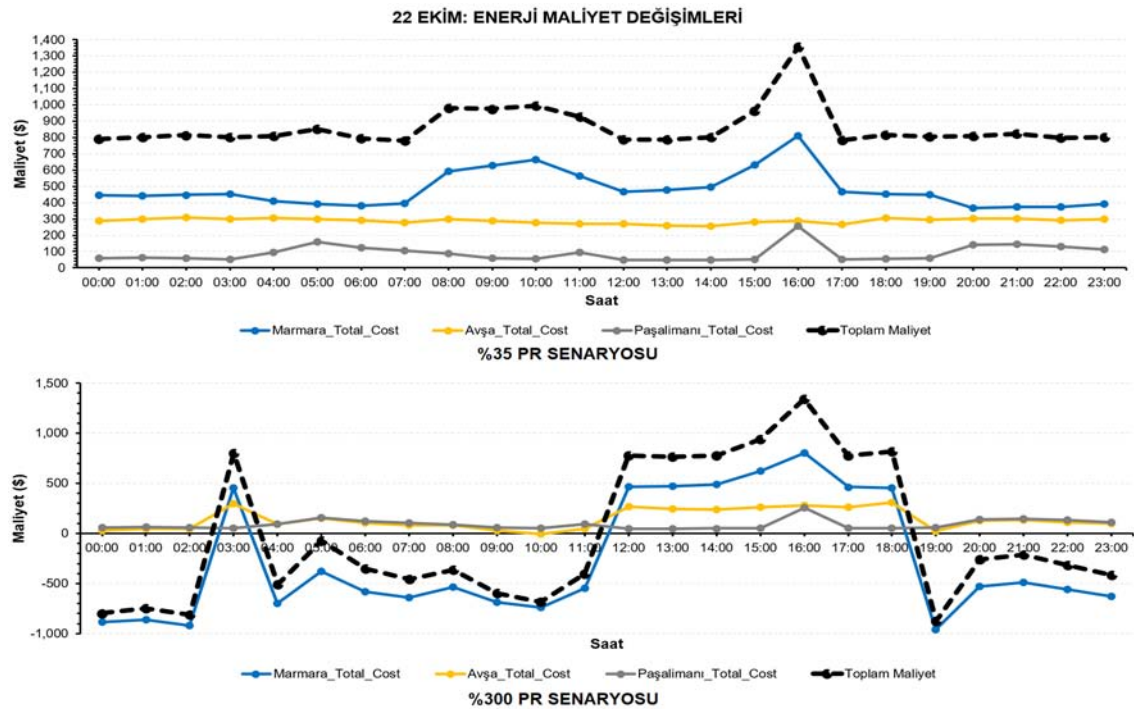
Şekil 6.26. Her bir adanın 22 Ekim tarihindeki YES'lerin enerji üretimleri.



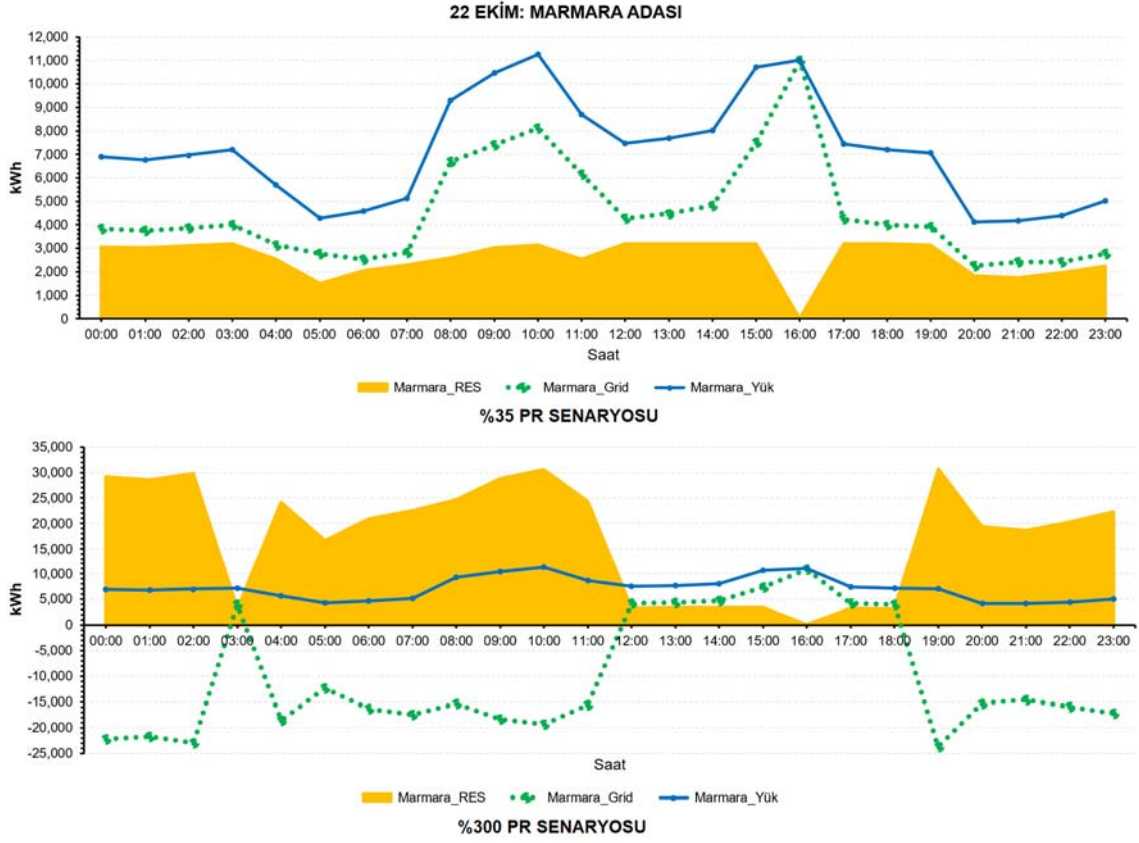
Şekil 6.27. Her bir adanın 22 Ekim tarihindeki şebeke kullanımları.

Şekil 6.27’de %35 ve %300 PR senaryoları için 22 Ekim tarihinde saatlik olarak her bir adanın şebekeden elektrik alım ve şebekeye elektrik satım durumları görülmektedir. %35 PR’da Paşalimanı adasındaki YES gücün yükten fazla olması neticesinde gün boyunca enerjinin fazlasını şebekeye satabilmektedir ve en fazla enerji satışını saat 03:00 ve 17:00’de yapmaktadır. Diğer iki ada ise elektrik ihtiyacının çoğunu şebekeden almaktadır; öğle ve akşam saatlerinde özellikle saat 16:00’da en fazla durumdadır. %300 PR’da 12:00-18:00 saatleri arasında Paşalimanı dışındaki adalarda elektriğin belli kısmını şebekeden karşılamaktadır; aynı durum saat 03:00’te de yaşanmaktadır. Grafik incelendiğinde 00:00, 02:00 ve 19:00 saatlerinde toplamda şebekeye elektrik satımı yaklaşık 32 MWh gibi maksimum değerde olmaktadır.

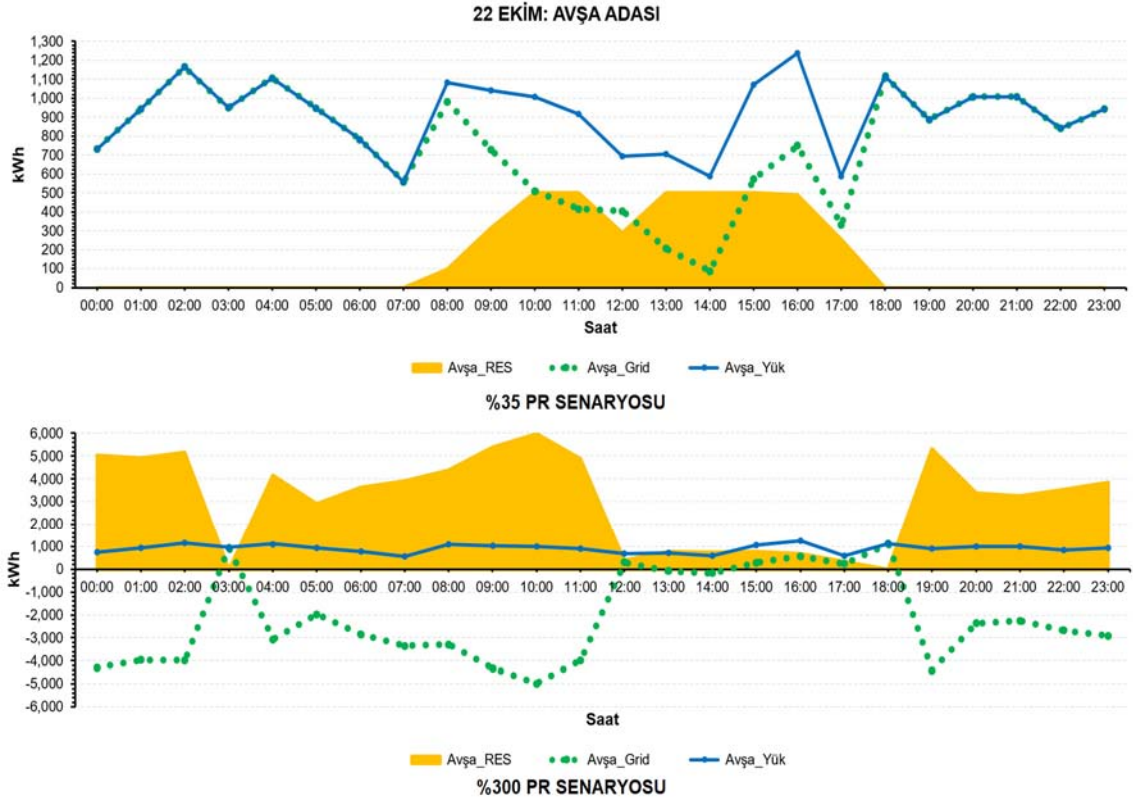
Şekil 6.28’de %35 ve %300 PR senaryoları için 22 Ekim tarihinde saatlik olarak her bir adanın saatlik enerji maliyet değişimleri görülmektedir. %35 PR’da enerji talebinin peak yaptığı saat 16:00’da yaklaşık 1.350 \$ saatlik enerji maliyeti oluşmuş ve şebekeye elektrik satılamamasından ötürü maliyetlerde hiçbir şekilde (-) değer görülmemiştir. %300 PR’da akşam 19:00 saatlerinde Marmara adasındaki şebekeye elektrik satımının yüksek olması neticesinde maksimum 900 \$ civarında saatlik enerji maliyet kazancı oluşmuştur. 11:30-18:30 saatleri arasında şebekeye elektrik satılamamasından ötürü toplamda 1.400 \$ saatlik bir maliyet etkisi oluşturmuştur.



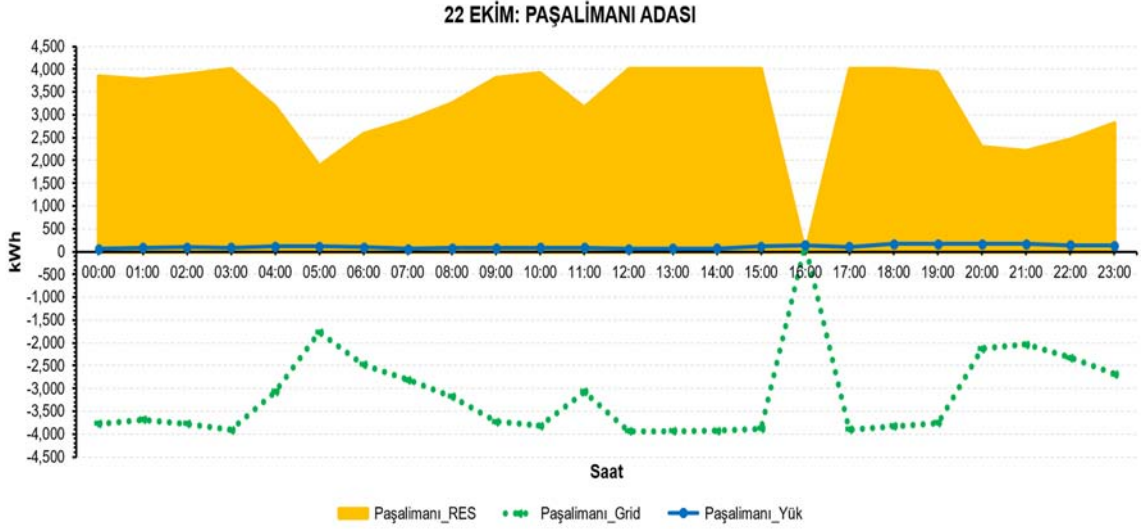
Şekil 6.28. Her bir adanın 22 Ekim tarihindeki enerji maliyet değişimleri.



Şekil 6.29. Marmara Adası'nın 22 Ekim tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.



Şekil 6.30. Avşa Adası'nın 22 Ekim tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.



Şekil 6.31. Paşalimanı Adası'nın 22 Ekim tarihindeki enerji üretim ve kullanım durumları.

Şekil 6.29'da Marmara adasındaki %35 ve %300 PR senaryoları için 22 Ekim tarihindeki saatlik YES, şebeke ve yük durumları görülmektedir. %35 PR'da Marmara adasındaki yük değerinin fazla olması ve üretilen YES gücünün düşüklüğünden ötürü şebekeye elektrik satımı gerçekleştirilememiştir. %300 PR'da YES gücünün artmasıyla birlikte günün belirli zaman dilimleri (03:00, 12:00-18:00 saatleri) dışında kalan saatlerde şebekeye elektrik satımı gerçekleşmiştir. Özellikle saat 02:00 ve 19:00'da 24 MWh gibi maksimum değerde bir elektrik satışı yaşanmıştır.

Şekil 6.30'da Avşa adasındaki %35 ve %300 PR senaryoları için 22 Ekim tarihindeki saatlik YES, şebeke ve yük durumları görülmektedir. %35 PR'da gün içerisindeki YES üretimi ile şebekeden elektrik alımı oldukça azalmış; ancak şebekeye satış gerçekleştirilememiştir. En düşük şebekeden elektrik alımı saat 14:00'te 100 kWh'e kadar düşmüştür. %300 PR'da Marmara adasındaki durum ile benzerlik gösterir. Ancak en fazla elektrik satışı yaklaşık 4,8 MWh olarak saat 10:00 ve 19:00'da gerçekleşmiştir.

Şekil 6.31'de Paşalimanı adasındaki %35 ve %300 PR senaryoları için 22 Ekim tarihindeki saatlik YES, şebeke ve yük durumları görülmektedir. Grafik incelendiğinde akşam 16:00'da rüzgâr hızının azalması ile birlikte YES potansiyeli düşmüş; ancak şebekeye elektrik satımı az da olsa yapılabilmmiştir. Ancak gün içi tüm zaman diliminde yük etkisi düşük kaldığından ötürü enerjinin %90'ına yakını şebekeye satılmıştır.

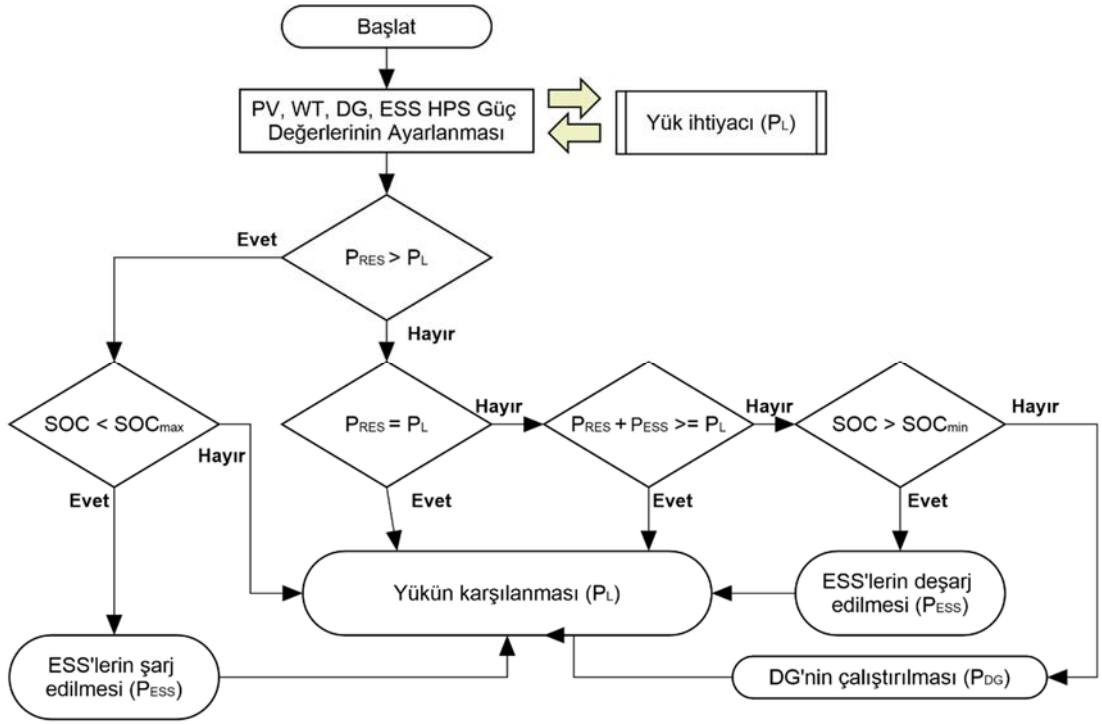
7. ESS-DG HGS'Lİ SENARYOLARIN OPTİMİZASYON ANALİZLERİ

Bir önceki analizler DG ve ESS olmadan mevcut YES'ler üzerinden gerçekleştirilmiştir. Bu nedenle bu sistemlerde DG ve ESS'lerin her birinin HGS'e etkileri üç farklı ESS model üzerinden şebekesiz/şebekeli olarak incelenmiş ve sonuçlar karşılaştırılmıştır. Çizelge 7.1'de 2016-2030 yılları arası ESS'lerin ekonomik ve teknik özellikleri görülmektedir [97]. Her bir ESS'in ömrü 20 yıl olarak alınmış olup SOC değeri %20 ile %100 aralığında seçilmiştir. Dizel generatörün yatırım ve yenileme maliyetleri 600 \$, O&M maliyeti 0,02 \$/saat ve dizel yakıt maliyeti 1,1 \$/L olarak ele alınmıştır [53].

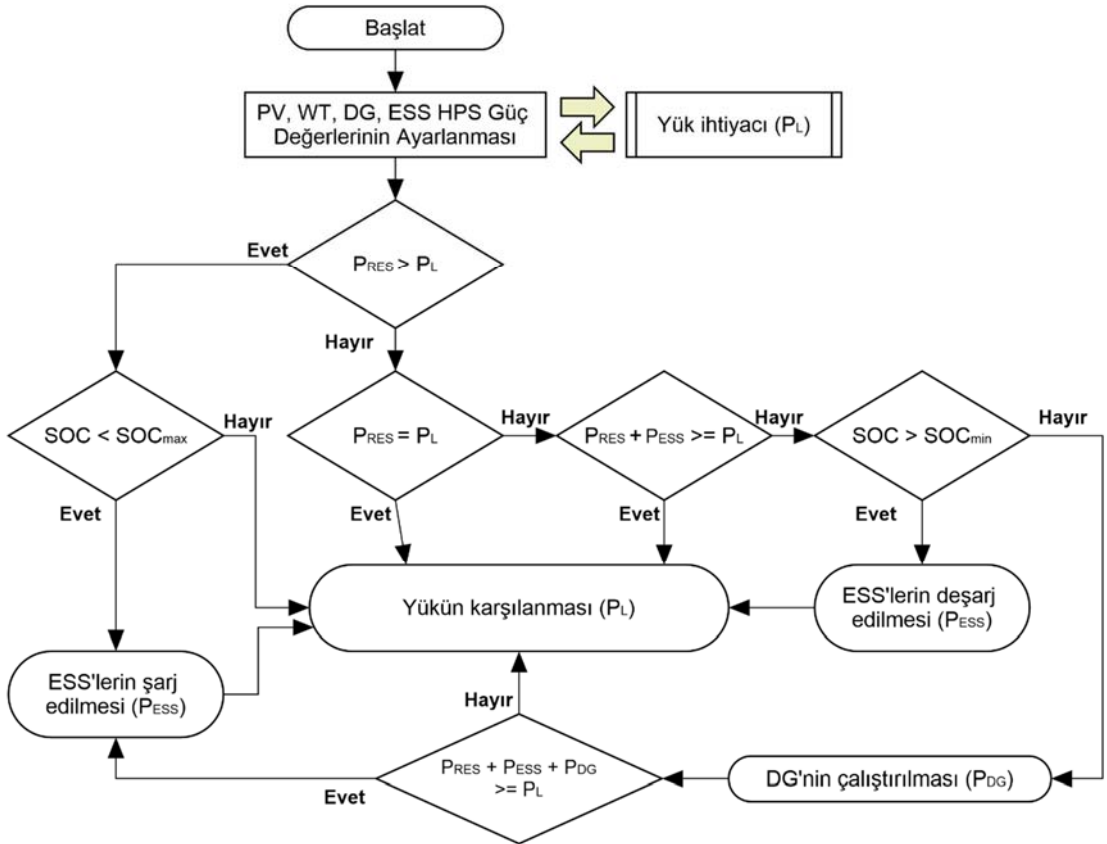
Çizelge 7.1. ESS Maliyetleri ve Teknik Özellikleri.

Özellikler	Yıl	Kurşun Asit (Lead Acid)	Lityum-İyon (Li-Ion)	Vanadyum Akışkan (VRFB)
Deşarj Derinliği (%)	2016	50 – 60	84 – 100	100
	2030	50 – 60	84 – 100	100
	2021	55	85	100
Enerji Yoğunluğu (Wh/L)	2016	50 – 100	200 – 620	15 – 70
	2030	50 – 100	200 – 735	20 – 70
	2021	60	450	50
Güç Yoğunluğu (W/L)	2016	10 – 700	100 – 10.000	1 – 2
	2030	10 – 700	100 – 10.000	1 – 2
	2021	400	600	1,5
Gidiş – Dönüş Verimliliği (%)	2016	80 – 84	90 – 96	70
	2030	85 – 87	94 – 98	78
	2021	80	90	75
Kurulum Maliyeti (\$/kWh)	2016	105 – 473	200 – 1.260	315 – 1.050
	2030	53 – 237	77 – 574	108 – 360
	2021	250	350	300
Ömürleri (yıl)	2016	3 – 15	5 – 20	5 – 20
	2030	4 – 21	8 – 31	8 – 32
	2021	20	20	20
Çevrim Ömrü (saat)	2016	250 – 2.500	500 – 20.000	12.000 – 14.000
	2030	538 – 5.375	955 – 38.194	12.000 – 14.000
	2021	800	3.000	13.000

Şekil 7.1 ve Şekil 7.2'de LF ve CC kontrollü şebekesiz HGS algoritma akış şemaları görülmektedir. Görüldüğü üzere yükten fazla üretilen YES güçleri ESS tarafından depolanır ve gerektirdiğinde yükü beslemek adına deşarj edilir.



Şekil 7.1. LF kontrollü HGS algoritma akış şeması.



Şekil 7.2. CC kontrollü HGS algoritma akış şeması.

Çizelge 7.2’de kurşun-asit bataryalı, Çizelge 7.3’de lityum-iyon bataryalı ve Çizelge 7.4’te vanadyum akışkan (VRFB) bataryalı satış kısıtsız %35 PR’lı HGS’nin optimizasyon analiz sonuçları görülmektedir. Her bir analiz içerisinde şebekesiz ve şebekeli olmak üzere DG ve ESS durumlarına göre beş farklı senaryo incelenmiştir.

Çizelge 7.2. Satış Kısıtsız %35 PR DG-ESS’li HGS’nin Optimizasyon Sonuçları-1.

Parametreler	Kurşun Asit (Lead Acid) Batarya				
	DG-PV-RT (Off-Grid)	DG-ESS-PV-RT (Off-Grid)	DG-PV-RT (On-Grid)	ESS-PV-RT (On-Grid)	DG-ESS-PV-RT (On-Grid)
PV (kW)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
RT (kW)	7.200	7.200	7.200	7.200	7.200
DG (kW)	26.000	26.000	26.000	-	26.000
ESS (kWh)	-	312.765	-	1.294	647
Konvertör (kW)	837	17.105	523	523	610
Kontrol Tipi	CD	CC	CC	CC	CC
NPC (\$)	1.329.318.000	997.318.100	320.703.600	358.680.800	321.029.900
COE (\$/kWh)	0,4475	0,3358	0,1042	0,1166	0,1043
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	29.268.840	19.126.410	4.625.286	5.926.561	4.628.670
Yatırım Maliyeti (\$)	131.511.047	214.582.754	131.416.904	116.140.404	131.604.805
O&M Maliyeti (\$/yıl)	6.042.376	5.260.287	5.919.210	5.925.680	5.922.447
PV Üretimi (kWh/yıl)	1.261.893	1.261.893	1.261.893	1.261.893	1.261.893
PV Üretimi (%)	1,38	1,61	1,68	1,68	1,68
RT Üretimi (kWh/yıl)	36.653.379	36.653.379	36.653.379	36.653.379	36.653.379
RT Üretimi (%)	40,2	46,9	48,7	49,6	48,7
DG Üretimi (kWh/yıl)	53.242.873	40.248.574	-	-	-
DG Üretimi (%)	58,4	51,5	-	-	-
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	-	-	37.344.705	37.344.705	37.344.705
Şebekeden Alış (%)	-	-	49,6	49,6	49,6
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	-	-	2.614.246	2.614.246	2.614.246
Şebekeye Satış (%)	-	-	3,48	3,48	3,48
RF (%)	26,6	44,5	50,3	50,3	50,3
Artan Enerji (kWh/yıl)	18.575.005	376.174	275.081	275.081	275.081
Artan Enerji (%)	20,4	0,481	0,366	0,366	0,366
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	40.065.748	27.534.798	23.601.854	23.601.854	23.601.854
Toplam Yakıt (L/yıl)	15.306.205	10.519.041	-	-	-
Yakıt Maliyeti (\$/yıl)	16.836.826	11.570.945	-	-	-
DG Kullanımı (saat)	7.190	2.678	-	-	-
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	504	787.718	63.095	63.095	63.095
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	0,131	9,99	26,2	26,2	22,4
ESS Nominal Kapasitesi (kWh)	-	313.015	-	1.295	648
ESS Kullanılabilir Kapasitesi (kWh)	-	250.412	-	1.036	518
ESS Özerkliği (Saat)	-	30,2	-	0,125	0,0625
ESS Kullanım Hacmi (kWh/yıl)	-	16.896.490	-	-	-
ESS Kayıpları (kWh/yıl)	-	3.773.409	-	-	-

Çizelge 7.3. Satış Kısıtsız %35 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-2.

Parametreler	Lityum-İyon (Li-Ion) Batarya				
	DG-PV-RT (Off-Grid)	DG-ESS-PV-RT (Off-Grid)	DG-PV-RT (On-Grid)	ESS-PV-RT (On-Grid)	DG-ESS-PV-RT (On-Grid)
PV (kW)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
RT (kW)	7.200	7.200	7.200	7.200	7.200
DG (kW)	26.000	26.000	26.000	-	26.000
ESS (kWh)	-	165.714	-	2.589	2.589
Konvertör (kW)	837	20.921	523	1.046	1.046
Kontrol Tipi	CD	CC	CC	CC	CC
NPC (\$)	1.329.318.000	839.251.900	320.703.600	357.903.200	320.514.200
COE (\$/kWh)	0,4475	0,2825	0,1042	0,1171	0,1048
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	29.268.840	15.729.420	4.625.286	5.889.487	4.594.682
Yatırım Maliyeti (\$)	131.511.047	195.536.087	131.416.904	116.879.959	132.479.959
O&M Maliyeti (\$/yıl)	6.042.376	3.633.120	5.919.210	5.887.664	5.887.664
PV Üretimi (kWh/yıl)	1.261.893	1.261.893	1.261.893	1.261.893	1.261.893
PV Üretimi (%)	1,38	1,60	1,68	1,69	1,69
RT Üretimi (kWh/yıl)	36.653.379	36.653.379	36.653.379	36.653.379	36.653.379
RT Üretimi (%)	40,2	46,6	48,7	49,0	49,0
DG Üretimi (kWh/yıl)	53.242.873	40.744.147	-	-	-
DG Üretimi (%)	58,4	51,8	-	-	-
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	-	-	37.344.705	36.941.268	36.941.268
Şebekeden Alış (%)	-	-	49,6	49,3	49,3
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	-	-	2.614.246	2.119.610	2.119.610
Şebekeye Satış (%)	-	-	3,48	2,84	2,84
RF (%)	26,6	43,8	50,3	50,5	50,5
Artan Enerji (kWh/yıl)	18.575.005	306.026	275.081	275.081	275.081
Artan Enerji (%)	20,4	0,389	0,366	0,368	0,368
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	40.065.749	26.783.242	23.601.854	23.346.881	23.346.881
Toplam Yakıt (L/yıl)	15.306.205	10.231.926	-	-	-
Yakıt Maliyeti (\$/yıl)	16.836.826	11.255.119	-	-	-
DG Kullanımı (saat)	7.190	1.600	-	-	-
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	504	1.446.849	63.095	83.327	83.327
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	0,131	15,0	26,2	17,3	17,3
ESS Nominal Kapasitesi (kWh)	-	165.714	-	2.589	2.589
ESS Kullanılabilir Kapasitesi (kWh)	-	132.571	-	2.071	2.071
ESS Özerkliği (Saat)	-	16,0	-	0,250	0,250
ESS Kullanım Hacmi (kWh/yıl)	-	29.587.222	-	447.643	447.643
ESS Kayıpları (kWh/yıl)	-	3.113.373	-	47.186	47.186

Çizelge 7.4. Satış Kısıtsız %35 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-3.

Parametreler	Vanadyum Akışkan (VRFB) Batarya				
	DG-PV-RT (Off-Grid)	DG-ESS-PV- RT (Off-Grid)	DG-PV-RT (On-Grid)	ESS-PV-RT (On-Grid)	DG-ESS-PV- RT (On-Grid)
PV (kW)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
RT (kW)	7.200	7.200	7.200	7.200	7.200
DG (kW)	26.000	26.000	26.000	-	26.000
ESS (kWh)	-	62.100	-	1.300	640
Konvertör (kW)	837	18.131	523	471	436
Kontrol Tipi	CD	CC	CC	CC	CC
NPC (\$)	1.329.318.000	870.803.800	320.703.600	358.406.700	320.846.200
COE (\$/kWh)	0,4475	0,2932	0,1042	0,1171	0,1045
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	29.268.840	17.482.870	4.625.286	5.918.622	4.624.720
Yatırım Maliyeti (\$)	131.511.047	155.329.362	131.416.904	116.191.214	131.582.753
O&M Maliyeti (\$/yıl)	6.042.376	3.600.642	5.919.210	2.839.173	5.918.791
PV Üretimi (kWh/yıl)	1.261.893	1.261.893	1.261.893	1.261.893	1.261.893
PV Üretimi (%)	1,38	1,51	1,68	1,68	1,68
RT Üretimi (kWh/yıl)	36.653.379	36.653.379	36.653.379	36.653.379	36.653.379
RT Üretimi (%)	40,2	43,9	48,7	48,9	48,8
DG Üretimi (kWh/yıl)	53.242.873	53.242.873	-	-	-
DG Üretimi (%)	58,4	54,6	-	-	-
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	-	-	37.344.705	37.085.569	37.229.428
Şebekeden Alış (%)	-	-	49,6	49,4	49,5
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	-	-	2.614.246	2.234.626	2.421.849
Şebekeye Satış (%)	-	-	3,48	2,99	3,23
RF (%)	26,6	37,1	50,3	50,4	50,4
Artan Enerji (kWh/yıl)	18.575.005	684.128	275.081	275.453	281.268
Artan Enerji (%)	20,4	0,819	0,366	0,367	0,374
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	40.065.749	30.215.494	23.601.854	23.438.079	23.528.999
Toplam Yakıt (L/yıl)	15.306.205	11.543.139	-	-	-
Yakıt Maliyeti (\$/yıl)	16.836.825	519.634.548	-	-	-
DG Kullanımı (saat)	7.190	2.016	-	-	-
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	504	1.210.331	63.095	74.041	67.392
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	0,131	14,5	26,2	34,1	33,5
ESS Nominal Kapasitesi (kWh)	-	62.150	-	1.301	641
ESS Kullanılabilir Kapasitesi (kWh)	-	49.720	-	1.041	512
ESS Özerkliği (Saat)	-	6,0	-	0,126	0,0618
ESS Kullanım Hacmi (kWh/yıl)	-	26.980.841	-	321.501	203.442
ESS Kayıpları (kWh/yıl)	-	7.784.259	-	92.800	58.724

Çizelge 7.5’de kurşun-asit bataryalı, Çizelge 7.6’de lityum-iyon bataryalı ve Çizelge 7.7’de vanadyum akışkan (VRFB) bataryalı satışı %75 PR’lı HGS’nin optimizasyon analiz sonuçları görülmektedir. Her bir analiz içerisinde şebekesiz ve şebekeli olmak üzere DG ve ESS durumlarına göre beş farklı senaryo incelenmiştir.

Çizelge 7.5. Satışı %75 PR DG-ESS’li HGS’nin Optimizasyon Sonuçları-1.

Parametreler	Kurşun Asit (Lead Acid) Batarya				
	DG-PV-RT (Off-Grid)	DG-ESS-PV-RT (Off-Grid)	DG-PV-RT (On-Grid)	ESS-PV-RT (On-Grid)	DG-ESS-PV-RT (On-Grid)
PV (kW)	1.712	1.712	1.712	1.712	1.712
RT (kW)	15.700	15.700	15.700	15.700	15.700
DG (kW)	26.000	26.000	26.000	-	26.000
ESS (kWh)	-	167.167	-	1.294	1.294
Konvertör (kW)	1.255	4.408	941	1.220	1.098
Kontrol Tipi	CD	CD	CC	CC	CC
NPC (\$)	1.170.568.000	823.529.000	315.388.800	353.451.700	316.017.600
COE (\$/kWh)	0,3941	0,2774	0,1062	0,1190	0,1064
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	24.707.730	15.183.400	3.813.428	5.114.749	3.819.736
Yatırım Maliyeti (\$)	159.421.071	202.158.571	159.326.928	144.134.110	159.697.499
O&M Maliyeti (\$/yıl)	6.011.675	5.351.013	5.826.548	5.832.595	5.832.593
PV Üretimi (kWh/yıl)	2.303.005	2.303.005	2.303.005	2.303.005	2.303.005
PV Üretimi (%)	2,43	3,03	2,89	2,89	2,89
RT Üretimi (kWh/yıl)	47.641.601	47.641.601	47.641.601	47.641.601	47.641.601
RT Üretimi (%)	50,4	62,7	59,8	59,8	59,8
DG Üretimi (kWh/yıl)	44.637.600	26.090.982	-	-	-
DG Üretimi (%)	47,2	34,3	-	-	-
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	-	-	29.822.996	29.818.712	29.818.712
Şebekeden Alış (%)	-	-	37,4	37,4	37,4
RF (%)	38,5	64	58,9	58,9	58,9
Artan Enerji (kWh/yıl)	21.996.806	960.908	7.141.805	7.137.296	7.137.296
Artan Enerji (%)	23,3	1,265	8,95	8,95	8,95
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	33.638.191	19.308.880	18.848.134	18.845.426	18.845.426
Toplam Yakıt (L/yıl)	12.850.703	7.376.517	-	-	-
Yakıt Maliyeti (\$/yıl)	14.135.773	8.114.168	-	-	-
DG Kullanımı (saat)	6.076	3.198	-	-	-
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	2.764	412.763	96.374	96.599	96.559
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	0,478	20,3	22,2	17,2	19,1
ESS Nominal Kapasitesi (kWh)	-	167.301	-	1.295	1.295
ESS Kullanılabilir Kapasitesi (kWh)	-	133.841	-	1.036	1.036
ESS Özerkliği (Saat)	-	16,2	-	0,125	0,125
ESS Kullanım Hacmi (kWh/yıl)	-	8.228.597	-	-	-
ESS Kayıpları (kWh/yıl)	-	1.826.506	-	-	-

Çizelge 7.6. Satışsız %75 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-2.

Parametreler	Lityum-İyon (Li-Ion) Batarya				
	DG-PV-RT (Off-Grid)	DG-ESS-PV-RT (Off-Grid)	DG-PV-RT (On-Grid)	ESS-PV-RT (On-Grid)	DG-ESS-PV-RT (On-Grid)
PV (kW)	1.712	1.712	1.712	1.712	1.712
RT (kW)	15.700	15.700	15.700	15.700	15.700
DG (kW)	26.000	26.000	26.000	-	26.000
ESS (kWh)	-	139.821	-	12.429	12.429
Konvertör (kW)	1.255	22.315	1.046	4.184	4.184
Kontrol Tipi	CD	CC	CC	CC	CC
NPC (\$)	1.170.568.000	675.846.100	315.410.000	347.963.600	310.574.700
COE (\$/kWh)	0,3941	0,2275	0,1062	0,1171	0,1046
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	24.707.730	11.268.840	3.813.177	4.860.528	3.565.723
Yatırım Maliyeti (\$)	159.421.071	214.676.450	159.358.309	149.049.887	164.649.887
O&M Maliyeti (\$/yıl)	6.011.675	3.850.279	5.826.122	5.576.157	5.576.157
PV Üretimi (kWh/yıl)	2.303.005	2.303.005	2.303.005	2.303.005	2.303.005
PV Üretimi (%)	2,43	2,94	2,89	2,96	2,96
RT Üretimi (kWh/yıl)	47.641.601	47.641.601	47.641.601	47.641.601	47.641.601
RT Üretimi (%)	50,4	60,8	59,8	61,1	61,1
DG Üretimi (kWh/yıl)	44.637.600	28.426.324	-	-	-
DG Üretimi (%)	47,2	36,3	-	-	-
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	-	-	29.818.712	28.022.996	28.022.996
Şebekeden Alış (%)	-	-	37,4	35,9	35,9
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	-	-	-	-	-
Şebekeye Satış (%)	-	-	-	-	-
RF (%)	38,5	60,8	58,9	61,4	61,4
Artan Enerji (kWh/yıl)	21.996.806	618.580	7.137.296	4.931.523	4.931.523
Artan Enerji (%)	23,3	0,789	8,95	6,33	6,33
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	33.638.191	18.668.891	18.845.426	17.710.534	17.710.534
Toplam Yakıt (L/yıl)	12.850.703	7.132.023	-	-	-
Yakıt Maliyeti (\$/yıl)	14.135.773	7.845.225	-	-	-
DG Kullanımı (saat)	7.347	1.112	-	-	-
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	2.764	1.279.040	96.599	191.111	191.111
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	0,478	12,4	20,0	9,91	9,91
ESS Nominal Kapasitesi (kWh)	-	139.821	-	12.429	12.429
ESS Kullanılabilir Kapasitesi (kWh)	-	111.857	-	9.943	9.943
ESS Özerkliği (Saat)	-	13,5	-	1,20	1,20
ESS Kullanım Hacmi (kWh/yıl)	-	25.312.594	-	1.992.475	1.992.475
ESS Kayıpları (kWh/yıl)	-	2.663.743	-	210.025	210.025

Çizelge 7.7. Satışsız %75 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-3.

Parametreler	Vanadyum Akışkan (VRFB) Batarya				
	DG-PV-RT (Off-Grid)	DG-ESS-PV-RT (Off-Grid)	DG-PV-RT (On-Grid)	ESS-PV-RT (On-Grid)	DG-ESS-PV-RT (On-Grid)
PV (kW)	1.712	1.712	1.712	1.712	1.712
RT (kW)	15.700	15.700	15.700	15.700	15.700
DG (kW)	26.000	26.000	26.000	-	26.000
ESS (kWh)	-	72.440	-	12.420	11.220
Konvertör (kW)	1.255	18.131	1.046	3.347	3.076
Kontrol Tipi	CD	CD	CC	CC	CC
NPC (\$)	1.170.568.000	715.901.900	315.410.000	348.463.200	311.054.000
COE (\$/kWh)	0,3941	0,2410	0,1062	0,1173	0,1047
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	24.707.730	12.943.060	3.813.177	4.894.120	3.609.609
Yatırım Maliyeti (\$)	159.421.071	186.215.862	159.358.309	148.174.690	163.333.230
O&M Maliyeti (\$/yıl)	6.011.675	4.550.250	3.893.976	5.608.387	5.619.138
PV Üretimi (kWh/yıl)	2.303.005	2.303.005	2.303.005	2.303.005	2.303.005
PV Üretimi (%)	2,43	2,77	2,89	2,99	2,99
RT Üretimi (kWh/yıl)	47.641.601	47.641.601	47.641.601	47.641.601	47.641.601
RT Üretimi (%)	50,4	57,2	51,2	61,9	61,8
DG Üretimi (kWh/yıl)	44.637.600	33.346.917	-	-	-
DG Üretimi (%)	47,2	40,0	-	-	-
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	-	-	29.818.712	26.995.951	27.160.049
Şebekeden Alış (%)	-	-	37,4	35,1	35,2
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	-	-	-	-	-
Şebekeye Satış (%)	-	-	-	-	-
RF (%)	38,5	54,1	58,9	62,8	62,6
Artan Enerji (kWh/yıl)	21.996.806	959.772	7.137.296	2.983.587	3.225.896
Artan Enerji (%)	23,3	1,15	8,95	3,88	4,18
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	33.638.191	21.975.860	18.845.426	17.061.441	17.165.151
Toplam Yakıt (L/yıl)	12.850.703	8.395.376	-	-	-
Yakıt Maliyeti (\$/yıl)	14.135.773	9.234.913	-	-	-
DG Kullanımı (saat)	6.076	1.380	-	-	-
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	2.764	1.150.102	96.599	245.166	236.529
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	0,478	13,8	20,0	15,9	16,7
ESS Nominal Kapasitesi (kWh)	-	72.498	-	12.430	11.229
ESS Kullanılabilir Kapasitesi (kWh)	-	57.998	-	9.944	8.983
ESS Özerkliği (Saat)	-	7,0	-	1,20	1,08
ESS Kullanım Hacmi (kWh/yıl)	-	24.845.669	-	3.430.994	3.231.537
ESS Kayıpları (kWh/yıl)	-	7.166.989	-	990.443	932.864

Çizelge 7.8’de kurşun-asit bataryalı, Çizelge 7.9’da lityum-iyon bataryalı ve Çizelge 7.10’da vanadyum akışkan (VRFB) bataryalı %20 satış kısıtlı %150 PR’lı HGS’nin optimizasyon analiz sonuçları görülmektedir. Her bir analiz içerisinde şebekesiz ve şebekeli olmak üzere DG ve ESS durumlarına göre beş farklı senaryo incelenmiştir.

Çizelge 7.8. %20 Şebeke Kısıtlı %150 PR DG-ESS’li HGS’nin Optimizasyon Sonuçları-1.

Parametreler	Kurşun Asit (Lead Acid) Batarya				
	DG-PV-RT (Off-Grid)	DG-ESS-PV-RT (Off-Grid)	DG-PV-RT (On-Grid)	ESS-PV-RT (On-Grid)	DG-ESS-PV-RT (On-Grid)
PV (kW)	1.723	1.723	1.723	1.723	1.723
RT (kW)	33.100	33.100	33.100	33.100	33.100
DG (kW)	26.000	26.000	26.000	-	26.000
ESS (kWh)	-	350.844	-	1.294	647
Konvertör (kW)	1.255	12.913	914	1.220	1.133
Kontrol Tipi	CD	LF	CC	CC	CC
NPC (\$)	1.003.752.000	616.993.600	294.939.600	333.002.300	295.286.900
COE (\$/kWh)	0,3379	0,2077	0,0796	0,08987	0,07969
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	19.277.080	7.597.788	1.959.293	3.260.609	1.962.421
Yatırım Maliyeti (\$)	214.851.071	306.059.317	214.756.928	199.564.110	214.976.210
O&M Maliyeti (\$/yıl)	2.466.360	6.286.058	5.446.093	5.452.135	5.448.898
PV Üretimi (kWh/yıl)	2.314.059	2.314.059	2.314.059	2.314.059	2.314.059
PV Üretimi (%)	2,148	2,81	2,39	2,39	2,39
RT Üretimi (kWh/yıl)	70.135.137	70.135.137	70.135.137	70.135.137	70.135.137
RT Üretimi (%)	65,2	85,2	72,5	72,5	72,5
DG Üretimi (kWh/yıl)	35.187.518	9.882.157	-	-	-
DG Üretimi (%)	32,7	12,0	-	-	-
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	-	-	24.322.573	24.318.959	24.318.959
Şebekeden Alış (%)	-	-	25,1	25,1	25,1
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	-	-	17.955.317	17.956.736	17.956.736
Şebekeye Satış (%)	-	-	19,8	19,8	19,8
RF (%)	51,5	86,4	73,1	73,1	73,1
Artan Enerji (kWh/yıl)	35.051.540	3.973.732	6.191.432	6.186.134	6.186.134
Artan Enerji (%)	32,6	4,83	6,40	6,39	6,39
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	26.470.167	7.200.307	15.371.866	15.369.582	15.369.582
Toplam Yakıt (L/yıl)	10.112.323	2.750.713	-	-	-
Yakıt Maliyeti (\$/yıl)	11.123.555	3.025.784	-	-	-
DG Kullanımı (saat)	4.743	1.098	-	-	-
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	2.537	875.559	101.450	101.715	101.715
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	0,438	14,7	23,4	18,1	19,5
ESS Nominal Kapasitesi (kWh)	-	351.125	-	1.295	648
ESS Kullanılabilir Kapasitesi (kWh)	-	280.900	-	1.036	518
ESS Özerkliği (Saat)	-	33,9	-	0,125	0,0625
ESS Kullanım Hacmi (kWh/yıl)	-	17.936.661	-	-	-
ESS Kayıpları (kWh/yıl)	-	4.004.266	-	-	-

Çizelge 7.9. %20 Şebeke Kısıtlı %150 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-2.

Parametreler	Lityum-İyon (Li-Ion) Batarya				
	DG-PV-RT (Off-Grid)	DG-ESS-PV-RT (Off-Grid)	DG-PV-RT (On-Grid)	ESS-PV-RT (On-Grid)	DG-ESS-PV-RT (On-Grid)
PV (kW)	1.723	1.723	1.723	1.723	1.723
RT (kW)	33.100	33.100	33.100	33.100	33.100
DG (kW)	26.000	26.000	26.000	-	26.000
ESS (kWh)	-	141.595	-	13.982	13.982
Konvertör (kW)	1.255	23.799	1.046	4.184	4.184
Kontrol Tipi	CD	CD	CC	CC	CC
NPC (\$)	1.003.752.000	509.636.000	294.960.600	329.912.800	292.523.800
COE (\$/kWh)	0,3379	0,1716	0,07961	0,09085	0,08056
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	19.277.080	5.826.944	1.959.038	3.051.715	1.756.910
Yatırım Maliyeti (\$)	214.851.071	271.172.319	214.788.309	205.023.437	220.623.437
O&M Maliyeti (\$/yıl)	6.427.005	4.691.120	5.445.661	5.239.838	5.239.838
PV Üretimi (kWh/yıl)	2.314.059	2.314.059	2.314.059	2.314.059	2.314.059
PV Üretimi (%)	2,148	2,71	2,39	2,44	2,44
RT Üretimi (kWh/yıl)	70.135.137	70.135.137	70.135.137	70.135.137	70.135.137
RT Üretimi (%)	66,8	82,1	72,5	74,1	74,1
DG Üretimi (kWh/yıl)	35.187.518	12.935.285	-	-	-
DG Üretimi (%)	32,7	15,1	-	-	-
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	-	-	24.318.959	22.194.040	22.194.040
Şebekeden Alış (%)	-	-	25,1	23,5	23,5
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	-	-	17.956.736	16.149.770	16.149.770
Şebekeye Satış (%)	-	-	19,8	18,2	18,2
RF (%)	51,5	82,2	73,1	75,0	75,0
Artan Enerji (kWh/yıl)	35.051.540	8.154.858	6.186.134	5.384.065	5.384.065
Artan Enerji (%)	32,6	9,55	6,39	5,69	5,69
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	26.470.167	8.576.058	15.369.582	14.026.633	14.026.633
Toplam Yakıt (L/yıl)	10.112.323	3.276.287	-	-	-
Yakıt Maliyeti (\$/yıl)	11.123.555	3.603.915	-	-	-
DG Kullanımı (saat)	4.743	587	-	-	-
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	2.537	1.120.852	101.715	210.728	210.728
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	0,438	10,2	21,1	10,9	10,9
ESS Nominal Kapasitesi (kWh)	-	141.595	-	13.982	13.982
ESS Kullanılabilir Kapasitesi (kWh)	-	113.276	-	11.186	11.186
ESS Özerkliği (Saat)	-	13,7	-	1,35	1,35
ESS Kullanım Hacmi (kWh/yıl)	-	22.172.287	-	2.357.748	2.357.748
ESS Kayıpları (kWh/yıl)	-	2.337.164	-	248.528	248.528

Çizelge 7.10. %20 Şebeke Kısıtlı %150 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-3.

Parametreler	Vanadyum Akışkan (VRFB) Batarya				
	DG-PV-RT (Off-Grid)	DG-ESS-PV- RT (Off-Grid)	DG-PV-RT (On-Grid)	ESS-PV-RT (On-Grid)	DG-ESS-PV- RT (On-Grid)
PV (kW)	1.723	1.723	1.723	1.723	1.723
RT (kW)	33.100	33.100	33.100	33.100	33.100
DG (kW)	26.000	26.000	26.000	-	26.000
ESS (kWh)	-	100.900	-	10.340	10.340
Konvertör (kW)	1.255	12.204	1.046	2.789	2.789
Kontrol Tipi	CD	CD	CC	CC	CC
NPC (\$)	1.003.752.000	554.461.800	294.960.600	330.233.500	292.844.500
COE (\$/kWh)	0,3379	0,1867	0,07961	0,09299	0,08247
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	19.277.080	7.478.590	1.959.038	3.113.556	1.818.752
Yatırım Maliyeti (\$)	214.851.071	248.405.609	214.788.309	202.813.325	218.413.325
O&M Maliyeti (\$/yıl)	6.427.005	4.818.424	5.445.661	5.302.442	5.302.442
PV Üretimi (kWh/yıl)	2.314.059	2.314.059	2.314.059	2.314.059	2.314.059
PV Üretimi (%)	2,148	2,58	2,39	2,49	2,49
RT Üretimi (kWh/yıl)	70.135.137	70.135.137	70.135.137	70.135.137	70.135.137
RT Üretimi (%)	65,2	78,3	72,5	75,4	75,4
DG Üretimi (kWh/yıl)	35.187.518	17.191.848	-	-	-
DG Üretimi (%)	32,7	19,2	-	-	-
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	-	-	24.318.959	20.462.477	20.462.477
Şebekeden Alış (%)	-	-	25,1	22,0	22,0
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	-	-	17.956.736	14.190.544	14.190.544
Şebekeye Satış (%)	-	-	19,8	16,4	16,4
RF (%)	51,5	76,3	73,1	76,4	76,4
Artan Enerji (kWh/yıl)	35.051.540	8.615.935	6.186.134	4.301.784	4.301.784
Artan Enerji (%)	32,6	9,61	6,39	4,63	4,63
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	26.470.167	11.490.830	15.369.582	12.932.285	12.932.285
Toplam Yakıt (L/yıl)	10.112.323	4.389.809	-	-	-
Yakıt Maliyeti (\$/yıl)	11.123.555	4.828.790	-	-	-
DG Kullanımı (saat)	4.743	873	-	-	-
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	2.537	994.483	101.715	286.420	286.420
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	0,438	17,7	21,1	22,3	22,3
ESS Nominal Kapasitesi (kWh)	-	100.981	-	10.348	10.348
ESS Kullanılabilir Kapasitesi (kWh)	-	80.785	-	8.279	8.279
ESS Özerkliği (Saat)	-	9,75	-	0,999	0,999
ESS Kullanım Hacmi (kWh/yıl)	-	21.485.741	-	4.687.455	4.687.455
ESS Kayıpları (kWh/yıl)	-	6.202.399	-	1.353.152	1.353.152

Çizelge 7.11’de kurşun-asit bataryalı, Çizelge 7.12’de lityum-iyon bataryalı ve Çizelge 7.13’te vanadyum akışkan (VRFB) bataryalı %40 satış kısıtlı %200 PR’lı HGS’nin optimizasyon analiz sonuçları görülmektedir. Her bir analiz içerisinde şebekesiz ve şebekeli olmak üzere DG ve ESS durumlarına göre beş farklı senaryo incelenmiştir.

Çizelge 7.11. %40 Şebeke Kısıtlı %200 PR DG-ESS’li HGS’nin Optimizasyon Sonuçları-1.

Parametreler	Kurşun Asit (Lead Acid) Batarya				
	DG-PV-RT (Off-Grid)	DG-ESS-PV- RT (Off-Grid)	DG-PV-RT (On-Grid)	ESS-PV-RT (On-Grid)	DG-ESS-PV- RT (On-Grid)
PV (kW)	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730
RT (kW)	44.700	44.700	44.700	44.700	44.700
DG (kW)	26.000	26.000	26.000	-	26.000
ESS (kWh)	-	437.756	-	1.294	647
Konvertör (kW)	1.255	16.736	941	1.098	1.133
Kontrol Tipi	CD	LF	CC	CC	CC
NPC (\$)	972.350.500	570.457.800	276.267.100	314.283.300	276.613.100
COE (\$/kWh)	0,3273	0,1920	0,06147	0,06992	0,06154
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	17.608.810	4.998.749	600.062	1.901.140	603.159
Yatırım Maliyeti (\$)	251.804.071	365.887.450	251.709.928	236.480.499	251.929.210
O&M Maliyeti (\$/yıl)	6.965.275	7.103.484	5.069.315	5.075.323	5.072.089
PV Üretimi (kWh/yıl)	2.320.918	2.320.918	2.320.918	2.320.918	2.320.918
PV Üretimi (%)	1,932	2,54	2,098	2,098	2,098
RT Üretimi (kWh/yıl)	85.130.829	85.130.829	85.130.829	85.130.829	85.130.829
RT Üretimi (%)	70,9	93,1	77,1	77,1	77,1
DG Üretimi (kWh/yıl)	32.553.472	3.975.613	-	-	-
DG Üretimi (%)	27,1	4,35	-	-	-
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	-	-	23.082.345	23.079.043	23.079.043
Şebekeden Alış (%)	-	-	20,9	20,9	20,9
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	-	-	37.242.283	37.244.923	37.244.923
Şebekeye Satış (%)	-	-	33,9	33,9	33,9
RF (%)	55,1	94,5	79,0	79,0	79,0
Artan Enerji (kWh/yıl)	47.420.304	11.447.451	657.886	651.632	651.632
Artan Enerji (%)	39,5	12,5	0,595	0,590	0,590
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	24.457.779	2.868.019	14.588.042	14.585.955	14.585.955
Toplam Yakıt (L/yıl)	9.343.536	1.095.661	-	-	-
Yakıt Maliyeti (\$/yıl)	10.277.889	1.205.227	-	-	-
DG Kullanımı (saat)	4.357	413	-	-	-
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	2.278	1.088.598	114.251	114.564	114.564
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	0,394	14,1	26,3	22,6	21,9
ESS Nominal Kapasitesi (kWh)	-	438.106	-	1.295	648
ESS Kullanılabilir Kapasitesi (kWh)	-	350.485	-	1.036	518
ESS Özerkliği (Saat)	-	42,3	-	0,125	0,0625
ESS Kullanım Hacmi (kWh/yıl)	-	22.806.613	-	-	-
ESS Kayıpları (kWh/yıl)	-	5.097.368	-	-	-

Çizelge 7.12. %40 Şebeke Kısıtlı %200 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-2.

Parametreler	Lityum-İyon (Li-Ion) Batarya				
	DG-PV-RT (Off-Grid)	DG-ESS-PV-RT (Off-Grid)	DG-PV-RT (On-Grid)	ESS-PV-RT (On-Grid)	DG-ESS-PV-RT (On-Grid)
PV (kW)	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730
RT (kW)	44.700	44.700	44.700	44.700	44.700
DG (kW)	26.000	26.000	26.000	-	26.000
ESS (kWh)	-	133.934	-	9.321	9.321
Konvertör (kW)	1.255	17.272	1.046	2.746	2.746
Kontrol Tipi	CD	CD	CC	CC	CC
NPC (\$)	972.350.500	466.284.300	276.286.700	312.844.100	275.455.100
COE (\$/kWh)	0,3273	0,1570	0,06147	0,07071	0,06226
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	17.606.810	3.978.032	599.775	1.782.083	487.278
Yatırım Maliyeti (\$)	251.804.071	303.486.087	251.741.309	239.913.599	255.513.599
O&M Maliyeti (\$/yıl)	6.965.275	5.327.437	5.068.852	4.953.726	4.953.726
PV Üretimi (kWh/yıl)	2.320.918	2.320.918	2.320.918	2.320.918	2.320.918
PV Üretimi (%)	1,982	2,42	2,098	2,131	2,131
RT Üretimi (kWh/yıl)	85.130.829	85.130.829	85.130.829	85.130.829	85.130.829
RT Üretimi (%)	70,9	88,7	77,1	78,0	78,0
DG Üretimi (kWh/yıl)	32.553.472	8.481.388	-	-	-
DG Üretimi (%)	27,1	8,84	-	-	-
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	-	-	23.079.043	21.637.941	21.637.941
Şebekeden Alış (%)	-	-	20,9	19,8	19,8
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	-	-	37.244.923	35.530.156	35.530.156
Şebekeye Satış (%)	-	-	33,9	32,9	32,9
RF (%)	55,1	88,3	79,0	80,0	80,0
Artan Enerji (kWh/yıl)	47.420.304	18.812.847	651.632	598.316	598.316
Artan Enerji (%)	39,5	19,62	0,59	0,549	0,549
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	24.457.779	5.672.171	14.585.955	13.675.179	13.675.179
Toplam Yakıt (L/yıl)	9.343.536	2.166.923	-	-	-
Yakıt Maliyeti (\$/yıl)	10.277.889	2.383.615	-	-	-
DG Kullanımı (saat)	4.357	434	-	-	-
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	2.278	1.092.488	114.564	187.466	187.466
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	0,394	13,7	23,8	14,8	14,8
ESS Nominal Kapasitesi (kWh)	-	133.934	-	9.321	9.321
ESS Kullanılabilir Kapasitesi (kWh)	-	107.147	-	7.457	7.457
ESS Özerkliği (Saat)	-	12,9	-	0,90	0,90
ESS Kullanım Hacmi (kWh/yıl)	-	21.693.852	-	1.599.006	1.599.006
ESS Kayıpları (kWh/yıl)	-	2.286.715	-	168.550	168.550

Çizelge 7.13. %40 Şebeke Kısıtlı %200 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-3.

Parametreler	Vanadyum Akışkan (VRFB) Batarya				
	DG-PV-RT (Off-Grid)	DG-ESS-PV-RT (Off-Grid)	DG-PV-RT (On-Grid)	ESS-PV-RT (On-Grid)	DG-ESS-PV-RT (On-Grid)
PV (kW)	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730
RT (kW)	44.700	44.700	44.700	44.700	44.700
DG (kW)	26.000	26.000	26.000	-	26.000
ESS (kWh)	-	144.800	-	2.580	2.580
Konvertör (kW)	1.255	17.783	1.046	1.046	1.046
Kontrol Tipi	CD	CD	CC	CC	CC
NPC (\$)	972.350.500	499.307.500	276.286.700	313.577.500	276.188.500
COE (\$/kWh)	0,3273	0,1681	0,06147	0,07069	0,06226
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	17.606.810	4.864.620	599.775	1.873.269	578.464
Yatırım Maliyeti (\$)	251.804.071	300.226.259	251.741.309	236.915.309	252.515.309
O&M Maliyeti (\$/yıl)	6.695.275	5.514.005	5.068.852	5.047.540	5.047.540
PV Üretimi (kWh/yıl)	2.320.918	2.320.918	2.320.918	2.320.918	2.320.918
PV Üretimi (%)	1,93	2,36	2,09	2,11	2,11
RT Üretimi (kWh/yıl)	85.130.829	85.130.829	85.130.829	85.130.829	85.130.829
RT Üretimi (%)	70,9	86,6	77,1	77,8	77,8
DG Üretimi (kWh/yıl)	32.553.472	10.918.872	-	-	-
DG Üretimi (%)	27,1	11,1	-	-	-
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	-	-	23.079.043	22.031.651	22.031.651
Şebekeden Alış (%)	-	-	20,9	20,1	20,1
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	-	-	37.244.923	35.809.011	35.809.011
Şebekeye Satış (%)	-	-	33,9	33,0	33,0
RF (%)	55,1	85,0	79,0	79,7	79,7
Artan Enerji (kWh/yıl)	47.420.340	16.448.630	651.632	581.535	581.535
Artan Enerji (%)	39,5	16,7	0,590	0,531	0,531
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	24.457.779	7.194.760	14.585.955	13.924.003	13.924.003
Toplam Yakıt (L/yıl)	9.343.536	2.748.594	-	-	-
Yakıt Maliyeti (\$/yıl)	10.277.889	3.023.453	-	-	-
DG Kullanımı (saat)	4.357	451	-	-	-
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	2.278	1.090.645	114.564	149.789	149.789
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	0,394	13,3	23,8	31,1	31,1
ESS Nominal Kapasitesi (kWh)	-	144.996	-	2.582	2.582
ESS Kullanılabilir Kapasitesi (kWh)	-	115.997	-	2.066	2.066
ESS Özerkliği (Saat)	-	14,0	-	0,249	0,249
ESS Kullanım Hacmi (kWh/yıl)	-	23.728.961	-	1.273.079	1.273.079
ESS Kayıpları (kWh/yıl)	-	6.849.961	-	367.506	367.506

Çizelge 7.14’de kurşun-asit bataryalı, Çizelge 7.15’de lityum-iyon bataryalı ve Çizelge 7.16’da vanadyum akışkan (VRFB) bataryalı satış kısıtsız %300 PR’lı HGS’nin optimizasyon analiz sonuçları görülmektedir. Her bir analiz içerisinde şebekesiz ve şebekeli olmak üzere DG ve ESS durumlarına göre beş farklı senaryo incelenmiştir.

Çizelge 7.14. Satış Kısıtsız %300 PR DG-ESS’li HGS’nin Optimizasyon Sonuçları-1.

Parametreler	Kurşun Asit (Lead Acid) Batarya				
	DG-PV-RT (Off-Grid)	DG-ESS-PV-RT (Off-Grid)	DG-PV-RT (On-Grid)	ESS-PV-RT (On-Grid)	DG-ESS-PV-RT (On-Grid)
PV (kW)	1.644	1.644	1.644	1.644	1.644
RT (kW)	68.000	68.000	68.000	68.000	68.000
DG (kW)	26.000	26.000	26.000	-	26.000
ESS (kWh)	-	483.604	-	647	647
Konvertör (kW)	1.225	22.931	941	1.133	1.133
Kontrol Tipi	CD	LF	CC	CC	CC
NPC (\$)	985.361.300	579.344.100	264.661.800	302.404.800	265.015.800
COE (\$/kWh)	0,3317	0,1950	0,0463	0,0529	0,04636
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	16.113.470	3.079.144	-1.494.774	-196.679	-1.491.484
Yatırım Maliyeti (\$)	325.928.571	453.332.298	325.834.428	310.453.710	326.053.710
O&M Maliyeti (\$/yıl)	8.308.745	8.636.798	4.947.853	4.950.820	4.950.820
PV Üretimi (kWh/yıl)	2.228.275	2.228.275	2.228.275	2.228.275	2.228.275
PV Üretimi (%)	1,50	1,88	1,59	1,59	1,59
RT Üretimi (kWh/yıl)	115.251.484	115.251.484	115.251.484	115.251.484	115.251.484
RT Üretimi (%)	77,7	97,5	82,4	82,4	82,4
DG Üretimi (kWh/yıl)	30.764.552	679.586	-	-	-
DG Üretimi (%)	20,8	0,575	-	-	-
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	-	-	22.324.912	22.323.086	22.323.086
Şebekeden Alış (%)	-	-	16,0	16,0	16,0
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	-	-	67.107.046	67.108.795	67.108.795
Şebekeye Satış (%)	-	-	48,0	48,0	48,0
RF (%)	57,6	99,1	84,0	84,0	84,0
Artan Enerji (kWh/yıl)	75.659.986	37.239.113	27.192	23.429	23.429
Artan Enerji (%)	51,0	31,5	0,0194	0,0168	0,0168
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	23.084.225	487.662	14.109.344	14.108.190	14.108.190
Toplam Yakıt (L/yıl)	8.818.801	186.300	-	-	-
Yakıt Maliyeti (\$/yıl)	9.700.681	204.930	-	-	-
DG Kullanımı (saat)	4.088	68	-	-	-
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	1.689	1.202.973	111.226	111.414	111.414
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	0,292	11,4	25,6	21,3	21,3
ESS Nominal Kapasitesi (kWh)	-	483.991	-	648	648
ESS Kullanılabilir Kapasitesi (kWh)	-	387.193	-	518	518
ESS Özerkliği (Saat)	-	46,7	-	0,0625	0,0625
ESS Kullanım Hacmi (kWh/yıl)	-	25.526.809	-	-	-
ESS Kayıpları (kWh/yıl)	-	5.707.471	-	-	-

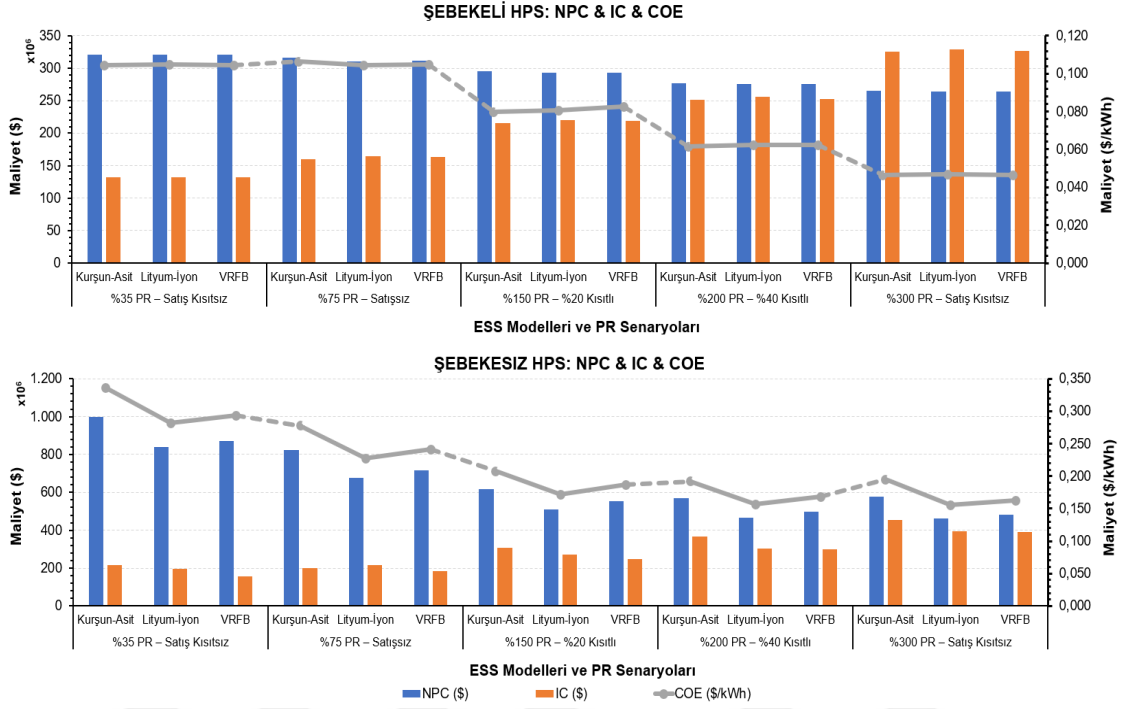
Çizelge 7.15. Satış Kısıtsız %300 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-2.

Parametreler	Lityum-İyon (Li-Ion) Batarya				
	DG-PV-RT (Off-Grid)	DG-ESS-PV- RT (Off-Grid)	DG-PV-RT (On-Grid)	ESS-PV-RT (On-Grid)	DG-ESS-PV- RT (On-Grid)
PV (kW)	1.644	1.644	1.644	1.644	1.644
RT (kW)	68.000	68.000	68.000	68.000	68.000
DG (kW)	26.000	26.000	26.000	-	26.000
ESS (kWh)	-	174.703	-	7.768	7.768
Konvertör (kW)	1.255	23.967	1.046	2.586	2.586
Kontrol Tipi	CD	CD	CC	CC	CC
NPC (\$)	985.361.300	463.953.800	264.689.400	301.429.600	264.040.600
COE (\$/kWh)	0,3317	0,1562	0,0463	0,05331	0,0467
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	16.113.470	1.712.076	-1.494.867	-293.640	-1.588.446
Yatırım Maliyeti (\$)	325.928.571	393.888.225	325.865.809	313.446.600	329.046.606
O&M Maliyeti (\$/yıl)	8.308.745	6.802.708	4.947.584	4.849.389	4.849.389
PV Üretimi (kWh/yıl)	2.228.275	2.228.275	2.228.275	2.228.275	2.228.275
PV Üretimi (%)	1,50	1,83	1,59	1,60	1,60
RT Üretimi (kWh/yıl)	115.251.484	115.251.484	115.251.484	115.251.484	115.251.484
RT Üretimi (%)	77,7	95,2	82,4	83,2	83,2
DG Üretimi (kWh/yıl)	30.764.552	3.623.335	-	-	-
DG Üretimi (%)	20,8	2,99	-	-	-
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	-	-	22.323.086	21.075.378	21.075.378
Şebekeden Alış (%)	-	-	16,0	15,2	15,2
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	-	-	67.108.795	65.577.351	65.577.351
Şebekeye Satış (%)	-	-	48,0	47,5	47,5
RF (%)	57,6	95,0	84,0	84,7	84,7
Artan Enerji (kWh/yıl)	75.659.986	43.709.823	23.429	23.429	23.429
Artan Enerji (%)	51,0	36,1	0,0168	0,0169	0,0169
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	23.084.225	2.420.804	14.108.190	13.319.639	13.319.639
Toplam Yakıt (L/yıl)	8.818.801	924.813	-	-	-
Yakıt Maliyeti (\$/yıl)	9.700.681	1.017.294	-	-	-
DG Kullanımı (saat)	4.088	183	-	-	-
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	1.689	1.148.309	111.414	174.808	174.808
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	0,292	10,4	23,1	14,7	14,7
ESS Nominal Kapasitesi (kWh)	-	174.703	-	7.768	7.768
ESS Kullanılabilir Kapasitesi (kWh)	-	139.763	-	6.214	6.214
ESS Özerkliği (Saat)	-	16,9	-	0,750	0,750
ESS Kullanım Hacmi (kWh/yıl)	-	22.972.539	-	1.384.420	1.384.420
ESS Kayıpları (kWh/yıl)	-	2.421.518	-	145.931	145.931

Çizelge 7.16. Satış Kısıtsız %300 PR DG-ESS'li HGS'nin Optimizasyon Sonuçları-3.

Parametreler	Vanadyum Akışkan (VRFB) Batarya				
	DG-PV-RT (Off-Grid)	DG-ESS-PV- RT (Off-Grid)	DG-PV-RT (On-Grid)	ESS-PV-RT (On-Grid)	DG-ESS-PV- RT (On-Grid)
PV (kW)	1.644	1.644	1.644	1.644	1.644
RT (kW)	68.000	68.000	68.000	68.000	68.000
DG (kW)	26.000	26.000	26.000	-	26.000
ESS (kWh)	-	196.640	-	1.300	1.300
Konvertör (kW)	1.255	23.710	941	872	889
Kontrol Tipi	CD	LF	CC	CC	CC
NPC (\$)	985.361.300	482.582.800	264.661.800	302.108.600	264.698.600
COE (\$/kWh)	0,3317	0,1625	0,0463	0,05313	0,04655
İşletme Maliyeti (\$/yıl)	16.113.470	2.221.804	-1.494.774	-207.575	-1.503.021
Yatırım Maliyeti (\$)	325.928.571	391.657.012	325.834.428	310.603.507	326.208.737
O&M Maliyeti (\$/yıl)	8.308.745	7.151.474	4.947.853	4.940.365	4.939.694
PV Üretimi (kWh/yıl)	2.228.275	2.228.275	2.228.275	2.228.275	2.228.275
PV Üretimi (%)	1,50	1,85	1,59	1,59	1,59
RT Üretimi (kWh/yıl)	115.251.484	115.251.484	115.251.484	115.251.484	115.251.484
RT Üretimi (%)	77,7	95,8	82,4	82,7	82,7
DG Üretimi (kWh/yıl)	30.764.552	2.850.224	-	-	-
DG Üretimi (%)	20,8	2,37	-	-	-
Şebekeden Alış (kWh/yıl)	-	-	22.324.912	21.822.725	21.812.422
Şebekeden Alış (%)	-	-	16,0	15,7	15,7
Şebekeye Satış (kWh/yıl)	-	-	67.107.046	66.360.484	66.356.689
Şebekeye Satış (%)	-	-	48,0	47,8	47,8
RF (%)	57,6	96,1	84,0	84,3	84,3
Artan Enerji (kWh/yıl)	75.659.986	38.269.178	27.192	48.226	39.912
Artan Enerji (%)	51,0	31,8	0,0194	0,0346	0,0287
CO ₂ Miktarı (kg/yıl)	23.084.225	2.108.981	14.109.344	13.791.962	13.785.451
Toplam Yakıt (L/yıl)	8.818.801	805.688	-	-	-
Yakıt Maliyeti (\$/yıl)	9.700.681	886.256	-	-	-
DG Kullanımı (saat)	4.088	349	-	-	-
Konvertör Kayıpları (kWh/yıl)	1.689	1.105.160	111.226	125.050	125.548
Konvertör Kapasite Faktörü (%)	0,292	10,1	25,6	31,1	30,6
ESS Nominal Kapasitesi (kWh)	-	196.797	-	1.301	1.301
ESS Kullanılabilir Kapasitesi (kWh)	-	157.438	-	1.041	1.041
ESS Özerkliği (Saat)	-	19,0	-	0,126	0,126
ESS Kullanım Hacmi (kWh/yıl)	-	24.128.099	-	637.968	641.984
ESS Kayıpları (kWh/yıl)	-	6.965.182	-	184.166	185.325

Çizelge 7.17-Çizelge 7.41’da DG-PV-RT-ESS’li HGS’lerin farklı batarya modellerindeki ve şebeke olup olmama durumlarına göre teknik, ekonomik ve çevresel analizlerinin karşılaştırılması görülmektedir (Şekil 7.3-Şekil 7.9).



Şekil 7.3. Farklı tip ESS’li HGS’lerin ekonomik olarak karşılaştırılması.

Çizelge 7.17. Şebekesiz Farklı Tip ESS’li HGS’lerin NPC Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	NPC (\$)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	997.318.100 \$	839.251.900 \$	870.803.800 \$
%75 PR – Satışsız	823.529.000 \$	675.846.100 \$	715.901.900 \$
%150 PR – %20 Kısıtlı	616.993.600 \$	509.636.000 \$	554.461.800 \$
%200 PR – %40 Kısıtlı	570.457.800 \$	466.284.300 \$	499.307.500 \$
%300 PR – Satış Kısıtsız	579.344.100 \$	463.953.800 \$	482.582.800 \$

Çizelge 7.18. Şebekeli Farklı Tip ESS’li HGS’lerin NPC Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	NPC (\$)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	321.029.900 \$	320.514.200 \$	320.846.200 \$
%75 PR – Satışsız	316.017.600 \$	310.574.700 \$	311.054.000 \$
%150 PR – %20 Kısıtlı	295.286.900 \$	292.523.800 \$	292.844.500 \$
%200 PR – %40 Kısıtlı	276.613.100 \$	275.455.100 \$	276.188.500 \$
%300 PR – Satış Kısıtsız	265.015.800 \$	264.040.600 \$	264.698.600 \$

Çizelge 7.17’de şebekesiz ve Çizelge 7.18’de şebekeli farklı tip ESS’li HGS’lerin NPC olarak karşılaştırılması verilmiştir (Şekil 7.3). Proje ömrü boyunca en ekonomik NPC değerini Lityum-iyon ESS’li HGS’ler ve en pahalı NPC değerini ise kurşuna-asit ESS’li HGS’ler oluşturmuştur. VRFB ESS’li HGS’ler ise her ikisi arasında denge konumda kalmıştır. En alt ile en üst değerler ele alındığında oluşan maliyet farkları arasındaki ilişki sırasıyla;

- ... **%35 PR (şebekesiz – şebekeli):** 158 M\$ – 0,51 M\$ (309 kat)
- ... **%75 PR (şebekesiz – şebekeli):** 147 M\$ – 5,44 M\$ (27 kat)
- ... **%150 PR (şebekesiz – şebekeli):** 107 M\$ – 2,76 M\$ (38 kat)
- ... **%200 PR (şebekesiz – şebekeli):** 104 M\$ – 1,15 M\$ (90 kat)
- ... **%300 PR (şebekesiz – şebekeli):** 115 M\$ – 0,97 M\$ (118 kat)

Her bir ESS’in şebekesiz HGS’nin şebekeli HGS’ye göre NPC oranları değişimi (minimum – maksimum olarak) sırasıyla;

- ... **Kurşun-asit ESS:** 2,18 – 3,10 kat
- ... **Lityum-iyon ESS:** 1,75 – 2,58 kat
- ... **VRFB ESS:** 1,82 – 2,71 kat

Analizler görüldüğü üzere; şebekesiz ESS’li HGS’ler, şebekeli ESS’li HGS’e göre 1,82 ila 3,10 katı arasında değişen değerlerde bir NPC artışı görülmektedir. Bu artış oranında en pahalı oranı kurşun-asit ESS, en ucuz oranı ise lityum-iyon ESS sağlamaktadır. %35 PR (satış kısıtsız) senaryosu en pahalı NPC değerini, en ekonomik NPC değerini %300 PR (satış kısıtsız) senaryosu gösterir. NPC olarak sırasıyla Lityum-iyon, VRFB ve kurşun-asit ESS’ler ön plana çıkmaktadır. Çizelge 7.19’da şebekesiz ve Çizelge 7.20’de şebekeli farklı tip ESS’li HGS’lerin COE olarak karşılaştırılması verilmiştir. Analizler NPC değerleri ile paralellik göstermektedir.

Çizelge 7.19. Şebekesiz Farklı Tip ESS’li HGS’lerin COE Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	COE (\$/kWh)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	0,3358 \$/kWh	0,2825 \$/kWh	0,2932 \$/kWh
%75 PR – Satışsız	0,2774 \$/kWh	0,2275 \$/kWh	0,2410 \$/kWh
%150 PR – %20 Kısıtlı	0,2077 \$/kWh	0,1716 \$/kWh	0,1867 \$/kWh
%200 PR – %40 Kısıtlı	0,1920 \$/kWh	0,1570 \$/kWh	0,1681 \$/kWh
%300 PR – Satış Kısıtsız	0,1950 \$/kWh	0,1562 \$/kWh	0,1625 \$/kWh

Çizelge 7.20. Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin COE Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	COE (\$/kWh)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	0,1043 \$/kWh	0,1048 \$/kWh	0,1045 \$/kWh
%75 PR – Satışsız	0,1064 \$/kWh	0,1046 \$/kWh	0,1047 \$/kWh
%150 PR – %20 Kısıtlı	0,0796 \$/kWh	0,0805 \$/kWh	0,0824 \$/kWh
%200 PR – %40 Kısıtlı	0,0615 \$/kWh	0,0622 \$/kWh	0,0622 \$/kWh
%300 PR – Satış Kısıtsız	0,0463 \$/kWh	0,0467 \$/kWh	0,0465 \$/kWh

Çizelge 7.21'de şebekesiz ve Çizelge 7.22'de şebekeli farklı tip ESS'li HGS'lerin IC olarak karşılaştırılması verilmiştir.

Çizelge 7.21. Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin IC Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	IC (\$)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	214.582.754 \$	195.536.087 \$	155.329.362 \$
%75 PR – Satışsız	202.158.571 \$	214.676.450 \$	186.215.862 \$
%150 PR – %20 Kısıtlı	306.059.317 \$	271.172.319 \$	248.405.609 \$
%200 PR – %40 Kısıtlı	365.887.450 \$	303.486.087 \$	300.226.259 \$
%300 PR – Satış Kısıtsız	453.332.298 \$	393.888.225 \$	391.657.012 \$

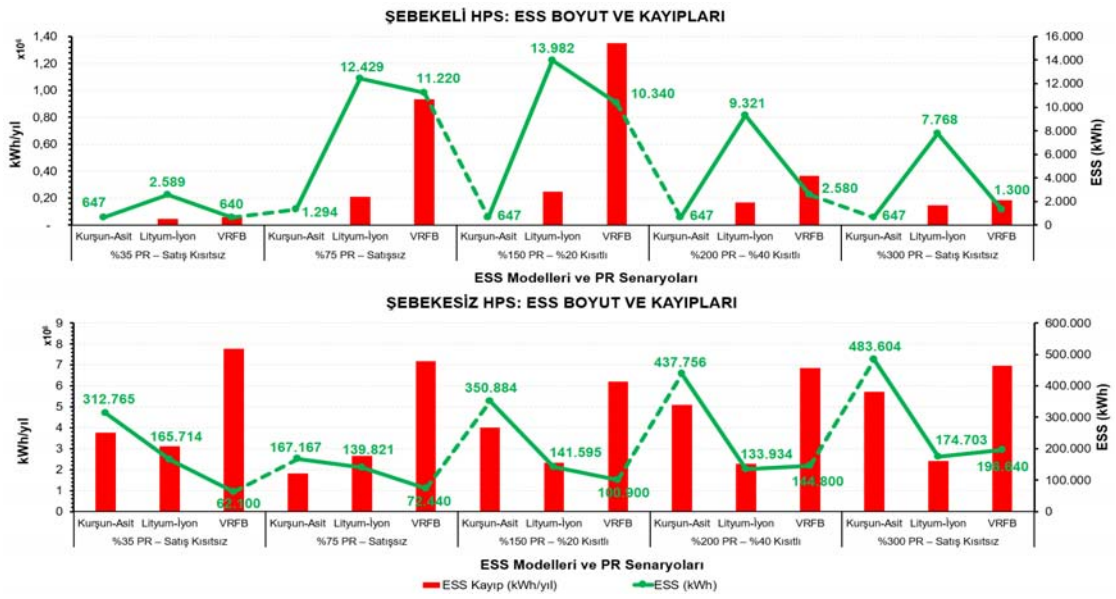
Çizelge 7.22. Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin IC Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	IC (\$)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	131.604.805 \$	132.479.959 \$	131.582.753 \$
%75 PR – Satışsız	159.697.499 \$	164.649.887 \$	163.333.230 \$
%150 PR – %20 Kısıtlı	214.976.210 \$	220.623.437 \$	218.413.325 \$
%200 PR – %40 Kısıtlı	251.929.210 \$	255.513.599 \$	252.515.309 \$
%300 PR – Satış Kısıtsız	326.053.710 \$	329.046.606 \$	326.208.737 \$

Şebekesiz HGS incelendiğinde en pahalı yatırım %300 PR'lı HGS, en ekonomik yatırım %35 PR'lı HGS olarak görülmektedir. IC'ler açısından ele alındığında en ekonomik yatırımlar VRFB ESS'li HGS'ler ve en pahalı yatırımlar ise kurşun-asit ESS'li HGS'ler oluşturmaktadır. Lityum-iyon ESS'li HGS'ler ise diğer ikisinin arasında denge görevi görmektedir. Şebekeli HGS ele alındığında en pahalı yatırım %300 PR'lı HGS, en ekonomik yatırım %35 PR'lı HGS olarak görülmektedir. IC'ler açısından ele alındığında en ekonomik yatırımlar kurşun-asit ESS'li HGS'ler ve en pahalı yatırımlar ise lityum-iyon ESS'li HGS'ler oluşturmaktadır. VRFB ESS'li HGS'ler ise diğer ikisinin arasında denge görevi görmektedir. Şebekesiz HGS'de en ekonomik yatırıma sahip olan VRFB ESS'li HGS'ler şebekeli sistemde yerine kurşun-asit ESS'li HGS'lere

bırakmıştır. Analizler görüldüğü üzere; şebekesiz ESS'li HGS'ler, şebekeli ESS'li HGS'e göre 1,18 ila 1,67 katı arasında değişen değerlerde bir IC artışı görülmektedir. IC olarak şebekesiz HGS'de sırasıyla VRFB, Lityum-iyon ve kurşun-asit ESS'ler ve şebekeli HGS'de sırasıyla kurşun-asit, VRFB ve Lityum-iyon ESS'ler ön plana çıkmaktadır.

Çizelge 7.23'te şebekesiz ve Çizelge 7.24'te şebekeli farklı tip ESS'li HGS'lerin ESS boyut karşılaştırması; Çizelge 7.25'te şebekesiz ve Çizelge 7.26'da şebekeli farklı tip ESS'li HGS'lerin ESS kayıplarının karşılaştırılması verilmiştir (Şekil 7.4).



Şekil 7.4. Farklı tip ESS'li HGS'lerin ESS boyut ve kayıplar açısından karşılaştırılması.

Çizelge 7.23. Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin ESS Boyut Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	ESS Boyut (kWh)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	312.765 kWh	165.714 kWh	62.100 kWh
%75 PR – Satışsız	167.167 kWh	139.821 kWh	72.440 kWh
%150 PR – %20 Kısıtlı	350.884 kWh	141.595 kWh	100.900 kWh
%200 PR – %40 Kısıtlı	437.756 kWh	133.934 kWh	144.800 kWh
%300 PR – Satış Kısıtsız	483.604 kWh	174.703 kWh	196.640 kWh

Çizelge 7.24. Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin ESS Boyut Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	ESS Boyut (kWh)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	647 kWh	2.589 kWh	640 kWh
%75 PR – Satışsız	1.294 kWh	12.429 kWh	11.220 kWh
%150 PR – %20 Kısıtlı	647 kWh	13.982 kWh	10.340 kWh
%200 PR – %40 Kısıtlı	647 kWh	9.321 kWh	2.580 kWh
%300 PR – Satış Kısıtsız	647 kWh	7.768 kWh	1.300 kWh

Çizelge 7.25. Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin ESS Kayıp Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	ESS Kayıp (kWh/yıl)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	3.773.409 kWh/yıl	3.113.373 kWh/yıl	7.784.259 kWh/yıl
%75 PR – Satışsız	1.826.506 kWh/yıl	2.663.743 kWh/yıl	7.166.989 kWh/yıl
%150 PR – %20 Kısıtlı	4.004.266 kWh/yıl	2.337.164 kWh/yıl	6.202.399 kWh/yıl
%200 PR – %40 Kısıtlı	5.097.368 kWh/yıl	2.286.715 kWh/yıl	6.849.961 kWh/yıl
%300 PR – Satış Kısıtsız	5.707.471 kWh/yıl	2.421.518 kWh/yıl	6.965.182 kWh/yıl

Çizelge 7.26. Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin ESS Kayıp Olarak Karşılaştırılması.

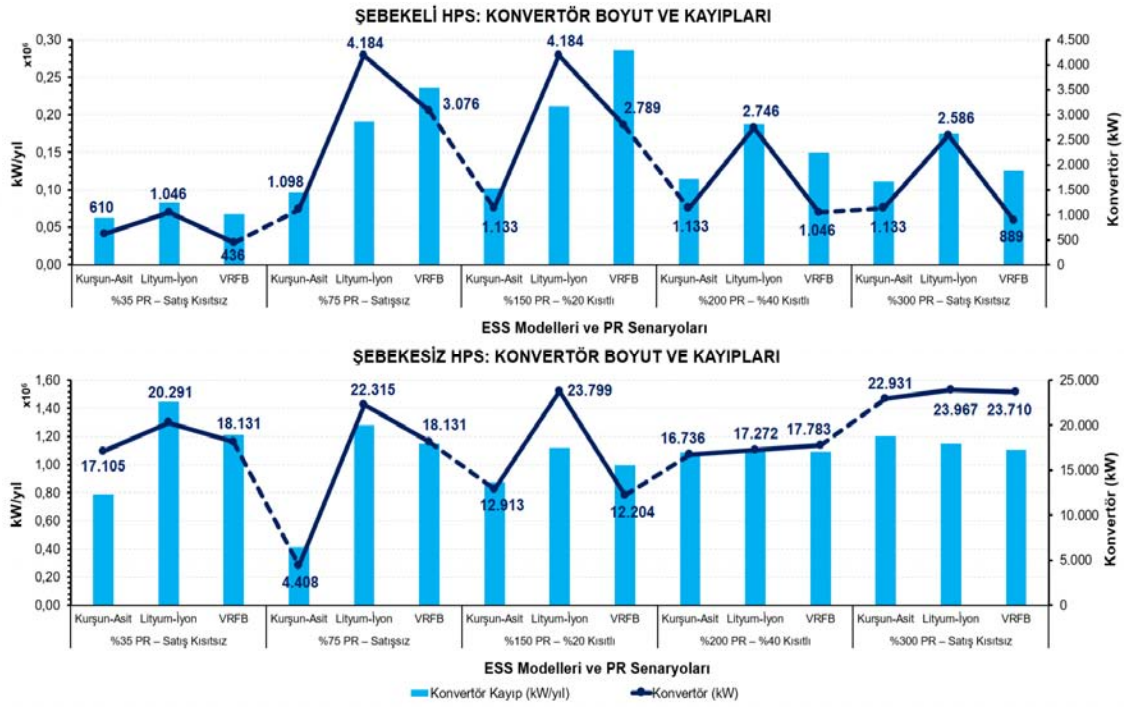
HGS Senaryosu	ESS Kayıp (kWh/yıl)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	0 kWh/yıl	47.186 kWh/yıl	58.724 kWh/yıl
%75 PR – Satışsız	0 kWh/yıl	210.025 kWh/yıl	932.864 kWh/yıl
%150 PR – %20 Kısıtlı	0 kWh/yıl	248.528 kWh/yıl	1.353.152 kWh/yıl
%200 PR – %40 Kısıtlı	0 kWh/yıl	168.550 kWh/yıl	367.506 kWh/yıl
%300 PR – Satış Kısıtsız	0 kWh/yıl	145.931 kWh/yıl	185.325 kWh/yıl

Çizelge 7.23'teki şebekesiz HGS incelendiğinde en yüksek ESS boyutu kurşun-asit ESS'li HGS'de ve en düşük ESS boyutu ise VRFB ESS'li HGS'de (%200 PR'da en düşük lityum-iyon ESS) görülmektedir. Lityum-iyon ESS'li HGS ise diğer ikisi arasında denge konumunda yer almaktadır. PR oranı arttıkça VRFB ESS'li HGS'de artış doğrusal olarak görülürken diğer iki ESS'li HGS'de ise %150 PR'da bir kırılma yaşamıştır. Çizelge 7.24'teki şebekeli HGS incelendiğinde PR değişimine bağlı olarak kurşun-asit ESS'li HGS'de ESS boyutu 647 kWh olarak sabit kalmış; ancak %75 PR'da ise satış olmadığından fazla enerjinin depolanması nedeniyle 1.294 kWh ESS olarak tercih edilmiştir. ESS boyutu olarak ele alındığında şebekesiz sistemde sırasıyla VRFB, lityum-iyon ve kurşun-asit ESS'li HGS'ler ve şebekeli sistemde sırasıyla kurşun-asit, VRFB ve lityum-iyon ESS'li HGS'ler ön plana çıkmaktadır.

Çizelge 7.25'teki şebekesiz HGS incelendiğinde en yüksek ESS kayıplar VRFB ESS'li HGS'de ve en düşük ESS kayıplar lityum-iyon ESS'li HGS'de görülmektedir. Kurşun-asit ESS'te yaşanan kayıplar ise VRFB ESS'teki kayıpların %75-85'i kadar olmaktadır. PR artışına bağlı olarak kurşun-asit ESS'te kayıplar artarken lityum-iyon ve VRFB ESS'te ise kayıplar belli noktaya kadar azalmakta ve sonrasında artmaktadır. Çizelge 7.26'taki şebekeli HGS incelendiğinde kurşun-asit ESS'te kullanım gerektirmediği için hiçbir kayıp yaşanmamıştır. Bunun nedeni şebeke kullanımının daha ekonomik olması ve ESS'in sürekli devreye çıkma durumunun olumsuzluklarıdır. En yüksek kayıplar VRFB ESS'li HGS'de görülmektedir. VRFB ESS'ler %35 ve %300 PR'da kayıp olarak lityum-iyon ile yakınlık gösterirken diğer PR'da (özellikle %200 PR'da) arasındaki fark

açılmıştır. Kayıplar olarak ele alındığında şebekesiz ve şebekeli sistemde lityum-iyon, kurşun-asit ve VRFB ESS'li HGS'ler ön plana çıkmaktadır.

Çizelge 7.27'de şebekesiz ve Çizelge 7.28'de şebekeli farklı tip ESS'li HGS'lerin konvertör boyut karşılaştırması; Çizelge 7.29'de şebekesiz ve Çizelge 7.30'da şebekeli farklı tip ESS'li HGS'lerin konvertör kayıplarının karşılaştırılması verilmiştir (Şekil 7.5).



Şekil 7.5. Farklı tip ESS'li HGS'lerin konvertör boyut ve kayıplar açısından karşılaştırılması.

Çizelge 7.27. Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin Konvertör Boyut Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	Konvertör Boyut (kW)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	17.105 kW	20.291 kW	18.131 kW
%75 PR – Satışsız	4.408 kW	22.315 kW	18.131 kW
%150 PR – %20 Kısıtlı	12.913 kW	23.799 kW	12.204 kW
%200 PR – %40 Kısıtlı	16.736 kW	17.272 kW	17.783 kW
%300 PR – Satış Kısıtsız	22.931 kW	23.967 kW	23.710 kW

Çizelge 7.28. Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin Konvertör Boyut Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	Konvertör Boyut (kW)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	610 kW	1.046 kW	436 kW
%75 PR – Satışsız	1.098 kW	4.184 kW	3.076 kW
%150 PR – %20 Kısıtlı	1.133 kW	4.184 kW	2.789 kW
%200 PR – %40 Kısıtlı	1.133 kW	2.746 kW	1.046 kW
%300 PR – Satış Kısıtsız	1.133 kW	2.586 kW	889 kW

Çizelge 7.29. Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin Konvertör Kayıp Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	Konvertör Kayıp (kW/yıl)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	787.718 kW/yıl	1.446.849 kW/yıl	1.210.331 kW/yıl
%75 PR – Satışsız	412.763 kW/yıl	1.279.040 kW/yıl	1.150.102 kW/yıl
%150 PR – %20 Kısıtlı	875.559 kW/yıl	1.120.852 kW/yıl	994.483 kW/yıl
%200 PR – %40 Kısıtlı	1.088.598 kW/yıl	1.092.488 kW/yıl	1.090.645 kW/yıl
%300 PR – Satış Kısıtsız	1.202.973 kW/yıl	1.148.309 kW/yıl	1.105.160 kW/yıl

Çizelge 7.30. Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin Konvertör Kayıp Olarak Karşılaştırılması.

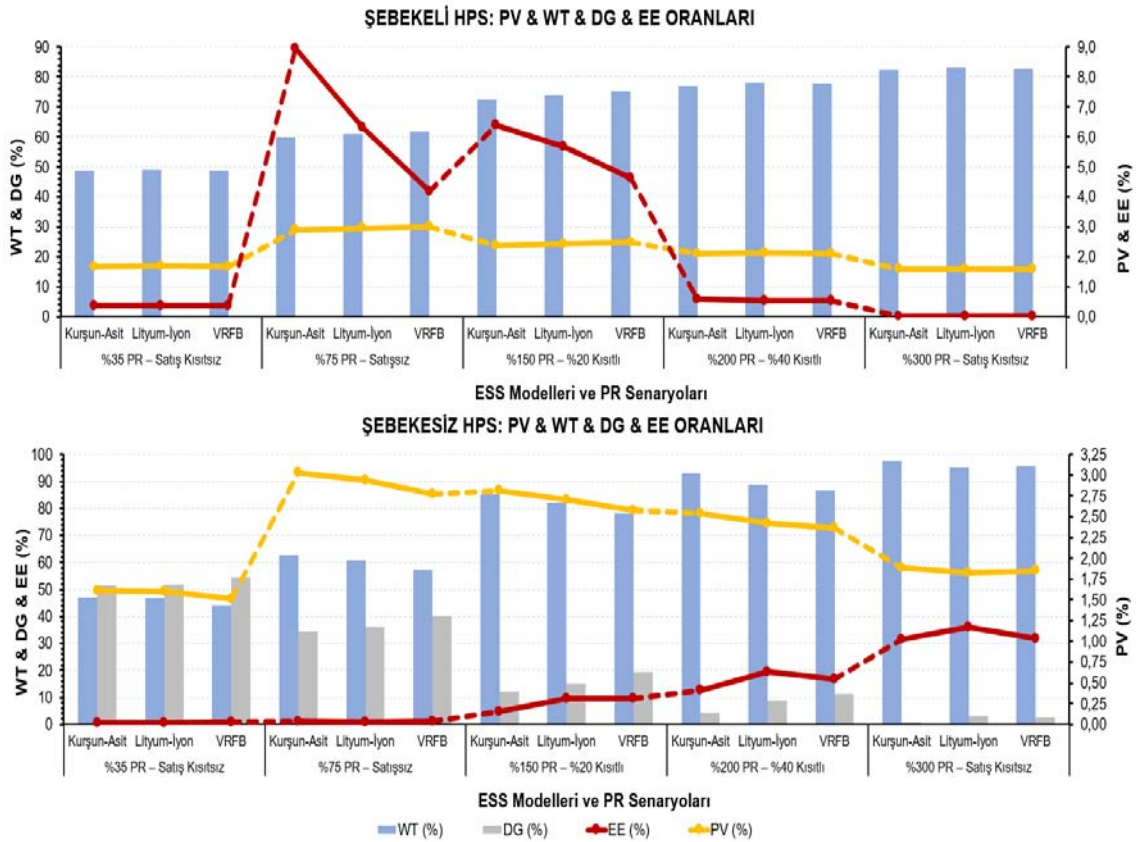
HGS Senaryosu	Konvertör Kayıp (kW/yıl)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	63.095 kW/yıl	83.327 kW/yıl	67.392 kW/yıl
%75 PR – Satışsız	96.559 kW/yıl	191.111 kW/yıl	236.529 kW/yıl
%150 PR – %20 Kısıtlı	101.715 kW/yıl	210.728 kW/yıl	286.420 kW/yıl
%200 PR – %40 Kısıtlı	114.564 kW/yıl	187.466 kW/yıl	149.789 kW/yıl
%300 PR – Satış Kısıtsız	111.414 kW/yıl	174.808 kW/yıl	125.548 kW/yıl

Çizelge 7.27'teki şebekesiz HGS incelendiğinde en yüksek konvertör boyutu kurşun-asit ESS'li HGS'de ve en düşük konvertör boyutu ise lityum-iyon ESS'li HGS'de görülmektedir. VRFB ESS'li HGS ise diğer ikisi arasında denge konumunda yer almaktadır. Çizelge 7.28'teki şebekeli HGS incelendiğinde en yüksek konvertör boyutu lityum-iyon ESS'li HGS'de ve en düşük konvertör boyutu ise kurşun-asit ESS'li HGS'de görülmektedir. VRFB ESS'li HGS ise diğer ikisi arasında denge konumunda yer alsa da kimi PR'da en düşük değeri almaktadır. Konvertör boyutu olarak ele alındığında şebekesiz sistemde sırasıyla lityum-iyon, VRFB ve kurşun-asit ESS'li HGS'ler ve şebekeli sistemde sırasıyla kurşun-asit, VRFB ve lityum-iyon ESS'li HGS'ler ön plana çıkmaktadır.

Çizelge 7.29'taki şebekesiz HGS incelendiğinde en yüksek konvertör kayıplar lityum-iyon ESS'li HGS'de ve en düşük konvertör kayıplar kurşun-asit ESS'li HGS'de görülmektedir. VRFB ESS'li HGS'de konvertör kayıpları ise lityum-iyon ESS'li HGS'deki kayıplara yakın değerler almaktadır ve %300 PR'da ise sistemin en düşük konvertör kaybı yaşanmıştır. Çizelge 7.30'taki şebekeli HGS incelendiğinde en düşük konvertör kayıplar kurşun-asit ESS'li HGS'de görülmektedir. Ancak %35, %200 ve %300 PR'da en yüksek konvertör kayıplar lityum-iyon ESS'li HGS'de ve %75 ile %150 PR'da en yüksek kayıplar VRFB ESS'li HGS'de görülmektedir. Kayıplar olarak ele alındığında şebekesiz ve şebekeli sistemde sırasıyla kurşun-asit, VRFB ve lityum-iyon ESS'li HGS'ler ön plana çıkmaktadır.

Çizelge 7.31’de şebekesiz farklı tip ESS’li HGS’lerin DG, PV ve RT oranlarının karşılaştırması görülmektedir (Şekil 7.6). Bu sistemde en fazla DG’yi kullanan VRFB ESS’li HGS ve en az DG’yi kullanan ise kurşun-asit ESS’li HGS’dir. Ancak RT’nin en çok kullanıldığı sistem kurşun-asit ESS’li HGS, en az kullandığı sistem ise VRFB ESS’li HGS’dir. PR oranının artması ile birlikte DG’nin üretimdeki payı %50’den %2’lere kadar düşmüştür.

Çizelge 7.32’de şebekeli farklı tip ESS’li HGS’lerin GP, PV ve RT oranlarının karşılaştırılması verilmiştir (Şekil 7.6). Şebekenin girmesiyle ve YES gücünün fazla olması neticesinde sistem DG’yi tercih etmemiştir. %300 PR’lı kurşun-asit ESS’li şebekesiz HGS’de RT’nin üretimdeki oranı %97,5 olurken şebekeli HGS’de ise bu oran %82,4 olmaktadır. Bunun nedeni şebekeden elektrik alımının daha ekonomik olması ve %16 gibi bir orana sahip olmasıdır. Şebekeden elektrik alımı açısından en fazla oran kurşun-asit ESS’li HGS’de, en az oran ise VRFB ESS’li HGS’dedir. Bunun tam tersi de YES üretimi için geçerlidir. DG’i en az kullanan HGS kurşun-asit ESS’li HGS, GP’i en az kullanan HGS ise VRFB ESS’li HGS olarak görülmektedir.



Şekil 7.6. Farklı tip ESS’li HGS’lerin YES, DG ve EE açılarından karşılaştırılması.

Çizelge 7.31. Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin YES, DG ve EE Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	DG (%) – PV (%) – RT (%)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	PV: %1,61 RT: %46,9 DG: %51,5	PV: %1,60 RT: %46,6 DG: %51,8	PV: %1,51 RT: %43,9 DG: %54,6
%75 PR – Satışsız	PV: %3,03 RT: %62,7 DG: %34,3	PV: %2,94 RT: %60,8 DG: %36,3	PV: %2,77 RT: %57,2 DG: %40,0
%150 PR – %20 Kısıtlı	PV: %2,81 RT: %85,2 DG: %12,0	PV: %2,71 RT: %82,1 DG: %15,1	PV: %2,58 RT: %78,3 DG: %19,2
%200 PR – %40 Kısıtlı	PV: %2,54 RT: %93,1 DG: %4,35	PV: %2,42 RT: %88,7 DG: %8,84	PV: %2,36 RT: %86,6 DG: %11,1
%300 PR – Satış Kısıtsız	PV: %1,88 RT: %97,5 DG: %0,575	PV: %1,83 RT: %95,2 DG: %2,99	PV: %1,85 RT: %95,8 DG: %2,37

Çizelge 7.32. Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin YES, GP ve EE Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	GP (%) – PV (%) – RT (%)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	PV: %1,68 RT: %48,7 GP: %49,6	PV: %1,69 RT: %49,0 GP: %49,3	PV: %1,68 RT: %48,8 GP: %49,5
%75 PR – Satışsız	PV: %2,89 RT: %59,8 GP: %37,4	PV: %2,96 RT: %61,1 GP: %35,9	PV: %2,99 RT: %61,8 GP: %35,2
%150 PR – %20 Kısıtlı	PV: %2,39 RT: %72,5 GP: %25,1	PV: %2,44 RT: %74,1 GP: %23,5	PV: %2,49 RT: %75,4 GP: %22,0
%200 PR – %40 Kısıtlı	PV: %2,098 RT: %77,1 GP: %20,9	PV: %2,13 RT: %78,0 GP: %19,8	PV: %2,11 RT: %77,8 GP: %20,1
%300 PR – Satış Kısıtsız	PV: %1,59 RT: %82,4 GP: %16,0	PV: %1,60 RT: %83,2 GP: %15,2	PV: %1,59 RT: %82,7 GP: %15,7

Çizelge 7.33'te şebekesiz farklı tip ESS'li HGS'lerin yakıt kullanımları görülmektedir. En fazla yakıt kullanan sistem VRFB ESS'li HGS, en az yakıt kullanan sistem ise kurşun-asit ESS'li HGS olmaktadır. PR oranının artmasıyla birlikte 10-11 milyon L/yıl civarında olan yakıt tüketimleri kurşun-asit ESS'li HGS'de 186 bin L/yıl'a, lityum-iyon ESS'li HGS'de 924 bin L/yıl'a ve VRFB ESS'li HGS'de ise 805 bin L/yıl'a kadar düşmektedir. Bu nedenle kurşun-asit ESS'ler sistemde enerjiyi verimli kullandıkları için yakıt ihtiyacını oldukça minimize etmektedir.

Çizelge 7.34'te şebekesiz ve Çizelge 7.35'te şebekeli farklı tip ESS'li HGS'lerin CO₂ emisyon miktarları görülmektedir. Şebekesiz HGS incelendiğinde en yüksek emisyon miktarı VRFB ESS'li HGS'de ve en düşük emisyon miktarı ise kurşun-asit ESS'li

HGS’de görülmektedir. Kurşun-asit ESS’li HGS, düşük dizel yakıt tüketimi gerçekleştirdiğinden ötürü emisyon oranları PR artışı ile birlikte oldukça azalmıştır. Şebekeli HGS incelendiğinde en yüksek emisyon durumu kurşun-asit ESS’li HGS’de ve en düşük emisyon durumu ise VRFB ESS’li HGS’de oluşmaktadır. Şebekesiz HGS ile tam tersi bir durum meydana gelmektedir.

Çizelge 7.36’da şebekesiz ve Çizelge 7.37’de şebekeli farklı tip ESS’li HGS’lerin RF oranları görülmektedir. Şebekesiz HGS incelendiğinde en yüksek RF durumu kurşun-asit ESS’li HGS, en düşük RF durumu ise VRFB ESS’li HGS’de; şebekeli HGS incelendiğinde en yüksek RF durumu VRFB ESS’li HGS, en düşük RF durumu ise kurşun-asit ESS’li HGS’de görülmektedir. Şebekesiz HGS’de %37-%44 arasındaki RF oranları PR’in artışıyla beraber %95-%99 aralığına kadar yükselmiştir. Şebekeli HGS’de %50 civarındaki RF oranı PR’in artışıyla ve şebekeden elektrik alımıyla beraber %84 civarına kadar yükselmiştir.



Şekil 7.7. Farklı tip ESS’li HGS’lerin çevresel olarak karşılaştırılması.

Çizelge 7.33. Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin Yakıt Kullanımı Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	Yakıt Kullanımı (L/yıl)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	10.519.041 L/yıl	10.231.926 L/yıl	11.543.139 L/yıl
%75 PR – Satışsız	7.376.517 L/yıl	7.132.023 L/yıl	8.395.376 L/yıl
%150 PR – %20 Kısıtlı	2.750.713 L/yıl	3.276.287 L/yıl	4.389.809 L/yıl
%200 PR – %40 Kısıtlı	1.095.661 L/yıl	2.166.923 L/yıl	2.748.594 L/yıl
%300 PR – Satış Kısıtsız	186.300 L/yıl	924.813 L/yıl	805.688 L/yıl

Çizelge 7.34. Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin CO₂ Emisyonu Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	CO ₂ (kg/yıl)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	27.534.798 kg/yıl	26.783.242 kg/yıl	30.215.494 kg/yıl
%75 PR – Satışsız	19.308.880 kg/yıl	18.668.891 kg/yıl	21.975.860 kg/yıl
%150 PR – %20 Kısıtlı	7.200.307 kg/yıl	8.576.058 kg/yıl	11.490.830 kg/yıl
%200 PR – %40 Kısıtlı	2.868.019 kg/yıl	5.672.171 kg/yıl	7.194.760 kg/yıl
%300 PR – Satış Kısıtsız	487.662 kg/yıl	2.420.804 kg/yıl	2.108.981 kg/yıl

Çizelge 7.35. Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin CO₂ Emisyonu Olarak Karşılaştırılması.

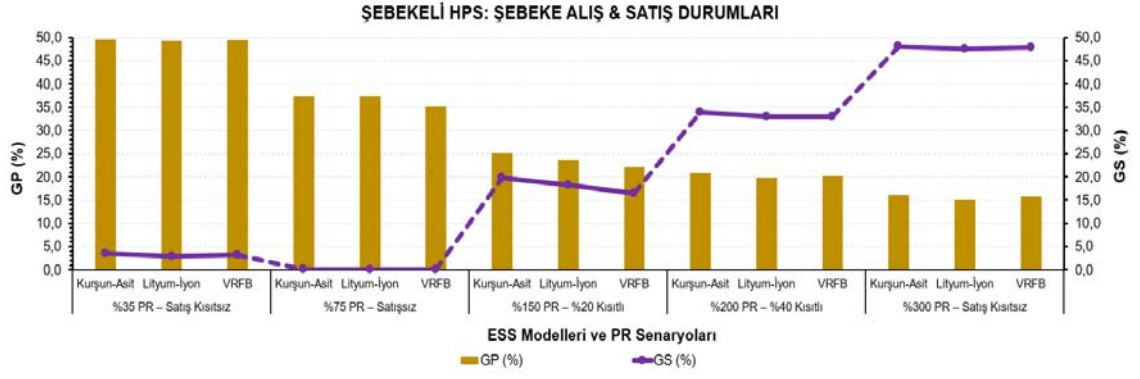
HGS Senaryosu	CO ₂ (kg/yıl)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	23.601.854 kg/yıl	23.346.881 kg/yıl	23.528.999 kg/yıl
%75 PR – Satışsız	18.845.426 kg/yıl	17.710.534 kg/yıl	17.165.151 kg/yıl
%150 PR – %20 Kısıtlı	15.369.582 kg/yıl	14.026.633 kg/yıl	12.932.285 kg/yıl
%200 PR – %40 Kısıtlı	14.585.955 kg/yıl	13.675.179 kg/yıl	13.924.003 kg/yıl
%300 PR – Satış Kısıtsız	14.108.190 kg/yıl	13.319.639 kg/yıl	13.785.451 kg/yıl

Çizelge 7.36. Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin RF Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	RF (%)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	%44,5	%43,8	%37,1
%75 PR – Satışsız	%64,0	%60,8	%54,1
%150 PR – %20 Kısıtlı	%86,4	%82,2	%76,3
%200 PR – %40 Kısıtlı	%94,5	%88,3	%85,0
%300 PR – Satış Kısıtsız	%99,1	%95,0	%96,1

Çizelge 7.37. Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin RF Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	RF (%)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	%50,3	%50,5	%50,4
%75 PR – Satışsız	%58,9	%61,4	%62,6
%150 PR – %20 Kısıtlı	%73,1	%75,0	%76,4
%200 PR – %40 Kısıtlı	%79,0	%80,0	%79,7
%300 PR – Satış Kısıtsız	%84,0	%84,7	%84,3



Şekil 7.8. Farklı tip ESS'li şebekeli HGS'lerde farklı bataryaların şebekeye etkileri.

Çizelge 7.38. Şebekesiz Farklı Tip ESS'li HGS'lerin EE Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	Artan Enerji (EE) (%)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	%0,481	%0,389	%0,819
%75 PR – Satışsız	%1,265	%0,789	%1,15
%150 PR – %20 Kısıtlı	%4,83	%9,55	%9,61
%200 PR – %40 Kısıtlı	%12,5	%19,62	%16,7
%300 PR – Satış Kısıtsız	%31,5	%36,1	%31,8

Çizelge 7.39. Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin EE Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	Artan Enerji (EE) (%)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	%0,366	%0,368	%0,374
%75 PR – Satışsız	%8,95	%6,33	%4,18
%150 PR – %20 Kısıtlı	%6,39	%5,69	%4,63
%200 PR – %40 Kısıtlı	%0,590	%0,549	%0,531
%300 PR – Satış Kısıtsız	%0,0168	%0,0169	%0,0287

Çizelge 7.40. Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin GP Olarak Karşılaştırılması.

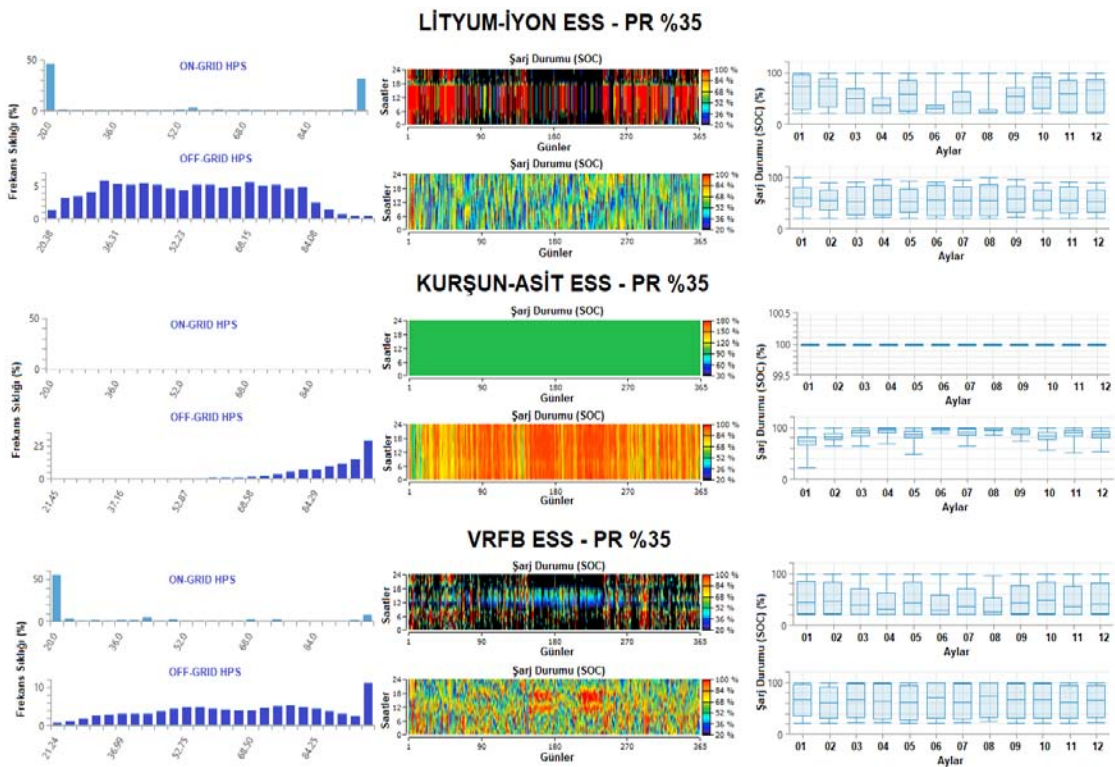
HGS Senaryosu	Şebeke Alış (GP) (%)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	%49,6	%49,3	%49,5
%75 PR – Satışsız	%37,4	%37,4	%35,2
%150 PR – %20 Kısıtlı	%25,1	%23,5	%22,0
%200 PR – %40 Kısıtlı	%20,9	%19,8	%20,1
%300 PR – Satış Kısıtsız	%16,0	%15,2	%15,7

Çizelge 7.41. Şebekeli Farklı Tip ESS'li HGS'lerin GS Olarak Karşılaştırılması.

HGS Senaryosu	Şebeke Satış (GS) (%)		
	Kurşun-Asit	Lityum-İyon	VRFB
%35 PR – Satış Kısıtsız	%3,48	%2,84	%3,23
%75 PR – Satışsız	%0	%0	%0
%150 PR – %20 Kısıtlı	%19,8	%18,2	%16,4
%200 PR – %40 Kısıtlı	%33,9	%32,9	%33,0
%300 PR – Satış Kısıtsız	%48,0	%47,5	%47,8

Çizelge 7.38’de şebekesiz ve Çizelge 7.39’da şebekeli farklı tip ESS’li HGS’lerin artan enerji oranları değişimleri görülmektedir (Şekil 7.8). Şebekesiz HGS incelendiğinde en düşük EE oranı kurşun-asit ESS’li HGS’de görülmektedir. %35, %75, %150 PR’da en düşük EE oranı lityum-iyon ESS’li HGS’de ve %200, %300 PR’da en düşük EE oranı VRFB ESS’li HGS’de görülmektedir. PR oranının artmasıyla birlikte EE oranı %36’a kadar artış göstermiş ve %150 PR’dan sonraki durumlar, EE açısından uygun durum oluşturmamıştır (EE açısından %8-10 arasındaki durum idare edilebilir). Şebekeli HGS incelendiğinde en düşük EE oranı VRFB ESS’li HGS’de ve en yüksek EE oranı ise kurşun-asit ESS’li HGS’de olmaktadır. Şebekesiz duruma nazaran %8,95’e kadar EE oranı oluşmuştur. Şebeke kısıtının %20 olması ve şebekeye satışın olmaması durumlarında EE oranı artmış; ancak diğer kısıtlarda bu oranlar %1’in altında kalmıştır.

Çizelge 7.40’da şebekeli farklı tip ESS’li HGS’lerin şebekeden elektrik alım (GP) oranları ve Çizelge 7.41’de şebekeli farklı tip ESS’li HGS’lerin şebekeye elektrik satım (GS) oranları görülmektedir. Her iki durum incelendiğinde en yüksek GP-GS oranları kurşun-asit ESS’li HGS’de görülmektedir. Ancak %35, %200, %300 PR’da en düşük GP-GS oranı lityum-iyon ESS’li HGS’de ve %75, %150 PR’da en düşük GP-GS oranı VRFB ESS’li HGS’de görülmektedir.



Şekil 7.9. %35 PR HGS’de ESS’lerin Kullanım Durumları.

Şekil 7.9'da %35 PR'lı şebekesiz ve şebekeli HGS'deki üç farklı ESS'in kullanım durumları görülmektedir. Buna göre;

- ... **Lityum-İyon ESS:** Şebekeli HGS'de hızlı şarj ve hızlı deşarj durumları yaşanmıştır. Aralarda şarj durumları çok kısa sürede görülmüştür. En az şarj durumu Ağustos ayında, en çok şarj durumu ise Ocak ayında yaşanmıştır. Şebekesiz HGS'de ise çoğu zaman aralıklarında ESS şarj ve deşarj olduğundan sık şekilde ESS'ler kullanılmıştır.
- ... **Kurşun-Asit ESS:** Şebekeli HGS'de hiçbir şekilde kullanılmasına izin verilmemiştir. Şebekesiz HGS'de ESS şarj durumu %60 ila %100 aralığında değişkenlik göstermiştir. ESS'teki en geniş şarj-deşarj değişimi Ocak ayında yaşanırken en dar şarj-deşarj değişimi ise Ağustos ayında yaşanmıştır.
- ... **VRFB ESS:** Şebekeli HGS'de kurşun-asit ESS'li durumun benzer etkisi görülmektedir; ancak şarj durumu burada oldukça düşüktür. Ayrıca kurşun-asit ESS'te Nisan, Haziran ve Ağustos aylarındaki düşük kullanım bu ESS'te biraz daha fazladır. Şebekesiz HGS'de ise her ay ve saat diliminde oldukça devreye girerek şarj ve deşarj olduğu görülmektedir. Kurşun-asit ESS'te %40-%80 arasında değişen şarj-deşarj değişimi VRFB ESS'te %35-%95 arasında değişmektedir. Bu nedenle şebekesiz ve şebekeli HGS için oldukça verimli olarak değerlendirilebilir.

Çizelge 7.42'de şebekesiz ve Çizelge 7.43'te şebekeli farklı tip ESS'li HGS'lerin ESS karşılaştırılması görülmektedir. Sonuçlara göre ekonomik olarak lityum-iyon ESS, teknik olarak kurşun-asit ESS ve çevresel olarak VRFB ESS ön plana çıkmıştır.

Çizelge 7.42. ESS Sonuçlarının Karşılaştırılması (Şebekesiz HGS).

Parametreler	ESS'lerin Karşılaştırılması		
	En İyi	Orta	En Kötü
NPC (\$)	Lityum-iyon	VRFB	Kurşun-asit
COE (\$/kWh)	Lityum-iyon	VRFB	Kurşun-asit
IC (\$)	VRFB	Lityum-iyon	Kurşun-asit
ESS Boyut (kWh)	VRFB	Lityum-iyon	Kurşun-asit
ESS Kayıp (kWh/yıl)	Lityum-iyon	Kurşun-asit	VRFB
Konvertör Boyut (kW)	Kurşun-asit	VRFB	Lityum-iyon
Konvertör Kayıp (kW/yıl)	Kurşun-asit	VRFB	Lityum-iyon
Yakıt Kullanımı (L/yıl)	Kurşun-asit	Lityum-iyon	VRFB
CO ₂ (kg/yıl)	VRFB	Lityum-iyon	Kurşun-asit
RF (%)	Kurşun-asit	Lityum-iyon	VRFB
EE (%)	Kurşun-asit	VRFB	Lityum-iyon

Çizelge 7.43. ESS Sonuçlarının Karşılaştırılması (Şebekeli HGS).

Parametreler	ESS'lerin Karşılaştırılması		
	En İyi	Orta	En Kötü
NPC (\$)	Lityum-iyon	VRFB	Kurşun-asit
COE (\$/kWh)	Kurşun-asit	VRFB	Lityum-iyon
IC (\$)	Kurşun-asit	VRFB	Lityum-iyon
ESS Boyut (kWh)	Kurşun-asit	VRFB	Lityum-iyon
ESS Kayıp (kWh/yıl)	Kurşun-asit	Lityum-iyon	VRFB
Konvertör Boyut (kW)	Kurşun-asit	VRFB	Lityum-iyon
Konvertör Kayıp (kW/yıl)	Kurşun-asit	VRFB	Lityum-iyon
CO₂ (kg/yıl)	Kurşun-asit	Lityum-iyon	VRFB
RF (%)	VRFB	Lityum-iyon	Kurşun-asit
EE (%)	VRFB	Lityum-iyon	Kurşun-asit
GP (%)	Kurşun-asit	VRFB	Lityum-iyon
GS (%)	Kurşun-asit	VRFB	Lityum-iyon



8. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu çalışmada, Balıkesir ilinde yer alan bölgedeki anakaraya yakın, şebeke altyapısı ile bağlantılı ve üç ada barındıran bir ada grubunun mevcut kurulu (PV-RT) YES'leri teknik, ekonomik ve çevresel açıdan değerlendirilmiş ve çeşitli şebeke kısıtlamaları altında farklı %PR'lardaki YES güçleri bu mevcut sisteme dahil edilerek teknik, ekonomik ve çevresel etkileri HOMER PRO yazılımı altında araştırılmış ve elde edilen optimal sonuçlar değerlendirilerek optimal HGS boyutlandırmaları şebeke kısıtlamaları altında gerçekleştirilmiştir. Bölge yetkililerinden 2021 yılına ait bölgeye ait saatlik yük tüketim verileri alınmış ve her bir adanın tüketici enerji profilleri oluşturulmuştur. 2021 yılı rüzgâr hızı ve solar radyasyon verileri alınmış ve bu veriler ışığında HGS sistem boyutlandırması, rüzgâr hızının yüksek olması neticesinde RT'nin öncülüğünde planlanmıştır. Mevcut durum %35 PR olarak belirlenmiş olup %50, %75, %100, %150, %200, %300, %400 ve %500 PR durumlarına göre penetrasyon analizleri uygulanmıştır. Bu analizler çoklu şebeke tarifesi (TOU) üzerinden yapılmış ve şebekeye satış olmaması, şebekeye satışın esnek olması, %20 ve %40 şebeke kısıtlarının olması durumları üzerinden bütün PR'ların analizleri değerlendirilmiştir.

Analizler değerlendirildiğinde şebeke satışın esnek olması durumu %35 ve %300 PR'da, satışın olmaması durumu %75 PR'da, %20 şebeke kısıtlı durumu %150 PR'da ve %40 şebeke kısıtlı durumu %200 PR'da en optimum olarak görülmüştür. PR'ın %300'e kadar artması ile birlikte NPC'de yaklaşık 56 M\$ ve işletme maliyetinde yaklaşık 6,1 M\$ gibi maliyet kazancının oluşmasına ve RF oranında 1,66 kat artmasına katkı sağlasa da yatırım maliyetinde 2,67 kat artış sağlamıştır (Çizelge 8.1).

Çizelge 8.1. Farklı PR'lardaki Optimal HGS'lerin Mevcut Sisteme Etkileri.

%PR	Satış Durumu (GCC)	RF (%)	NPC (\$)	IC (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)
%35 PR	Satış kısıtsız	%50,3	358.157.000	115.869.206	5.920.388
%75 PR	Satış yok	%58,9	352.799.000	143.758.309	5.107.982
%150 PR	%20 satış kısıtlı	%73,1	332.349.600	199.188.309	3.253.842
%200 PR	%40 satış kısıtlı	%79,0	313.675.700	236.141.309	1.894.580
%300 PR	Satış kısıtsız	%84,0	302.078.400	310.265.809	-200.062

Bu çalışmada %35 PR'da Marmara ve Paşalimanı adalarında sırasıyla 3,2 MW ve 4 MW RT'ler ve Avşa adasında ise 1 MW PV santrali kurulmuş olup adaların toplam YES gücü 8,2 MW olarak ele alınmıştır. Farklı PR oranlarında belirlenen YES güçleri, toplam YES üzerinden değerlendirildiği için hangi adaya ne oranda YES'lerin dağıtılması da oldukça önem taşımaktadır. Bu nedenle adalara enerji dağıtımlarını minimum enerji kaybı altında tespiti yapan PSO algoritması ve Pandapower Güç Akış çözümleyicisi yöntemi birlikte kullanılmıştır. PSO algoritma ile belirlenen kısıtlar altında tahminler yaptırılmış ve bu tahminler doğrultusunda Pandapower Güç Akış çözümleyicisi altında Gauss-Seidal yöntemi kullanılarak güç akış analizi yapılmıştır. Belirlenen iterasyonlar altında en düşük güç kaybı durumu oluşan senaryo modeli dikkate alınmış, her bir güç değerinin % olarak karşılığı belirlenmiş ve bu oranlar adalara güç tahmin oranı olarak yansıtılmıştır. Marmara adasında 18,70 MW/peak, Avşa adasında 15,83 MW/peak ve Paşalimanı adasında 2,05 MW/peak olduğundan 36,58 MW/peak'lik bir enerji ihtiyacı olmaktadır. Mevcut %35 PR'da kurulu YES gücü 8,5 MW olduğundan ötürü enerjinin çoğunu şebekeden karşılamaktadır. Bu nedenle %300 PR'lı senaryo PSO algoritması-pandapower güç akış çözümleyici yöntemi içerisinde kullanılmıştır. Bunun sonucunda toplam YES'lerin dağılımı içerisinde %83'ü Marmara adasında ve %17'si ise Avşa adasında olması belirlenmiştir. Paşalimanı adası ise yük değerinin mevcut YES gücünden düşük kalması neticesinde adaya YES kurulması gerek duyulmamıştır. Her bir şebeke kısıtı olan senaryo altında bu oranlar uygulanarak her bir adaya düşen PV ve RT güç değerleri belirlenmiştir. Buna göre;

a) %75 PR – Satış Olmaması Durumu:

... **Marmara Adası:** 3,2 MW RT (kurulu); 7.055 kW RT, 591 kW PV

... **Avşa Adası:** 1 MW PV (kurulu); 1.445 kW RT, 121 kW PV

... **Paşalimanı Adası:** 4 MW RT (kurulu)

b) %150 PR – %20 Şebeke Kısıtı Olması Durumu:

... **Marmara Adası:** 3,2 MW RT (kurulu); 21.497 kW RT, 600 kW PV

... **Avşa Adası:** 1 MW PV (kurulu); 4.403 kW RT, 123 kW PV

... **Paşalimanı Adası:** 4 MW RT (kurulu)

c) %200 PR – %40 Şebeke Kısıtı Olması Durumu:

... **Marmara Adası:** 3,2 MW RT (kurulu); 31.125 kW RT, 606 kW PV

... **Avşa Adası:** 1 MW PV (kurulu); 6.375 kW RT, 124 kW PV

... **Paşalimanı Adası:** 4 MW RT (kurulu)

d) %300 PR – Satışın Esnek Olması Durumu:

... **Marmara Adası:** 3,2 MW RT (kurulu); 50.464 kW RT, 535 kW PV

... **Avşa Adası:** 1 MW PV (kurulu); 10.336 kW RT, 109 kW PV

... **Paşalimanı Adası:** 4 MW RT (kurulu)

Bu çalışmalar ele alındığında mikro şebekeye sahip adalar grubunun YES'lerinin optimum boyutlandırması için yeni çok aşamalı optimizasyon metodu uygulanmıştır. Bu yöntem ile ilk olarak HOMER PRO yazılımı ve yazılımdaki LF, CC ve CD kontrol yöntemleri kullanılarak hibrit güç sisteminin çeşitli açılardan analizleri yapılmış ve en optimal sistemler ele alınmıştır. Bu analizler farklı PR durumları altında yapılmış ve sonuçları karşılaştırılmıştır. İkinci olarak YES'lerin meta-sezgisel PSO algoritması ve Pandapower Güç Akış çözümleyicisi ile kayıpları minimize edilmiş şekilde her bir adanın optimal sistem boyutlandırması belirlenmiştir.

Üçüncü olarak, yıllık maliyeti en aza indirmek ve YES'lerin üretimlerini adalara optimal şekilde saatlik olarak 1 yıl içerisinde yapmak amacıyla Gurobi optimizasyon çözücüsü kullanılmıştır. Gurobi optimizasyonu, ticari bir yazılım olmakla birlikte eğitim uygulamalarında açık kodlu bir yazılımdır ve bu optimizasyon ile doğrusal ve karmaşık birinci veya ikinci dereceden birçok problem türü kolaylıkla ve hızlı olarak çözülebilir. Gurobi çözücüsü ile farklı şebeke kısıtlamalı farklı PR'lı senaryolar ele alınmış ve bu senaryolar üzerinden 1 yıllık optimizasyon analizleri gerçekleştirilmiştir. Bunun sonucunda her bir adanın yıllık YES üretimleri, şebekeden elektrik alış/şebekeye elektrik satış durumları ve temel enerji maliyetleri elde edilmiştir. Bu analizlerin örnek gösterimleri için farklı dört mevsim içerisinde dört farklı ay (Ocak, Nisan, Haziran ve Ekim) seçilmiş ve bu ay içerisinde rüzgâr ve solar durumu en uygun dört farklı gün (16 Ocak, 30 Nisan, 25 Temmuz ve 22 Ekim) seçilmiştir. Belirlenen bu dört gün içerisinde her bir adanın YES üretimlerinin, şebekeden elektrik alış/şebekeye elektrik satış durumlarının ve temel enerji maliyetlerinin grafikleri oluşturulmuş ve grafikler üzerinden analizler değerlendirilmiştir.

Önerilen çok aşamalı optimizasyon yönteminin sonuncusu olarak; farklı PR ve şebeke kısıtlı senaryolara DG ve üç farklı ESS (kurşun-asit, lityum-iyon ve vanadyum akışkan) dahil edilmiş ve şebekesiz/şebekeli olarak bu senaryolardaki teknik, ekonomik ve çevresel etkileri HOMER PRO yazılımı altında değerlendirilerek karşılaştırılmıştır. Elde edilen sonuçlar ele alındığında ekonomik olarak lityum-iyon ESS'li, teknik olarak kurşun-asit ESS'li ve çevresel olarak VRFB ESS'li HGS'lerin ön plana çıktığı görülmüştür. Şebekesiz HGS'lerde DG'nin etkili olarak devreye girdiği; ancak şebekeli HGS'lerde ise yüksek PR oranların da etkisiyle hiçbir şekilde kullanılmayıp şebekeden elektrik alımının daha ekonomik olduğu görülmüştür.

Önerilen metot ile başlangıç yatırımı ve tüketici talepleri doğrultusunda sıfır karbon emisyon hedefleri ile uyumlu çevreci birden çok alternatif lokal çözüm üretilmiştir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının (YEK) kesintili ve dalgalı yapısı nedeniyle şebeke güç kalitesine oluşturacağı bozucu etkileri şebeke satış kısıtlarına bağlı çeşitli duyarlılık analizleri ile teknik, ekonomik ve çevresel etkiler belirlenmiştir.

Yapılan çalışmalar genel olarak değerlendirildiğinde, yenilenebilir enerjinin ön plana çıktığı günümüz dünyasında özellikle şebekeden uzak adalarda YES'li HGS'lerin kurulması oldukça önemlidir. Bu adalarda şebekenin bağlantısının olması da kurulacak HGS'nin de boyutlandırmasına etkisi oldukça fazla olacaktır. Her bir adaya uygun güçte YES'lerin yerleştirilmesi, uygun yapıda ESS modelinin tercih edilmesi ve şebeke altyapısının gerekli teşvikler ile uygun şekilde kullanılması ile bölgenin kazanç elde etmesi kaçınılmaz olacaktır. Ayrıca HGS'nin modellenmesi sonucu proje ömrü sonunda oluşturacağı tüm teknik ve ekonomik etkiler değerlendirilerek gerekli önlemlerin alınmasına ciddi katkısı olacaktır. Bu çalışma, YES'li HGS kurulumu planlayan birçok bölgeye özellikle ada gruplarına çeşitli fikirler sunmaktadır ve olası farklı YES güçlerinin sisteme entegre edilmesinin bölgeye yansımaları konusunda çeşitli katkılar sunacaktır.

9. KAYNAKLAR

- [1] R. Ploetz, R. Rusdianasari, ve E. Eviliana, “Renewable energy: advantages and disadvantages”, *Proceeding Forum Res. Sci. Technol.* 2016, ss. 1–3, 2016.
- [2] İ. U. A. Koç, H. Yağlı, ve Y. Koç, “Dünyada ve Türkiye’de Enerji Görünümünün Genel Değerlendirilmesi”, *Mühendis ve Makina*, c. 59, sayı 692, ss. 86–114, 2018.
- [3] P. Denholm vd., “The challenges of achieving a 100% renewable electricity system in the United States”, *Joule*, c. 5, sayı 6, ss. 1331–1352, 2021.
- [4] H. Yagli, A. Koc, C. Karakus, ve Y. Koc, “Comparison of toluene and cyclohexane as a working fluid of an organic Rankine cycle used for reheat furnace waste heat recovery”, *Int. J. Exergy*, c. 19, sayı 3, s. 420, 2016.
- [5] İ. K. Erdal Tanas Karagöl, “Dünyada ve Türkiye’de Yenilenebilir Enerji”, *SETA*, c. 4, sayı 197, ss. 5–32, 2017.
- [6] McKinsey & Company. (2022, 2 Mart). *Global Energy Perspective 2020*. [Online]. Available: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2022>
- [7] Gazbir-Türkiye Doğalgaz Dağıtıcıları Birliği Derneği, “Dünya ve Türkiye’de Enerji Durumu”, 2022. [Online]. Available: <https://www.gazbir.org.tr/uploads/page/Dunya-ve-Turkiye-Enerji-Gorunumu.pdf>
- [8] B. Oryani, Y. Koo, S. Rezania, ve A. Shafiee, “Barriers to renewable energy technologies penetration: Perspective in Iran”, *Renew. Energy*, c. 174, ss. 971–983, 2021.
- [9] C. A. A. Shahriyar Nasirov, Carlos Silva, “Assessment of barriers and opportunities for renewable energy development in Chile”, *Energy Sources, Part B Econ. Planning, Policy*, c. 11, sayı 2, ss. 150–156, 2016.
- [10] M. Mahama, N. S. A. Derkyi, ve C. M. Nwabue, “Challenges of renewable energy development and deployment in Ghana: perspectives from developers”, *GeoJournal*, c. 86, sayı 3, ss. 1425–1439, 2021.
- [11] T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2022, 18 Nisan). [Online]. Available: <https://enerji.gov.tr/>.
- [12] My Energy Solar. (2022, 03 Şubat). [Online]. Available: <https://www.myenerjisolar.com/dunyadaki-ve-turkiye-gunes-enerjisinin-gelisimi-fotovoltaik-fv-sistemler/>
- [13] Meteoroloji Genel Müdürlüğü, T.C. Tarım ve Orman Bakanlığı. (2022, 06 Mart). [Online]. Available: <https://www.mgm.gov.tr>
- [14] Türkiye Rüzgar Enerjisi Haritası, Ayberk Enerji. (2022, 01 Mayıs). [Online]. Available: <http://www.ayberkenerji.com/ruzgar-enerjisi-haritasi/turkiye.html>
- [15] N. Karabağ, Ç. Kayıkçı, C. Belit, ve A. Öngen, “%100 Yenilenebilir Enerjiye Geçiş Yolunda Dünya ve Türkiye”, *Eur. J. Sci. Technol.*, 2021.

- [16] Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (2022, 04 Nisan). [Online]. Available: <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/>
- [17] Meteoroloji Genel Müdürlüğü, Türkiye Global Güneş Radyasyonu. (2022, 08 Nisan). [Online]. Available: https://www.mgm.gov.tr/kurumici/radyasyon_iller.aspx?il=balikesir
- [18] K. Murugaperumal ve P. Ajay D Vimal Raj, “Feasibility design and techno-economic analysis of hybrid renewable energy system for rural electrification”, *Sol. Energy*, c. 188, ss. 1068–1083, 2019.
- [19] L. Montuori, M. Alcázar-Ortega, C. Álvarez-Bel, ve A. Domijan, “Integration of renewable energy in microgrids coordinated with demand response resources: Economic evaluation of a biomass gasification plant by Homer Simulator”, *Appl. Energy*, c. 132, ss. 15–22, 2014.
- [20] S. Hirmer ve H. Cruickshank, “The user-value of rural electrification: An analysis and adoption of existing models and theories”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, c. 34, ss. 145–154, 2014.
- [21] R. Hanna, J. Kleissl, A. Nottrott, ve M. Ferry, “Energy dispatch schedule optimization for demand charge reduction using a photovoltaic-battery storage system with solar forecasting”, *Sol. Energy*, c. 103, ss. 269–287, 2014.
- [22] C. Yuan, M. S. Illindala, ve A. S. Khalsa, “Co-Optimization Scheme for Distributed Energy Resource Planning in Community Microgrids”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, c. 8, sayı 4, ss. 1351–1360, 2017.
- [23] S. Abdul-Wahab, Y. Charabi, A. M. Al-Mahruqi, I. Osman, ve S. Osman, “Selection of the best solar photovoltaic (PV) for Oman”, *Sol. Energy*, c. 188, ss. 1156–1168, 2019.
- [24] S. O. Fadlallah ve D. E. Benhadji Serradj, “Determination of the optimal solar photovoltaic (PV) system for Sudan”, *Sol. Energy*, c. 208, ss. 800–813, 2020.
- [25] M. Jahangiri, A. Haghani, A. Alidadi Shamsabadi, A. Mostafaiepour, ve L. M. Pomares, “Feasibility study on the provision of electricity and hydrogen for domestic purposes in the south of Iran using grid-connected renewable energy plants”, *Energy Strateg. Rev.*, c. 23, ss. 23–32, 2019.
- [26] H. Hassani, F. Zaouche, D. Rekioua, S. Belaid, T. Rekioua, ve S. Bacha, “Feasibility of a standalone photovoltaic/battery system with hydrogen production”, *J. Energy Storage*, c. 31, s. 101644, 2020.
- [27] O. Krishan ve S. Suhag, “Techno-economic analysis of a hybrid renewable energy system for an energy poor rural community”, *J. Energy Storage*, c. 23, ss. 305–319, 2019.
- [28] L. Olatomiwa, S. Mekhilef, A. S. N. Huda, ve K. Sanusi, “Techno-economic analysis of hybrid PV–diesel–battery and PV –wind–diesel–battery power systems for mobile BTS: the way forward for rural development”, *Energy Sci. Eng.*, c. 3, sayı 4, ss. 271–285, 2015.
- [29] D. Akinyele, “Analysis of photovoltaic mini-grid systems for remote locations: A techno-economic approach”, *Int. J. Energy Res.*, c. 42, sayı 3, ss. 1363–1380, 2018.
- [30] F. Al-Turjman, Z. Qadir, M. Abujubbeh, ve C. Batunlu, “Feasibility analysis of

- solar photovoltaic-wind hybrid energy system for household applications”, *Comput. Electr. Eng.*, c. 86, s. 106743, 2020.
- [31] M. Jahangiri *vd.*, “Techno-econo-environmental optimal operation of grid-wind-solar electricity generation with hydrogen storage system for domestic scale, case study in Chad”, *Int. J. Hydrogen Energy*, c. 44, sayı 54, ss. 28613–28628, 2019.
- [32] M. S. Javed, A. Song, ve T. Ma, “Techno-economic assessment of a stand-alone hybrid solar-wind-battery system for a remote island using genetic algorithm”, *Energy*, c. 176, ss. 704–717, 2019.
- [33] Uluslararası Enerji Ajansı (UEA). (2022, 05 Mayıs). [Online]. Available: <https://www.iea.org>
- [34] Z. Abdin ve W. Mérida, “Hybrid energy systems for off-grid power supply and hydrogen production based on renewable energy: A techno-economic analysis”, *Energy Convers. Manag.*, c. 196, ss. 1068–1079, 2019.
- [35] P. Arévalo, D. Benavides, J. Lata-García, ve F. Jurado, “Energy control and size optimization of a hybrid system (photovoltaic-hidrokinetic) using various storage technologies”, *Sustain. Cities Soc.*, c. 52, s. 101773, 2020.
- [36] G. Veilleux *vd.*, “Techno-economic analysis of microgrid projects for rural electrification: A systematic approach to the redesign of Koh Jik off-grid case study”, *Energy Sustain. Dev.*, c. 54, ss. 1–13, 2020.
- [37] M. O. Atallah, M. A. Farahat, M. E. Lotfy, ve T. Senjyu, “Operation of conventional and unconventional energy sources to drive a reverse osmosis desalination plant in Sinai Peninsula, Egypt”, *Renew. Energy*, c. 145, ss. 141–152, 2020.
- [38] K. Elmaadawy *vd.*, “Optimal sizing and techno-enviro-economic feasibility assessment of large-scale reverse osmosis desalination powered with hybrid renewable energy sources”, *Energy Convers. Manag.*, c. 224, s. 113377, 2020.
- [39] C. Miao, K. Teng, Y. Wang, ve L. Jiang, “Technoeconomic Analysis on a Hybrid Power System for the UK Household Using Renewable Energy: A Case Study”, *Energies*, c. 13, sayı 12, s. 3231, 2020.
- [40] B. K. Das ve F. Zaman, “Performance analysis of a PV/Diesel hybrid system for a remote area in Bangladesh: Effects of dispatch strategies, batteries, and generator selection”, *Energy*, c. 169, ss. 263–276, 2019.
- [41] E. Kalamaras, M. Belekoukia, Z. Lin, B. Xu, H. Wang, ve J. Xuan, “Techno-economic Assessment of a Hybrid Off-grid DC System for Combined Heat and Power Generation in Remote Islands”, *Energy Procedia*, c. 158, ss. 6315–6320, 2019.
- [42] A. Al-Sharafi, A. Z. Sahin, T. Ayar, ve B. S. Yilbas, “Techno-economic analysis and optimization of solar and wind energy systems for power generation and hydrogen production in Saudi Arabia”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, c. 69, ss. 33–49, 2017.
- [43] W. M. Amutha ve V. Rajini, “Cost benefit and technical analysis of rural electrification alternatives in southern India using HOMER”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, c. 62, ss. 236–246, 2016.
- [44] G. Barone, A. Buonomano, C. Forzano, G. F. Giuzio, ve A. Palombo, “Increasing

- renewable energy penetration and energy independence of island communities: A novel dynamic simulation approach for energy, economic, and environmental analysis, and optimization”, *J. Clean. Prod.*, c. 311, s. 127558, 2021.
- [45] Z. Dalala, M. Al-Omari, M. Al-Addous, M. Bdour, Y. Al-Khasawneh, ve M. Alkasrawi, “Increased renewable energy penetration in national electrical grids constraints and solutions”, *Energy*, c. 246, s. 123361, May. 2022.
- [46] A. A. Eras-Almeida ve M. A. Egado-Aguilera, “Hybrid renewable mini-grids on non-interconnected small islands: Review of case studies”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, c. 116, s. 109417, 2019.
- [47] G. Notton, J. L. Duchaud, M. L. Nivet, C. Voyant, K. Chalvatzis, ve A. Fouilloy, “The electrical energy situation of French islands and focus on the Corsican situation”, *Renew. Energy*, c. 135, ss. 1157–1165, 2019.
- [48] D. Curto, V. Franzitta, A. Viola, M. Cirrincione, A. Mohammadi, ve A. Kumar, “A renewable energy mix to supply small islands. A comparative study applied to Balearic Islands and Fiji”, *J. Clean. Prod.*, c. 241, s. 118356, 2019.
- [49] D. Curto, S. Favuzza, V. Franzitta, R. Musca, M. A. Navarro Navia, ve G. Zizzo, “Evaluation of the optimal renewable electricity mix for Lampedusa island: The adoption of a technical and economical methodology”, *J. Clean. Prod.*, c. 263, s. 121404, 2020.
- [50] D. Groppi, D. Astiaso Garcia, G. Lo Basso, ve L. De Santoli, “Synergy between smart energy systems simulation tools for greening small Mediterranean islands”, *Renew. Energy*, c. 135, ss. 515–524, 2019.
- [51] D. M. Gioutsos, K. Blok, L. van Velzen, ve S. Moorman, “Cost-optimal electricity systems with increasing renewable energy penetration for islands across the globe”, *Appl. Energy*, c. 226, ss. 437–449, 2018.
- [52] T. Olowu, A. Sundararajan, M. Moghaddami, ve A. Sarwat, “Future Challenges and Mitigation Methods for High Photovoltaic Penetration: A Survey”, *Energies*, c. 11, sayı 7, s. 1782, 2018.
- [53] Z. Ozturk, S. Tosun, A. Ozturk, ve O. Akar, “Comparative Evaluation of Stand-Alone Hybrid Power System with Different Energy Storages”, *Fresenius Environ. Bull.*, c. 30, ss. 10908–10924, 2021.
- [54] M. R. Akhtari ve M. Baneshi, “Techno-economic assessment and optimization of a hybrid renewable co-supply of electricity, heat and hydrogen system to enhance performance by recovering excess electricity for a large energy consumer”, *Energy Convers. Manag.*, c. 188, ss. 131–141, 2019.
- [55] T. Salameh, C. Ghenai, A. Merabet, ve M. Alkasrawi, “Techno-economical optimization of an integrated stand-alone hybrid solar PV tracking and diesel generator power system in Khorfakkan, United Arab Emirates”, *Energy*, c. 190, s. 116475, 2020.
- [56] I. Padrón, D. Avila, G. N. Marichal, ve J. A. Rodríguez, “Assessment of Hybrid Renewable Energy Systems to supplied energy to Autonomous Desalination Systems in two islands of the Canary Archipelago”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, c. 101, ss. 221–230, 2019.
- [57] T. Salameh, M. A. Abdelkareem, A. G. Olabi, E. T. Sayed, M. Al-Chaderchi, ve H. Rezk, “Integrated standalone hybrid solar PV, fuel cell and diesel generator

- power system for battery or supercapacitor storage systems in Khorfakkan, United Arab Emirates”, *Int. J. Hydrogen Energy*, c. 46, sayı 8, ss. 6014–6027, 2021.
- [58] M. G. Molina, “Distributed energy storage systems for applications in future smart grids”, içinde *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, ss. 1–7, 2012.
- [59] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, ve Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review”, *Prog. Nat. Sci.*, c. 19, sayı 3, ss. 291–312, 2009.
- [60] A. Chauhan ve R. P. Saini, “A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, c. 38, ss. 99–120, 2014.
- [61] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo, ve J. M. Carrasco, “Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, c. 57, sayı 12, ss. 3881–3895, 2010.
- [62] Homer Energy Help. (2022, 10 Ocak). [Online]. Available: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/index.html>.
- [63] T. Sarkar, A. Bhattacharjee, H. Samanta, K. Bhattacharya, ve H. Saha, “Optimal design and implementation of solar PV-wind-biogas-VRFB storage integrated smart hybrid microgrid for ensuring zero loss of power supply probability”, *Energy Convers. Manag.*, c. 191, ss. 102–118, 2019.
- [64] T. Sarkar, A. Bhattacharjee, H. Samanta, K. Bhattacharya, ve H. Saha, “Optimal design and implementation of solar PV-wind-biogas-VRFB storage integrated smart hybrid microgrid for ensuring zero loss of power supply probability”, *Energy Convers. Manag.*, c. 191, ss. 102–118, Tem. 2019.
- [65] C. Miao, K. Teng, Y. Wang, ve L. Jiang, “Technoeconomic Analysis on a Hybrid Power System for the UK Household Using Renewable Energy: A Case Study”, *Energies*, c. 13, sayı 12, s. 3231, 2020.
- [66] Zafer Ozturk, Salih Tosun, Ali Ozturk, ve Onur Akar, “Comparative Evaluation of Stand-Alone Hybrid Power System with Different Energy Storages”, *Fresenius Environ. Bull.*, c. 30, ss. 10908–10924, 2021.
- [67] A. Mubarak, *Designing of a PV/Wind/Diesel Hybrid Energy System*. 2019.
- [68] C. Mokhtara, B. Negrou, A. Bouferrouk, Y. Yao, N. Settou, ve M. Ramadan, “Integrated supply–demand energy management for optimal design of off-grid hybrid renewable energy systems for residential electrification in arid climates”, *Energy Convers. Manag.*, c. 221, s. 113192, 2020.
- [69] S. A. Mousavi, R. A. Zarchi, F. R. Astarai, R. Ghasempour, ve F. M. Khaninezhad, “Decision-making between renewable energy configurations and grid extension to simultaneously supply electrical power and fresh water in remote villages for five different climate zones”, *J. Clean. Prod.*, c. 279, s. 123617, 2021.
- [70] A. Demirci, O. Akar, ve Z. Ozturk, “Technical-environmental-economic evaluation of biomass-based hybrid power system with energy storage for rural electrification”, *Renew. Energy*, c. 195, ss. 1202–1217, 2022.

- [71] L. Tribioli ve R. Cozzolino, “Techno-economic analysis of a stand-alone microgrid for a commercial building in eight different climate zones”, *Energy Convers. Manag.*, c. 179, ss. 58–71, 2019.
- [72] T. Adefarati ve R. C. Bansal, “Economic and environmental analysis of a co-generation power system with the incorporation of renewable energy resources”, *Energy Procedia*, c. 158, ss. 803–808, 2019.
- [73] J. Kumar, B. V. Suryakiran, A. Verma, ve T. S. Bhatti, “Analysis of techno-economic viability with demand response strategy of a grid-connected microgrid model for enhanced rural electrification in Uttar Pradesh state, India”, *Energy*, c. 178, ss. 176–185, 2019.
- [74] M. Yang, L. Zhang, Z. Zhao, ve L. Wang, “Comprehensive benefits analysis of electric vehicle charging station integrated photovoltaic and energy storage”, *J. Clean. Prod.*, c. 302, s. 126967, 2021.
- [75] HOMER Energy Help, Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources. (2022, 03 Mayıs). [Online]. Available: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/return_on_investment.html
- [76] B. K. Das ve M. Hasan, “Optimal sizing of a stand-alone hybrid system for electric and thermal loads using excess energy and waste heat”, *Energy*, c. 214, s. 119036, 2021.
- [77] H. O. Omotoso, A. M. Al-Shaalan, H. M. H. Farh, ve A. A. Al-Shamma’a, “Techno-Economic Evaluation of Hybrid Energy Systems Using Artificial Ecosystem-Based Optimization with Demand Side Management”, *Electronics*, c. 11, sayı 2, s. 204, 2022.
- [78] Balıkesir Haritası. (2022, 03 Şubat). [Online]. Available: <https://wind-map.gosur.com/tr/?ll=40.55715367144444,27.70334617657022&z=10.640232799163819&t=satellite>.
- [79] Balıkesir nüfus verileri. (2022, 26 Nisan). [Online]. Available: <https://www.nufusu.com/il/balikesir-nufusu>
- [80] Rapor, “Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyel Haritası ve Bölge İl Güneşlenme Süreleri”, *Power Enerji*. 2022.
- [81] Türkiye’nin Yıllık Güneşlenme Süresi Haritası. (2022, 20 Haziran). [Online]. Available: <https://depo.sosyal-bilgiler.com/gorseller/turkiyenin-yillik-guneslenme-suresi-haritasi/>.
- [82] Global Solar Atlas. (2022, 12 Mayıs). [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/detail?c=40.365381,27.59491,10&s=40.61708,27.625122&m=site>.
- [83] NASA, Prediction of Worldwide Energy Resources (Power) 2018. (2022, 01 Nisan). [Online]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/>.
- [84] S. Sinha ve S. S. Chandel, “Review of software tools for hybrid renewable energy systems”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, c. 32, ss. 192–205, 2014.
- [85] H. Rezk vd., “Fuel cell as an effective energy storage in reverse osmosis desalination plant powered by photovoltaic system”, *Energy*, c. 175, ss. 423–433, 2019.

- [86] Enerji Atlası Güneş Enerji Santralleri. (2022, 10 Mayıs). [Online]. Available: <https://www.enerjiatlası.com/gunes/>.
- [87] International Renewable Energy Agency (IRENA), Renewable Power Generation Cost in 2020, Abu Dhabi, 2020. (2021, 01 Şubat). [Çevrimiçi]. Available: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- [88] Trading Economics. (2022, 03 Şubat). [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/country-list/inflation-rate?continent=world>.
- [89] S. Rehman, H. U. R. Habib, S. Wang, M. S. Buker, L. M. Alhems, ve H. Z. Al Garni, “Optimal Design and Model Predictive Control of Standalone HRES: A Real Case Study for Residential Demand Side Management”, *IEEE Access*, c. 8, ss. 29767–29814, 2020.
- [90] F. Fodhil, A. Hamidat, ve O. Nadjemi, “Potential, optimization and sensitivity analysis of photovoltaic-diesel-battery hybrid energy system for rural electrification in Algeria”, *Energy*, c. 169, ss. 613–624, 2019.
- [91] Parçacık Sürü Optimizasyonu (PSO), Deep Learning Türkiye. (2022, 08 Mart). [Online]. Available: <https://medium.com/deep-learning-turkiye/parçacık-sürü-optimizasyonu-pso-1402d4fe924a>
- [92] F. Fodhil, A. Hamidat, ve O. Nadjemi, “Potential, optimization and sensitivity analysis of photovoltaic-diesel-battery hybrid energy system for rural electrification in Algeria”, *Energy*, c. 169, ss. 613–624, 2019.
- [93] R. V. S. L. Kumari, G. V. N. Kumar, S. S. Nagaraju, ve M. B. Jain, “Optimal sizing of distributed generation using particle swarm optimization”, içinde *2017 International Conference on Intelligent Computing, Instrumentation and Control Technologies (ICICT)*, ss. 499–505, 2017.
- [94] Pandapower Optimizer. (2021, 10 Mayıs). [Online]. Available: <http://www.pandapower.org/about/>
- [95] M. Cömertoğlu, “Doğrusal Programlama Çözücülerinin Performans Analizi”, 2020.
- [96] Gurobi Optimization. (2022, 16 Mart). [Online]. Available: <https://www.gurobi.com/products/gurobi-optimizer/>
- [97] IRENA Report, “Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030”, United Arab Emirates, 2017.

10. EKLER

10.1. EK 1: PANDAPOWER GÜÇ AKIŞ ÇÖZÜMLEYİCİSİNİN KODLARI

“**python_pandapower.py**” dosyasının Python Anaconda Spyder kodları aşağıda verilmiştir:

Kütüphane dosyalarını tanımlama

```
import pandapower as pp
```

```
import numpy as np
```

```
import random
```

PSO'dan gelen tahmini verileri alan fonksiyon tanımlama

```
def fonk1(x0,x1,x2): # fonk1(x) fonksiyonu oluşturma
```

```
    net = pp.create_empty_network()
```

```
    # Baralarda gerilim dalgalanma oranları (min.-max. kısıtları)
```

```
    min_vm_pu = .95
```

```
    max_vm_pu = 1.05
```

```
    # Dört bara ekleme
```

```
    bus0 = pp.create_bus(net, vn_kv=34.5, min_vm_pu=min_vm_pu,  
max_vm_pu=max_vm_pu)
```

```
    bus1 = pp.create_bus(net, vn_kv=34.5, min_vm_pu=min_vm_pu,  
max_vm_pu=max_vm_pu)
```

```
    bus2 = pp.create_bus(net, vn_kv=34.5, min_vm_pu=min_vm_pu,  
max_vm_pu=max_vm_pu)
```

```
    bus3 = pp.create_bus(net, vn_kv=34.5, min_vm_pu=min_vm_pu,  
max_vm_pu=max_vm_pu)
```

```
    # Baralar arası hatların tanımlanması ve kabloların tanımlanması
```

```
    pp.create_line(net, bus0, bus1, length_km=6, std_type='...')
```

```

pp.create_line(net, bus1, bus2, length_km=4, std_type='149-AL1/24-ST1A 110.0')
pp.create_line(net, bus2, bus3, length_km=3, std_type='149-AL1/24-ST1A 110.0')
pp.create_line(net, bus3, bus1, length_km=12, std_type='149-AL1/24-ST1A 110.0')

# baralardaki her bir adanın yüklerinin tanımlanması

pp.create_load(net, bus1, p_mw=18.70)
pp.create_load(net, bus2, p_mw=15.83)
pp.create_load(net, bus3, p_mw=2.05)

# Hangi barada hangi YES'lerin olduğunun belirlenmesi ve generatör oluşturma

x001 = pp.create_gen(net, bus0, p_mw=x00, min_p_mw=0, max_p_mw=x00,
controllable=True, slack=True)

x11 = pp.create_gen(net, bus2, p_mw=x0, min_p_mw=0, max_p_mw=x0,
controllable=True)

x22 = pp.create_gen(net, bus2, p_mw=x1, min_p_mw=0, max_p_mw=x1,
controllable=True)

x33 = pp.create_gen(net, bus3, p_mw=x2, min_p_mw=0, max_p_mw=x2,
controllable=True)

# Güç akış yönteminin Gauss-Seidal yöntemi ile çözümlenmesi

pp.runopp(net,algorithm='gs',)

# hattaki toplam kaybın bulunması ve PSO'ya gönderilmesi

return abs(net.res_line.pl_mw).sum()

```

10.2. EK 2: PSO ALGORİTMASI “PYSWARM” PROGRAMLAMA KODLARI

“python_pandapower_pso.py” dosyasının Python Anaconda Spyder kodları aşağıda verilmiştir:

```
# Kütüphane dosyalarını tanımlama
```

```
import pypsa as pp
```

```
import numpy as np
```

```
import pandas as pd
```

```
from pyswarm import pso
```

```
import python_pandapower
```

```
# Dosyadan her bir adadaki toplam YES verilerin alınması ve tranpoz edilmesi
```

```
par1=pd.read_excel("excel.xlsx",3)
```

```
RES_uretimi=np.transpose(np.array(par1[["A1","A2","A3"]]))
```

```
lb = [0,0,0] # x0, x1, x2 için alt sınır değerler
```

```
ub = [70,70,70] # x0, x1, x2 için üst sınır değerler
```

```
line_power=[] # Hat kayıpları vektörü
```

```
sgen_power=[] # Hangi adada YES gücünün ne kadar olması vektörü
```

```
def fonk2(x): # Fonk2(x) fonksiyonu oluşturma
```

```
    x0=x[0] # İlk ada için kurulu YES gücünü tanımlama
```

```
    x1=x[1] # İkinci ada için kurulu YES gücünü tanımlama
```

```
    x2=x[2] # Üçüncü ada için kurulu YES gücünü tanımlama
```

```
    # LB ve UB aralığında üretilen x0, x1, x2 değişkenleri “python_pandapower.py”
```

```
    # dosyadaki fonk1(x0,x1,x2) alanına gönder, sonuçları uygula ve a değişkene ata.
```

```
    a=python_pandapower.fonk1(x0,x1,x2)
```

```
    # a değişkeni yuvarla ve 1000 ile çarp (MW'dan kW'a çevirdik). Sonucu  
    “line_power[]” vektörüne sırasıyla ata.
```

```
    line_power.append(round(a,2)*1000)
```

```

# Kayıp güç = a olarak ekrana bastır.
print('Loss Power',a)

# Hattaki toplam güç değeri (YES + kayıp) bulunması
return a+x0+x1+x2

# Adalardaki toplam YES kurulu gücünü sınırlandırmak için aşağıdaki kısıt
fonksiyonun oluşturulması

def con(x):                                # con(x) kısıtlama fonksiyonu oluşturma
    x0 = x[0]                               # İlk ada için kısıt oluşturma
    x1 = x[1]                               # İkinci ada için kısıt oluşturma
    x2 = x[2]                               # Üçüncü ada için kısıt oluşturma
    return x0+x1+x2-8200                   # 8200 değeri farklı YES penetrasyonları için revize
                                            edilmiştir.  $x_0+x_1+x_2 \leq 8200$  olarak hesaplanmaktadır.

# PSO-pyswarm kütüphanesi ile optimizasyon analizi ve tahminin oluşturulması

# “xopt” optimal girdi değeri, “fopt” optimal amaç değeri

# Maksimum 1000 iterasyonlu, başarılı bulunan değerın con(x) alanına aktarılması
xopt, fopt = pso(fonk2, lb, ub,maxiter=1000,f_ieqcons=con)

```

10.3. EK 3: GUROBİ ÇÖZÜCÜSÜNÜN PROGRAMLAMA KODLARI

“**Gurobi_YES_grid.py**” dosyasının Python Anaconda Spyder kodları aşağıda verilmiştir:

Kütüphane dosyalarını tanımlama

```
import numpy as np
```

```
import pandas as pd
```

```
import xlswriter
```

```
from gurobipy import Model, GRB, quicksum
```

```
import matplotlib.pyplot as plt
```

```
import datetime
```

```
A=8760 # yılda saat durumu A= 12ay x 30gün x 24 saat= 8760 saat
```

excel_35%.xlsx input dosyasının konumları, excel sekmeleri ve referansları

```
par3=pd.read_excel(r"excel_35%.xlsx",1)
```

```
par4=pd.read_excel(r"excel_35%.xlsx",2)
```

```
par1=pd.read_excel(r"excel_35%.xlsx",3)
```

```
par2=pd.read_excel(r"excel_35%.xlsx",4)
```

```
par7=pd.read_excel(r"excel_35%.xlsx",7)
```

excel input verilerini başlıklarıyla okuma

#Şebekeden alınan saatlik maliyet değerleri (\$/kWh)

```
buying_price=np.array(par3["$kWh"][:A])
```

#Şebekeye satılan saatlik maliyet değerleri (\$/kWh)

```
selling_price = np.array(par4["$kWh"][:A])
```

Saatlik PV üretimleri

```
pv_uretimi2=np.array(par1[["marmara","avsa","pasalimani"]][:A])
```

Saatlik yük değerleri

```
yuk=np.array(par2[["marmara","avsa","pasalimani"]][:A])
```

```

#Saatlik rüzgâr türbini güç üretimleri

wind_uretimi2=np.array(par7[["marmara","avsa","pasalimani"]][:A])

# Üretim hesaplamaları

# Rüzgar türbini güç üretimi (kW)

wind_uretimi=np.transpose(wind_uretimi2)

# PV panelleri güç üretimi (kW)

pv_uretimi=np.transpose(pv_uretimi2)

# Toplam YES güç üretimi (kW)

res_product=(pv_uretimi+wind_uretimi)

Y=np.transpose(yuk)           # Yük verileri (transpozu)

# Kısıtlamalar ve koşullar

constraint=9999999999        # Şebeke alış-satış kısıtsız durumu

S=999999999999              # Satış kısıtı (full satış durumu %35-300 PR için)

ada=3                        # Ada sayısı: 3 (Marmara, Avşa, Paşalimanı)

min_load_ratio=0.25         # Minimum yük oranı %25

m= Model()                   # Model tanımlaması

#Şebeke durumu, şebeke alış-satış, toplam alınan-satılan değişken tanımlama

grid = m.addVars(3,A,vtype=GRB.CONTINUOUS, name="grid",lb=0,ub=999999999)

grid_use = m.addVars(3,A,vtype=GRB.CONTINUOUS, name="grid_use")

grid_sell = m.addVars(3,A,vtype=GRB.CONTINUOUS, name="grid_sell",lb=-
999999999999)

seb_alinan = m.addVars(A,vtype=GRB.CONTINUOUS, name="seb_alinan",lb=-
999999999999)

seb_satilan = m.addVars(A,vtype=GRB.CONTINUOUS, name="seb_satilan",lb=-
999999999999)

# YES'in şebekeye aktarılması, toplam maliyet ve değişken tanımlama

res_to_load = m.addVars(3,A,vtype=GRB.CONTINUOUS,lb=0)

```

```

z1 = m.addVars(3,A,vtype=GRB.BINARY)

z2 = m.addVars(A,vtype=GRB.BINARY)

total_cost = m.addVars(3,A,vtype=GRB.CONTINUOUS,lb=-9999999999)

m.update()                # Verileri güncelleme

#Şebeke tanım denklemleri tanımlama. "Şebeke durumu" = "Şebekeden alımı"
#"Şebekeye Satım" + "Yük" = "YES Üretimi" + "Şebekeden Alım"
#"Toplam şebeke alımı" = "Her Bir Adanın Şebekeden Elektrik Alımı Toplamı"
#"Toplam şebekeye satım" = "Her Bir Adanın Şebekeye Elektrik Satımı Toplamı"
# Her bir ada, şebekeden elektrik alımı ile satımı aynı anda olmamalıdır. "z1" bu binary
koşulu sağlar.

# "Yük" = "Şebekeden Elektrik Alımı" + "YES'den Yüke Elektrik Aktarımı"
#"Toplam YES Üretimi" = "YES'ten Yüke Elektrik Aktarımı" + "Şebekeye Elektrik
Satışı"

#"Toplam Maliyet" = "Şebeke Alım Fiyatı" x "Şebekeden Elektrik Alımı" + "Şebekeye
Satış Fiyatı" x "Şebekeye Elektrik Satışı" + 250

# 250 $ değeri, ilk yatırım maliyetin proje ömrü adedince indirgenmiş maliyet değeridir.

m.addConstrs(grid[k,t]==grid_use[k,t] for k in range(ada) for t in range(A))

m.addConstrs(grid_sell[k,t]+Y[k,t]==res_product[k,t]+grid_use[k,t] for k in range(ada)
for t in range(A))

m.addConstrs(seb_alinan[t]==quicksum(grid_use[k,t] for k in range(ada)) for t in
range(A))

m.addConstrs(seb_satilan[t]==quicksum(grid_sell[k,t] for k in range(ada)) for t in
range(A))

m.addConstrs(grid_use[k,t]<=constraint*z1[k,t] for k in range(ada) for t in range(A))

m.addConstrs(grid_sell[k,t]<=constraint*(1-z1[k,t]) for k in range(ada) for t in
range(A))

m.addConstrs(grid_use[k,t]+res_to_load[k,t]==Y[k,t] for k in range(ada) for t in
range(A))

```

```
m.addConstrs(res_to_load[k,t]+grid_sell[k,t]==res_product[k,t] for k in range(ada) for t
in range(A))
```

```
m.addConstrs(total_cost[k,t]==buying_price[t]*grid_use[k,t]-
selling_price[t]*grid_sell[k,t]+250 for k in range(ada) for t in range(A))
```

Toplam maliyet değerlerinin Gurobi ile minimize edilmesi

```
m.setObjective(quicksum(total_cost[k,i] for k in range(ada)
```

```
for i in range(A)),GRB.MINIMIZE)
```

```
m.Params.MIPGap = 1e-5 # Hata oranı e=0,00001
```

```
m.Params.TimeLimit = 5000 # İterasyon sayısı "1000"
```

```
m.optimize() # Sistemin optimize edilmesi
```

```
total_cost0=[] # 1.ada: Toplam maliyet vektörünün oluşturulması
```

```
total_cost1=[] # 2.ada: Toplam maliyet vektörünün oluşturulması
```

```
total_cost2=[] # 3.ada: Toplam maliyet vektörünün oluşturulması
```

```
res_to_load0=[] # 1.ada: YES'ten yüke aktarımı vektörünün oluşturulması
```

```
res_to_load1= [] # 2.ada: YES'ten yüke aktarımı vektörünün oluşturulması
```

```
res_to_load2= [] # 3.ada: YES'ten yüke aktarımı vektörünün oluşturulması
```

```
satilan=[] # Toplam şebekeye satılan değer vektörünün oluşturulması
```

```
alinan=[] # Toplam şebekeden alınan değer vektörünün oluşturulması
```

```
grid_sell0=[] # 1.ada: Şebekeye elektrik satımı vektörünün oluşturulması
```

```
grid_sell1=[] # 2.ada: Şebekeye elektrik satımı vektörünün oluşturulması
```

```
grid_sell2=[] # 3.ada: Şebekeye elektrik satımı vektörünün oluşturulması
```

```
grid_use0=[] # 1.ada: Şebekeden elektrik alımı vektörünün oluşturulması
```

```
grid_use1=[] # 2.ada: Şebekeden elektrik alımı vektörünün oluşturulması
```

```
grid_use2=[] # 3.ada: Şebekeden elektrik alımı vektörünün oluşturulması
```

```
grid0=[] # 1.ada: Şebeke elektrik alım-satım vektörünün oluşturulması
```

```
grid1=[] # 2.ada: Şebeke elektrik alım-satım vektörünün oluşturulması
```

```
grid2=[] # 3.ada: Şebeke elektrik alım-satım vektörünün oluşturulması
```

Toplam maliyet, şebeke durumları, şebekeden alım-satım döngülerinin her bir ada için işlenmesi

for k in range(A):

total_cost0.append(total_cost[0,k].X)

total_cost1.append(total_cost[1,k].X)

total_cost2.append(total_cost[2,k].X)

grid0.append(grid[0,k].X)

grid1.append(grid[1,k].X)

grid2.append(grid[2,k].X)

grid_use0.append(grid_use[0,k].X)

grid_use1.append(grid_use[1,k].X)

grid_use2.append(grid_use[2,k].X)

grid_sell0.append(-1*grid_sell[0,k].X)

grid_sell1.append(-1*grid_sell[1,k].X)

grid_sell2.append(-1*grid_sell[2,k].X)

Toplam şebekeye elektrik satımı, her bir adanın şebekeye elektrik satımının toplamına eşittir.

YES'ten yüke aktarılan toplam enerji miktarı, her bir adadaki YES'ten yüke aktarılan enerji miktarının toplamına eşittir.

Toplam yük değeri, her bir adanın yük değerlerinin toplamına eşittir.

Toplam YES üretimi, her bir YES üretimlerinin toplamına eşittir.

grid_sell_total=np.array(grid_sell0)+np.array(grid_sell1)+np.array(grid_sell2)

res_to_load_total=np.array(res_to_load0)+np.array(res_to_load1)+np.array(res_to_load
2)

yuk_total=sum(yuk)

Verilerin excele yazdırılması bölümü

res_product_total=sum(res_product)

Yazdırılacak dosyanın adının tanımlanması

```
writer = pd.ExcelWriter('output_35%.xlsx', engine='xlsxwriter')
```

Excele adaların yük verilerinin işlenmesi

```
loads=pd.DataFrame(yuk)
```

```
loads[0].to_excel(writer, sheet_name='Marmara',  
                 startrow=0, startcol=1,header={'load Marmara'}, index=False)
```

```
loads[1].to_excel(writer, sheet_name='Avsa',header={'load Avsa'},  
                 startrow=0, startcol=1, index=False)
```

```
loads[2].to_excel(writer, sheet_name='Pasalimani',header={'load Pasalimani'},  
                 startrow=0, startcol=1, index=False)
```

Excele adaların YES üretim verilerin işlenmesi

```
res=pd.DataFrame(np.transpose(res_product))
```

```
res[0].to_excel(writer, sheet_name='Marmara',  
               startrow=0, startcol=2,header={'YES Marmara'}, index=False)
```

```
res[1].to_excel(writer, sheet_name='Avsa',header={'YES Avsa'},  
               startrow=0, startcol=2, index=False)
```

```
res[2].to_excel(writer, sheet_name='Pasalimani',header={'YES Pasalimani'},  
               startrow=0, startcol=2, index=False)
```

Excele adaların toplam maliyet verilerinin işlenmesi

```
df20=pd.DataFrame(np.transpose(total_cost0))
```

```
df21=pd.DataFrame(np.transpose(total_cost1))
```

```
df22=pd.DataFrame(np.transpose(total_cost2))
```

```
df20.to_excel(writer, sheet_name='Marmara',  
             startrow=0, startcol=4,header={'total_cost Marmara'}, index=False)
```

```
df21.to_excel(writer, sheet_name='Avsa',  
             startrow=0, startcol=4,header={'total_cost Avsa'}, index=False)
```

```
df22.to_excel(writer, sheet_name='Pasalimani',
              startrow=0, startcol=4, header={'total_cost Pasalimani'} ,index=False)
```

Excele adaların şebeke durum verilerinin işlenmesi

```
grid_marmara=pd.DataFrame(np.transpose(grid0))
grid_avsa=pd.DataFrame(np.transpose(grid1))
grid_pasalimani=pd.DataFrame(np.transpose(grid2))
grid_marmara.to_excel(writer, sheet_name='Marmara',
                     startrow=0, startcol=5,header={'grid Marmara'} ,index=False)
grid_avsa.to_excel(writer, sheet_name='Avsa',
                  startrow=0, startcol=5,header={'grid Avsa'} , index=False)
grid_pasalimani.to_excel(writer, sheet_name='Pasalimani',
                        startrow=0, startcol=5, header={'grid Pasalimani'} ,index=False)
```

Excele adaların şebekeden alım verilerinin işlenmesi

```
grid_use_marmara=pd.DataFrame(np.transpose(grid_use0))
grid_use_avsa=pd.DataFrame(np.transpose(grid_use1))
grid_use_pasalimani=pd.DataFrame(np.transpose(grid_use2))
grid_use_marmara.to_excel(writer, sheet_name='Marmara',
                        startrow=0, startcol=6,header={'grid use Marmara'} ,index=False)
grid_use_avsa.to_excel(writer, sheet_name='Avsa',
                     startrow=0, startcol=6,header={'grid use Avsa'} , index=False)
grid_use_pasalimani.to_excel(writer, sheet_name='Pasalimani',
                            startrow=0, startcol=6, header={'grid use Pasalimani'} ,index=False)
```

Excele adaların şebekeye satım verilerinin işlenmesi

```
grid_sell_marmara=pd.DataFrame(np.transpose(grid_sell0))
grid_sell_avsa=pd.DataFrame(np.transpose(grid_sell1))
grid_sell_pasalimani=pd.DataFrame(np.transpose(grid_sell2))
```

```

grid_sell_marmara.to_excel(writer, sheet_name='Marmara',
                           startrow=0, startcol=7,header={'grid sell Marmara'} ,index=False)
grid_sell_avsa.to_excel(writer, sheet_name='Avsa',
                        startrow=0, startcol=7,header={'grid sell Avsa'} , index=False)
grid_sell_pasalimani.to_excel(writer, sheet_name='Pasalimani',
                              startrow=0, startcol=7, header={'grid sell Pasalimani'} ,index=False)

```

Excele toplam yük verilerinin işlenmesi

```

load_total=pd.DataFrame(np.transpose(sum(Y)))
load_total.to_excel(writer, sheet_name='toplam',
                   startrow=0, startcol=1,header={'load'}, index=False)

```

Excele toplam YES üretim verilerinin işlenmesi

```

res_total=pd.DataFrame(np.transpose(res_product_total))
res_total.to_excel(writer, sheet_name='toplam',
                  startrow=0, startcol=2,header={'res_product'}, index=False)

```

Excele toplam maliyet verilerinin işlenmesi

```

total_cost00=pd.DataFrame(np.transpose(total_cost0))
total_cost11=pd.DataFrame(np.transpose(total_cost1))
total_cost22=pd.DataFrame(np.transpose(total_cost2))
total_cost=total_cost00+total_cost11+total_cost22
total_cost.to_excel(writer, sheet_name='toplam',
                   startrow=0, startcol=3,header={'total_cost'} ,index=False)

```

Excele şebekeye satış verilerinin işlenmesi

```

grid_sell_total1=pd.DataFrame(np.transpose(grid_sell_total))
grid_sell_total1.to_excel(writer, sheet_name='toplam',
                         startrow=0, startcol=4,header={'grid'}, index=False)

```

```

writer.save()

```

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı : Zafer ÖZTÜRK

Yabancı Dili : İngilizce

ÖĞRENİM DURUMU

Derece	Alan	Okul/Üniversite	Mezuniyet Yılı
Doktora	Disiplinler Arası Elektrik-Elektronik ve Bilgisayar Mühendisliği A.B.D.	Düzce Üniversitesi	2022
Y. Lisans	Fen Bilimler Enstitüsü Elektrik Eğitimi A.B.D.	Marmara Üniversitesi	2010
Lisans	Elektrik-Elektronik Mühendisliği	Uludağ Üniversitesi	2017
Lisans	Elektrik Öğretmenliği	Abant İzzet Baysal Üniversitesi	2007
Lise	Elektrik Bölümü (Teknik Lise)	Demirtaşpaşa E.M.L.	1999

YAYINLAR

- ... O. Alcan, Y. Alcan, M. Demir, ve Z. Ozturk, “Sinop İli Turizm Talebinin Yapay Sinir Ağları Yöntemiyle Tahmini,” *1st International Congress on Vocational and Technical Sciences, (UMTEB-I)*, Batum, 2017, pp. 952-963.
- ... Y. Alcan, M. Demir, E. Elmacı, ve Z. Ozturk, “Sinop İli İçin Yerçekimsel Arama Algoritması ile Angstrom-PreScott Güneş Işınım Modelinin Parametre Optimizasyonu,” *3rd International Congress on Vocational and Technical Sciences (UMTEB)*, Gaziantep, 2018.
- ... Y. Alcan, M. Demir, E. Elmacı, ve Z. Ozturk, “2008-2017 Yılları Arası Sinop İlindeki Elektrik Enerjisi Talebinin İncelenmesi,” *3rd International Congress on*

Vocational and Technical Sciences (UMTEB), Gaziantep, 2018.

- ... Y. Alcan, M. Demir, E. Elmacı, ve Z. Ozturk, “Estimation of Sun Intensity for Sinop Using Artificial Neural Network and Regression Hybrid Model,” *2nd International Vocational Science Symposium*, Antalya, 2018.
- ... Y. Alcan, M. Demir, E. Elmacı, ve Z. Ozturk, “Comparison of Different Algorithm’s Solutions to Economic Load Dispatch Problems for Power Systems Including Wind Power Units”, *2nd International Vocational Science Symposium*, Antalya, 2018.
- ... Y. Alcan, M. Demir, E. Elmacı, ve Z. Ozturk, “Optimization of Wind Turbine Selection With Cost Analysis and Meteorological Data of Sinop”, *2nd International Vocational Science Symposium*, Antalya, 2018.
- ... S. Ersöz, Y. Alcan, ve Z. Ozturk, “Process or the Conversion of Existing Vehicles into Electric Vehicle Technical and Economic Aspects Examining”, *8th International Ege Energy Symposium and Exhibition (Ieese8)*, Afyonkarahisar, 2016, pp. 62-69.
- ... Z. Ozturk, S. Tosun, ve A. Ozturk, “Akıllı Ev Sistemlerinde Enerji Yönetim Analizinin Yapılması”, *Uluslararası Marmara ve Fen Bilimleri Kongresi*, Kartepe, 2018, pp. 1194-1201.
- ... Z. Ozturk, S. Tosun, ve A. Ozturk, “Örnek Bir Hibrit Enerji Sisteminin Şebekeli ve Şebekesiz Açısından Modellenerek Teknik ve Ekonomik Olarak İncelenmesi”, *Uluslararası Marmara ve Fen Bilimleri Kongresi*, Kartepe, 2019, pp. 1183-1191.
- ... Z. Ozturk, S. Tosun, ve A. Ozturk, “Homer ile Sinop İlinde Bir Hibrit Enerji Sisteminin Modellenerek Teknik ve Ekonomik Açından İncelenmesi”, *Uluslararası Marmara ve Fen Bilimleri Kongresi Cilt II (Fen Bilimleri)*, Kartepe, 2019, pp. 1349-1357.
- ... A. Demirci, Z. Ozturk, O. Akar, ve U.K. Terzi, “Endüstriyel Otomasyon Laboratuvarında Kullanılmak Üzere PLC, HMI Kontrollü Eğitim Modülü Tasarımı ve Uygulaması”, *Uluslararası Marmara ve Fen Bilimleri Kongresi Cilt II (Fen Bilimleri)*, Kartepe, 2019, pp. 1947-1953.
- ... Z. Ozturk, S. Tosun, A. Ozturk, ve S. Ersoz, “Economic and Technical Investigation of The Applicability of a Hybrid Energy System With a Grid on

- Different Storage Units”, *IV. Uluslararası Bilimsel ve Mesleki Çalışmalar Kongresi – Mühendislik (BİLMES EN 2019)*, Ankara, 2019, pp. 622-637.
- ... Z. Ozturk, S. Tosun, ve A. Ozturk, “Düzce Üniversitesi Hibrit Enerji Sisteminin HOMER ile Modellenmesi, Sistemin Ekonomik ve Teknik Açından Analizleri”, *IV. Uluslararası Bilimsel ve Mesleki Çalışmalar Kongresi – Mühendislik (BİLMES EN 2019)*, Ankara, 2019, pp. 610-621.
- ... Z. Ozturk, A. Demirci, S. Tosun, ve A. Ozturk, “Technic and Economic Effects of Changes in the Location of Industrial Facilities in Industrializing Regions on Power Systems”, *2021 13th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*, Bursa, 2021, pp. 11-17.
- ... A. Demirci, Z. Ozturk, S.M. Tercan, ve İ. Nakir, “Determination of photovoltaic inverter ratio minimizing energy clipping for electric vehicle charging stations under different solar radiations”, *4th International Congress on Human-Computer Interaction, Optimization and Robotic Applications (HORA 2022)*, Ankara, 2022, pp. 387.
- ... Z. Ozturk, S. Tosun, ve A. Ozturk, “Modeling a Hybrid Renewable Energy System with HOMER, Economical and Technical Analysis”, *Bayburt Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi (BUFBD) Araştırma Makalesi*, c. 2, sayı 2, ss. 286-299, 2019.
- ... Z. Ozturk, S. Tosun, A. Ozturk, ve O. Akar, “Comparative Evaluation of Stand-Alone Hybrid Power System with Different Energy Storages”, *Fresenius Environmental Bulletin*, c. 30, pp. 10908-10924, 2021.
- ... A. Demirci, O. Akar, ve Z. Ozturk, “Technical-environmental-economic evaluation of biomass-based hybrid power system with energy storage for rural electrification”, *Renewable Energy*, 2022.