

T.C.
İNÖNÜ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARINI İÇEREN MİKRO-ŞEBEKE
SİSTEMLERİN AKILLI YÖNETİMİ

BURHAN BARAN

DOKTORA TEZİ
ELEKTRİK-ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

MALATYA

Temmuz 2017

Tezin Başlığı: Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını İçeren Mikro-şebeke Sistemlerin Akıllı Yönetimi

Tezi Hazırlayan: Burhan BARAN

Sınav Tarihi: 11.07.2017

Yukarıda adı geçen tez jürimizce değerlendirilerek Elektrik-Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalında Doktora Tezi olarak kabul edilmiştir.

Sınav Jüri Üyeleri

Tez Danışmanı: **Prof. Dr. Mehmet Salih MAMİŞ**
İnönü Üniversitesi

Prof. Dr. Müslüm ARKAN
İnönü Üniversitesi

Prof. Dr. Muhsin Tunay GENÇOĞLU
Fırat Üniversitesi

Doç. Dr. Mehmet Emin TAĞLUK
İnönü Üniversitesi

Doç. Dr. Ömür AYDOĞMUŞ
Fırat Üniversitesi

Prof. Dr. Halil İbrahim ADIGÜZEL

Enstitü Müdürü

ONUR SÖZÜ

Doktora Tezi olarak sunduğum “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını İçeren Mikro-şebeke Sistemlerin Akıllı Yönetimi” başlıklı bu çalışmanın bilimsel ahlak ve geleneklere aykırı düşecek bir yardıma başvurmaksızın tarafımdan yazıldığını ve yararlandığım bütün kaynakların, hem metin içinde hem de kaynakçada yöntemine uygun biçimde gösterilenlerden oluştuğunu belirtir, bunu onurumla doğrularım.



Burhan BARAN

İmza

ÖZET

Doktora Tezi

YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARINI İÇEREN MİKRO-ŞEBEKE SİSTEMLERİN AKILLI YÖNETİMİ

Burhan BARAN

İnönü Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

142+ xiv sayfa

2017

Danışman: Prof. Dr. M. Salih MAMİŞ

Bu tez çalışmasında güneş ve rüzgar enerjisi santralleri ve atıktan enerji tesisi (AET)'nden oluşan dağıtık yenilenebilir enerji kaynakları ve pompaj depolamalı hidroelektrik santral (PHES) ünitesinden oluşan dağıtık depolama ünitesinin olduğu bir mikro şebekenin akıllı yönetimi amaçlanmıştır. Bu doğrultuda, şartlı akış algoritması ile enerji dengeleme ve depolama süreçleri tanımlanmış ve otonom şebeke yönetim sistemi geliştirilmiştir. Bu sistemin ürettiği, başarılı yönetim kalıpları aşırı öğrenme makinalarının (AÖM) eğitiminde kullanılmış ve AÖM ile mikro şebekenin akıllı yönetimi gerçekleştirilmiştir. Matlab ve PowerWorld ortamlarında geliştirilen simülasyon modelleri ile önerilen yöntemin farklı üretim ve tüketim senaryoları için testleri yapılmış ve elde edilen sonuçlar tartışılmıştır. Bu simülasyon çalışmalarında, güneş ve rüzgar santralleri ile AET'den oluşan yenilenebilir kaynakların üretim profili modellemeleri, dağıtık depolama ünitesinin davranışsal modeli ve farklı talep koşullarının analizi için ise hane, hastane ve okullardan oluşan değişken talep modelleri kullanılmıştır. Güçlü, zayıf ve ada modu durumları için hem PHES'in olduğu hem de olmadığı durumlar ayrı ayrı analiz edilmiştir. Bu analizlerin sonucunda ise PHES'in olduğu ve olmadığı durumlarda mikro şebekenin dağıtım şebekesi ile olan enerji alışverişi oranları çıkarılmış olup, mikro şebekenin ana şebekeye olan bağımlılığını değerlendiren veriler elde edilmiştir. Ayrıca mikro şebekenin ana şebekeden hiçbir şartta enerji almadığı, ancak enerji verebildiği PHES'li ada modu durumunda çalışabilmesi için gerekli yenilenebilir enerji kaynağı sayıları ise doğrudan ayrıntılı arama metodu kullanan bir algoritma ile elde edilmiştir.

ANAHTAR KELİMELER: Enerji yönetimi, mikro şebeke, akıllı şebeke, yenilenebilir enerji kaynakları, pompaj depolamalı hidroelektrik santral, aşırı öğrenme makineleri

ABSTRACT

Ph.D. Thesis

SMART MANAGEMENT OF MICRO-GRID SYSTEMS WHICH CONTAINING RENEWABLE ENERGY RESOURCES

Burhan BARAN

Inonu University
Graduate School of Natural and Applied Sciences
Department of Electrical and Electronics Engineering

142+ xiv pages

2017

Supervisor: Prof. Dr. M. Salih MAMİŞ

In this thesis study, intelligent management of a microgrid with distributed storage unit consisting of solar and wind energy plants, energy from waste (EfW) plant and pumped storage hydroelectric power plant (PHES) is aimed. In this direction, energy balancing and storage processes are defined by the conditional flow algorithm and autonomous grid management system is developed. Successful management patterns, which are generated autonomous grid management system was used in the training of extreme learning machines (ELM), and intelligent management of the microgrid was realized by ELM. Proposed methods were tested for different production and consumption scenarios by simulation models developed in Matlab and PowerWorld environments and the results obtained were discussed. In the simulation studies, models of production profiles of renewable resources consisting of solar and wind power plants and EfW, behavioral model of distributed storage unit and variable demand models including households, hospitals and schools for analysis of different demand conditions have been used. For strong, weak and island mode cases, both PHES and non-PHES conditions have been analyzed, separately. As a result of these analyzes, the energy exchange rates between the microgrid and the distribution grid were calculated for the cases of with or without the PHES, and the data evaluating the microgrid's dependency on the distribution grid was obtained. In addition, the number of renewable energy sources required for the microgrid to operate in the island mode with PHES, where the microgrid does not receive energy under any conditions, but can provide energy to distribution grid, is obtained by an algorithm that uses brute force search method.

KEYWORDS: Energy management, microgrid, smartgrid, renewable energy sources, pumped hydroelectric energy storage, extreme learning machine

TEŞEKKÜR

Bu çalışmanın her aşamasında yardım, öneri ve desteğini esirgemedi beni yönlendiren; bilgi ve birikimlerini bana aktaran ve değerli zamanını ayıran danışman hocam Sayın Prof. Dr. M. Salih MAMİŞ'e;

Doktora eğitimim boyunca bilgi ve tecrübelerini bizlerle paylaşan Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölüm Başkanlığında görev yapan öğretim üyelerine;

Çalışmalarında bana destek olan Yrd. Doç. Dr. Barış Baykant ALAGÖZ'e;

Her zaman olduğu gibi Doktora çalışmalarım süresince de benden desteklerini esirgemeyen değerli eşime, oğluma ve kızlarıma;

teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

ÖZET	i
ABSTRACT	ii
TEŞEKKÜR	iii
İÇİNDEKİLER	iv
ŞEKİLLER DİZİNİ	vi
ÇİZELGELER DİZİNİ	x
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xiii
1. GİRİŞ	1
1.1. Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve Depolama.....	1
1.2. Enerji Yönetiminde Kentsel Katı Atığın Önemi	1
1.3. Dağıtık Üretim ve Depolama	2
1.4. Mikro Şebekelerin Yönetimi	3
1.5. Mikro Şebekeler	4
1.6. Enerji Yönetimi Konusunda Literatürdeki Bazı Çalışmalar	5
1.7. Tez Kapsamında Yapılan Çalışmalar	16
2. SİSTEM MODELİ VE YÖNTEM.....	18
2.1.Rüzgar, Güneş, AET ve PHES'in Hibrit Kullanımı.....	18
2.1.1. Güneş Santrali Modeli	18
2.1.2. Rüzgar Santrali Modeli.....	22
2.1.3. Atıktan Enerji (AE) Santrali Modeli	27
2.1.3.1. Kuru Yakma Teknolojisi Kullanan AE'nin Temelleri	27
2.1.3.2. Kirlilik Kontrollü Atıktan Enerji Yakma (AEY) Tesisleri	27
2.1.3.3. KKA Kütlesinden AE Potansiyelinin Tahmini İçin Teorik Model	28
2.1.3.4. Simülasyonu Yapılan Kasaba İçin AE Tahmini.....	30
2.1.4. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral (PHES) Modeli	31
2.1.4.1. PHES'in Fiziksel Yapısı	31
2.1.5. Yük Modeli	36
3. ENERJİ YÖNETİMİ.....	40
3.1. Mikro Şebeke EYS Mimarisi.....	40
3.2. Şartlı Akış Kontrolü Algoritması	41
3.3. PowerWorld Simülatör	42
3.4. Algoritma ve Akış Diyagramı.....	43
4. BENZETİM ÇALIŞMALARI	46
4.1. Güçlü Durum	48
4.1.1. PHES'li Güçlü Durum.....	51

4.1.2. PHES'siz Güçlü Durum.....	62
4.2. Zayıf Durum	66
4.2.1. PHES'li Zayıf Durum.....	70
4.2.2. PHES'siz Zayıf Durum.....	80
4.3. Ada Modu Durumu	83
4.3.1. Direk Ayrıntılı Arama Metodu.....	83
4.3.2. Teknik Kriter.....	84
4.3.3. Mali Kriter	85
4.3.4. Mikro Şebekelerde Ada Modu İçin Optimal YEK Planlaması	86
4.3.4.1 Gebze İlçesi Verilerine Göre PHES'li Ada Modu Durumu	86
4.3.4.2 Malatya İli Verilerine Göre PHES'li Ada Modu Durumu	95
4.3.4.3 Gebze İli Düzenlenmiş Verilerine Göre PHES'li Ada Modu Durumu	105
4.4. Aşırı Öğrenme Makineleri (AÖM)	108
4.4.1. AÖM İle Mikro Şebeke Davranışının Tespiti İçin Veri Seti Oluşturulması.....	110
4.4.2. Aşırı Öğrenme Makinesi İle Sınıflandırma.....	112
4.4.3. Ham Veriler İle AÖM Çalışması	112
4.4.4. Normalize Edilmiş Veriler ile AÖM Çalışması	114
4.4.5. AÖM İle Enerji Alışverişi Oranı Tespiti İçin Veri Seti Oluşturulması:	117
4.5. Algoritmanın Saha Çalışmalarına Uygulanma Yöntemi	127
5. TARTIŞMA VE SONUÇ.....	130
KAYNAKLAR.....	133
ÖZGEÇMİŞ.....	141

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 2.1. Güneş hücresi için eşdeğer devre	18
Şekil 2.2. KC200GT fotovoltaiik modülün farklı hücre sıcaklıkları ve ısıma seviyelerinde akım-gerilim karakteristikleri	19
Şekil 2.3. Yirmidört saatlik güneş ışıması grafiği [58]	21
Şekil 2.4. Enercon E-33/330 rüzgar türbinine ait güç katsayısı (C_p) eğrisi.....	23
Şekil 2.5. Rüzgar türbini çıkış gücü karakteristiği.....	24
Şekil 2.6. Gebze ilçesine ait ortalama saatlik rüzgar hızı verileri.....	25
Şekil 2.7. Yenilenebilir enerji üretimi için AE'nin temel aşamaları [65].....	28
Şekil 2.8. Geleneksel bir AET'nin şematik diyagramı [65]	30
Şekil 2.9. PHES'in fiziksel yapısı [72]	32
Şekil 2.10. Bir hanenin zaman- talep edilen güç değişim grafiği	37
Şekil 2.11. 10.000 hane için toplam yük grafiği	37
Şekil 3.1. Kasabaya ait mikro şebeke mimarisi	41
Şekil 3.2. Akış Diyagramı	45
Şekil 4.1. Simülasyonu yapılan mikro şebeke yapısı.....	46
Şekil 4.2. Güçlü durum için toplam üretim ve toplam tüketim değerleri	49
Şekil 4.3. Güçlü durum için üretim ile talep arasındaki fark.....	49
Şekil 4.4. Güçlü durum için toplam üretim ve tüketim değerleri	50
Şekil 4.5. Güçlü durum için AET'ye ihtiyaç duyulan saatler ve değerleri.....	50
Şekil 4.6. PHES'li güçlü durum için mikro şebekenin ana şebekeye bağımlı olduğu saatler ve değerleri	52
Şekil 4.7. Güçlü durum için PHES'in saatlik çalışma modu	53
Şekil 4.8. Güçlü durumda AET'siz toplam üretilen ve talep edilen enerji değerleri	54
Şekil 4.9. Güçlü durumda AET'li toplam üretilen ve talep edilen enerji değerleri	54
Şekil 4.10. Güçlü durumda saatlik toplam üretilen ve talep edilen enerjiler arasındaki fark değerleri	55
Şekil 4.11. PHES'teki saatlik toplam su miktarları (m^3).....	56
Şekil 4.12. PHES'e depolanan su miktarı	56

Şekil 4.13. Ana şebekeye enerji verilen saatler ve MWh değerleri	57
Şekil 4.14. Güçlü durum için ana şebekeden enerji alım saatleri ve değerleri	57
Şekil 4.15. PHES’li güçlü durumda 00:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu	58
Şekil 4.16. PHES’li güçlü durumda 11:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu	59
Şekil 4.17. PHES’li güçlü durumda 17:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu	60
Şekil 4.18. PHES’li güçlü durumda 21:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu	61
Şekil 4.19. PHES’li güçlü durumda 22:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu	61
Şekil 4.20. PHES’siz güçlü durum için mikro şebekenin ana şebekeye bağımlı olduğu saatler ve enerji değerleri.....	63
Şekil 4.21. PHES’siz güçlü durumda ana şebekeye verilen enerji miktarları	63
Şekil 4.22. PHES’siz güçlü durumda 15:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu	64
Şekil 4.23. PHES’siz güçlü durumda 20:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu	65
Şekil 4.24. PHES’siz güçlü durumda 21:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu	65
Şekil 4.25. Zayıf durum için toplam üretim ve toplam tüketim değerleri	68
Şekil 4.26. Zayıf durum için üretim ile talep arasındaki fark	68
Şekil 4.27. Zayıf durum için Toplam üretim ve tüketim değerleri	69
Şekil 4.28. Zayıf durum için AE’ye ihtiyaç duyulan saatler	69
Şekil 4.29. PHES’li zayıfdurum için mikro şebekenin ana şebekeye bağımlı olduğu saatler ve değerleri	72
Şekil 4.30. Zayıf durum için PHES’in saatlik çalışma modu	72
Şekil 4.31. Zayıf durumda AET’siz üretilen toplam enerji ve talep edilen enerji değerleri	73
Şekil 4.32. Zayıf durumda AET’li üretilen toplam enerji ve talep edilen enerji değerleri	74
Şekil 4.33. Zayıf durumda saatlik toplam üretilen ve talep edilen enerjiler arasındaki fark değerleri	74
Şekil 4.34. PHES’teki saatlik toplam su miktarları (m^3).....	75
Şekil 4.35. PHES’e depolanan su miktarı	76
Şekil 4.36. PHES’li zayıf durumda ana şebekeye enerji verilen saatler ve MWh değerleri	77
Şekil 4.37. Zayıf durum için ana şebekeden alım saatleri ve değerleri.....	77
Şekil 4.38. PHES’li zayıf durumda 00:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu	78
Şekil 4.39. PHES’li zayıf durumda 18:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu	79

Şekil 4.40. PHES’li zayıf durumda 19:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu	79
Şekil 4.41. PHES’siz zayıf durum için mikro şebekenin ana şebekeye bağımlı olduğu saatler ve değerleri	81
Şekil 4.42. PHES’siz zayıf durumda ana şebekeye verilen enerji miktarları	81
Şekil 4.43. PHES’siz zayıf durumda 19:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu	82
Şekil 4.44. Direk Ayrıntılı Arama Metodu akış diyagramı [84]	84
Şekil 4.45. Gebze verilerine göre PHES’li ada modu durumu için mikro şebekenin ana şebekeye enerji verdiği saatler ve değerleri.....	89
Şekil 4.46. Gebze verilerine göre ada modu için PHES’in saatlik çalışma şekli.....	89
Şekil 4.47. Gebze verilerine göre ada modu durumunda AET’siz toplam üretilen enerji ve talep edilen enerji değerleri.....	90
Şekil 4.48. Gebze verilerine göre ada modunda saatlik toplam üretilen ve talep edilen enerjiler arasındaki fark değerleri.....	91
Şekil 4.49. Gebze verilerine göre ada modunda PHES’teki saatlik toplam su miktarları	91
Şekil 4.50. Gebze verilerine göre PHES’li ada modu durumunda ana şebekeye enerji verilen saatler ve MW değerleri	92
Şekil 4.51. Gebze verilerine göre ada modu durumu için ana şebekeden enerji alım saatleri ve değerleri	93
Şekil 4.52. Gebze verilerine göre PHES’li ada modu durumunda 11:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu.....	94
Şekil 4.53. Gebze verilerine göre PHES’li ada modu durumunda 15:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu.....	94
Şekil 4.54. Malatya verilerine göre PHES’li ada modu durumu için mikro şebekenin ana şebekeye enerji verdiği saatler ve değerleri.....	99
Şekil 4.55. Malatya verilerine göre ada modu durumunda AET’siz toplam üretilen enerji ve talep edilen enerji değerleri	101
Şekil 4.56. Malatya verilerine göre ada modu durumunda saatlik toplam üretilen ve talep edilen enerjiler arasındaki fark değerleri	101
Şekil 4.57. Malatya verilerine göre ada modu durumunda PHES’teki saatlik toplam su miktarları (m ³)	102
Şekil 4.58. Malatya verilerine göre PHES’li ada modu durumunda ana şebekeye enerji verilen saatler ve MW değerleri	103
Şekil 4.59. Malatya verilerine göre ada modu durumu için ana şebekeden enerji alım saatleri ve değerleri	103

Şekil 4.60. Malatya verilerine göre PHES’li ada modu durumunda 12:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu.....	104
Şekil 4.61. Malatya verilerine göre PHES’li ada modu durumunda 13:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu.....	105
Şekil 4.62. Güneş gücünün her saatte olduğu varsayımında Gebze verilerine göre ada modu durumunda AET’siz toplam üretilen enerji ve talep edilen enerji değerleri.....	106
Şekil 4.63. Güneş gücünün her saatte olduğu varsayımında Gebze verilerine göre ada modunda PHES’teki saatlik toplam su miktarları.....	107
Şekil 4.64. Güneş gücünün her saatte olduğu varsayımında Gebze verilerine göre ada modu durumu için ana şebekeden enerji alım saatleri ve değerleri	107
Şekil 4.65. İleri beslemeli YSA [91].....	108



ÇİZELGELER DİZİNİ

Çizelge 2.1. Kyocera 200GT güneş paneli için standart test koşulları altında elektriksel performans değerleri ve modül karakteristikleri [56]	20
Çizelge 2.2. Saatlik güneş ışıması ve Kyocera KC200GT güneş panelinin güç üretimi	21
Çizelge 2.3. Enercon E-33 rüzgar türbini için farklı rüzgar hızlarına karşılık türbin tarafından üretilen güç ve güç katsayısı (C_p) değerleri	24
Çizelge 2.4. Enercon E-33/330 rüzgar türbini teknik verileri	25
Çizelge 2.5. Gebze ilçesine ait dört günlük ve ortalama saatlik rüzgar hızları [62]	26
Çizelge 2.6. Baz alınan rüzgar hızı verilerine göre Enercon E-33/330 (330 kW) rüzgar türbininden elde edilebilecek saatlik güç değerleri	26
Çizelge 2.7. Çalışmada kullanılan PHES'e ait teknik veriler	34
Çizelge 2.8. Gebze'de bir evin saatlik bazda enerji tüketimi [73]	36
Çizelge 2.9. Gebze ilçesi verilerine göre 10.000 hanenin saatlik güç tüketimi [73]	38
Çizelge 2.10. 10 okul ve 1 hastane için saatlik güç tüketimi [74,75]	38
Çizelge 2.11. Kasaba için toplam saatlik güç tüketimi	39
Çizelge 4.1. Bara'lara ait nominal gerilim değerleri	46
Çizelge 4.2. Birim değer başına trafo parametreleri	47
Çizelge 4.3. Birim değer başına iletim hattı parametreleri	47
Çizelge 4.4. PHES'li Güçlü durum için toplam üretim ve toplam tüketim değerleri	48
Çizelge 4.5. Güçlü durum için PHES'in davranışı	51
Çizelge 4.6. PHES'siz güçlü durum için üretim ile toplam tüketim arasındaki fark	62
Çizelge 4.7. Zayıf durum için toplam üretim değerleri ve toplam tüketim değerleri	67
Çizelge 4.8. Zayıf durum PHES'in davranışı	70
Çizelge 4.9. PHES'siz Zayıf durum için üretim ile toplam tüketim arasındaki fark	80
Çizelge 4.10. Mali kriter için kullanılan değerler [84]	85
Çizelge 4.11. Gebze verilerine göre ada modu durumu için toplam üretim değerleri ve toplam tüketim değerleri	87
Çizelge 4.12. Gebze verilerine göre ada modu durumunda PHES'in davranışı	88
Çizelge 4.13. Datenblatt ASM6610P güneş paneli karakteristikleri	95

Çizelge 4.14. Malatya Büyükşehir Belediyesi Malatya Trambus Bakım İstasyonu Güneş Enerji Santrali toplam ve bir panelden elde edilen güç üretim değerleri [85]	96
Çizelge 4.15. Malatya ili 16 Ağustos 2016 tarihinde saatlik güneş ışınması ve Kyocera 200 GT güneş panelinin güç üretimi değerleri	96
Çizelge 4.16. Malatya ili 16.08.2014 tarihli Merkez rüzgar hızı verilerine [86] göre Enercon E-33/330 (330 kW) rüzgar türbininden elde edilebilecek saatlik güç değerleri	97
Çizelge 4.17. Malatya verilerine göre ada modu durumu için toplam üretim değerleri ve toplam tüketim değerleri	98
Çizelge 4.18. Malatya verilerine göre ada modu durumunda PHES'in davranışı	99
Çizelge 4.19. Güneş gücünün her saatte olduğu varsayımında Gebze verilerine göre ada modu durumu için toplam üretim ve toplam tüketim değerleri	106
Çizelge 4.20. Test verilerine ait saatlik üretim ve tüketim değerleri	110
Çizelge 4.21. Test verileri durumu için PHES'in davranışı	111
Çizelge 4.22. AÖM aktivasyon fonksiyonlarına göre	112
test doğruluğu oranları	112
Çizelge 4.23. Farklı aktivasyon kodu ve nöron sayılarına göre	113
test süreleri ve test doğruluğu oranları	113
Çizelge 4.24. Test verilerine ait saatlik üretim, tüketim,	114
Mikro şebekenin koşullu ve AÖM ile davranış değerleri	114
Çizelge 4.25. AÖM aktivasyon fonksiyonlarına göre test doğruluğu oranları (normalize veriler)	115
Çizelge 4.26. Farklı aktivasyon kodu ve nöron sayılarına göre test süreleri ve test doğruluğu oranları (normalize veriler)	116
Çizelge 4.27. Test verilerine ait saatlik üretim, tüketim, mikro şebekenin koşullu ve AÖM ile davranış değerleri (normalize veriler)	116
Çizelge 4.28. Eğitim verileri için davranış değerleri	118
Çizelge 4.29. Eğitim verileri için güçlü durumda (6000 GP, 80 RT) PHES'in davranışı	118
Çizelge 4.30. Eğitim verileri için zayıf durumda (3000 GP, 40 RT) PHES'in davranışı	119
Çizelge 4.31. Eğitim verileri için 4500 GP, 60 RT durumunda PHES'in davranışı	119
Çizelge 4.32. Eğitim verileri için 0 GP, 120 RT durumunda PHES'in davranışı	120
Çizelge 4.33. Eğitim verileri için 1000 GP, 10 RT durumunda PHES ve mikro şebeke'nin davranışı	120

Çizelge 4.34. Birinci test verileri için 5250 GP, 70 RT durumunda PHES ve mikro şebeke'nin davranışı	121
Çizelge 4.35. İkinci test verileri için 5600 GP, 77 RT durumunda PHES'in davranışı	121
Çizelge 4.36. Birinci test verilerine göre enerji alışverişi oranı için farklı aktivasyon kodu ve nöron sayılarına göre test süreleri ve test doğruluğu oranları.....	122
Çizelge 4.37. Birinci test verilerine göre enerji alışverişi oranı için test verilerine ait saatlik üretim, tüketim, mikro şebekenin koşullu ve AÖM ile davranış değerleri	123
Çizelge 4.38. İkinci test verilerine göre enerji alışverişi oranı için farklı aktivasyon kodu ve nöron sayılarına göre test süreleri ve test doğruluğu oranları.....	125
Çizelge 4.39. İkinci test verilerine göre enerji alışverişi oranı için test verilerine ait saatlik üretim, tüketim, mikro şebekenin koşullu ve AÖM ile davranış değerleri	126



SİMGELER VE KISALTMALAR

A_{GP}	Güneş panelinin alanı
A_w	Rüzgar türbini kanadınınmenine kesit alanı
C	Karbon miktarı yüzdesi
C_p	Rüzgar türbini enerji dönüşüm katsayısı
d_s	Su yoğunluğu
E_{inp}	PHES'e giren enerjisi
E_{out}	PHES'ten çıkan enerji
g	Yerçekimi ivmesi
GI_t	Fotovoltaik yüzeye düşen toplam güneş ışıması
h	Üst rezervuarın türbin seviyesinden yüksekliği
H	Hidrojen miktarı yüzdesi
HE	Kentsel katı atığın kilogram başına ısı enerjisi
I_0	Diyot ters saturasyon akımı
I_b	Direk güneş ışıması
I_d	Yaygın güneş ışıması
I_{GP}	Güneş hücresinin çıkış akımı
I_{ph}	Foto akımı
k	Boltzman sabiti
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-saat
M_o	Kentsel katı atık ilk toplam kütlesi
m_a	Bir kişi için ortalama kentsel katı atık üretimi
M_a	Atık miktarı
m_s	Su kütlesi
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-saat
N	Nüfus büyüklüğü
O	Oksijen miktarı yüzdesi
P_f	Paketleme faktörü
P_g	PHES minimum güç çıkışı
P_p	PHES minimum güç girişi
P_{GP}	Güneş hücresi çıkış gücü
P_w	Rüzgar türbininden üretilen güç
q	Elektron yükü
R_b	Güneş ışımasının ışıncı parçaları için eğim faktörü
R_d	Güneş ışımasının yaygın parçaları için eğim faktörü
R_r	Güneş ışımasının yansıyan parçaları için eğim faktör
S	Sülfür miktarı yüzdesi
SE	Buhar enerjisi

T	Hücre sıcaklığı
T_c	Aylık hücre sıcaklığı
T_r	Hücre verimliliği için referans sıcaklık
V	Rüzgar hızı
V_{mr}	Üst rezervuar hacmi için minimum su hacmi
V_{GP}	Güneş hücresinin çalışma gerilimi
$V_R(t)$	Üst rezervuardaki su hacmi
V_{ur}	Üst rezervuar hacmi
W	Watt
Wh	Watt-saat
y_o	Kentsel katı atık kütesinin üretim verisinin ilk yılıdır
Z	Yükseklik
α	Pürüzlülük faktörü
β	Dizi verimi sıcaklık katsayısı
θ	Kanat eğim açısı
η_g	PHES üretim verimi
η_{GP}	Fotovoltaik sistem verimliliği
η_m	Modüler verimlilik
η_p	PHES pompalama verimi
η_{pc}	Güç şartlandırma verimliliği
η_r	Modül referans verimliliği
ρ	Atmosferdeki hava yoğunluğu
λ_i	Uç hız oranı
Δv	Anlık su artışı

AA	Alternatif akım
AE	Atıktan enerji
AET	Atıktan enerji tesisleri
AEY	Atıktan enerji yakma
AÖM	Aşırı Öğrenme Makineleri
DA	Doğru akım
DED	Dağıtık enerji depolama
DEYS	Dağıtık enerji yönetim sistemi
DÜ	Dağıtık üreteç
ESÇ	Elektrostatik çöktürücü
EYS	Enerji yönetim sistemi
KKA	Kentsel katı atık
MEYS	Merkezi enerji yönetim sistemi
OBN	Ortak bağlantı noktası
PHES	Pompaj depolamalı hidroelektrik santral
SG	Sera gazı
TTY	Talep taraflı yönetim
YSA	Yapay sinir ağı

1. GİRİŞ

1.1. Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve Depolama

Enerji ana gelişmişlik kavramlarından biridir ve nüfus sayısına bağlı değişkenliği ile yeryüzünün sosyo-ekonomik yapısına büyük etkileri olan bir konudur. Sosyo-ekonomik yapının büyümesi de enerji tüketimi artmaktadır. Bu artış ise çevresel sorunların oluşmasına sebep olmaktadır [1]. Ayrıca, fosil yakıt kaynaklarının sınırlı olması ve bu kaynakların ısınma amaçlı olarak yakılmasına bağlı çevresel sorunlar da oluşmaktadır. Seragazi (SG) emisyonlarını azaltmak için de elektrik üretiminde daha çevre dostu kaynakların bulunması gerekmektedir [2]. Bundan dolayı fosil yakıtların tüketiminin azaltılmasının yanında yenilenebilir, doğal ve dağıtık enerji kaynaklarının kullanımı teşvik edilmelidir. Örneğin, hidroelektrik santrallerinden elde edilen enerji genellikle çevre dostu olarak bilinmektedir [3,4].

Yenilenebilir kaynakların doğaları gereği rasgele üretim gerçekleştirmektedirler. Bundan dolayı, bu kaynakların herhangi bir depolama ünitesi olmadan bağımsız bir sisteme entegre edilmesi de oldukça zordur [5]. Geleneksel olarak yenilenebilir enerji, güneş ve rüzgar enerjisi ve hidro gibi doğada tükenmeyen veya değiştirilebilir kaynaklara atıfta bulunmaktadır. Artan talep ve geleneksel kaynaklardaki kıtlık özellikle güneş enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynakları alanındaki araştırmaların önünü açmıştır. Güneş enerjisinin sınırsız olmasının yanında daha az karbon emisyonu yaymasından dolayı yaşadığımız ortam için temiz bir enerji kaynağıdır. Fotovoltaik paneller güneş ışığını fotovoltaik cihazlar, güneş hücreleri veya güneş termalleri aracılığı ile doğrudan elektrige dönüştüren yarıiletken yapılardır. Bu paneller çok uzun süre için güvenli, güvenilir, bakım gerektirmeyen ve çevre dostu güç sağlayabilmektedirler [6,7]. Rüzgar enerjisi de yenilenebilir karakteristiğinden dolayı büyük bir öneme sahiptir. Rüzgar türbini ve güç elektroniği teknolojilerinin gelişimi ile dünya çapında yüzlerce megawatt (MW) güce sahip büyük ölçekli rüzgar çiftlikleri yapılmıştır.

1.2. Enerji Yönetiminde Kentsel Katı Atığın Önemi

Atık değersiz veya gerekenden fazla olarak kabul edilmesinin aksine ülkelerin sürdürülebilir ve çevre dostu gelişimi için atık yönetim sistemine giren bir malzeme olarak kabul edilmelidir [9]. Kentsel katı atık (KKA), çoğunlukla hane halkı ve işyerleri tarafından üretilen kentsel atıkların bertarafı ve toplanmasını tanımlamaktadır. KKA özellikle kağıt, gıda, ahşap, pamuk, deri atıkları, plastik ve

kumaşların yanı sıra bazı fosil yakıt malzemelerinden oluşmaktadır. Şehirlerde oluşan KKA'ların minimum çevresel etki ile sonuçlanacak şekilde atılması büyük öneme sahiptir [10]. Atıktan enerji tesisleri (AET) dağıtık akıllı şebekeler için dağıtık enerji üreteçleri olarak dikkate alınabilirler ve yenilenebilir enerji kaynağı görevi görebilirler. Yakma tekniği halen farklı ülkelerde kullanılan ana AE teknolojisi konumundadır. Atıktan enerji dönüşümünden büyük ölçüde enerji elde edilememesine rağmen, çevre dostu atık bertarafı için önemli bir konudur [11]. AE tesislerinin üretim potansiyelleri rüzgar ve güneşin üretim potansiyelleri ile karşılaştırıldığında tahmin edilebilir üretimi ve ertelenebilir olması açısından avantajlar sunmaktadır [12].

1.3. Dağıtık Üretim ve Depolama

Dağıtık üretim, dağıtık depolama ve talep taraflı yük yönetimi uygulamaları akıllı şebeke uygulamalarında önemli yer teşkil etmektedirler [13]. Dağıtık yenilenebilir kaynakların elektrik şebekesine nüfuz etmesi enerji verimliliğini artırdığı gibi elektrik üretim ve dağıtım sürecinde sürdürülebilirliği de artırması beklenmektedir [14]. Ancak, yenilenebilir enerji kaynakların kesintili olmaları bunların hibrit kullanılması gerekliliğini ortaya çıkarmıştır. Bir hibrit sistem yenilenebilir enerji kaynaklarından hangi zamanlarda enerji üretileceğini batarya, PHES v.b. depolama ünitelerinden ne zaman enerji alışverişinde bulunacağını koordine etmek için gelişmiş kontrol sistemi kullanmaktadır. Bu kontrol sistemi yük paylaşımında da yenilenebilir enerji kaynaklarının katılımını artırmaktadır [15].

Tüketime bağlı olarak hızla artan enerji bağımlılığı, enerji yönetimi konusunu da önemli bir mesele haline getirmiştir. Bu doğrultuda, akıllı şebeke paradigması üretim, dağıtım ve tüketimde enerji verimliliğini amaçlamaktadır [16]. Dağıtık enerji üretim sistemleri üzerine çalışmalar son zamanlarda artmaktadır. Dağıtık üreteçlerin çok sayıda ekonomik ve operasyonel faydaları da bulunmaktadır. Güç güvenilirliği, sürdürülebilirlik ve enerji verimliliği bu faydaların bazılarıdır [17]. Dağıtık üretimin çok faydaları olmasına rağmen, uygulamada hala bazı problemler yaşanmaktadır. Ancak, bu problemler mikro şebekelerdeki dağıtık üreteçler ile şebeke arasındaki teknik sıkıntıların iyi bir şekilde koordine edilmesi ile bertaraf edilebilmektedir. Dağıtık üreteçlerden elde edilen güç çoğu zaman yerelde kullanılır, bundan dolayı dağıtık üretim uygulamaları sadece bulunduğu coğrafik bölge ile sınırlıdır. Dağıtık yenilenebilir enerji kaynakları akıllı şebekelerde çevre dostu ve verimli elektrik

üretimi için bir gerekliliktir [18]. Mevcut elektrik şebekeleri büyük ölçüde merkezi güç üretimi ve sadece tek yönlü güç akışı sağlamak üzerine tasarlanmıştır. Merkezi olmayan üretim ve gelişmiş denetim yetenekleri ile geleneksel güç sistemlerinin iyileştirilmesi fikri mevcut güç sistemi altyapısı ile uyuşmamaktadır [19,20]. Talep taraflı enerji yönetimi sayesinde enerji kapasitesinin artırılması, iletim kayıplarının azaltılması, şebeke güvenliği için hiyerarşik denetimin kullanılması ve tüketicilerin enerji kullanımını yönetmesi sağlanmış olacaktır. Böylece, dağıtık yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekeye uyumundaki karmaşıklığında hafifletilmesi sağlanacaktır [21].

1.4. Mikro Şebekelerin Yönetimi

Son zamanlarda elektrik sistemlerinin geleceği hakkında birçok araştırma yapılmış olup, farklı kavramlar ortaya çıkarılmıştır. Örneğin süper şebekeler, akıllı şebekeler, mikro şebekeler, aktif ağlar ve sanal güç tesisleri güç sistemlerinin gelecekteki gelişimleri hakkında adı sıklıkla geçen kavramlardır. Bu noktada çevresel ve teknik etkilerinden dolayı özellikle yenilenebilir enerji kaynakları içeren dağıtık üreteç sistemlerinin geleceğin akıllı şebekelerinde önemli yer tutacağı düşünülmektedir [22]. Akıllı şebekeler ilgili sisteme daha fazla verim ve kontrol sağlayabilmektedir [23]. Akıllı şebekelerde enerji uyum, denetim, haberleşme ve ölçme olmak üzere dört farklı kategoride değerlendirilebilir. Uyum, çeşitli yerel enerji kaynaklarının uygun dönüştürücüler kullanarak alternatif akım (AA) veya doğru akım (DA) şebekelerine bağlanmaları aşamasıdır. Denetim, enerji kaynaklarından maksimum güç alınması durumunda enerji kaynaklarının planlaması için ve aktif, reaktif ve geçici durum güçlerinin denetiminin yapıldığı aşamadır. Haberleşme, genellikle standartları protokoller ile belirlenmiş olan aşamadır. Ölçüm ise akıllı şebekelerde enerji tüketimi ve yükün enerji parametreleri gibi verileri elde etme açısından büyük fayda sağlamaktadır. Bu sebeple, uzaktan ölçülebilir ve haberleşme ağı vasıtasıyla bilgi transferi yapılabilir [24,25].

Geleceğin akıllı şebekelerinde en önemli yapıtaşlarından birinin mikro şebekeler olacağı düşünülmektedir. Mikro şebekeler güneş, rüzgar, termal üreteçler, yakıt hücreleri v.b. modüler enerji kaynaklarını enerji depolama kaynakları ve yükler ile entegre etmektedirler [26]. Bir mikro şebekenin bağımsız olarak yönetilebilmesi için güç yönetim sistemlerine ihtiyaç olup, bu sistemler yük talebinin tamamını karşılayabilmek için çalışmaktadırlar. Bir mikro şebekedeki konut, hastane, okul v.b.

tesislerin enerji masraflarını azaltmak amacıyla dağıtık enerji kaynaklarının kullanılması bu binaların yerel düzeyde bir enerji sağlayıcı olarak çalışmasına da olanak sağlayabilmektedir [27]. Geleneksel elektrik şebekesi hiçbir geribildirim olmayan, sadece tek yönlü bir enerji sağlayıcısı rolündedir. Bu nedenle, bu şebekenin davranış şeklini değiştirmek ve akıllı şebeke mantığına dönüş çalışmaları yapılmaktadır [28]. Geleceğin akıllı şebekelerinin belirsiz koşullar altında güvenilir ve verimli enerji için esnek, gözlemlenebilir ve kontrol edilebilir bir yapı sunması beklenmektedir [14].

1.5. Mikro Şebekeler

Mikro şebekeler konusu akıllı şebeke çalışmalarının temel alt başlıklarından biri haline dönüşmüştür. Bunun temel nedeni, akıllı şebeke oluşumunun mikro şebekelerin birbirine bağlanması ile ortaya çıkacak mikro şebekeler ağı olarak gerçekleşeceğinin öngörülmesidir. Mikro şebekeler enerji depolama üniteleri ve kontrol edilebilir yükler ile birlikte fotovoltaik panel, yakıt hücresi, mikrotürbinler, küçük rüzgar üreteçleri gibi dağıtık üretim ünitelerinden oluşur [29]. Mikro şebekeler güç giriş/çıkışını kontrol edilebilen bağımsız bir kaynak olabileceği gibi yük olarak da davranabilirler. Mikro şebekelerin genellikle güç çıkışlarında belirsizlikler bulunmaktadır. Örneğin yenilenebilir enerji kaynaklarının güç üretimi çevresel durumlardan etkilenirken, yüklerin güç tüketimi tüketicilerin bireysel eğilimlerinden etkilenebilmektedir [30]. Mikro şebekedeki temel bileşenler dağıtık üreteç (DÜ), dağıtık enerji depolama (DED), kontrol edilebilir yükler, kritik yük ve ortak bağlantı noktası (OBN)'dır [31]. Bir mikro şebekede elektriğin genellikle talebe yakın bir noktada üretilmesi planlanır. Böylece, yüksek verimlilikte enerji üretimi sağlanmış olup, geleneksel merkezi üretim modelindeki iletim ve dağıtım kayıplarından sakınarak enerji üretimi gerçekleşmiş olmaktadır.

Mikro şebeke kavramı üniversite kampüsü, araştırma parkı veya bir kasaba gibi değişik elektrik şebekesi yapılarına uygulanabilir [32]. Tipik bir mikro şebeke iki operasyonel modda çalışır. Dağıtım trafosu ile ana şebekeye bağlı mod ve şebekeden izole durum olan ada (özerk) mod. Şebekeye bağlı modda bir mikro şebeke ile diğer mikro şebeke veya ana şebeke arasında iki yönlü bir yük akışı olmaktadır. Bu şekilde bir güç arz/talep dengesi sağlanmaya çalışılmaktadır. Ada modda ise mikro şebeke ana şebekeden izoledir ve mikro şebeke dağıtık üreteçleri kullanarak talep edilen gücü sağlayabilmek için sürekli güç sağlamak zorundadır [33-35]. Mikro şebekenin

çalışması üretim, depolama ve yük yönetim programlarını içeren mikro şebeke enerji yönetim sistemi aracılığı ile gerçekleşmektedir. Enerji yönetiminin amacı ise enerji verimliliğini düzeltmek ve güç kayıplarını azaltmaktır. Hem şebekeye bağlı modda hem de ada modda mikro şebekelerin enerji yönetimindeki birimler tarafından oluşturulan bir iş planı, dağıtık üretim ve enerji depolama sistemlerinin en uygun şekilde yönetilmesi ile enerji kaynaklarından maksimum fayda elde edilebilmektedir [2]. Geleneksel güç dağıtım sisteminde, ada modunun işlevi güvenlik ve donanım kısıtlamalarından dolayı yasaklanmıştır [36].

1.6. Enerji Yönetimi Konusunda Literatürdeki Bazı Çalışmalar

Manas [16] tarafından rüzgar, güneş, biogaz gibi yenilenebilir enerji kaynakları ve bataryadan oluşan bir mikro şebeke üzerinde çalışma yapılmıştır. Mikro şebekede sürdürülebilir güç dengesini sağlamak amacı ile bir yenilenebilir enerji yönetim algoritması önerilmiştir. Verimli bir enerji yönetim stratejisi kurmak için de yük ve kaynakların durumuna göre kararlar alan merkezi bir kontrolör üzerinde çalışma yapılmıştır. Yenilenebilir kaynaklar ve yüklerden veri toplama işlemi GPRS bağlantısı ile bağlı çoklu sensörler ile sağlanmıştır. Bataryanın güç çıkışını düzenlemesi için de bir kontrol stratejisi kullanılmıştır. Bataryanın güvenli ve güvenilir olarak çalışması için bataryanın şarj durumu bazı önemli kısıtlamalara tabi tutulmuştur. Manas tarafından yapılan bu çalışmada bataryalar % 80'in üstünde şarj ve % 20'nin altında deşarj edilmemiştir. Mikro şebekenin tasarımı, merkezi kontrolörden istenen performansı elde etmek için bütün enerji seçeneklerinin tükenmesi durumunda şebekeden gerekli enerjiyi almak üzerine kurulmuştur. Kullanılan enerji yönetim algoritmasında denge yükü kavramı kullanılmıştır. Denge yükü, yük tarafından talep edilen enerjiden rüzgar ve güneşten elde edilen toplam enerjinin çıkarılması ile elde edilmiştir. Algoritmada, öncelikle denge yükü durumu sorgulanmaktadır. Yeterli enerji var ise bataryanın maksimum şarj oranı olan % 80'i aşmayacak şekilde şarj edilmesi sağlanmıştır. Fazla enerji için boşaltma yükleri kullanılmıştır. Rüzgar ve güneşten elde edilen enerjinin yükü karşılayacak miktarda olmaması durumunda ise, biogazın durumu sorgulanmaktadır. Biogazın aktif olması durumunda, yük tarafından talep edilen enerjinin tamamı veya kalan enerji tedarik edilene kadar biogazdan enerji alınmaktadır. Biogazdan enerji elde edilememesi durumunda, batarya minimum enerji seviyesine kadar deşarj edilmektedir. Buna

rağmen hala yük tam olarak beslenemiyorsa kalan enerji şebekeden alınmaktadır. Şebekeden de enerji alımı yapılamıyorsa yük atma işlemi uygulanmaktadır.

Whei-Min Lin v.d. [2] tarafından yapılan çalışmada rüzgar ve güneş yenilenebilir enerji kaynakları ve batarya depolama sistemi içeren bir mikro şebeke enerji yönetim stratejisi sunulmuştur. Yenilenebilir enerji kaynakları ve batarya depolama sisteminin şarj/deşarj planını dikkate alan ve güç üretiminin en iyi alışveriş modelini formüle eden bir dağıtım ağı üzerinde çalışma yapılmıştır. Mikro şebekenin günlük ekonomik alışverişini çözmek için bütün elektriksel sınırlamaları dikkate alan gelişmiş bir arı kolonisi optimizasyonu önerilmiştir. Mikro şebeke operasyonel maliyetlerini minimize etmek için hem şebekeye bağlı hem de ada modundaki farklı zamanların kullanımında çalışmalar yapılmıştır. Gelişmiş arı kolonisi optimizasyonunun bazı optimizasyon problemlerinde elde edilen sonuçların kalitesini düzeltebileceği sonucuna ulaşılmıştır. Bu optimizasyon tekniği düşük gerilimli bir test sisteminde test edilmiştir. Elde edilen sonuçlar gelişmiş arı kolonisi optimizasyon tekniğinin mikro şebeke enerji yönetimi için verimli bir araç olduğu sonucunu ortaya çıkarmıştır. Ayrıca önerilen metodun uygulanabilir, sağlam ve daha önceden geliştirilmiş algoritmalarından daha verimli olduğu görülmüştür.

Mourad Tiar v.d. [37] tarafından yapılan çalışmada fotovoltaik üretimi, hidrojen sistemi ve AC yük içeren bir hibrit sistem için kapsamlı bir kontrolör geliştirilmiştir. Kontrolörün amacı öncelikle yük tarafından talep edilen enerjiyi karşılamak, ardından elektroliz üzerinden gaz depolamaktır. Güneş sisteminin farklı kontrol hedeflerini yerine getirmek için güç dengesi veya maksimum enerji dönüşümü gibi fuzzy lojik temelli robust kontrol kanunları dikkate alınmıştır. Kontrolörün karar algoritmaları için sadece kolayca ölçülebilen ve güneş sistemi değişkenleri olan gerilimler ve akımlar önerilmiştir. Sonuç olarak kontrolörün performansı için kapsamlı bir doğrusal olmayan model kullanılarak bilgisayar ortamında geniş çaplı değerlendirmeler yapılmıştır. Ana üretim rolünün güneş sistemi tarafından yerine getirilmesi gerektiği ve yakıt hücre sisteminin ise tamamlayıcı bir rol üstlenmesi gerektiği sonucuna ulaşılmıştır. Ayrıca kontrolörün güneş enerjisi-hidrojen sisteminin çalışmasını yönetmek ve koordine etmek için büyük oranda yeterli olduğunu kanıtlamıştır.

S. Abdul Muqsit v.d. [38] tarafından yapılan çalışmada bir DC mikro şebekenin enerji yönetim sistemi ile optimizasyonunu yapmak amacıyla fuzzy kontrol analizi, tasarımı ve modellemesi çalışmaları yapılmıştır. Bu çalışmalar ve güç kaynaklarının

kontrolü Matlab/Simulink ortamında gerçekleştirilmiştir. Çalışmada dikkate alınan mikro şebeke güneş paneli, rüzgar türbini, lityum-ion batarya ve yakıt hücresi içermektedir. Bataryanın ömrünü ve kullanımını artırmak için Matlab Labview ortamında fuzzy kontrol ile şarj durumunun arzu edilen seviyede olması sağlanmıştır. Yapılan simülasyon çalışmalarından önerilen sistemin mikro şebeke için kontrol kuralları kullanarak güç dengesini başardığı ve bataryanın arzu edilen şarj/deşarj seviyelerinde kalmasının sağlandığı görülmüştür. Optimizasyon kurallarının akıllı mikro şebeke yönetim sistemine dahil edilebileceği sonucuna ulaşılmıştır.

T. Srikanth v.d. [39] tarafından yapılan çalışmada güneş, rüzgar ve yakıt hücresi gibi yenilenebilir enerji kaynakları içeren ve herhangi bir kaynaktaki enerji üretiminin nominal değerinin altına düştüğü durumlarda kullanılmak üzere yedekleme ünitesi olarak bataryanın kullanıldığı basit bir Matlab modelinin tasarımı gerçekleştirilmiştir. Yönetimin verimli bir şekilde gerçekleştirilmesi için batarya kontrol operasyonları fuzzy kontrol tarafından yapılmıştır. Sonuç olarak yapılan çalışmada yenilenebilir kaynakların verimli enerji yönetimi ile kullanımının kayıpları azaltmak için en optimal yöntem olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Jarina Begum v.d. [40] tarafından yapılan çalışmada DC bir mikro şebekenin hibrit enerji yönetim açısından performansını artırmak için fuzzy lojik kontrol uygulaması üzerine bir analiz yapılmıştır. Fuzzy lojik kontrolör kullanılarak bir alışımlı pil-ultrakapasitör enerji yönetim sistemi uygulaması gerçekleştirilmiştir. Amaç batarya için daha iyi güç yönetimi sistemi analizinin yapılması, ultra kapasitörün optimal depolama şarj vedeşarj karakteristiklerinin verilmesi, batarya depolama sisteminin ömrünün artırılması ve şarj durumunu düzeltmeye yönelik çalışmaların yapılmasıdır. Bu amaçlara ulaşabilmek için Matlab/Simulink ortamı kullanılmıştır. Simülasyon sonuçlarından bataryanın ömrünü uzatmak için kullanılan fuzzy lojik kontrolörün bataryayı arzu edilen aralıkta çalıştırdığı görülmüştür.

Jérémy Lagorse v.d. [41] hibrit enerji sistemlerindeki enerji akışını kontrol etmek için dağıtık bir enerji yönetim sistemi olan çok faktörlü dağıtık kontrolör sistemi üzerine bir çalışma yapmışlardır. Bu teknoloji ada modda çalışan bir enerji yönetim sistemine uygulanmıştır. Sistemin çalışmasını gözlemlemek için üç durum çalışması yapılmıştır. Birincide bütün ünitelerin doğru çalıştığı durumu, ikincide bataryanın arıza vermesi durumu, üçüncü de ise yakıt hücresinin arıza vermesi durumu incelenmiştir. Sonuç olarak sistemin herhangi bir değişikliğe uğradığı zamanlarda sistemdeki her bir faktörün kendi görevini gerçekleştirmesi suretiyle

sistemin çalışmasının herhangi bir karışıklık olmadan devam ettirilebildiği ve yükün her zaman verimli bir şekilde beslenebildiği görülmüştür.

S. Md. Sadiq v.d. [42] tarafından yapılan çalışmada iletim ücretleri ve transmisyon kayıplarını azaltmak için bir DC mikro şebeke sistemi önerilmiştir. Sistem dört ana bloktan oluşmaktadır. Bunlar güneş paneli, rüzgar türbini ve yakıt hücresi içeren güç üreteçleri, enerji depolama ünitesi, DC yük ve enerji yönetim sistemidir. Yakıt hücresi bir enerji problemi olması durumunda kritik yükler için güç sağlamaktadır. Güneş panelleri ve rüzgar türbinleri DC şebekeyi beslemek için maksimum güç üretmek üzere görevlendirilmişlerdir. Kısa süreli enerji problemi olması durumunda yükü beslemek için önce lityum-iyon bataryalar deşarj olmaktadır, problemin uzaması durumunda ise yakıt hücreleri devreye girmektedir. Bu depolama ünitelerindeki enerjinin de tükenmesi durumunda çift yönlü invertör aracılığı ile AC şebekeden enerji alımı gerçekleşmektedir. Çift yönlü invertörün çalıştığı durumlarda batarya şarj olabilmektedir. Önerilen fuzzy kontrol enerji dağıtımını optimize etmektedir ve bataryanın şarj durumu parametrelerini ayarlamaktadır. Fuzzy kontrol iki giriş ve iki çıkış sinyaline sahip olan fuzzy lojik kontrolörden oluşmaktadır. Bu çalışmada amaç iletim ücretleri ve kayıplarını azaltmanın yanında, lityum-iyon pillerin yaşam ömrünü artırmak ve şarj/deşarj koruma mekanizmasını geliştirmek olmuştur. Yapılan simülasyon çalışmalarından sistemin güç dengesini sağladığı, bataryanın ömrünü artırmak için şarj/deşarj durumu seviyelerinin arzu edilen değerlere ayarlandığı sonuçlarına ulaşılmıştır.

S. D. Saranya v.d. [43] tarafından yapılan çalışmada ada modu uygulamalarında batarya yönetimi içeren hibrit güneş ve rüzgar sistemi için bir yaklaşım önerilmiştir. Batarya şarj sürecinin doğrusal olmaması ve zaman gecikmeli olarak değişen bir yapısının olmasından dolayı başarılı bir enerji yönetim performansı gerçekleştirmek geleneksel kontrol yaklaşımı ile zordur. Yapılan çalışmada bir yenilenebilir güç sisteminde kullanılan bataryanın şarj ve deşarjı için bir fuzzy kontrol stratejisinin analizi yapılmaktadır. Bataryanın yaşam süresini artırmak için fuzzy kontrol bataryayı arzu edilen şarj/deşarj seviyelerinde tutmaktadır. Bu çalışmaları gerçekleştirmek amacı ile Matlab/Simulink ortamı kullanılmıştır. Çalışmadan elde edilen sonuçlara göre fuzzy strateji temelli bir kontrol ünitesinin laboratuvar ortamında tatmin edici sonuçlar verdiği, buna bağlı olarak güç dengesi sağladığı ve bataryanın ömrünü uzatmak adına bataryayı istenilen maksimum şarj ve minimum deşarj aralıklarında çalıştırdığı sonuçlarına ulaşılmıştır.

Pablo Garcíaa v.d. [44] tarafından yapılan çalışmada rüzgar türbini, güneş panelleri, batarya, yakıt hücresi ve elektrolizer içeren bir hidrojen sisteminin olduğu bir mikro şebeke için yeni bir enerji yönetim sistemi sunulmuştur. Bu yeni kontrol stratejisi her bir depolama (batarya ve hidrojen sistemi) ünitesi için saatlik olarak hesaplanan yaşam süresi tahminlerine göre hibrit sistemin toplam maliyetini optimize etmeye odaklanmıştır. Bu kontrol stratejisi enerji kaynaklarının kullanım ömürleri ve üretim maliyetleri ile bağlantılıdır. Enerji kaynaklarının kullanım ömürlerinin düşük olması durumunda üretim maliyetleri artmış olacaktır. Tahminler içeren bu yeni enerji yönetim sisteminin performansı İspanyada Alora bölgesinde izole edilmiş bir yük için test edilmiştir ve daha basit iki enerji yönetim sistemi ile karşılaştırılmıştır. Bu enerji yönetim sistemlerinden birincisi üretim maliyetlerinin ve ekipmanların yaşam sürelerinin değişmediği ve her yılın sonunda güncellendiği, ikincisi ise batarya maliyetlerinin her zaman en düşük olduğu varsayımına dayanarak öncelikli olarak daima bataryanın kullanıldığı enerji yönetim sistemleridir. Yapılan bu durum çalışmaları enerji kaynaklarının kullanım oranlarına karar verilirken üretim maliyetleri ve yaşam sürelerini dikkate almanın önemini ortaya koymuştur. Analiz sonuçlarından bataryanın yaşam süresi sona yaklaştığında önerilen enerji yönetim sisteminin bataryanın yaşam süresini uzatmak için kullanımını azaltmak amacıyla sistem çalışmasını diğer enerji kaynaklarında herhangi bir değişiklik olmadığı sürece modifiye ettiği gözlemlenmiştir. Yapılan durum çalışmalarından elde edilen sonuçlara göre yeni enerji yönetim sistemi ekonomik tararruf açısından mikro şebekedeki bileşenlerin değişim sayısını azaltmıştır. Birinci durum çalışmasındaki sistemde 10, ikincisinde 13 eleman kullanılırken yeni enerji yönetim sistemi ile 8 eleman kullanılmıştır. Ayrıca mikro şebekenin yaşam süresi dikkate alındığında birinci duruma göre % 17,5 ikinci duruma göre ise % 36,6 ekonomik tasarruf yapıldığı sonucuna ulaşılmıştır. Ayrıca yeni enerji yönetim sisteminin birinci ve ikinci duruma göre sırasıyla % 16,6 ve % 73,4 oranlarında kullanılmayan enerjinin azalması sağlandığı görülmüştür.

Imene Yahyaouia v.d. [45] tarafından şebekenin olmadığı Tunus'un kuzey bölgesindeki kırsal bir alanda yenilenebilir enerji kaynaklarının olduğu bir üssün enerji yönetimi üzerine bir çalışma yapılmıştır. Bu üs kontrol edilemeyen yüklere enerji sağlamak amacıyla güneş panellerinden, bir rüzgar türbininden ve batarya dizisinden oluşmaktadır. Üsteki bileşenler arasındaki kullanımı kontrol etmeyi sağlayan beş röleden oluşan anahtarlama ekipmalarına karar vermek üzere bir enerji

yönetim algoritması önerilmiştir. Kontrol kararları üretilen güneş ve rüzgaradn elde edilen güç değerleri, batarya dizisi şarj durumu ve kontrol edilemeyen yüklerin taleplerine bağlıdır. Yüke sürekli enerji sağlamayı ve batarya dizisinin güvenli çalışmasını sağlamak ve sistem özerkliği amacı ile bir fuzzy algoritma kullanılmıştır. Ardından yüke enerji sağlamada her bir güç kaynağının katkısını göstermek için bir maliyet optimizasyonu yapılmıştır ve bu amaçla genetik algoritma kullanılmıştır. Çalışma yapılan alanın meteorolojik verileri kullanılarak algoritma test edilmiştir. Sonuçlar önerilen algoritmanın yenilenebilir enerjinin kullanımını maksimum yaptığı, üssün çalışma maliyetlerini düşürdüğü, iklim değişikliklerine rağmen üssün özerk olarak çalışmasını sağladığı ve batarya dizisinin güvenli çalışmasını sağladığını göstermiştir.

M. N. Mansouri v.d. [46] tarafından rüzgar ve güneş kaynaklarından elektrik üretimi içeren çok kaynaklı bir hibrit sistemin modellenmesi ve kontrolü üzerine bir çalışma sunulmuştur. İki kontrol yapısı geliştirilmiştir. Birincisi bir DC yüke bağlı sürekli bara ile ikincisi ise hibrit sistemin ağı bağlanması ile alakalıdır. Kullanılan kontrol stratejisi sürekli baranın gerilimini kontrol etmek ve oransal integral regülatör (PI) kullanarak aktif ve reaktif güçleri yönetmek üzerinedir. Simülasyonlar sürekli bara geriliminin regülasyonu açısından hibrit sistemin kontrol performansı ve üretilen elektrik enerjisinin enerji yönetimi üzerine yapılmıştır. Elde edilen sonuçlar bu kontrol yapılarının hibrit bir sistemi kontrol etme noktasında verimli ve esnek yapıda olduğunu göstermiştir.

Chokri Ben Salah tarafından [47] bir konuttaki cihazlara enerji vermek amacıyla bir güneş paneli dizisi, bir dizel üreteç ve bir bataryadan oluşan sistem için bir fuzzy anahtarlama kontrolü önerilmiştir. Doğrusal olmayan sistemin karmaşıklığından dolayı yönetim amaçlı olarak bir fuzzy lojik geliştirilmiştir. Yönetim sisteminin amacı gündüzleri güneş panelinden maksimum enerji çıkarmak ve bu enerjinin kullanılmadığı zamanlarda da bataryalarda depolamak için optimizasyon kriterine göre güneş paneli veya dizel üretecin cihazlara olan bağlantısını yönetmektir. Simülasyonlar Matlab ortamında yapılmış olup 50, 100, 200 ve 250 kW'lık güneş panellerinden oluşan 1 kW'lık güneş enerjisi sistemine göre yapılmıştır. Kararlar güneş panelinin üretimi ve cihazların durumuna göre optimum yönetim kriteri temeline dayanarak yapılmıştır. Yapılan simülasyonlara göre geliştirilen sistem ve sisteme ait kontrol stratejisinin iyi derecede performans sergilediği görülmüştür. Sistemin yüklere gün boyunca gerekli enerji verebilmesi ve geceleri de bataryanın

arzu edilen şarj/deşarj seviyelerinde yükü besleyebilmesi sağlanabilmektedir. Ayrıca simülasyon sonuçlarından her bir cihazın anahtarlarının kontrolüne dayanan enerji yönetiminin verimli sonuçlar çıkardığı ve güneş panellerinden elde edilen enerjinin % 90'ından fazlasının gün boyunca kullanıldığı görülmüştür.

Liu Xiaoping v.d. [35] tarafından yapılan çalışmada mikro şebekelerde statik enerji alışverişinin artık uygun olmadığı düşüncesinden yola çıkarak bir dinamik ekonomik enerji alışverişi yöntemi önerilmiştir. Liu Xiaoping v.d. göre mikro şebeke bir ayrık zamanlı sistem olarak dikkate alınırsa dinamik ekonomik enerji alışverişi, sonlu periyotta sistem için bir optimal kontrol stratejisi bulmak anlamına gelmektedir. Bu amaçla mikro şebeke için bir dinamik ekonomik enerji alışverişi modeli kurulmuştur. Ardından dinamik programlama algoritması tasarlanmıştır. Sonuç olarak bir mikro şebeke örneği verilmiştir ve dinamik ekonomik enerji alışverişi sonuçları statik enerji alışverişi ile karşılaştırılmıştır. Karşılaştırmalarda önerilen dinamik enerji alışverişi yönteminin daha verimli olduğu sonucu çıkarılmıştır.

S. D'Arco v.d. [48] tarafından yapılan çalışmada enerji verimini optimize etmek için ve düzensiz çalışma durumlarından sakınmak amacı ile farklı depolama üniteleri arasında bir güç akışı kontrolü yapılmıştır. Kontrol stratejisinin yakıt hücresinin gücünü sabit tutması ve bataryanın şarj/deşarj akımını sınırlaması önerilmiştir. Kontrol stratejisi depolama üniteleri ve üretim kaynaklarını bağlayan güç konvertörleri üzerine iki hiyerarşik algoritma aracılığı ile uygulanmıştır. Algoritmanın doğru çalıştığını göstermek için elektriksel sürücüler üzerine deneysel testler yapılmıştır.

Jaeyeong Yoo v.d. [49] tarafından yapılan çalışma şebekeye bağlı bir yerleşim yerindeki bataryalı bir fotovoltaik sistem için kritik fiyatlandırma altında tüketicilerin aktif olarak akıllı şebeke içinde yer aldığı bir enerji yönetim sistemi sunmuştur. Önerilen sistemde fotovoltaik birincil enerji kaynağı olup fazla enerjiyi depolamak için ise batarya kullanılmaktadır. Güç sistemleri ve kontrol edilebilir elektrik cihazları arasındaki güç akış kontrolündeki öngörülebilirliği artırmak için Kalman filtresi temelli ve pratik bir yük tahmini yeteneğine sahip enerji yönetim şeması tasarlanmıştır. Yük tahmin modeli sonraki günün yük talebini tahmin etmektedir. Çalışma, önerilen sistemin performansını doğrulamak için gerçek yük talepleri, hava ve hane büyüklüğü verisi dikkate alınarak üç farklı senaryo üzerinde yapılmıştır. Değişik çalışma senaryoları içeren durum çalışmaları önerilen sistemin geçerliliğini

göstermiş olup, operasyon boyunca önemli maliyet tasarrufu sağladığını görülmüştür.

Ani Vincent Anayochukwu [15] tarafından enerji depolamalı bir güneş-rüzgar-dizel hibrit güç üretim sistemi için bir kontrol sistemi sunulmuştur. Kontrolör yük tarafından talep edilen enerjiyi karşılayabilmek için dizel üreticinin üretimini sınırlayarak yenilenebilir enerji kaynaklarından maksimum seviyede faydalanacak şekilde geliştirilmiştir. Dizel üretici sadece batarya bağlı yenilenebilir enerji kaynaklarının yetersiz kaldığı durumlarda devreye girmektedir. Geliştirilen kontrol sistemi Nijerya'nın değişik coğrafi bölgeledeki şebeke enerjisi almayan varsayımsal üç sağlık kliniğine ait hibrit güneş-rüzgar-dizel güç sistemleri için geliştirilmiştir. Kontrol simülasyonlarından sistemin yıl boyunca yük tarafından talep edilen gücü enerji kaynaklarından sağladığı görülmüştür. Ayrıca kontrolörün batarya dizisini kaynaklardan fazla enerji olması durumunda şarj modunda, kaynaklardan enerji azlığı olması durumunda da deşarj modunda anahtarlama yaparak verimli bir şekilde kullandığı görülmüştür. Kontrolör dizel üretici sadece bataryalı hibrit sistemin talebi karşılayamadığı durumlarda devreye almıştır. Bu ise dizel üreticinin çalışma saatlerini azaltmıştır. Böylece, kirliliğin yanında hibrit enerji sisteminin çalışma maliyeti azaltılmıştır.

O. Erdinc v.d. [50] tarafından yapılan çalışmada sabit yük değerine sahip bir ofisin yük talebini karşılamak için rüzgar-güneş-yakıt hücresi ve bataryadan oluşan bir hibrit güç sisteminin gerçekleştirilimi anlatılmıştır. Gerçek zamanlı ölçümler içeren farklı durum çalışmalarında bu sistemin deneysel değerlendirmesi yapılmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarındaki dalgalanmaların olduğu zamanlarda önerilen fuzzy lojik temelli hibrit sistemin çalışması incelenmiştir. Rüzgar ve güneş üniteleri hibrit sistemdeki ana güç kaynakları olarak dikkate alınmıştır. Yakıt hücresi rüzgar ve güneş enerji kaynaklarının yük tarafından talep edilen enerjiyi karşılayamadığı zamanlarda kalan enerjiyi sağlamak üzere kullanılmıştır. Batarya dizisi ise bir depolama aracı olarak önerilmiştir. Sistem tasarımı yük analizi temelli üzerine tasarlanmıştır. Sistem 1,1 kW'lık toplam güce sahip güneş modülü, 1,1 kW'lık bir rüzgar türbini, 1,2 kW'lık bir yakıt hücresi ve pik değeri 1,2 kW olan yükten oluşmaktadır. Bu yük talebinin karşılanabilmesi için farklı batarya dizileri kurulmuştur. Fuzzy lojik tabanlı bir akıllı kontrolör toplam enerji akışını düzeltmek ve yenilenebilir enerji kaynaklı tabanlı güç üretim değişimlerini bastırmak amacıyla

kullanılmıştır. Deneysel sonuçlar kontrol stratejisinin verimliliğini ve önerilen hibrit alternatif enerji sisteminin uygulanabilirliğini göstermiştir.

Randa Kallel v.d. [5] tarafından bir rüzgar türbini ve bir güneş panelinin birincil kaynak olduğu şebekeden izole bir yerleşim yerindeki mikro şebekenin güç yönetimi üzerine bir çalışma yapılmıştır. Depolama sistemi olarak bir süperkapasitör dizisi dikkate alınmıştır. Bu kaynaklar tek yönlü invertör ve bir RLC filtre ile üç fazlı bir yüke bağlanmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının dalgalanması durumu dikkate alınarak yedek kaynak olarak bir dizel motor AC şebekeye bağlanmıştır. Hibrit sistem cihazları arasındaki güç akışını yönetmek, yükün sürekli olarak beslenmesini sağlamak, bataryanın kabul edilen şarj/deşarj seviyelerinde çalışmasını devam ettirebilmek ve optimal operasyon modunu seçme kararını vermek için bir kontrol stratejisi geliştirilmiştir. Bu stratejide altı modlu çalışma algoritması kullanılmıştır. Simülasyon sonuçları yüke sürekli olarak enerji verme durumunun ve bataryayı belirlenen sınır değerlerde çalıştırabilme durumunun başarıldığını göstermiştir.

Caisheng Wang v.d. [51] AC bağlı özerk bir rüzgar-güneş-yakıt hücresi sistemi üzerinde bir çalışma yapmışlardır. Güneş ve rüzgar sistemleri birincil güç kaynaklarıdır. Yakıt hücresi-elektrolizer kombinasyonu ise yedekleme ve uzun dönemli bir depolama sistemi olarak kullanılmaktadır. Önerilen sistem için farklı enerji kaynakları ve depolama üniteleri arasındaki güç akışını yönetmek üzere bir güç yönetim stratejisi tasarlanmıştır. Bu güç stratejisini gerçekleştirmek amacı ile tanımlanan blokta rüzgar enerjisi kontrol sistemi, güneş paneli elektrik üretim sistemi, yakıt hücresi sistemi ve elektrolizer sistemi bulunmaktadır. Üç girişi ve üç çıkışı olan bir kontrolör kullanılmaktadır. Rüzgar, güneş ve yakıt hücresi sistemleri kontrolörün girişi iken elektrolizer sistemi, yük ve kendi enerji tüketimi kontrolörün çıkışını oluşturmaktadır. Kontrolörün çalışması net güç hesabına dayanmaktadır. Net güç hesaplanırken güneş ve rüzgardan elde edilen enerji yük ve sistemin kendi enerjisi için harcanan güçten çıkarılarak elde edilmektedir. Net gücün sıfırdan küçük olması durumunda yakıt hücresi depolama tanklarındaki hidrojeni kullanarak yük için enerji üretmeye başlamaktadır. Net gücün sıfırdan büyük olması durumunda ise fazla enerji hidrojen üretmek üzere elektrolizere gönderilmektedir. Matlab/Simulink ortamı kullanılarak hibrit enerji sistemi için bir simülasyon modeli geliştirilmiştir. Gerçek yük talep profili ve gerçek hava verileri kullanılması ile farklı senaryolar altında simülasyon çalışmaları gerçekleştirilmiştir.

Richard L. Welch v.d. [52] tarafından bir sürü davranışı algoritması kullanarak fotovoltaik enerji kontrolöre dayalı ve optimize edilmiş bir fuzzy lojik gelişimi üzerine çalışma yapılmıştır. Fotovoltaik sistem şebekeye bağlıdır ve bu sistem bir fuzzy lojik kontrolör, güneş paneli dizisi, sabit bir kritik yük ve zamanla değişen kritik olmayan yükten oluşmaktadır. Bu çalışmada uygulanan sürü davranışı, parçacık sürü optimizasyonu algoritmasıdır. Hem üyelik fonksiyonlarını hem de fuzzy lojik kontrolörün kural kümesini optimize etmek için kullanılmaktadır. Fuzzy lojik kontrolör üç ana modülden oluşmaktadır. Bunlar bulanıklaştırma süreci sonuç çıkarma motoru ve durulama sürecidir. Parçacık sürü optimizasyonu algoritması kullanılmak üzere, optimize fuzzy lojik kontrolör batarya şarjını yüksek seviyelerde tutarken sistem yükleri için enerjiyi maksimize etmek üzere tasarlanmıştır. Ardından optimize edilmiş bu fuzzy lojik kontrolör fotovoltaik öncelikli kontrolör olarak tanımlanan standart enerji alışverişi yapan kontrolörler ile karşılaştırılmıştır. Sonuçlar göstermiştir ki kritik yükler fuzzy lojik kontrolörün optimizasyonundan sonra daha fazla süre ile beslenebilmektedir. Güneş öncelikli kontrolör ile karşılaştırıldığında yükün % 11,3 daha fazla beslenebildiği sonucuna ulaşılmıştır. Ayrıca bataryanın kullanım süresini uzatmak açısından önemli olan tamamen deşarj olma sayısı, optimize fuzzy lojik kontrolörde en az seviyede olmuştur. Bu çalışmada her bir kontrolör için bataryanın ortalama şarj durumu da karşılaştırılmıştır. Güneş öncelikli kontrolör de bataryanın ortalama şarj durumu % 63,87 iken optimize fuzzy lojik kontrolörde % 75,3 olmuştur. Bu da bataryanın ömrünün yaklaşık olarak % 5 artmasını sağlamıştır.

Imene Yahyaoui v.d. [53] tarafından bir fotovoltaik su pompalama tesisi için fuzzy enerji yönetim algoritması sunulmuştur ve bu algoritmanın çalışması fotovoltaik paneller, batarya dizileri, DC/AC konvertörler, röleler ve su pompasından oluşan bir tesis kullanılarak deneysel olarak doğrulanmıştır. Bataryanın güvenli çalışması ve ürünlerin ihtiyaç duyduğu su miktarının sağlanması gibi bir çok kriter dikkate alınmıştır. Algoritma fotovoltaik güç üretimi, bataryanın deşarj derinliği ve depolanan su miktarı ile ilişkili yukarıda bahsedilen sınırlamaları dikkate alarak fotovoltaik panel, batarya dizisi ve pompanın bağlı olma süresine karar vermektedir. Fuzzy kuralları olarak batarya dizisinin kullanımının minimize edilmesi, ihtiyaç duyulan sulama için rezervuarda depolanmış suyun kullanılması, bataryaların aşırı şarj ve deşarjdan korunması ve sürekli gücün sağlanması kuralları belirlenmiştir. Algoritma bir domates sulama tesisi üzerinde durum çalışması yapılarak

değerlendirilmiştir. Yapılan çalışma ile sezon boyunca su talebinin karşılanmasında bataryanın minimum seviyede kullanıldığı sonucuna ulaşılmıştır. Ayrıca su pompalama tesisi için enerji yönetiminde fuzzy'nin verimliliği görülmüştür.

Imene Yahyaoui v.d. [54] tarafından yapılan çalışmada kontrol edilemeyen yük için bir fotovoltaiik-rüzgar sisteminin enerji yönetim çalışması sunulmuştur. Kontrol yöntemi tesis bileşenleri arasındaki anahtarlama karar verecek şekilde tasarlanmıştır. Kararlar fotovoltaiik güç, rüzgar türbini gücü, batarya dizisinin şarj durumu ve yük talebine bağlı olarak bir enerji yönetim algoritması tarafından gerçekleştirilir. Algoritma sistemin özerkliğini, yüke sürekli güç verebilmeyi ve batarya dizisinin güvenli çalışmasını amaçlamaktadır. Tesisin bileşenleri arasındaki bağlantıya karar vermek için bir fuzzy algoritma kullanılmıştır. Bu yönetim algoritması dört aşamadan oluşmaktadır. Bunlar bilgi tabanı (knowledge base), bulanıklaştırma (fuzzification), çıkarım diyagramı (inference diagram) ve durulama (defuzzification)'dır. Sistem 25 kW'lık bir fotovoltaiik sistem, 8 kW'lık rüzgar türbini ve 4 adet bataryadan oluşmaktadır. Elde edilen sonuçlar yenilenebilir enerji kullanımını maksimize etmek için kullanılan fuzzy lojiğin verimli sonuçlar ürettiği ve batarya dizisi için güvenli bir çalışma sağladığını göstermiştir.

O.C. Onar v.d. [55] tarafından rüzgar türbini, fotovoltaiik, yakıt hücresi ve ultrakapasitör sistemlerinden oluşan şebekeden bağımsız yeni bir model ve tasarım üzerine odaklanılmıştır. Sistemin birincil enerji kaynakları 10 kW'lık rüzgar türbini ve 3 kW'lık güneş sistemidir. Fazla enerji yükün ihtiyacına göre ultrakapasitörün şarjı ve hidrojen üretimi için kullanılmaktadır. Bütün enerji ölçümleri ve yönetim amaçları için bir ana kontrolör çalıştırılmaktadır. Ana kontrolör hibrit sistemde kullanılan bileşenlerin giriş/çıkışına bağlı güç konvertörleri için sensörler tarafından toplanan veriler ile ölçümler, kararlar ve kontroller vasıtasıyla özerk bir çalışma temin etmektedir. Çalışma stratejisi ana kontrolörde güç talebini karşılamada güneş ve rüzgar sistemleri tarafından üretilen gücün öncelikte olması, rüzgar ve güneş sisteminden elde edilen enerjinin talepten fazla olması durumunda fazla enerjinin ultrakapasitör dizisinde depolanması, ultrakapasitörün şarj olmasından sonra artan enerjinin hidrojen üretilmesi amacıyla elektrolizerde kullanılması, rüzgar ve güneş sisteminden elde edilen enerjinin talepten az olması durumunda gerekli enerjinin 5 kW'a kadar yakıt hücresinden karşılanması daha da yetersiz olması durumunda ise ultrakapasitörden sağlanması v.b. şeklinde oluşturulmuştur. Önerilen hibrit sistemin dinamik davranışı değişik rüzgar hızı, güneş ışıması ve yük talebi durumları altında

test edilmiştir. Geliştirilen model ve bu modelin kontrol stratejisi bir günün tamamı için yapılmış olup mükemmel bir performans sergilediği görülmüştür. Simülasyonda güneş ışıması ve güç talebi verileri gerçek ölçümlerden alınmıştır. Rüzgar hızı bilgisayar ortamında yapay olarak üretilmiştir. Bu çalışmanın ana katkısı özerk bir sistem kurmak için uygun güç kontrolörleri ve kontrol stratejileri içeren, kısa ve uzun dönem depolama stratejileri kullanan yakıt hücreli yenilenebilir enerji kaynaklarının hibritleştirilmesi olmuştur.

1.7. Tez Kapsamında Yapılan Çalışmalar

Bu tez çalışmasında Kyocera KC200GT güneş panellerinden oluşan bir güneş santrali, Enercon E-33/330 (330 kW) rüzgar türbinlerinden oluşan bir rüzgar santrali, saatlik 0,02186 MW elektrik enerjisi veren bir AET, maksimum 50.000 m³ ve minimum 5.000 m³ kapasiteli bir PHES ve talep değeri saatlik olarak değişen 10.000 hane, 10 okul ve 1 hastaneden oluşan 50.000 nüfuslu kasabanın yük olarak varsayıldığı bir mikro şebeke için akıllı yönetim algoritması geliştirilmiştir. Yönetim algoritması olarak Matlab ortamında geliştirilen şartlı akış kontrolü algoritması kullanılmıştır. PowerWorld ortamlarında oluşturulan simülasyon modellerinde farklı üretim ve tüketim senaryoları için testler yapılmıştır. Bu testlerden elde edilen sonuçlar çerçevesinde güneş enerjisi santrali, rüzgar enerjisi santrali ve AET'den oluşan yenilenebilir kaynakların üretim profili modellemeleri, dağıtık depolama ünitesinin davranışsal modeli ve farklı talep koşullarının analizi için ise hane, hastane ve okullardan oluşan değişken talep modelleri elde edilmiştir.

Güçlü, zayıf ve ada modu durumları için PHES'in olduğu ve olmadığı durumların ayrı ayrı analizleri yapılmıştır. Bu analizlerin sonucunda ise PHES'in olduğu ve olmadığı durumlarda mikro şebekenin ana şebeke ile olan enerji alışverişi oranları çıkarılmıştır. Böylece, mikro şebekenin ana şebekeye olan bağımlılığı noktasında sonuçlar elde edilmiştir. Mikro şebekenin ana şebekeden hiçbir şartta enerji almadığı, ancak enerji verebildiği PHES'li ada modu durumunda çalışabilmesi için gerekli yenilenebilir enerji kaynağı sayıları ise doğrudan ayrıntılı arama metodu kullanılan bir algoritma ile elde edilmiştir. Gebze ilçesi ve Malatya ili verilerine yönelik iki çalışma yapılmıştır. Bu algoritmanın Matlab ortamında çalıştırılması ile elde edilen sonuçlara göre mikro şebekenin ada modunda çalışabilmesi her iki yerleşim yeri için de sadece çok yüksek sayıda rüzgar türbininden oluşan rüzgar santralinin kullanılması ile mümkün görünmektedir. Bunun sebebi PHES'in kapasitesinin küçük

olması ve güneş santralinin katkısının az olmasıdır. Bu doğrultuda, yapılan tüm bu çalışmaların neticesinde yenilenebilir enerji kaynakları içeren akıllı mikro şebeke yönetimi konusunda bir çalışma yapılmıştır.

Ayrıca Aşırı Öğrenme Makineleri (AÖM) algoritması kullanılarak yirmidört saatlik üretim ve tüketim değerlerine sahip bir veri setinin mikro şebekeye uygulanması durumunda AÖM algoritmasının mikro şebekeyi akıllı yönetimi açısından başarısını ölçmek adına bir çalışma yapılmıştır. Bu çalışmada hem ham veriler ile hem de normalize edilmiş veriler ile iki ayrı çalışma yapılmıştır. Ham veriler ile yapılan çalışmada yirmi dört saatin yirmi iki saati AÖM algoritması tarafından doğru tahmin edilmiştir. Normalize edilmiş veriler ile yapılan çalışmada ise yirmi dört saatlik sonuçtan on yedi saate ait kararlar AÖM algoritması tarafından doğru tahmin edilmiştir. Yine, AÖM algoritması kullanılarak yirmi dört saatlik üretim ve tüketim değerlerine sahip bir veri setinin mikro şebekeye uygulanması durumunda mikro şebekenin ana şebeke ile olan enerji alış-verişi oranını tahmin edebilmek adına bir çalışma yapılmıştır. İki farklı test verileri ile tahminler elde edilmiştir. Birinci test verileri ile yapılan AÖM çalışmasında yirmi dört saatlik sonuçtan yirmi bir saat AÖM algoritması tarafından doğru tahmin edilmiştir. İkinci test verileri ile yapılan çalışmada ise yirmidört saatlik sonuçtan yirmi saate ait kararlar AÖM algoritması tarafından doğru tahmin edilmiştir.

2. SİSTEM MODELİ VE YÖNTEM

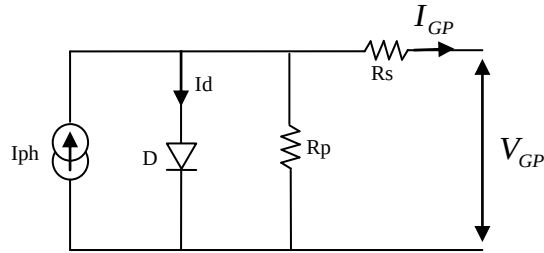
2.1. Rüzgar, Güneş, AET ve PHES'in Hibrit Kullanımı

Tüm dünyada iklimi tehdit eden geleneksel fosil kaynaklarının hem çevreye olan zararı açısından hem de tükenebilir olmasından dolayı özellikle rüzgar ve güneş enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına ilgi son zamanlarda büyük oranda artış göstermektedir. Bunun yanında bu enerji kaynaklarının batarya, PHES v.b. uygun depolama üniteleri ile hibrit kullanımı bu kaynakların yalnız kullanılmasına göre daha verimli sonuçlar getirmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları arasında rüzgar ve güneş enerjisinden elektrik üretimi diğer kaynaklara oranla daha fazla kullanılmaktadır. Ancak güneş ışması ve rüzgar hızı gibi değerlerin meteorolojik şartlara bağlı olarak değişmesi bu kaynaklardan elde edilecek elektrik enerjisinin önceden tahmin edilmesini zorlaştırmaktadır. Bu sorun rüzgar ve güneş sistemlerinin yalnız kullanımının elektrik üretim ve talep oranını karşılamada sıkıntılar oluşturacağını göstermektedir. Bundan dolayı bu sistemlerin ya yedeklemeli ya da enerji depolama üniteleri ile hibrit kullanılması gerekmektedir [50].

2.1.1. Güneş Santrali Modeli

Bir fotovoltaiik hücre temel olarak güneş ışığı enerjisini elektrik enerjisine çeviren p-n yarıiletken jonksiyon diyodudur ve istenilen çıkış gerilimi ve akımını sağlamak üzere seri ve paralel bağlı birçok hücreden oluşmaktadır [55].

Bir güneş hücresinin eşdeğer devresi Şekil 2.1'deki gibidir.



Şekil 2.1. Güneş hücresi için eşdeğer devre

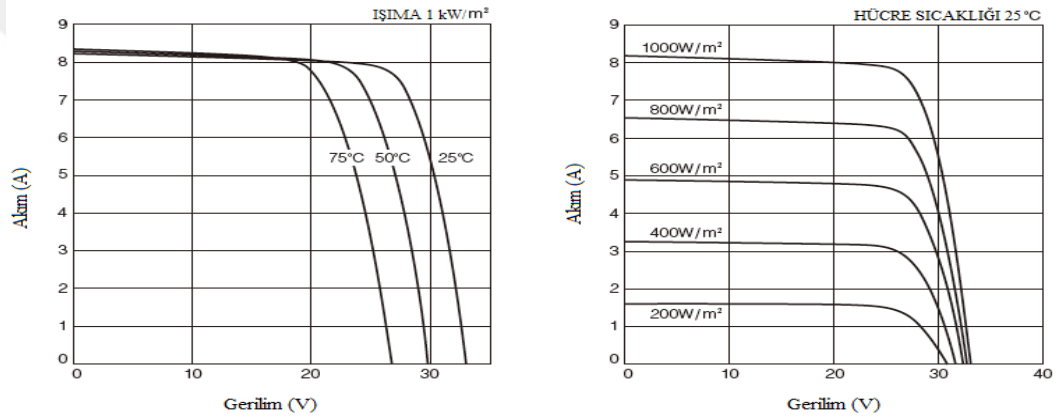
Bir güneş hücresinin ideal eşdeğer devresi paralel bağlı bir diyetolu akım kaynağından oluşur. Devrenin çıkış terminalleri yüke bağlanmıştır. İdeal olarak güneş hücresinin gerilim akım eşitliği şu şekilde tanımlanabilir:

$$I_{GP} = I_{ph} - I(e^{qV_{GP}/kT} - 1) \quad (2.1)$$

burada, I_{ph} foto akımıdır (A), I diyot ters saturasyon akımı (A), q elektron yükü = 1.6×10^{-19} (C), V_{PV} güneş hücresi çıkış gerilimi, k Boltzman sabiti= 1.38×10^{-23} (J/K) ve T hücre sıcaklığı (K)'dir.

$$P_{GP} = V_{GP} * I_{GP} \quad (2.2)$$

burada I_{GP} güneş hücresinin çıkış akımı (A), V_{GP} güneş hücresinin çalışma gerilimi (V) ve P_{GP} ise güneş hücresinin çıkış gücü (W)'dür. Kyocera 200GT güneş panelinin değişik hücre sıcaklıkları için ve 25°C sıcaklıktaki değişik ışıma seviyeleri için akım-gerilim (I-V) karakteristikleri Şekil 2.2'deki gibidir.



Şekil 2.2. KC200GT fotovoltaiik modülün farklı hücre sıcaklıkları ve ışıma seviyelerinde akım-gerilim karakteristikleri

Fotovoltaiik sisteme giriş enerjisi, eğimli bir yüzeyde güneş ışıması ve toplam güneş ışıması değerleri tahminleri Denklem 2.2'deki gibi hesaplanmaktadır.

$$GI_t = I_b * R_b + I_d * R_d + (I_b + I_d) * R_r \quad (2.3)$$

burada, I_b, I_d direk ve yaygın güneş ışımasıdır. R_b, R_d, R_r güneş ışımasının ışıma, yaygın ve yansıyan parçaları için eğim faktörleridir. Bu nedenle toplam güneş ışıması değeri aydan aya hatta saatten saate değişen gökyüzünde güneşin pozisyonuna göre tahmin edilmektedir. Fotovoltaiik hücrelerin seri ve paralel kombinasyonları fotovoltaiik dizi oluştururlar. Bir fotovoltaiik hücrenin çıkış gücünü etkileyen ana faktör güneş ışıma yoğunluğudur. Fotovoltaiik yüzeyine düşen toplam

güneş ışıması değeri GI_t (kWh/m²) olmak üzere, bir gündeki ortalama bir A_{GP} (m²) alanındaki fotovoltaik sistemin saatlik çıkış gücü denklem 2.4'teki gibi hesaplanır.

$$P_{GP} = \eta_{GP} * A_{GP} * GI_t \quad (2.4)$$

burada η_{GP} fotovoltaik sistem verimliliğidir ve şu şekilde hesaplanır:

$$\eta_{GP} = \eta_m * \eta_{pc} * P_f \quad (2.5)$$

ve modüler verimlilik η_m ise şu şekilde hesaplanır:

$$\eta_m = \eta_r [1 - \beta(T_c - T_r)] \quad (6)$$

burada η_r modül referans verimliliği, η_{pc} güç şartlandırma verimliliği, P_f paketleme faktörü, β dizi verimi sıcaklık katsayısı, T_r hücre verimliliği için referans sıcaklık ve T_c aylık hücre sıcaklığıdır [56]. Bu çalışmada simulasyonu yapılan güneş santralinde kullanılan güneş panellerinin 200 W'lık maksimum çıkış gücü olan Kyocera 200GT güneş paneli kullanılmıştır.

Çizelge 2.1. Kyocera 200GT güneş paneli için standart test koşulları altında elektriksel performans değerleri ve modül karakteristikleri [56]

Elektriksel Performans Değerleri (Standart Test Koşulları)	
Maksimum Güç (P_{max})	200 W (+ %10 / - % 5)
Maksimum Güç Gerilimi (V_{mpp})	26,3 V
Maksimum Power Akımı (I_{mpp})	7,61 A
Açık Devre Gerilimi (V_{oc})	32,9 V
Kısa Devre Akımı (I_{sc})	8,21 A
Maksimum Sistem Gerilimi	600 V
Voc'nin Sıcaklık Katsayısı	-1,23X10 ⁻¹ V/°C
Isc'nin Sıcaklık Katsayısı	3,18X10 ⁻³ A/°C
Modül Karakteristikleri	
Uzunluk X Genişlik X Derinlik	1,425 m X 0,99 m X 0,036 m
Her Modül İçin Hücre Sayısı	54

Standart Test Koşulları: Işıma 1000W/m², AM1.5 spektrum, modül sıcaklığı 25 °C

Çizelge 2.1 kullanılarak güneş panelinin kapladığı alan A_{GP} (m²):

$A_{GP} = 1,425 * 0,99 = 1,41075 \text{ m}^2$ olarak hesaplanmaktadır.

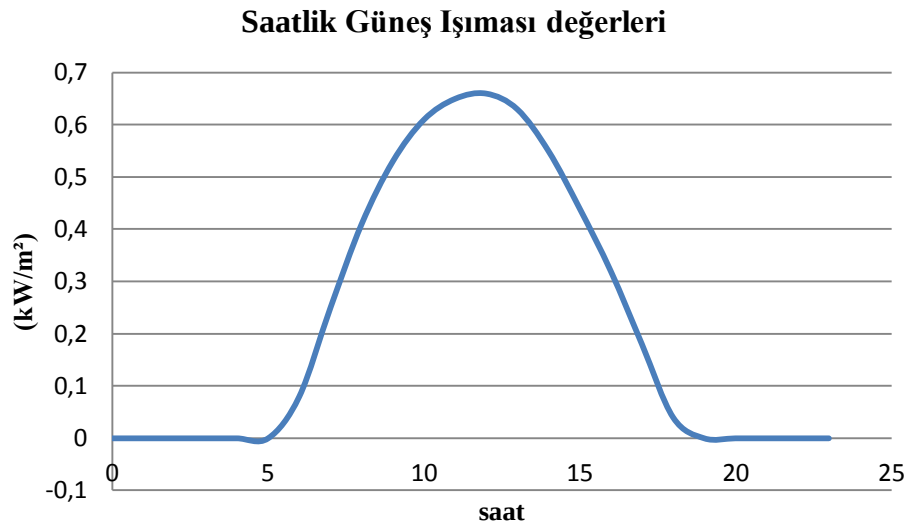
Çizelge 2.1'deki verilere göre güneş panelinin uzunluğu 1,425 m genişliği ise 0,99 m olup, Kyocera 200GT için 1000 watt/m² ve alan değerleri dikkate alındığında η_{GP} 200 W= $\eta_{GP} * (1,41075 \text{ m}^2) * 1000 \text{ (watt/m}^2)$ ise $\eta_{GP} = 0,142$ olarak elde edilir.

Elde edilen $\eta_{GP} = 0,142$ değeri ve Yılmaz P. v.d. [58] tarafından yapılan çalışmada Gebze ilçesi için analizlerde kullanılan Temmuz 2004 tarihli güneş ışıması değerlerinin Denklem 2.4'te kullanılması ile Çizelge 2.2 elde edilir.

Çizelge 2.2. Saatlik güneş ışıması ve Kyocera KC200GT güneş panelinin güç üretimi

Saat	Güneş Işıması (kWatt/m ²)	Güç Üretimi (Watt)	Saat	Güneş Işıması (kWatt/m ²)	Güç Üretimi (Watt)
00	0,00	0	12	0,66	132,21549
01	0,00	0	13	0,63	126,205695
02	0,00	0	14	0,55	110,179575
03	0,00	0	15	0,44	88,14366
04	0,00	0	16	0,32	64,10448
05	0,00	0	17	0,18	36,05877
06	0,08	16,02612	18	0,04	8,01306
07	0,25	50,081625	19	0,00	0
08	0,41	82,133865	20	0,00	0
09	0,53	106,173045	21	0,00	0
10	0,61	122,199165	22	0,00	0
11	0,65	130,212225	23	0,00	0

Şekil 2.3, bu çalışmada baz alınan güneş ışıması değerlerinin yirmidört saate karşılık gelen grafiksel gösterimidir.



Şekil 2.3. Yirmidört saatlik güneş ışıması grafiği [58]

2.1.2. Rüzgar Santrali Modeli

Bir rüzgar türbini rüzgardan elde ettiği enerjiyi mekanik enerjiye çeviren karmaşık bir aerodinamik sistemdir. Uygulamada gerçek rüzgardan elde edilecek güç rastgele hızlarda olabilen rüzgar hızına bağlıdır. Rüzgar hızı ve mekanik güç arasındaki rüzgar çıkış gücünün modeli Denklem 2.7'deki gibi tanımlanabilir [2]:

$$P_w(t) = \frac{1}{2} \rho A_w V^3(t) C_p(\lambda, \theta) \quad (2.7)$$

burada P_w rüzgar türbininden üretilen güç (watt), ρ atmosferdeki hava yoğunluğu (kg/m), A_w rüzgar türbini kanadının enine kesit alanı (m²), V rüzgar hızı (m/sn) ve C_p rüzgar türbini enerji dönüşüm katsayısıdır. Hava yoğunluğu ρ ve enerji dönüşüm katsayısı C_p sırasıyla Denklem 2.8 ve 2.9 gibi açıklanır [38]:

$$\rho = (353,05 / T) \exp^{-0,034(Z/T)} \quad (2.8)$$

Z yükseklik ve T atmosferik sıcaklık olup 15 °C 'lik kuru havada ρ hava yoğunluğu 1,225 kg/m³ olarak kullanılmaktadır [59].

$$C_p(\lambda, \theta) = \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4 * \theta - 5 \right) 0,5 \exp^{-16,5/\lambda_i} \quad (2.9)$$

burada λ_i uç hız oranı ve θ kanat eğim açısıdır. C_p rüzgar türbini rotoru tarafından çekilen güç oranı olarak tanımlanmaktadır ve güç regülasyonu durumlarında çok önemli bir parametredir. Doğrusal olmayan bir fonksiyon olup her türbin tipi için farklıdır [39]. Teoride C_p 'nin maksimum oranı 0,593'tür ve Betz limiti olarak adlandırılmaktadır. Ancak gerçek rüzgar türbinlerinin C_p değeri Betz limitinden daha küçüktür [60].

Denklem 2.9'daki uç hız oranı olan λ_i 'nin açılımı Denklem 2.10'daki, Denklem 2.10'daki başlangıç hız oranı olan λ 'nin açılımı ise Denklem 2.11'deki gibidir.

$$\lambda_i = 1 / \left(\frac{1}{\lambda + 0,089\theta} - 0,035 / (\theta^3 + 1) \right) \quad (2.10)$$

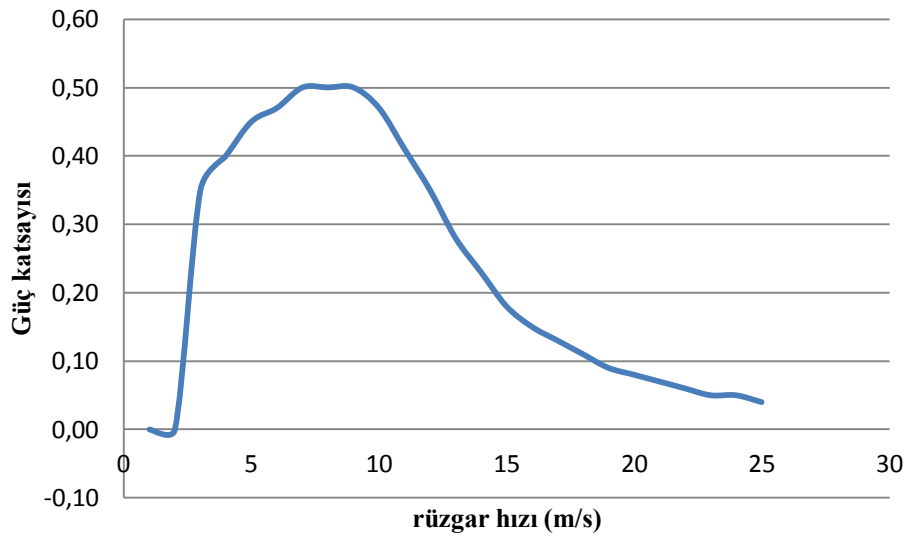
$$\lambda = r(w/V) \quad (2.11)$$

Rüzgar hızı verileri genellikle 10 metre yükseklik için verilmekte olup 100 m'den daha düşük yükseklikler için Denklem 2.12'deki Hellman exponansiyel kanununun kullanılması tavsiye edilmektedir.

$$V_h = V_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^\alpha \quad (2.12)$$

α pürüzlülük faktörüdür ve farklı arazi yapılarına göre 0,1 ile 0,25 arasında değişmektedir [39].

Rüzgar türbininden üretilen enerji rüzgar hızı değerine ve güç eğrisi değerine bağlı olarak hesaplanır. Rüzgar santralleri için farklı hıza sahip rüzgar durumlarında santralin çıkış gücünün bilinmesi gerekmektedir. Rüzgar türbinlerinin çıkış güç değerleri rüzgar türbinini üreten firma tarafından sağlanmaktadır. Bu değerler kullanılarak teoride bir güç tahmini hesabı yapılabilir [61]. Bu çalışmada Enercon E-33/330 (330 kW) rüzgar türbini kullanılmıştır. Şekil 2.4'te Enercon E-33/330 rüzgar türbinine ait güç katsayısı (C_p) eğrisi görülmektedir.



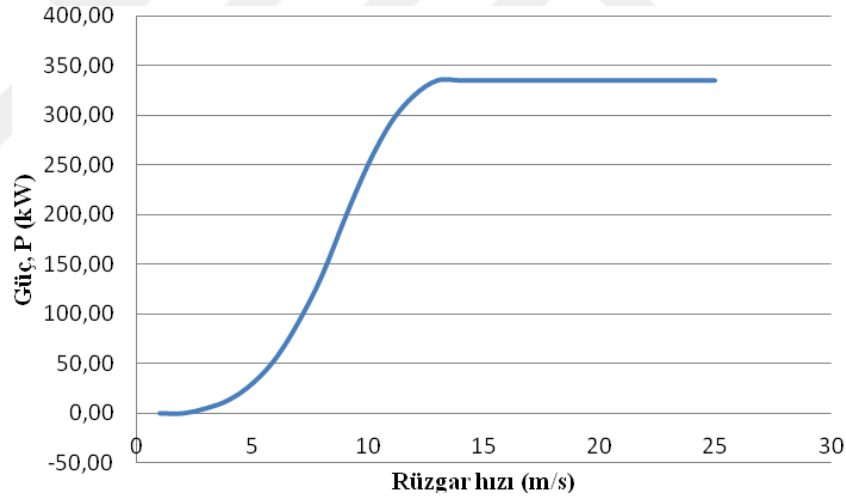
Şekil 2.4. Enercon E-33/330 rüzgar türbinine ait güç katsayısı (C_p) eğrisi

Çizelge 2.3 Enercon E-33/330 kW rüzgar türbini için farklı rüzgar hızlarına karşılık rüzgar türbini tarafından üretilen güç (kW) değerlerini ve güç katsayısı C_p değerlerini göstermektedir [59].

Çizelge 2.3. Enercon E-33 rüzgar türbini için farklı rüzgar hızlarına karşılık türbin tarafından üretilen güç ve güç katsayısı (C_p) değerleri

Hız (m/s)	Güç (kW)	Güç Katsayısı	Hız (m/s)	Güç (kW)	Güç Katsayısı
01	0,0	0,00	14	335,0	0,23
02	0,0	0,00	15	335,0	0,18
03	5,0	0,35	16	335,0	0,15
04	13,7	0,40	17	335,0	0,13
05	30,0	0,45	18	335,0	0,11
06	55,0	0,47	19	335,0	0,09
07	92,0	0,50	20	335,0	0,08
08	138,0	0,50	21	335,0	0,07
09	196,0	0,50	22	335,0	0,06
10	250,0	0,47	23	335,0	0,05
11	292,8	00,41	24	5,25	0,05
12	320,0	00,35	25	5,0	0,04
13	335,0	00,28			

Bu çalışmada kullanılan Enercon E-33/330 rüzgar türbinine ait çıkış gücü karakteristiği Şekil 2.5'te görülmektedir.



Şekil 2.5. Rüzgar türbini çıkış gücü karakteristiği

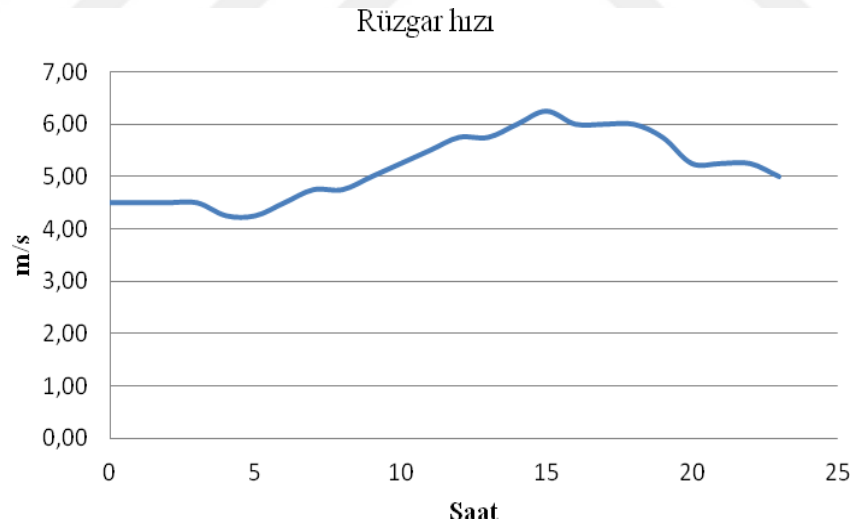
Çizelgeden 2.3 ve Şekil 2.5'ten de görüleceği üzere Enercon E-33/330 kW rüzgar türbini 3 m/sn'den itibaren güç üretmeye başlamaktadır. Maksimum üretim kapasitesi olan 335 kW değerine 13 m/sn'de ulaşabilmektedir. 13 m/sn ile 23 m/sn aralığında üretimi 335 kW olarak sabitlenmektedir. Hızı 25 m/sn'yi aştığında ise rüzgar türbini mekanik problemlerden korumak için kendini kilitleyip üretim yapmamaktadır.

Simülasyon çalışmalarında kullanılan rüzgar türbinine ait teknik veriler Çizelge 2.4’te görüldüğü gibidir.

Çizelge 2.4. Enercon E-33/330 rüzgar türbini teknik verileri

ENERCON E-33/330 RÜZGAR TÜRBİNİ TEKNİK VERİLERİ			
GENEL VERİLER		ROTOR VERİLERİ	
Nominal güç	330 kW	Minimum rotor hızı	18 rd/min
Rotor çapı	33,4 m	Maksimum rotor hızı	39 rd/min
Swept area	877 m ²	Start-up rüzgar hızı	3 m/s
Güç yoğunluğu	2,66 m ² /kW	Nominal rüzgar hızı	13 m/s
Kanat sayısı	3	Maksimum rüzgar hızı	28 m/s

Bu çalışmada kullanılan rüzgar hızı verileri için Gebze ilçesine ait 22-25 Ekim 2015 tarihlerine ait saatlik rüzgar hızı değerleri dikkate alınmıştır. Bu tarihlere ait dört günlük rüzgar hızı verileri “meteoprog” [62] adlı siteden alınmış olup, simülasyonlarda kullanılan rüzgar hızı verileri bu değerlerin ortalaması alınarak elde edilmiştir. Elde edilen ortalama rüzgar hızlarının saatlik olarak gösterimi Şekil 2.6’daki gibi iken, baz alınan dört günlük ve elde edilen ortalama rüzgar hızı verileri ise Çizelge 2.5’teki gibi olmaktadır.



Şekil 2.6. Gebze ilçesine ait ortalama saatlik rüzgar hızı verileri

Çizelge 2.5’teki ortalama rüzgar hızı verileri dikkate alınarak bir adet Enercon E-33/330 (330 kW) rüzgar türbininin bir gün için elde edilebilecek elektrik enerjisi değerleri Çizelge 2.6’daki gibi olmaktadır.

Çizelge 2.5. Gebze ilçesine ait dört günlük ve ortalama saatlik rüzgar hızları [62]

Saat	Rüzgar hızı (m/s) (22.10.2015)	Rüzgar hızı (m/s) (23.10.2015)	Rüzgar hızı (m/s) (24.10.2015)	Rüzgar hızı (m/s) (25.10.2015)	Ortalama rüzgar hızı (m/s)
00	3	3	7	5	4,50
01	3	3	7	5	4,50
02	3	3	7	5	4,50
03	3	3	7	5	4,50
04	3	2	7	5	4,25
05	3	2	7	5	4,25
06	3	3	7	5	4,50
07	3	4	7	5	4,75
08	3	4	6	6	4,75
09	3	5	6	6	5,00
10	4	5	6	6	5,25
11	4	6	6	6	5,50
12	4	6	6	7	5,75
13	4	6	6	7	5,75
14	4	7	6	7	6,00
15	5	7	6	7	6,25
16	5	7	6	6	6,00
17	5	7	6	6	6,00
18	5	7	6	6	6,00
19	5	7	5	6	5,75
20	4	7	5	5	5,25
21	4	7	5	5	5,25
22	4	7	5	5	5,25
23	3	7	5	5	5,00

Enercon E-33/330 (330 kW) rüzgar türbinine ait üretici katalogunda yer almayan hız değerleri katalogda yer alan değerlere lineer enterpolasyon tekniği uygulanmak suretiyle elde edilmiştir.

Çizelge 2.6. Baz alınan rüzgar hızı verilerine göre Enercon E-33/330 (330 kW) rüzgar türbininden elde edilebilecek saatlik güç değerleri

Saat	Rüzgar hızı (m/s)	Enercon E-33 (330 kW) (kWatt)	Saat	Rüzgar hızı (m/s)	Enercon E-33 (330 kW) (kWatt)
00	4,50	21,85	12	5,75	48,75
01	4,50	21,85	13	5,75	48,75
02	4,50	21,85	14	6,00	55,00
03	4,50	21,85	15	6,25	64,25
04	4,25	17,75	16	6,00	55,00
05	4,25	17,75	17	6,00	55,00
06	4,5	21,85	18	6,00	55,00
07	4,75	25,93	19	5,75	48,75
08	4,75	25,93	20	5,25	36,25
09	5,00	30,00	21	5,25	36,25
10	5,25	36,25	22	5,25	36,25
11	5,50	42,50	23	5,00	30,00

2.1.3. Atıktan Enerji (AE) Santrali Modeli

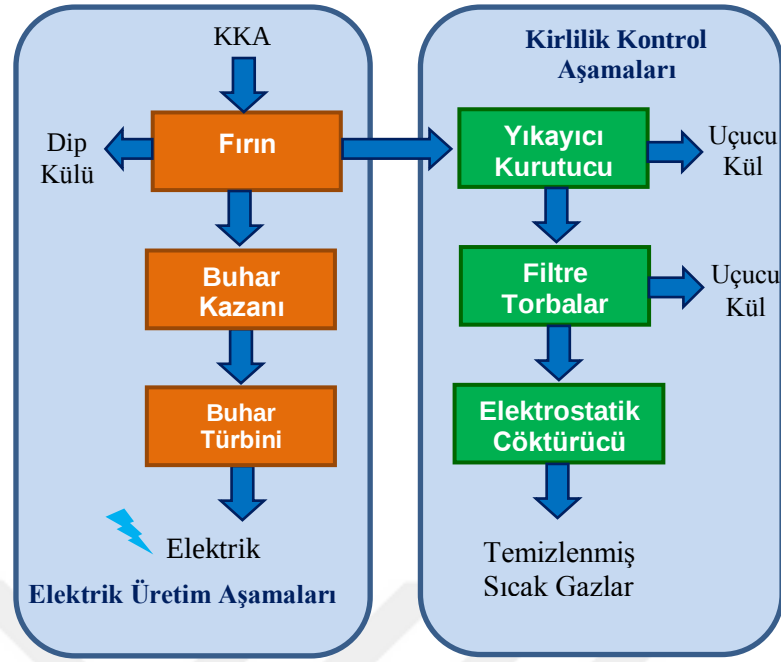
2.1.3.1. Kuru Yakma Teknolojisi Kullanan AE'nin Temelleri

Katı organik malzemelerin yakılması en yaygın AE yöntemi olarak değerlendirilmektedir. Özellikle uygulanabilir geri dönüşüm de atık yönetimi için çok etkileyici bir strateji olarak görünmektedir [63,64]. Bu yöntemin atık malzemelerden daha fazla enerji potansiyeli elde edilebilmesi ve sürdürülebilir atık yönetimi stratejisi açısından önemli bir yere sahip olmasından ötürü bu çalışmada katı atığı yakma tekniğine odaklanılmıştır [65].

2.1.3.2. Kirlilik Kontrollü Atıktan Enerji Yakma (AEY) Tesisleri

AE yakma tesisleri atık malzemeleri yüksek sıcaklıklarda ve doğrudan yakmaktadırlar. Bu tesisler temel olarak atık malzemelerden yoğun termal enerji üretmektedirler ve bu enerji buhar türbinleri tarafından elektrik enerjisine veya ısı enerjisine dönüştürülmektedir. Yakma odalarının sıcaklıkları genellikle 1000 °C üzerine çıkmaktadır [66]. Bu yakma odalarında orijinal atığın % 95-96'sı çok sıcak gaz ve küllere dönüşmektedir. Atıktan enerji üretimi temel olarak dip ve uçucu külleri oluşturmakta olup dip külleri geniş ve orta büyüklükte yanmış ve yanmamış malzeme kalıntıları içermektedir. Bu kalıntılar kullanılan teknolojiye bağlı olarak AE yöntemine göre üretilen bütün külün % 75-90'ını ihtiva etmektedir. Çalışma kapsamında yeniden çizilen Şekil 2.7'den de görüleceği üzere uçucu küller genellikle yıkayıcılar, kurutucular, filtre torbalar, elektrostatik çöktürücü gibi kirlilik kontrol süreçlerinde biriktirilmektedir. Yanan KKA'nın karbonmonoksit, sülfürdioksit, ağır metaller içeren ince parçacıklar ve diğer toksik organik bileşenler gibi tehlikeli kirlletici üretebileceğinin de bilinmesi gerekmektedir. Havaya salınan bu kirlleticilerin azaltılması insan sağlığı ve çevre üzerindeki olumsuz etkileri azaltma adına önem arz etmektedir. Bu noktada AE yakma tesislerindeki kirlilik kontrol süreçlerinin etkinliği sürdürülebilir enerji üretimi için ana bir mesele olmaktadır [67].

Bir yıkayıcı ve kurutucu süreci gaz akımından hava emisyonlarının temizlenmesini ve kurutulmasını sağlamaktadır. Ardından yaklaşık iki bin tane sıcağa dirençli filtre torbalar gaz akımından kalan külleri ve büyük parçaları kaldırmaktadır. Elektrostatik çöktürücü (EŞÇ), yüksek gerilimli deşarj kullanarak filtre torbalardan geçtikten sonra gaz akımından kalan küçük kül parçalarının birikmesini sağlamaktadır.



Şekil 2.7. Yenilenebilir enerji üretimi için AE'nin temel aşamaları [65]

2.1.3.3. KKA Kütlesinden AE Potansiyelinin Tahmini İçin Teorik Model

Atıktan enerji tesisleri (AET)'nin enerji üretim potansiyeli çok güçlü bir şekilde KKA kütle miktarına bağlıdır. KKA'nın enerji içeriği büyük çapta modifiye Dulong denklemi kullanılarak tahmin edilmektedir [66,68]. Dulong denklemi C, H, O, N, S içeriğinden oluşan atık malzemelerin yanmasından elde edilen termal enerjiyi tahmin etmektedir. Yanıcıların yaklaşık kimyasal formülü $C_6H_{10.98}O_{3.54}$ olarak varsayılarak Rouf [68], ortalama bir enerji potansiyeli için Denklem 2.13'teki Dulong denklemini önermiştir.

$$HE[KJ / kg] = 337C + 1428(H - O/8) + 9S \quad (2.13)$$

Burada C karbon miktarının yüzdesini, H hidrojen miktarının yüzdesini, O oksijen miktarının yüzdesini ve S sülfür miktarının yüzdesini göstermektedir. Yanıcıların yaklaşık kimyasal formülü KKA'nın yakılmasındaki benzerlikten dolayı gelişmekte olan ülkeler için büyük oranda benzerlik göstermektedir. Denklem 2.13 dikkate alınarak KKA'nın kilogram başına ısı enerjisi hesaplanmış olup yaklaşık olarak $HE[KJ / kg] = 214,24$ elde edilmektedir [68].

Isı enerjisi buhar enerjisine dönüştürken yaklaşık % 30 oranında bir kayıp ile dönüştürülmekte olup buhar enerjisi [69]:

$$SE[KJ / kg] = 214,24 * \%70 = 149,968[KJ / kg] \text{ olarak elde edilmektedir.}$$

Ayrıca türbin-üreteç sisteminde buhar enerjisinin elektrik enerjisine dönüşümü için ortalamada % 31,6 verimlilik [69] dikkate alınırsa elektrik enerjisi:

$$UE[KJ / kg] = 149,968 * \%31,6 = 47,390[KJ / kg] \text{ olarak elde edilmektedir.}$$

Elde edilen bu değerleri watt-saat (Wh) olarak ifade etmek için:

$$1 \text{ joule} = 1 \text{ Watt} * 1 \text{ sn} = 1 \text{ Watt} * 1/3600 \text{ saat} = 2,7778.10^{-4} \text{ Wh'tır,}$$

Buna göre KKA'dan üretilen kilogram başına elektrik enerjisi;

$$UE[kWh/ kg] = 47,390[KJ / kg] * 2.7778.10^{-4} = 0,01316 \text{ kWh/kg olarak tahmin edilmektedir.}$$

Bu atık-enerji dönüşüm oranlarına göre M_a kilogram atık için toplam elektrik enerjisi üretimi Denklem 2.14'teki gibi yazılabilir,

$$P[kWh] = 0,01316 M_a \quad (2.14)$$

Uygulamada KKA'dan üretilen elektrik enerjisinin % 30'unun AE tesisinin kendi tüketimi, bakım ve atık yönetim sisteminin güç gereksinimleri için harcandığını varsayılırsa AE yakma tesisinden şebekeye verilen elektrik enerjisi her M_a kilogram atık için denklem 2.15'teki gibi tahmin edilebilir,

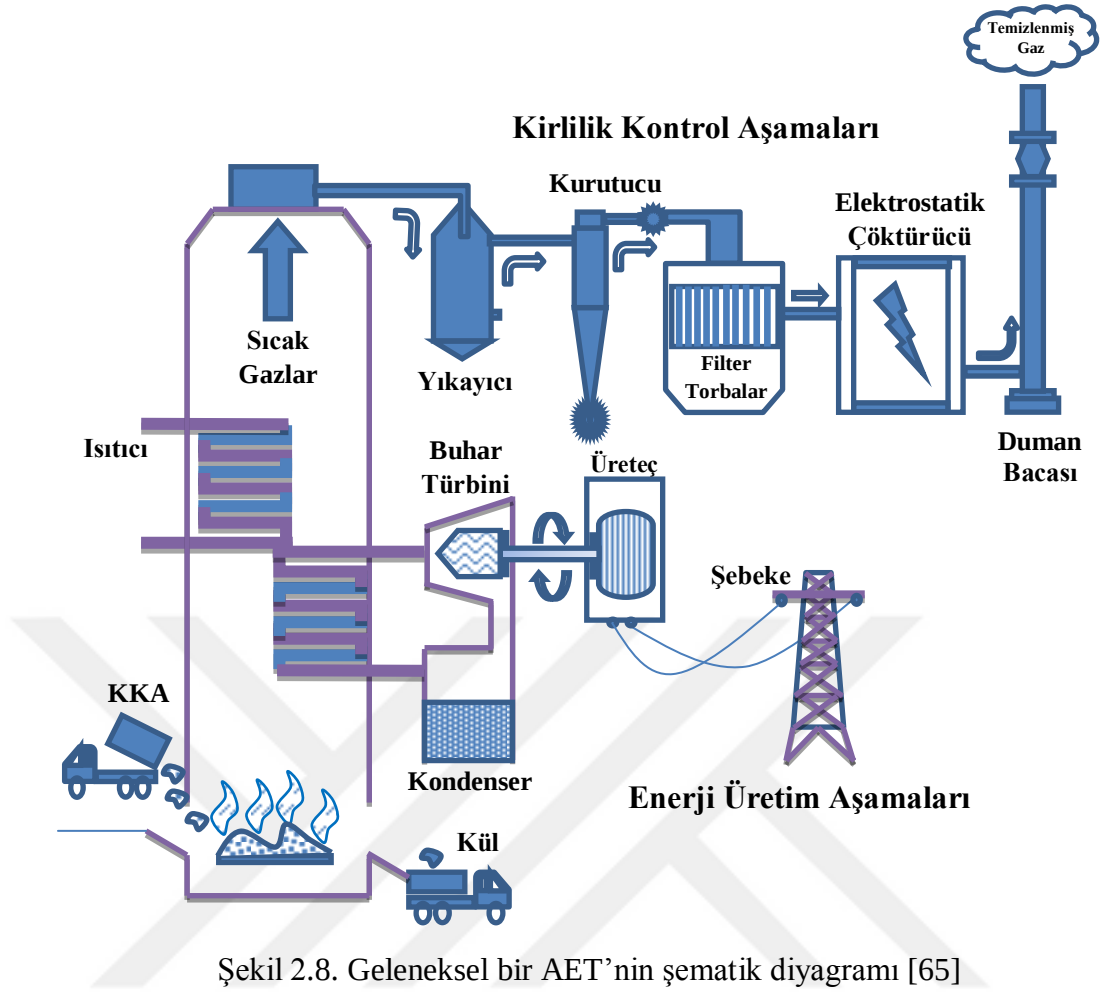
$$P_n[kWh] = 0,01316 M_a * \%70 = 0,0092120 M_a \quad (2.15)$$

Bir bölgedeki KKA üretimi nüfus büyüklüğüne bağlıdır. Nüfus büyüklüğüne göre toplam AE potansiyelinin mekansal dağılımı denklem 2.16'daki gibi açıklanabilir [65]:

$$P_n = \gamma m_a N \quad (2.16)$$

burada m_a ve N parametreleri sırasıyla bir kişi için ortalama KKA üretimi ve nüfus büyüklüğünü göstermektedir. Buna göre bir kentin toplam KKA üretimi $M_a = m_a N$ şeklinde yazılabilir.

Çalışma kapsamında yeniden çizilen Şekil 2.8'de kombine ısı ve güç sistemi, kirlilik kontrol süreci ve kül kaldırma sistemi içeren geleneksel AE tesisinin basitleştirilmiş bir şematik diyagramı gösterilmektedir.



2.1.3.4. Simülasyonu Yapılan Kasaba İçin AE Tahmini

Bir kentte oluşan KKA miktarı kentin nüfusu ile doğrudan ilişkilidir. Bu nedenle AE üretimi de nüfus büyüklüğü ile güçlü bir bağlantı göstermektedir. Buna göre bir kentteki AE tahmininin nüfus ile ilişkisini ortaya çıkarmak için aşağıdaki hesaplamalar yapılmıştır.

TÜİK'ten alınan 2010 yılı nüfus verilerine göre kişi başına günlük KKA üretimi 1,14 kg [70] olup kişi başına yıllık ortalama KKA üretimi:

$$m_a = 1,14 * 365 = 416,1 \text{ kg olarak elde edilir.}$$

AE yakma tesisinden ana şebekeye verilen elektrik enerjisi her M_a kilogram atık için Denklem 2.15'te $P_n [kWh] = 0,0092120 M_a$ olarak elde edilmişti. Bu denklemdaki M_a bir kentin toplam KKA üretimi olup $M_a = m_a N$ şeklinde hesaplanacağından yukarıda bahsedilmiştir. Buna göre AE yakma tesisinden ana

şebekeye verilen elektrik enerjisi denklemi ortalama KKA üretimi ve nüfus büyüklüğü parametreleri dikkate alınarak yazılırsa Denklem 2.17 elde edilecektir.

$$P_n [kWh] = 0,0092120 M_a = 0,0092120 m_a N = 0,0092120 * 416,1N = 3,83N \quad (2.17)$$

burada 3,83 sabiti kişi başına yıllık AE potansiyelini göstermektedir.

Buna göre bu çalışmada simülasyonu yapılan 50.000 nüfuslu kasabada oluşacak atık miktarlarına göre üretilebilecek yıllık elektrik miktarı:

$$P_n [kWh] \approx 3,83N = 3,83 * 50000 = 191.500kWh,$$

günlük elektrik üretim miktarı:

$$P_n [kWh] \approx 191.500kWh / 365gün = 524,66kWh \text{ ve}$$

saatlik elektrik üretim miktarı ise:

$$P_n [kWh] \approx 524,66kWh / 24saat = 21,86kWh = 0,02186MWh \approx 0,022MWh$$

olarak elde edilecektir.

2.1.4. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral (PHES) Modeli

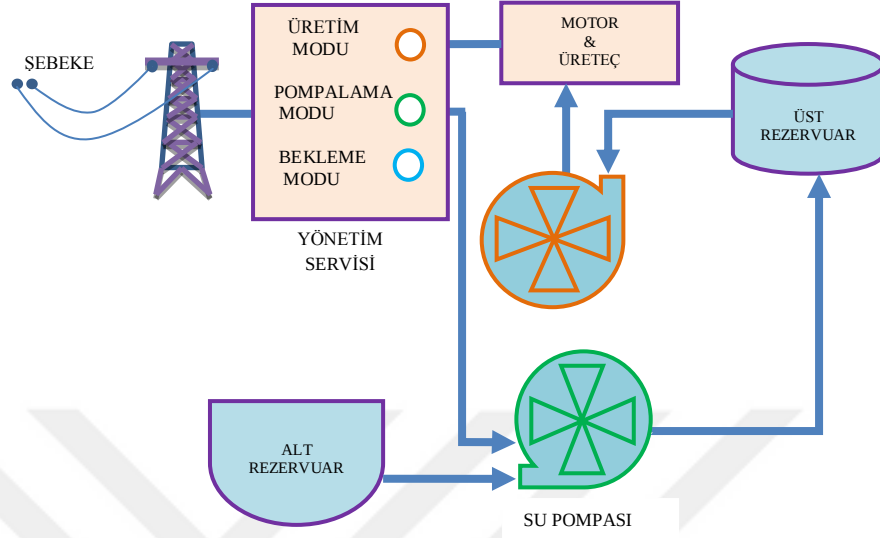
Son dönemlerde yenilenebilir enerji kaynaklarına olan talebin giderek artması ve bu kaynaklara dayalı tesislerin ana şebekede yeterince bulunması başta rüzgar ve güneşe dayalı üretilen enerjinin depolanmasını gündeme getirmiştir. Bu maksatla yapılan PHES'lere "Enerji Depolama Maksatlı PHES" te denilmektedir [71]. Yenilenebilir enerji kaynaklarının rastgele üretimlerinden dolayı bir depolama ünitesiz veya bir yedekleme ünitesiz yenilenebilir enerji kaynağı içeren bir sistemin uygulanması oldukça zordur. Buna bağlı olarak bataryalar, dizel üreteçler veya pompaj depolamalı hidroelektrik santraller bu amaçla kullanılan en yaygın yöntemlerdir [5].

2.1.4.1. PHES'in Fiziksel Yapısı

Bu çalışma kapsamında tasarlanan Şekil 2.9 PHES'in fiziksel yapısını tanımlamaktadır. Üst rezervuar, alt rezervuar, su pompası, türbin, yönetim servisi ve iletim hattı PHES'lerin ana bileşenleridir.

Su kütlesi kapalı bir döngüde üst rezervuar ile alt rezervuar arasında hareket etmektedir. Su kütlesinin pompa aracılığı ile üst rezervuara transfer edilmesi ile enerji potansiyel enerjiye dönüştürülmektedir. Su kütlesinin alt rezervuara doğru

düşüşü ise su kütlesinin sahip olduğu potansiyel enerjinin kinetik enerjiye dönüşmesini sağlamaktadır. Su kütlesinin kinetik enerjisi türbin ve üreteç kombinasyonu tarafından elektrik enerjisine dönüştürülmektedir.



Şekil 2.9. PHES'in fiziksel yapısı [72]

Yönetim servisi PHES'in kontrol birimi olup sistemi üç mod'dan birinde tutmakla görevlidir. Bu üç mod ise Şekil 2.9'dan da görüleceği üzere üretim modu, pompalama modu ve bekleme modudur. Üretim modunda türbin ve üreteç çalışmaktadır ve üst rezervuarda depolanan enerji serbest bırakılarak iletim hattına elektrik enerjisi olarak gönderilmektedir. Bu durum üst rezervuara su azalması olarak yansımaktadır. Pompalama modunda pompa çalışmaktadır ve giriş enerjisi üst rezervuara su artışı olacak şekilde depolanmaktadır. Bekleme modunda ise su kütlesi üst rezervuarda tutulmaktadır. Bununla birlikte uzun dönem beklemeler sızıntıları ve buharlaşmadan kaynaklı su kayıpları ile sonuçlanabilmektedir.

Üst rezervuardaki su kütlesi hacminin değişiminin su artışı (Δv) ve su azalışına ($-\Delta v$) bağlı olduğu varsayılır. Buna göre pompalama modunda üst rezervuardaki su hacminin değişimi Denklem 2.18'deki gibi açıklanabilir,

$$\frac{dV_R}{dt} = \Delta v \quad (2.18)$$

burada Δv parametresi anlık su artışı anlamına gelmektedir. $V_R(t)$ değişkeni üst rezervuardaki su hacmini temsil etmektedir. Δv 'yi hesaplamak için Denklem 2.19'da gösterildiği üzere kayıplı giriş enerjisinin suyun potansiyel enerjisine

dönüşümü dikkate alınmalıdır. Bu eşitlik Denklem 2.19 ile şu şekilde açıklanmaktadır:

$$m_s gh = \eta_p E_{inp} \quad (2.19)$$

burada m_s su kütlesi, h üst rezervuarın türbin seviyesinden yüksekliğidir. $\eta_p E_{inp}$ terimi η_p pompalama sistemi verimli dönüştürülen elektrik enerjisi anlamına gelmektedir. Burada suyun yoğunluğu $d_s = m_s / \Delta v$ olarak dikkate alınır ve denklem 2.19'daki $m_s = \Delta v d_s$ 'in yerine kullanılabilir. Buna göre su artışı Denklem 2.20'deki gibi açıklanabilir,

$$\Delta v = \frac{\eta_p E_{inp}}{d_s gh} \quad (2.20)$$

Türevin sonlu farkı kullanılarak Denklem 2.18'in ayrık çözümü Denklem 2.21'deki gibi elde edilebilir:

$$V_R^{n+1} = V_R^n + \Delta t \frac{\eta_p E_{inp}}{d_s gh} \quad (2.21)$$

Bu çalışma kapsamındaki simülasyon çalışmalarında bu ayrık denklem PHES'e gönderilen giriş enerjisi E_{inp} için üst rezervuardaki anlık su hacmini hesaplamak için kullanılmıştır.

Üretim modunda ise üst rezervuardaki su hacminin değişimi Denklem 2.22'deki gibi açıklanabilir:

$$\frac{dV_R}{dt} = -\Delta v \quad (2.22)$$

Üretim modunda Δv 'yi hesaplamak için, üretim verimi olan η_g 'li suyun potansiyel enerjisi çıkışta denklem 2.23'ten de görüleceği üzere elektrik enerjisine dönüşür.

$$n_g m_s g h = E_{out} \quad (2.23)$$

Burada m_s su kütlesi, h türbin seviyesinden üst rezervuarın yüksekliğidir. g parametresi yerçekimi ivmesidir ve 9,81 m/s² olarak alınmıştır. Buna göre su azalışı Denklem 2.24'teki gibi açıklanabilir.

$$\Delta v = \frac{E_{out}}{\eta_g d_s g h} \quad (2.24)$$

Denklem 2.22'deki türevin sonlu farkı kullanılarak, Denklem 2.22'nin ayrık çözümü Denklem 2.25'teki gibi yazılabilir,

$$V_R^{n+1} = V_R^n - \Delta t \frac{E_{out}}{\eta_g d_s g h} \quad (2.25)$$

PHES sistemlerinin minimum enerjisi için bazı sınırlamalar vardır. Minimum güç çıkışı (P_g), PHES tarafından serbest bırakılan minimum gücü belirlemek amacı ile sistem çıkışı için bir güç eşiği belirlemektedir. Minimum güç girişi (P_p) PHES tarafından su depolamada ihtiyaç duyulan minimum giriş gücünü belirlemek amacı ile sistem girişi için bir güç eşiği belirlemektedir. Üst rezervuar hacmi (V_{ur}) enerji depolama kapasitesi için bir limit tanımlarken üst rezervuar hacmi için minimum su hacmi (V_{mr}) enerji depolama kapasitesi için bir limit tanımlamaktadır [72]. Çizelge 2.7'de bu çalışmada dikkate alınan PHES'e ait teknik veriler görülmektedir.

Çizelge 2.7. Çalışmada kullanılan PHES'e ait teknik veriler

Üst rezervuar hacmi (V_{ur})	100*100*5=50.000 m ³
Minimum üretim hacmi (V_{mr})	100*100*0,5 =5.000 m ³
Üreteç verimi (η_g)	0,9
Pompa verimi (η_p)	0,9
Üst rezervuarın alt rezervuara olan yüksekliği (h)	100 m

Bu açıklamalar doğrultusunda PHES'in pompalama modu için şarj edilecek ΔV miktarını matematiksel olarak hesaplamak için aşağıdaki çalışma yapılmıştır. Pompalama modunda Toplam Üretim>Toplam Talep'tir. Bu durumda E_{inp} =Toplam Üretim-ToplamTalep olacaktır.

Örneğin Toplam Üretim=1,02 MWh, Toplam Talep=0,82 MWh olduğunda $E_{inp}=1,02-0,82=0,2$ MWh elde edilecektir. Bu 0,2 MWh enerji tarafından PHES'in üst rezervuarında depolanacak su miktarı hesaplanmalıdır. Ancak Denklem 2.20'deki E_{inp} değeri joule biriminde olup bunun MWh olarak hesaplanması gerekmektedir. Buna göre,

1 joule= 1 watt*1 saniye= 1 watt * 1/3600 saat'tir. Buna göre 1 watt-saat=3600 joule, 1 MWh=3600*10⁶ joule olacaktır. Örnekten elde ettiğimiz 0,2 MWh değeri ise 720*10⁶ joule olarak hesaplanacaktır. Hesaplamalarda yerçekimi ivmesi (g) 9,81 m/s², su yoğunluğu (d_s) ise 1000 kg/m³ olarak dikkate alınmıştır. Buna göre bu değerler Denklem 2.20'de yerine konulursa;

$$\Delta v = \frac{\eta_p E_{inp}}{d_s g h} = \frac{0,9 * 720 * 10^6 \text{ joule}}{1000 \frac{kg}{m^3} * 9,81 \frac{m}{s^2} * 100m} = \frac{0,9 * 720 * 10^6 (kg * m^2) / s^2}{1000 \frac{kg}{m^3} * 9,81 \frac{m}{s^2} * 100m} = \frac{648 * 10^6 (kg * m^2) / s^2}{981 * 10^3 (\frac{kg}{m^3} * \frac{m}{s^2} * m)} = 660,55 \text{ m}^3 \text{ elde edilir.}$$

Benzer şekilde PHES'in üretim modu için deşarj edilecek ΔV miktarı matematiksel olarak hesaplanacak olursa;

Üretim modunda Toplam Talep>Toplam Üretim'dir. Bu durumda E_{out} =Toplam Talep-Toplam Üretim olacaktır. Buna göre örneğin Toplam Talep=1,02 MWh, Toplam Üretim=0,82 MWh ise $E_{out}=1,02-0,82=0,2$ MWh olur. Bu güce denk gelen ve PHES'in üst rezervuarından 0,2 MWh elektrik enerjisi üretimi için deşarj olması gereken su miktarı hesaplanmalıdır. Yukarıdaki dönüşümler ve değerlerin Denklem 2.24'te kullanılması ile;

$$\Delta v = \frac{E_{out}}{\eta_g d_s g h} = \frac{720 * 10^6 \text{ joule}}{0,9 * 1000 \frac{k}{m^3} * 9,81 \frac{k}{m^3} * 100m} = \frac{720 * 10^6 \text{ joule}}{0,9 * 1000 \frac{k}{m^3} * 9,81 \frac{m}{s^2} * 100m} = \frac{720 * 10^6 (kg * m^2) / s^2}{0,9 * 1000 \frac{k}{m^3} * 9,81 \frac{m}{s^2} * 100m} = \frac{720 * 10^6 (kg * m^2) / s^2}{882,900 * 10^3 (\frac{k}{m^3} * \frac{m}{s^2} * m)} = 815,5 \text{ m}^3$$

elde edilir. Bu veriler doğrultusunda;

Pompalama modunda 0,2 MWh'lık elektrik enerjisine karşılık gelen ve üst rezervuarda depolanması gereken su miktarı 660,55 m³ iken, üretim modunda 0,2 MWh elektrik enerjisi üretiminin gerçekleşmesi için gereken su miktarı 815,5 m³'tür.

Buna göre bu çalışmada kullanılan 50.000 m³ su kapasitesine sahip PHES'in toplam elektrik enerjisi depolama kapasitesi 50.000 m³*0,2 MWh/660,55 m³=15,14 MWh iken, toplam üretim kapasitesi 50.000 m³*0,2 MWh/815,5 m³=12,26 MWh olmaktadır.

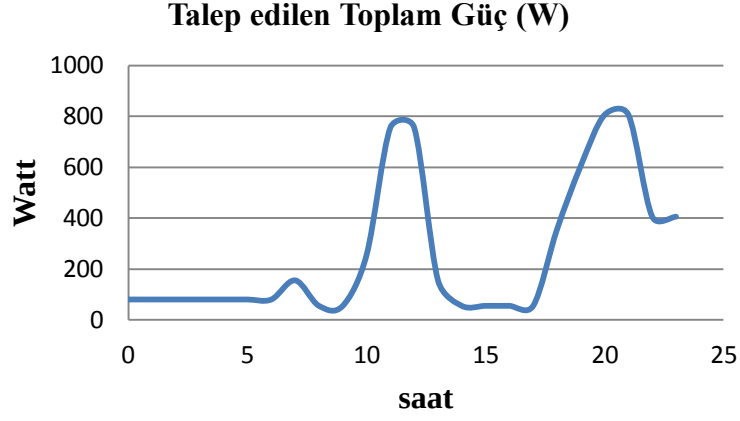
2.1.5. Yük Modeli

Bir evin güç talebini modellemek için C. Gökçöl v.d. tarafından bildirilen Gebze ilçesindeki bir evin yirmi dört saatlik güç talebi profili kullanılmıştır [73]. Bu talep profili buzdolabı, aydınlatma, ütü, bulaşık ve çamaşır makineleri, düşük güçlü mutfak aletleri, televizyon ve bilgisayar içermektedir. Çizelge 2.8 Gebze ilçesindeki varsayılan hane için ev aletlerinin yirmidört saatlik güç talebini özetlemektedir. Çizelgeden de görüleceği üzere bir evin pik güç talebi 21:00-22:00 saatleri arasındadır ve 807 W'tır. Bu saatlik güç değerleri simulasyonu yapılacak kasabadaki bir evin saatlik talebini modellemek için kullanılmıştır.

Çizelge 2.8. Gebze'de bir evin saatlik bazda enerji tüketimi [73]

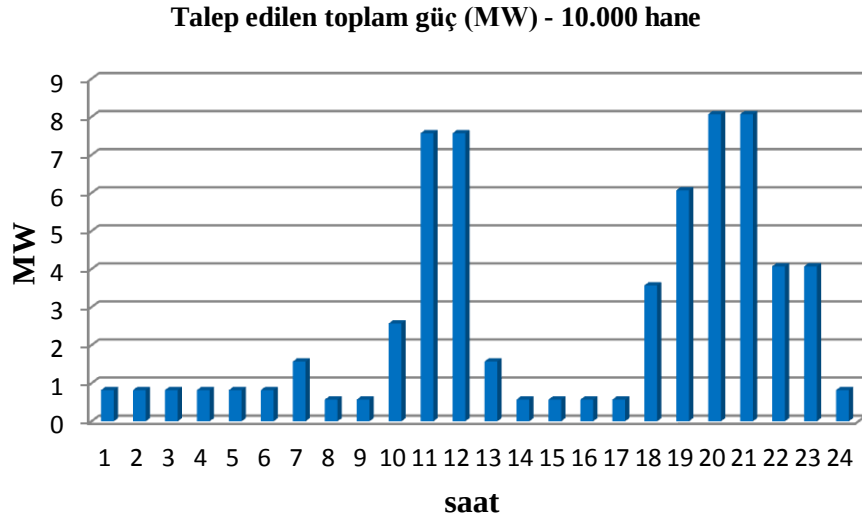
Saat	Buzdolabı (Watt)	Aydınlatma (Watt)	Ütü, Bulaşık ve Çamaşır Makineleri (Watt)	Mutfak (Watt)	Televizyon, Bilgisayar (Watt)	Toplam (Watt)
00-01	57	25	-	-	-	82
01-02	57	25	-	-	-	82
02-03	57	25	-	-	-	82
03-04	57	25	-	-	-	82
04-05	57	25	-	-	-	82
05-06	57	25	-	-	-	82
06-07	57	25	-	-	-	82
07-08	57	-	-	100	-	157
08-09	57	-	-	-	-	57
09-10	57	-	-	-	-	57
10-11	57	-	-	-	200	257
11-12	57	-	500	-	200	757
12-13	57	-	500	-	200	757
13-14	57	-	-	100	-	157
14-15	57	-	-	-	-	57
15-16	57	-	-	-	-	57
16-17	57	-	-	-	-	57
17-18	57	-	-	-	-	57
18-19	57	-	-	100	200	357
19-20	57	250	-	100	200	607
20-21	57	250	-	-	500	807
21-22	57	250	-	-	500	807
22-23	57	150	-	-	200	407
23-00	57	150	-	-	200	407
Toplam	1368	1225	1000	400	2400	6393

Şekil 2.10'da simülasyonlarda yük olarak kullanılacak hanelerden sadece birine ait saatlik güç dağılımı grafiksek olarak gösterilmektedir.



Şekil 2.10. Bir hanenin zaman- talep edilen güç değişim grafiği

Çalışma kapsamındaki hane, hastane ve okuldan sadece 10.000 haneye ait toplam yükün saatlik gösterimi ise Şekil 2.11'deki gibi olmaktadır.



Şekil 2.11. 10.000 hane için toplam yük grafiği

Bu çalışma kapsamında her hanede 5 kişinin yaşadığı 10.000 haneden oluşan bir kasaba üzerine çalışma yapılmıştır. Buna göre Çizelge 2.8'deki bir haneye ait verilerin 10.000 hane için uyarlanmış hali Çizelge 2.9'daki gibi olacaktır.

Çizelge 2.9. Gebze ilçesi verilerine göre 10.000 hanenin saatlik güç tüketimi [73]

Saat	Buzdolabı (MWatt)	Aydınlatma (MWatt)	Ütü, Bulaşık ve Çamaşır Makineleri (MWatt)	Mutfak (MWatt)	Televizyon, Bilgisayar (MWatt)	Toplam (MWatt)
00-01	0,57	0,25	-	-	-	0,82
01-02	0,57	0,25	-	-	-	0,82
02-03	0,57	0,25	-	-	-	0,82
03-04	0,57	0,25	-	-	-	0,82
04-05	0,57	0,25	-	-	-	0,82
05-06	0,57	0,25	-	-	-	0,82
06-07	0,57	-	-	-	-	0,82
07-08	0,57	-	-	1	-	1,57
08-09	0,57	-	-	-	-	0,57
09-10	0,57	-	-	-	-	0,57
10-11	0,57	-	-	-	2	2,57
11-12	0,57	-	5	-	2	7,57
12-13	0,57	-	5	-	2	7,57
13-14	0,57	-	-	1	-	1,57
14-15	0,57	-	-	-	-	0,57
15-16	0,57	-	-	-	-	0,57
16-17	0,57	-	-	-	-	0,57
17-18	0,57	-	-	-	-	0,57
18-19	0,57	-	-	1	2	3,57
19-20	0,57	2,50	-	1	2	6,07
20-21	0,57	2,50	-	-	5	8,07
21-22	0,57	2,50	-	-	5	8,07
22-23	0,57	1,50	-	-	2	4,07
23-00	0,57	1,50	-	-	2	4,07
Toplam	13,68	12,25	10	4	24	63,93

Güçlü, zayıf ve ada modu durumları için yapılacak simülasyon çalışmalarında kasabaya ait toplam yükün 10.000 hane haricinde 10 okul ve 1 hastanenin talep edilen güçlerinden oluştuğuna yukarıda değinilmişti. Buna göre Çizelge 2.10'da simülasyonu yapılan kasaba için 10 okul ve 1 hastane için saatlik güç tüketimi değerleri görülmektedir.

Çizelge 2.10. 10 okul ve 1 hastane için saatlik güç tüketimi [74,75]

Saat	10 Okul (MW)	1 Hastane (MW)	Toplam (MW)	Saat	10 Okul (MW)	1 Hastane (MW)	Toplam (MW)
00-01	0,12	0,08	0,20	12-13	0,81	0,12	0,93
01-02	0,13	0,07	0,20	13-14	0,75	0,13	0,88
02-03	0,12	0,07	0,19	14-15	0,70	0,13	0,83
03-04	0,13	0,07	0,20	15-16	0,70	0,12	0,82
04-05	0,17	0,07	0,24	16-17	0,55	0,12	0,67
05-06	0,19	0,07	0,26	17-18	0,46	0,12	0,58
06-07	0,26	0,08	0,34	18-19	0,35	0,11	0,46
07-08	0,35	0,08	0,43	19-20	0,28	0,10	0,38
08-09	0,60	0,09	0,69	20-21	0,25	0,09	0,34
09-10	0,79	0,11	0,90	21-22	0,22	0,09	0,31
10-11	0,85	0,12	0,97	22-23	0,18	0,08	0,26
11-12	0,87	0,12	0,97	23-00	0,16	0,08	0,24

Bu değerlere göre simülasyonu yapılan kasabadaki toplam yük olan 10.000 hane, 1 hastane ve 10 okul tarafından oluşturulan g tüketiminin saatlik değerleri izelge 2.11'deki gibi olmaktadır. Elde edilen toplam talep edilen g değerleri incelendiğinde en yüksek güç talebinin 8,41 MW ile 20:00-21.00 saatleri arasında, en düşük güç talebinin ise 1,01 MW ile 02:00-03:00 saatleri arasında olduğu görülmektedir. Ayrıca kasaba için talep edilen bir günlük toplam güç talebi ise 76,24 MW olmaktadır.

Çizelge 2.11. Kasaba için toplam saatlik g tüketimi

Saat	10.000 hane (MW)	10 Okul (MW)	1 Hastane (MW)	Toplam (MW)
00-01	0,82	0,12	0,08	1,02
01-02	0,82	0,13	0,07	1,02
02-03	0,82	0,12	0,07	1,01
03-04	0,82	0,13	0,07	1,02
04-05	0,82	0,17	0,07	1,06
05-06	0,82	0,19	0,07	1,08
06-07	0,82	0,26	0,08	1,16
07-08	1,57	0,35	0,08	2,00
08-09	0,57	0,60	0,09	1,26
09-10	0,57	0,79	0,11	1,47
10-11	2,57	0,85	0,12	3,54
11-12	7,57	0,87	0,12	8,56
12-13	7,57	0,81	0,12	8,50
13-14	1,57	0,75	0,13	2,45
14-15	0,57	0,70	0,13	1,40
15-16	0,57	0,70	0,12	1,39
16-17	0,57	0,55	0,12	1,24
17-18	0,57	0,46	0,12	1,15
18-19	3,57	0,35	0,11	4,03
19-20	6,07	0,28	0,10	6,45
20-21	8,07	0,25	0,09	8,41
21-22	8,07	0,22	0,09	8,38
22-23	4,07	0,18	0,08	4,33
23-00	4,07	0,16	0,08	4,31
Toplam	63,93	9,99	2,32	

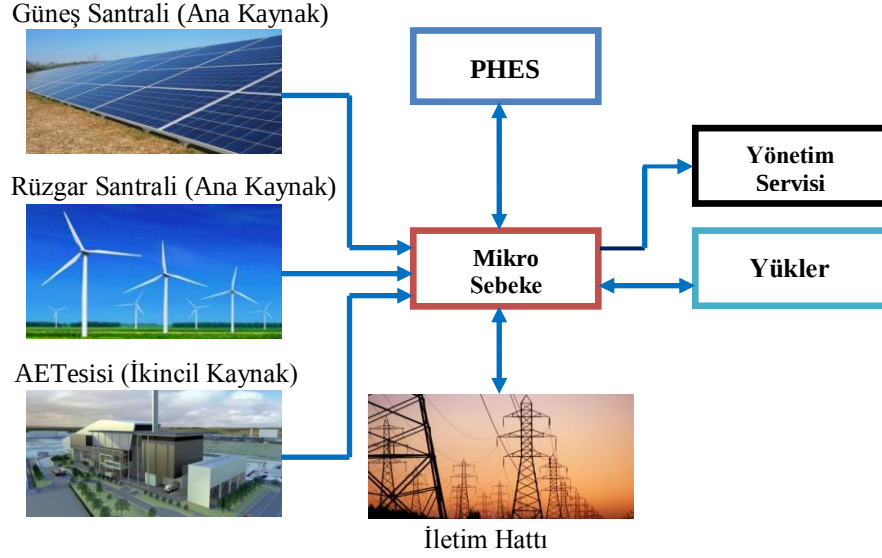
3. ENERJİ YÖNETİMİ

Yenilenebilir enerji kaynaklarının ekonomik kullanımı ve mevcut şebekelere entegrasyonu için enerji sektöründe uygun teknolojiler ve güvenilir teknikler geliştirilmektedir. Entegrasyon sürecindeki teknik meselelerin biri rüzgar ve güneş enerjisi gibi önceden tahmin edilemeyen yenilenebilir enerji kaynaklarının kontrolüdür. Ayrıca mikro şebekelerde üreteçler, depolama üniteleri, yükler v.b. arasındaki güç akışını optimum düzeyde sağlayabilmek için enerji yönetim stratejisine gerek duyulmaktadır. Mikro şebeke bir güç dağıtım sisteminin küçük bir parçasıdır. Bir mikro şebeke enerjiyi şebeke, yerel enerji üreteçleri, kontrol edilebilir yükler ve depolama üniteleri arasında serbestçe yönlendirebilir [76]. Mikro şebeke enerji yönetim sistemi (EYS)'nden beklenen operasyonel durumları ve kontroledilebilir ve kritik yüklere enerji tedarik edilmesi için dağıtık üreteç (DÜ) ve dağıtık enerji depolama (DED) nodlarındaki optimal güç alışverişini göstermesidir. Mikro şebeke (EYS) yük akışında en iyi kontrolü, güç alışverişini ve DÜ/DED iş planını belirlemek için yük ve enerji kaynağı tahmini verilerini, müşteri bilgilerini ve elektrik piyasası bilgilerini kullanmaktadır [34].

3.1. Mikro Şebeke EYS Mimarisi

EYS mimarisi ile ilgili olarak literatürde bugüne kadar iki temel yaklaşım ortaya atılmıştır. Merkezi EYS (MEYS) ve Dağıtık EYS (DEYS). MEYS mimarisi mikro şebeke içinde her dağıtık enerji kaynağının ilgili bilgileri ile donatılmış merkezi bir kontrolörden oluşmaktadır. Bir mikro şebeke üç hiyerarşik seviyeden oluşur [77]: Bunlar dağıtık ağ ve piyasa operatörü, mikro şebeke merkezi kontrolörü ve yerel kontrolörlerdir. MEYS'in aksine DEYS'deki dağıtık kontrol her bir mikro şebeke bileşeninin bir veya daha fazla yerel kontrolörler tarafından kontrol edildiği bir yapı oluşturmaktadır. Yerel kontrolörler MEYS'teki ana kontrolden kontrol sinyalleri almadan operasyonel kararlar verecek yapıya sahiptir. Çalışma kapsamında tasarlanan Şekil 3.1 mikro şebeke operasyonlarında dağıtık kontrolü göstermektedir. Yerel kontrolörlerin sadece yerelde karar vermelerinden dolayı hesaplama yükü de yerel kontrolörlere dağıtılmaktadır.

Bu çalışmada güneş santrali ve rüzgar santrali birincil enerji kaynakları olarak kullanılırken, AET ikincil enerji kaynağı olarak kullanılmaktadır. AE tesisleri mikro şebekelere destek olmak üzere ikincil kaynak olarak dağıtık lokal üretim için önemli tesislerdir.



Şekil 3.1. Kasabaya ait mikro şebeke mimarisi

Günümüz tüketicilerinin tüm enerji talebini karşılamak üzere KKA üretimine bağlı AE üretiminin yeterli olmamasından dolayı AET'ler birincil kaynak olarak çalıştırılmamaktadırlar. Bunun yerine AET'ler mikro şebekenin aşırı enerji talebi olması durumunda çalıştırılmak üzere yedek üreteç olarak çalıştırılmaktadırlar. Fazla pik talebi olması durumunda da AET'ler pik talebine karşılık tepe tıraşlama amacıyla da kullanılabilmektedir [78].

Bir mikro şebeke EYS, DÜ üniteleri arasındaki güç çıkışını optimal olarak tahsis eden kontrol yazılımıdır. Genelde komplike bir mikro şebeke yüksek kaliteli, güvenilir, sürdürülebilir ve çevre dostu enerji sağlamak amacıyla DÜ, DED ve yüklerin çeşitliliğini hem yönetmek hem de koordine etmek zorundadır [79].

3.2. Şarh Akış Kontrolü Algoritması

Bu çalışmada yenilenebilir enerji kaynakları, PHES ve yük arasındaki yönetim için kullanılan algoritma Şarh Akış Kontrolü Algoritmasıdır (Conditional Flow Control Algorithm).

Bilgisayar biliminde kontrol akışı hangi durum, komut veya fonksiyonun işlev göreceğinin sırasını belirlemede kullanılır. Kontrol akış durumlarının çeşitleri ise etkilerine göre kategorize edilebilir. Bunlar [80]:

- Farklı bir durumda süreklilik (şartsız dallanma veya atlama),
- Bazı koşulların karşılanması durumunda bir dizi işlevin gerçekleştirilmesi (şarh dallanma),

- Bazı durumlar karşılanana kadar işlevin defalarca gerçekleştirilmesi (döngü veya şartlı dallanma),
- Daha sonraki durumların gerçekleştirilmesi (alt programlar),
- Programın durması (şartsız sonlanma).

Normalde bir program durumlarını ilk komuttan son komuta doğru gerçekleştirir. Program son komutuna ulaşana kadar ilk durum gerçekleştirilir ardından ikinci sonra üçüncü ve diğerleri ve bu şekilde sonlanır. Bir bilgisayar programı eğer her çalıştığında durumların aynı sırasında çalışırsa muhtemelen faydalı bir sonuç elde edilmeyecektir. Koşullara bağlı olarak ne zaman ve hangi durumun değişeceğinin bilinmesi istenen bir özelliktir. Programcı ise programdaki durumların değiştirilme sırasını bilmeye ihtiyaç duyacaktır. Bu da ancak kontrol akışı ile olmaktadır. Şartlı koşullar programa değişkenlerin değerlerini kontrol etmek ve durumları sonlandırma/sonlandırmama imkanı sağlamaktadırlar [81].

if şartı yapısı: Bu yapı sadece bir dizideki ifadeler için karar yapısıdır.

```
if (durum)
{
    ifade1
    ifade2
    ...
}
```

if-else şartı yapısı: Bu yapı iki dizi arasındaki ifadeler için karar yapısıdır.

```
if (durum)
{
    ifadeA1
    ifadeA2
    ...
}
else
{
    ifadeB1
    ifadeB2
    ...
}
```

3.3. PowerWorld Simülatör

PowerWorld simülatör yüksek etkileşimli bir güç sistemi simülasyonu paketidir. Simülatör mühendislik analizlerine sahip olmasının yanında teknik olmayan kitlelere de güç sistemi operasyonlarını açıklamak için interaktif ve grafiksel yöntemler kullanmaktadır. 60.000 baraya kadar güç sistemleri analiz etme yeteneğine sahip

kapsamlı bir güç akışı çözümü motorudur. Simülatör kullanıcılara yakınlaştırma ve kaydırma özelliğinin yanında tamamen renkli animasyon diyagramları sunmaktadır. Sistem modelleri grafik durum editörü kullanılarak sıfırdan inşa edilebildiği gibi modifiye imkanı da sunmaktadır. İletim hatları anahtalamalı olarak açılıp kapatılabilmekte ve yeni üreteçler eklenebilmektedir. Simülatör güç sisteminin zaman içerisindeki değişimini gösteren uygun bir ortam sağlamaktadır. Yük, üretim ve güç sistemi koşullarında meydana gelen değişiklikler görüntülenebilmektedir. Ayrıca Optimal Power Flow (OPF), Available Transfer Capability (ATC), Power-Voltage Reactive Power-Voltage Tool (PVQV), Automation Server (SimAuto) ve Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) imkanlarını da sunmaktadır [82].

3.4. Algoritma ve Akış Diyagramı

Bu çalışmada güneş ve rüzgar santralleri talebi karşılamak için birincil kaynak, AET ise rüzgar ve güneş kaynaklarından elde edilen toplam enerjinin talebi karşılayamaması durumlarında devreye girmek üzere ikincil kaynak olarak çalışmaktadır. Algoritmanın detayları aşağıdaki gibidir:

Adım 1: Başlangıç verileri girilir,

Adım 2: t zaman değişkeni 0'a atanır,

Adım 3: Güneş ve rüzgar santrallerinden elde edilen enerji toplamı yük talebini karşılıyor mu? Evet ise Adım 3.1'e, hayır ise Adım 4'e git,

Adım 3.1: Üretilen enerjiden talep edilen enerji çıkarılıp, aradaki fark enerjisi hesaplanır,

Adım 3.2: Aradaki fark enerjisine (MWh) karşılık gelen fark su m^3 miktarını hesaplanır,

Adım 3.3: Elde edilen bu fark m^3 su PHES'e eklenir,

Adım 3.4: PHES'teki son su miktarı PHES'in maksimum seviyesinden büyük mü? Evet ise, Adım 3.5'e, hayır ise Adım 10'a git,

Adım 3.5: PHES'in maksimum seviyesine kadar eklendikten sonra kalan bu m^3 hesaplanır ve PHES'in son su seviyesine 50.000 m^3 değerini atanır,

Adım 3.6: Kalan bu su miktarına karşılık gelen elektrik enerjisi hesaplanır ve ana şebekeye verilir. Adım 10'a git,

Adım 3.6.a: Karşılamıyorsa Adım 4'e git,

Adım 4: Güneş santrali, rüzgar santrali ve AET'den elde edilen enerji toplamı yük talebini karşılıyor mu? Evet ise Adım 4.1'e, hayır ise Adım 5'e git,

Adım 4.1: Aradaki fark enerjisine (MWh) karşılık gelen fark su m^3 miktarını hesapla

Adım 4.2: Elde edilen bu fark m^3 suyu PHES'e ekle,

Adım 4.3: PHES'teki son su miktarı PHES'in maksimum seviyesinden büyük mü? Evet ise Adım 4.3.1'e, hayır ise aradaki fark m^3 kadar su PHES'e eklenir. Adım 10'a git,

Adım 4.3.1: PHES'in maksimum seviyesine kadar eklendikten sonra kalan bu m^3 hesaplanır, PHES'in son su kapasitesi değerini 50.000 m^3 'e atanır,

Adım 4.4: Kalan bu su miktarına karşılık gelen elektrik enerjisi hesaplanır ve ana şebekeye verilir. Adım 10'a git,

Adım 5: Talep edilen enerjiden üretilen enerji miktarı çıkarılıp aradaki fark enerjisi (MWh) hesaplanır,

Adım 6: Bu fark enerjisine karşılık gelen su m^3 miktarı hesaplanır,

Adım 7: PHES'teki son su miktarı PHES'in minimum seviyesinden fazla mı? Evet ise Adım 7.1'e, hayır ise Adım 9'e git,

Adım 7.1: PHES'in elektrik üretimi yapabilecek kapasitesini hesaplamak için, PHES'teki son hacminden PHES'in minimum su kapasitesi olan 5.000 m^3 çıkarılır,

Adım 7.2: PHES'te ihtiyacı karşılayacak bu fark m^3 kadar su var mı? Evet ise Adım 7.2.a'ya git, değil ise Adım 8'e git,

Adım 7.2.a: PHES'ten ihtiyacı karşılayacak fark m^3 kadar su boşaltılır. Bu fark m^3 'e denk gelen MWh kadar enerji PHES'ten sağlanmış olacaktır,

Adım 7.2.b: PHES'teki son su miktarını hesaplamak için PHES'in önceki saatten kalan son su miktarından bu saatte ihtiyaç duyulan kadar su boşaltılır, Adım 10'a git,

Adım 8: PHES'te ihtiyaç duyulan enerji kadar su bulunmadığından, aradaki bu ihtiyaç duyulan fark enerjisi ana şebekeden alınacaktır,

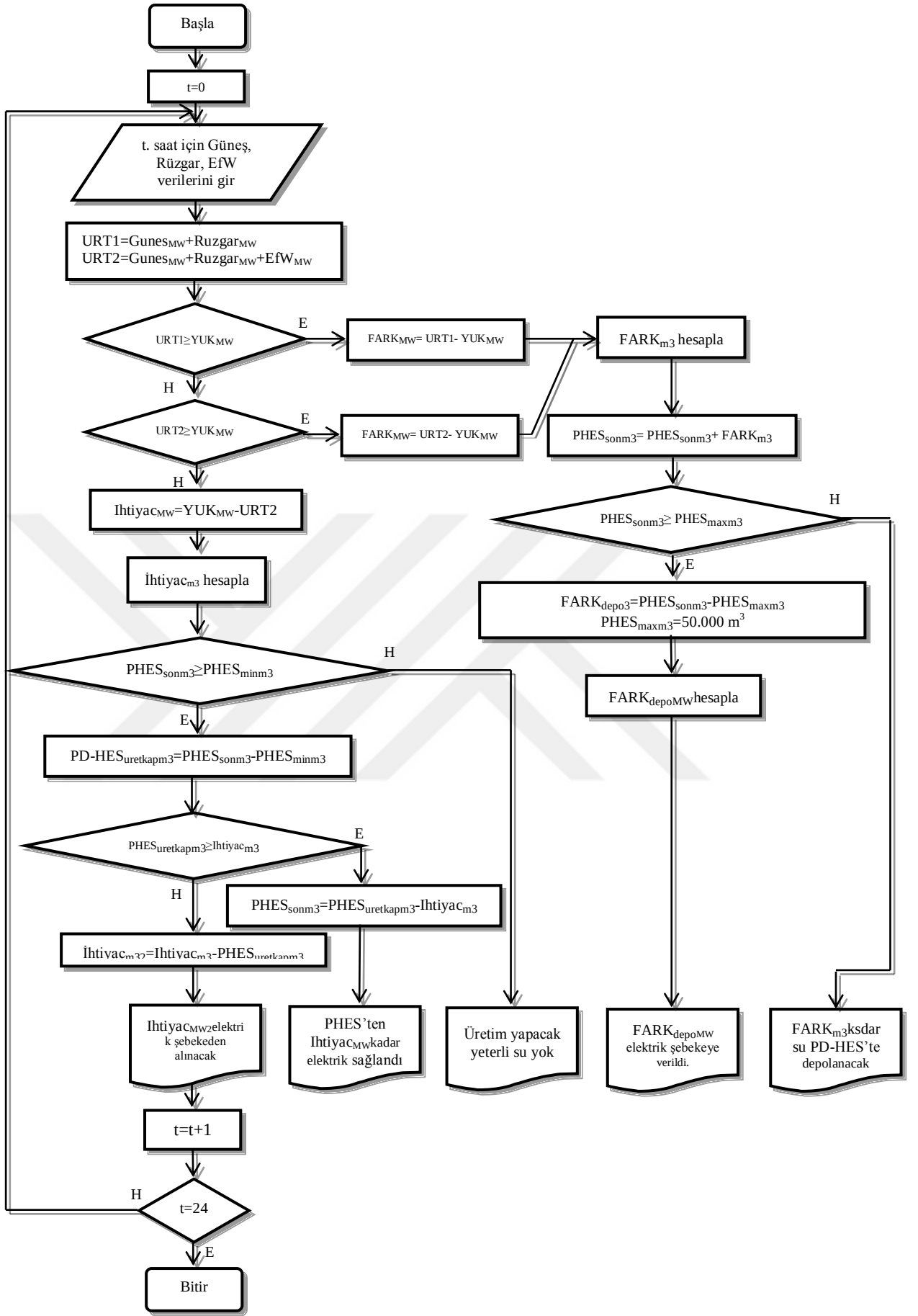
Adım 9: PHES'te üretim yapacak kadar su olmadığından aradaki fark enerjisi ana şebekeden karşılanacak, Adım 10'a git,

Adım 10: t zaman sabitini 1 artır ($t=t+1$)

Adım 11: t zaman sabiti 24 oldu mu? Hayır ise Adım 3'e git, evet ise Adım 12'ye git,

Adım 12: Programı sonlandır.

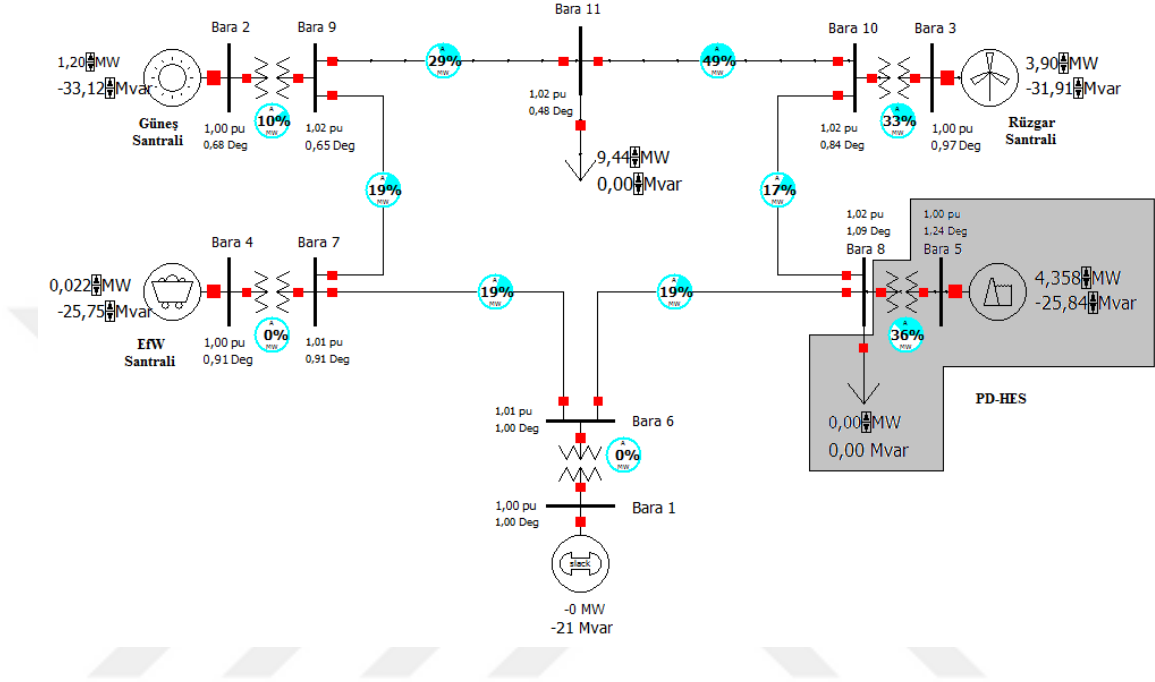
Optimizasyon sürecinin akış diyagramı Şekil 3.2'de görüldüğü gibidir.



Şekil 3.2. Akış Diyagramı

4. BENZETİM ÇALIŞMALARI

Bu çalışma kapsamında yapılan simülasyonlarda IEEE 9 baralı test sistemi modifiye edilerek Şekil 4.1'deki mikro şebeke tasarlanmıştır. Bu mikro şebekeye ait parametreler Çizelge 4.1, 4.2 ve 4.3'te verilmiştir.



Şekil 4.1. Simülasyonu yapılan mikro şebeke yapısı

Şekil 4.1'de verilen mikro şebeke yapısı IEEE 9 baralı test sisteminin modifiye edilmesi ile elde edilmiştir. Tasarlanan mikro şebekede 11 bara bulunmaktadır. 2 nolu barada güneş santrali, 3 nolu barada rüzgar santrali, 4 nolu barada AET ve 5 nolu barada PHES bulunmaktadır. Mikro şebeke 1 nolu bara ile ana şebekeye bağlıdır. Simülasyonu yapılan kasabaya ait tüm yükler ise 11 nolu baraya bağlıdır. Çizelge 4.1 bu çalışmada kullanılan 11 baralı mikro şebekedeki baralara ait nominal gerilim değerlerini göstermektedir.

Çizelge 4.1. Bara'lara ait nominal gerilim değerleri

	Bara1	Bara2	Bara3	Bara4	Bara5	Bara6	Bara7	Bara8	Bara9	Bara10	Bara11
Nominal Gerilim (kV)	16,5	18	13,8	18	13,8	230	230	230	230	230	230

Çizelge 4.2 çalışmada kullanılan mikro şebekedeki beş adet trafonun seri rezistans (R), seri reaktans (X), şönt şarjı (B) ve şönt kondüktans (G) değerlerini

göstermektedir. Kullanılan değerler IEEE 9 baralı test sisteminde kullanılan değerler ile aynıdır.

Çizelge 4.2. Birim değer başına trafo parametreleri

	Trafo (Bara 1-6)	Trafo (Bara 2-9)	Trafo (Bara 3-10)	Trafo (Bara 4-7)	Trafo (Bara 5-8)
R	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
X	0,057600	0,050000	0,058600	0,050000	0,058600
C	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
B	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
G	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

Benzer şekilde Çizelge 4.3 çalışmada kullanılan 11 baralı sistemdeki sırası ile ana şebeke ile AET, ana şebeke ile PHES, AET ile güneş santrali, PHES ile rüzgar santrali, güneş santrali ile yük ve rüzgar santrali ile yük arasındaki iletim hatları için seri rezistans (R), seri reaktans (X), şönt şarjı (B) ve şönt kondüktans (G) değerlerini göstermektedir.

Çizelge 4.3. Birim değer başına iletim hattı parametreleri

	Hat(Bara 6-7)	Hat(Bara 6-8)	Hat(Bara 7-9)	Hat(Bara 8-10)	Hat(Bara 9-11)	Hat(Bara10-11)
R	0,010000	0,017000	0,032000	0,039000	0,008500	0,011900
X	0,068000	0,092000	0,161000	0,173800	0,057600	0,100800
B	0,176000	0,158000	0,306000	0,358000	0,149000	0,209000
G	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

Bu çalışmada simülasyon yapılan saatlerdeki PowerWorld grafiklerinde:

- Bütün iletim hatlarının ve baraların parametreleri IEEE 9 baralı test sisteminin aynısı alınmıştır.
- Yüzdelik değerler gerçek güç (MW) değerlerini göstermektedir.
- Bütün trafo ve iletim hatlarının MVA oranı 12 MVA olarak tesis edilmiştir.
- Powerworld ile yapılan saatlik mikro şebeke simülasyonlarında elde edilen renklendirmeler İletim hattı/Trafo ve MW/MW(maksimum)'a göre yapılmıştır.

Bu çalışmada simülasyon çalışmaları yapılan kasaba için üç farklı durum incelenmiştir. Bunlar üretimin talebi büyük oranda karşıladığı güçlü durum, talep edilen enerjinin kısmi olarak mikro şebekede tarafından karşılandığı zayıf durum ve hiçbir saatte ana şebekeden enerji alımının olmadığı ada modu durumudur.

4.1. Güçlü Durum

Üretimin talebi büyük oranda karşıladığı durumdur.

Çizelge 4.4. PHES’li Güçlü durum için toplam üretim ve toplam tüketim değerleri

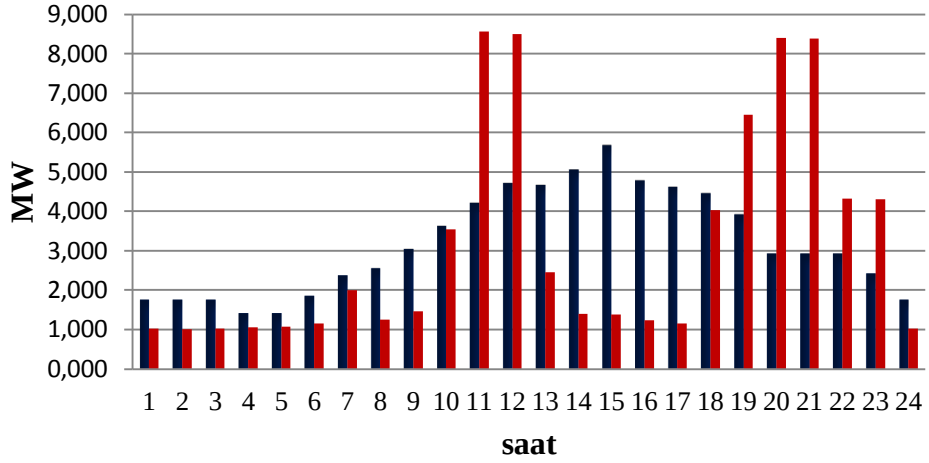
Saat	Güneş Santrali (6000 adet) (MW)	Rüzgar Santrali (80 adet) (MW)	AET (MW)	Toplam Talep (MW)	Üretim Talep Farkı (MW)
00	0,00	1,75	x	1,02	0,730
01	0,00	1,75	x	1,02	0,730
02	0,00	1,75	x	1,01	0,740
03	0,00	1,75	x	1,02	0,730
04	0,00	1,42	x	1,06	0,360
05	0,00	1,42	x	1,08	0,340
06	0,10	1,75	x	1,16	0,690
07	0,30	2,07	x	2,00	0,370
08	0,49	2,07	x	1,26	1,300
09	0,64	2,40	x	1,47	1,570
10	0,73	2,90	x	3,54	0,090
11	0,78	3,40	0,022	8,56	-4,358
12	0,79	3,90	0,022	8,50	-3,788
13	0,76	3,90	x	2,45	2,210
14	0,66	4,40	x	1,40	3,660
15	0,53	5,14	x	1,39	4,280
16	0,38	4,40	x	1,24	3,540
17	0,22	4,40	x	1,15	3,470
18	0,05	4,40	x	4,03	0,420
19	0,00	3,90	0,022	6,45	-2,528
20	0,00	2,90	0,022	8,41	-5,488
21	0,00	2,90	0,022	8,38	-5,458
22	0,00	2,90	0,022	4,33	-1,408
23	0,00	2,40	0,022	4,31	-1,888

x = Üretim talebi karşıladığı için AET kullanılmıyor

Güçlü durum simülasyonu için kasabada 6.000 adet Kyocera KC200GT güneş panelinden oluşan bir güneş santrali, 80 adet Enercon E-33/330 (330 kW) rüzgar türbininden oluşan bir rüzgar santrali, 0,02186 MWh elektrik enerjisi veren bir AET, maksimum 50.000 m³ ve minimum 5.000 m³ kapasiteli bir PHES ve saatlik olarak talebi değişen 10.000 hane, 10 okul ve 1 hastaneden oluşan 50.000 nüfuslu bir kasaba yük olarak varsayılmıştır.

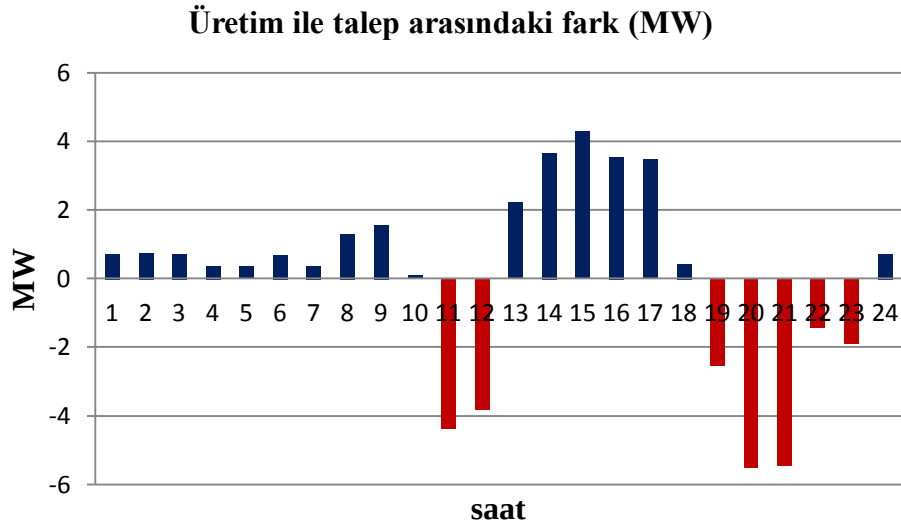
Çizelge 4.4 güçlü durum için toplam üretim, toplam tüketim ve her ikisi arasındaki fark değerlerini göstermektedir. AET ihtiyaca göre kullanılmaktadır. Güçlü durumda AET, güneş ve rüzgar santrallerinden elde edilen enerjinin o saatteki talebi karşılayamamasından dolayı talebi karşılamaya yardımcı olmak amacıyla sadece 11:00-12:00 ile 19:00-23:00 saatlerinde kullanılmaktadır. Diğer saatlerde AET’ye ihtiyaç duyulmamaktadır. Güçlü durum için Çizelge 4.4’teki saatlik olarak

üretileen toplam elektrik enerjisi değeri ile talep edilen toplam elektrik enerjisi değeriinin grafiksel olarak gösterimi Şekil 4.2’deki gibidir.



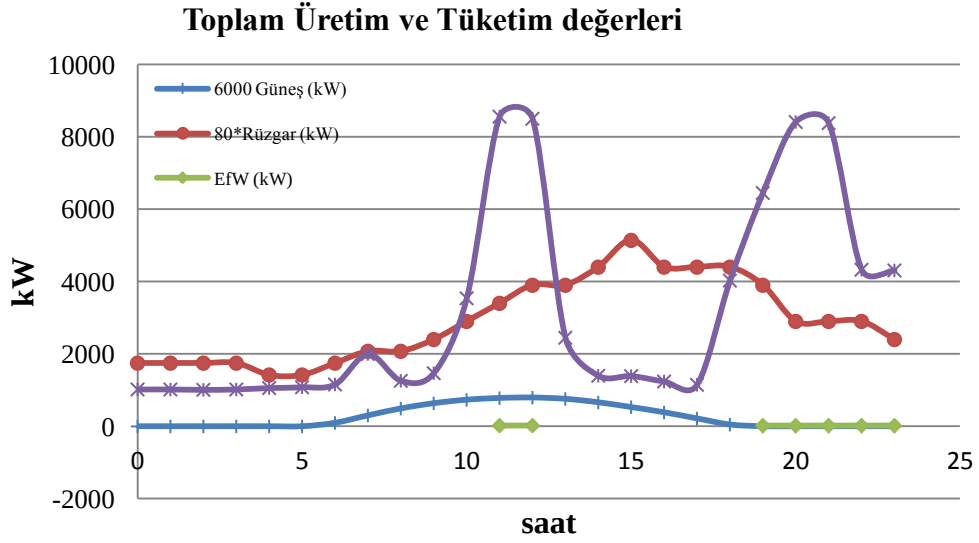
Şekil 4.2. Güçlü durum için toplam üretim ve toplam tüketim değeri

Benzer şekilde, güçlü durum için Çizelge 4.4’teki saatlik olarak üretilen toplam elektrik enerjisi değeri ile talep edilen toplam elektrik enerjisi değeri arasındaki farkı gösteren grafik ise Şekil 4.3’teki gibidir.



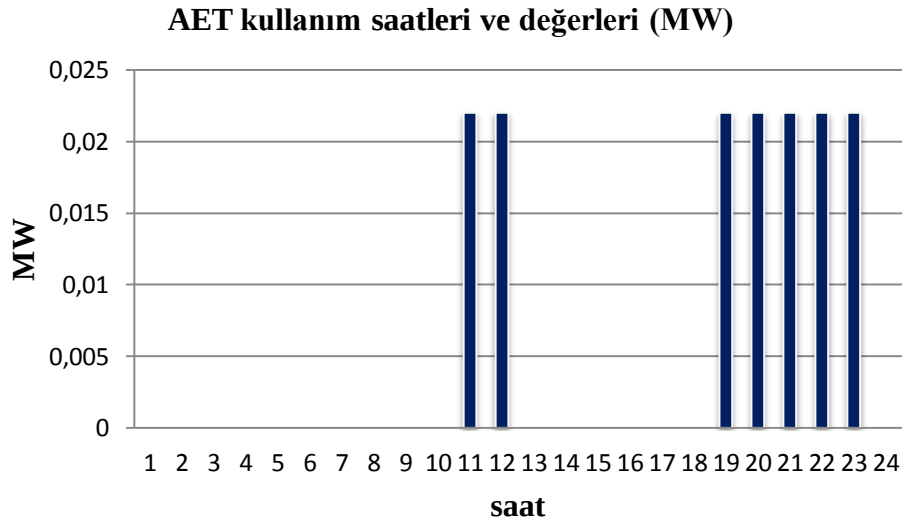
Şekil 4.3. Güçlü durum için üretim ile talep arasındaki fark

Şekil 4.4 Güçlü durum senaryosundaki tüm yenilenebilir enerji kaynakları ve toplam yüke ait saatlik güç değerlerini göstermektedir.



Şekil 4.4. Güçlü durum için toplam üretim ve tüketim değerleri

Şekilden de görüleceği üzere güneş santralinin ancak saat 05:00'dan sonra üretime geçmesinden dolayı bu saate kadar talep edilen yük sadece rüzgar santrali tarafından karşılanabilmektedir. 06:00-11:00 saatleri arasında güneş santrali de üretime geçmiş olup, bu saatler arasındaki talep edilen enerji çoğunlukla rüzgar santrali ve kısmen güneş santrali tarafından karşılanabilmektedir.



Şekil 4.5. Güçlü durum için AET'ye ihtiyaç duyulan saatler ve değerleri

Ancak talep edilen enerji özellikle 11:00-12:00 saatlerinde en yüksek seviyeye ulaşmış olup, güneş ve rüzgar santrallerinden elde edilen enerji bu talebi karşılamaya yetmemektedir. Bu sebeple ikincil kaynak olan AET devreye geçmiştir. Benzer

durum 19:00-23:00 saatlerinde de gerçekleşmektedir. AET tesisinin devreye girdiği saatleri ve enerji değerini gösteren grafik Şekil 4.5'teki gibidir.

4.1.1. PHES'li Güçlü Durum

PHES'in devrede olduğu durumdur. Yani PHES depolama ve üretim amaçlı olarak kullanılmaktadır.

Çizelge 4.5 incelendiğinde 00:00-10:00 arasında üretimin talepten fazla olmasından dolayı fazla enerji depolanmak üzere PHES'e gönderilmektedir. Bu zaman aralığında depolanan su miktarı PHES'in maksimum su seviyesine ulaşmadığından ana şebekeye herhangi bir enerji verilmemektedir. Saat 11:00'da talep edilen enerji üretilen enerjiden 4,358 MW fazladır. PHES'teki toplam su miktarı bu talebi karşılayacak hacimde olduğundan aradaki fark enerjisinin tamamı PHES tarafından karşılanmaktadır.

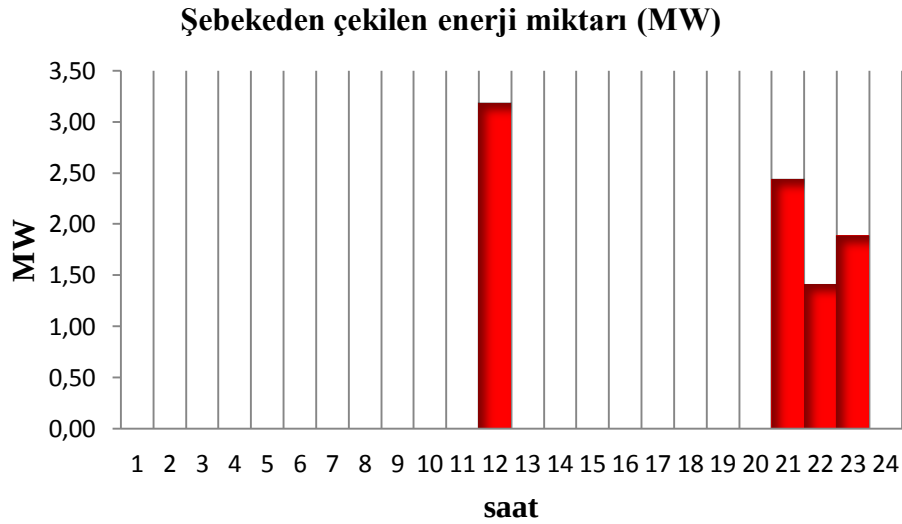
Çizelge 4.5. Güçlü durum için PHES'in davranışı

Saat	FARK (MW)	D,Ü,S,A	Depolanan su miktarı (m ³)	Boşalan su miktarı (m ³)	Boşalan su MW karşılığı	PHES son su miktarı (m ³)
00	0,73	D	2.411	-	-	2.411
01	0,73	D	2.411	-	-	4.822
02	0,74	D	2.444	-	-	7.266
03	0,73	D	2.411	-	-	9.677
04	0,36	D	1.189	-	-	10.866
05	0,34	D	1.123	-	-	11.989
06	0,69	D	2.279	-	-	14.268
07	0,37	D	1.222	-	-	15.490
08	1,30	D	4.294	-	-	19.784
09	1,57	D	5.185	-	-	24.969
10	0,09	D	297	-	-	25.266
11	-4,358	Ü	-	17.770	4,358	7.496
12	-3,788	Ü,A	-	2.496	0,605	5.000
13	2,21	D	7.299	-	-	12.299
14	3,66	D	12.087	-	-	24.386
15	4,28	D	14.135	-	-	38.521
16	3,54	D, S	11.691	-	-	50.000
17	3,47	S	11.460	-	-	50.000
18	0,42	S	1.387	-	-	50.000
19	-2,528	Ü	-	10.308	2,528	39.692
20	-5,488	Ü	-	22.377	5,488	17.315
21	-5,458	Ü, A	-	17.315- 5.000=12.315	3,02	5.000
22	-1,408	A	-	0	0	5.000
23	-1,888	A	-	0	0	5.000

D= Depolama, Ü=Üretim, S=Ana Şebekeye Satış, A=Ana Şebekeden Alım

Saat 12:00'da talep üretimden 3,788 MW fazladır. Bu talebin karşılanması için PHES'ten 15.446 m³ su boşalması gerekmektedir. Ancak PHES'teki toplam su miktarı 7.496 m³ olup bunun ancak 2.496 m³'ü üretim amaçlı kullanılabilir. Buna göre bu saatte PHES'ten üretilebilecek maksimum güç 0,605 MW olup, kalan 3,183 MW'lık güç ana şebekeden alınmaktadır.

13:00-16:00 arasında yine üretim talepten fazla olduğu için fazla enerji depolanmak üzere PHES'e gönderilmektedir. Bu zaman aralığında depolanan su miktarı PHES'in maksimum su seviyesine ulaşmadığından ana şebekeye herhangi bir enerji verme durumu olmamıştır. Saat 18:00'da üretim talepten 0,42 MW fazladır. PHES bir önceki saatte maksimum seviyede dolu olduğundan 0,42 MW'lık güç doğrudan ana şebekeye verilecektir. Saat 19:00'da talep üretimden 2,528 MW fazladır. PHES tarafından 2,528 MW'a karşılık gelen 10.308 m³ su deşarj edilecektir. Böylece PHES'te kalan toplam su miktarı 39.692 m³ olup, bu saatteki 2,528 MW'lık güç ihtiyacı PHES tarafından sağlanmıştır. Saat 20:00'da talep üretimden 5,488 MW fazladır. Bunun için 5,488 MW'a karşılık gelen 22.377 m³ su PHES'ten deşarj edilmiş ve 5,488 MW'lık güç PHES'ten sağlanarak ana şebekeden alım yapılmamıştır.



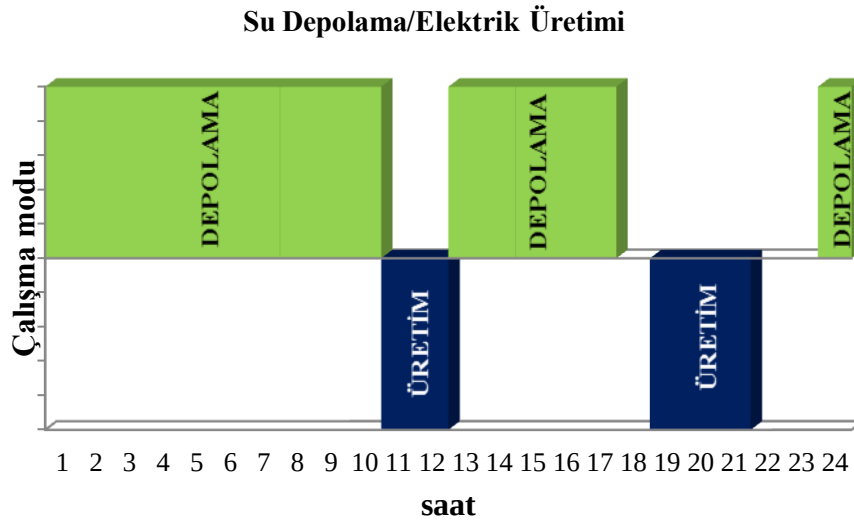
Şekil 4.6. PHES'li güçlü durum için mikro şebekenin ana şebekeye bağımlı olduğu saatler ve değerleri

Saat 21:00'da talep üretimden 5,458 MW fazladır. Bunun için 5,458 MW'a karşılık gelen 22.255 m³ su PHES'ten deşarj edilmelidir. Ancak PHES'te önceki

saatten kalan toplam su miktarı 17.315 m^3 olup bunun ancak 12.315 m^3 'ü üretim için kullanılabilir. 12.315 m^3 suyun deşarj edilmesi ile elde edilen güç $3,02 \text{ MW}$ 'tır. Böylece bu saatte PHES tamamen boşalmış olup, kalan $2,438 \text{ MW}$ 'lık güç ana şebekeden alınacaktır. Saat 22:00 ve 23:00'da talep üretimden sırasıyla $1,408$ ve $1,888 \text{ MW}$ fazla olup saat 21:00'da PHES tamamen boşaldığından bu güçlerin tamamı ana şebeke tarafından karşılanacaktır.

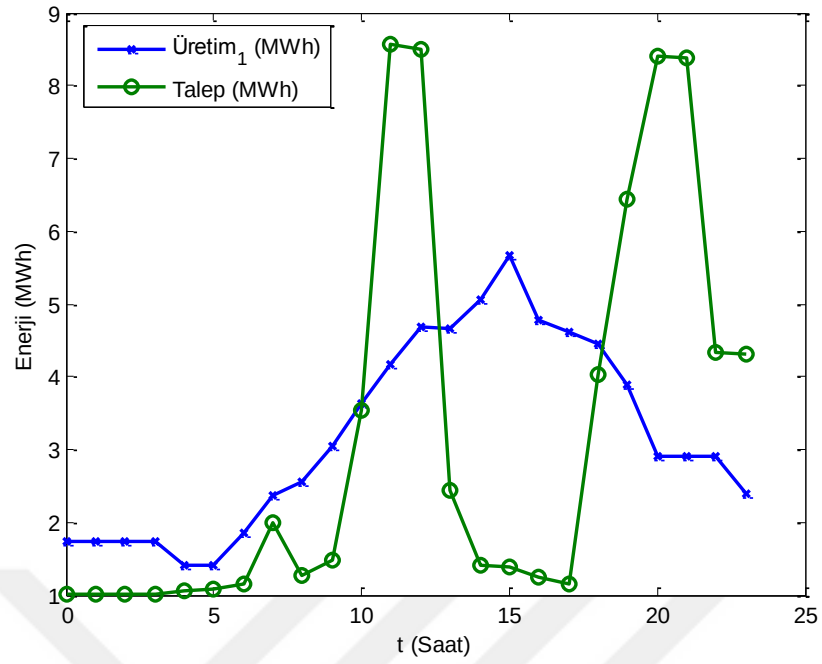
Şekil 4.6 çalışma yapılan mikro şebekede PHES'in devrede olduğu ve güçlü durumun simülasyonunun yapıldığı durum için mikro şebekenin hangi saatlerde ve ne kadarlık elektrik enerjisine ihtiyaç duyulduğunu göstermektedir.

Şekil 4.7 güçlü durumda PHES'in hangi saatlerde depolama veya üretim yaptığı, hangi saatlerde kullanılmadığını göstermektedir. 00:00-10:00 arasında depolama, 11:00-12:00 saatlerinde üretim, 13:00-16:00 saatlerinde depolama, 17:00'da PHES'in maksimum depolama kapasitesine ulaşıldığından kısmi depolama, 19:00-20:00 saatlerinde üretim, 21:00'da ise PHES'teki mevcut suyun talebin tamamını karşılayacak seviyede olmamasından dolayı kısmi üretim yapılmaktadır. Diğer saatlerde ise ne üretim ne de depolama yapılmaktadır.



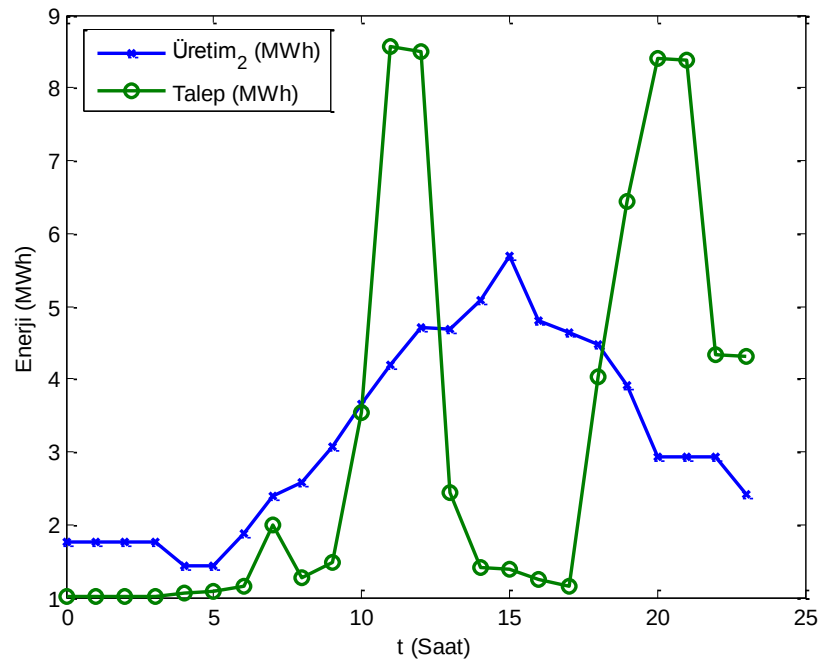
Şekil 4.7. Güçlü durum için PHES'in saatlik çalışma modu

Şekilden 4.8 güçlü durum için PHES'in depolama veya üretim durumlarını sorgulamadan sadece güneş ve rüzgardan elde edilen elektrik enerjisi toplamının toplam yük ile karşılaştırıldığı grafiklerdir.



Şekil 4.8. Güçlü durumda AET'siz toplam üretilen ve talep edilen enerji değerleri

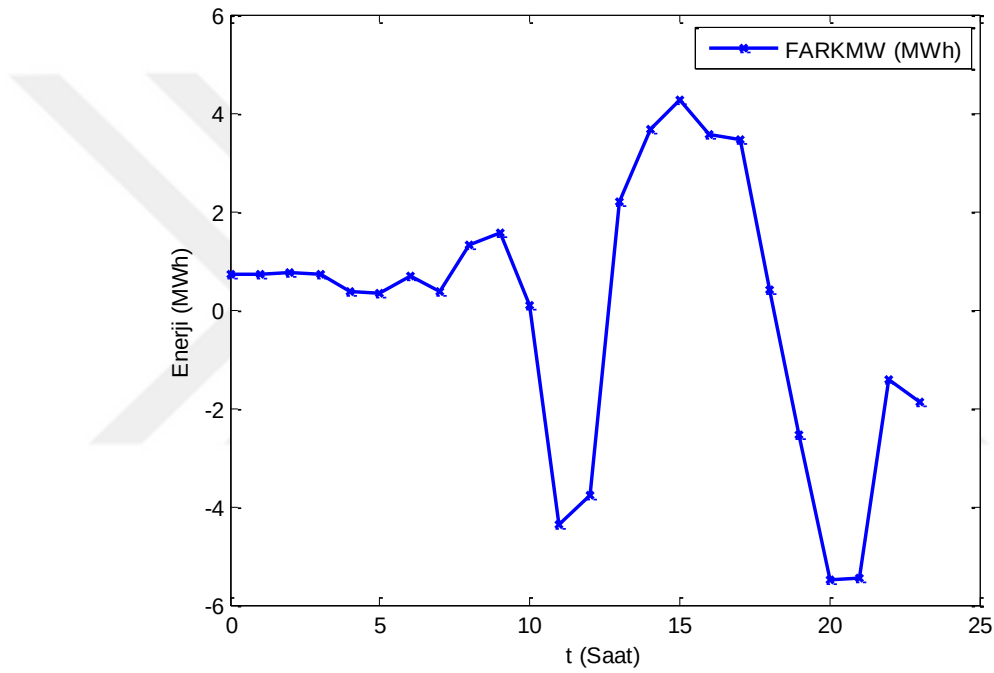
Grafikten de görüleceği üzere üretilen enerji ve talep edilen enerji eğrilerinin toplam alanları büyük oranda birbirine denk gelmektedir.



Şekil 4.9. Güçlü durumda AET'li toplam üretilen ve talep edilen enerji değerleri

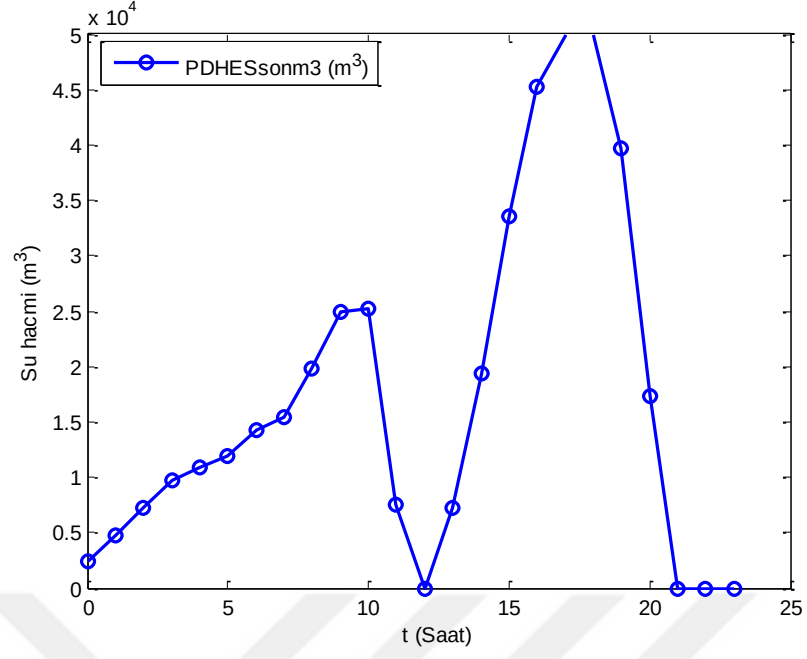
Şekil 4.9, Şekil 4.8'den farklı olarak AET'nin devrede olduğu grafikdir. Ancak AET'den üretilen gücün 0,022 MW gibi çok küçük bir değer olmasından dolayı her iki grafik arasında fazla bir farklılık görünmemektedir.

Şekil 4.10 grafiği AET'nin de saatlik olarak devrede olduğu ve olmadığı durumları da dikkate alan üretim ile talep arasındaki elektrik enerjisi farkını göstermektedir. Grafik saat 10:00'a kadar üretim fazlalığı olduğundan pozitif bölgede iken, bu saatten 13:00'a kadar ise talep fazlalığı olmasından dolayı negatif bölgede ilerlemektedir. Benzer şekilde saat 18:00 civarından sonrada grafik negatif bölgede ilerlemektedir.



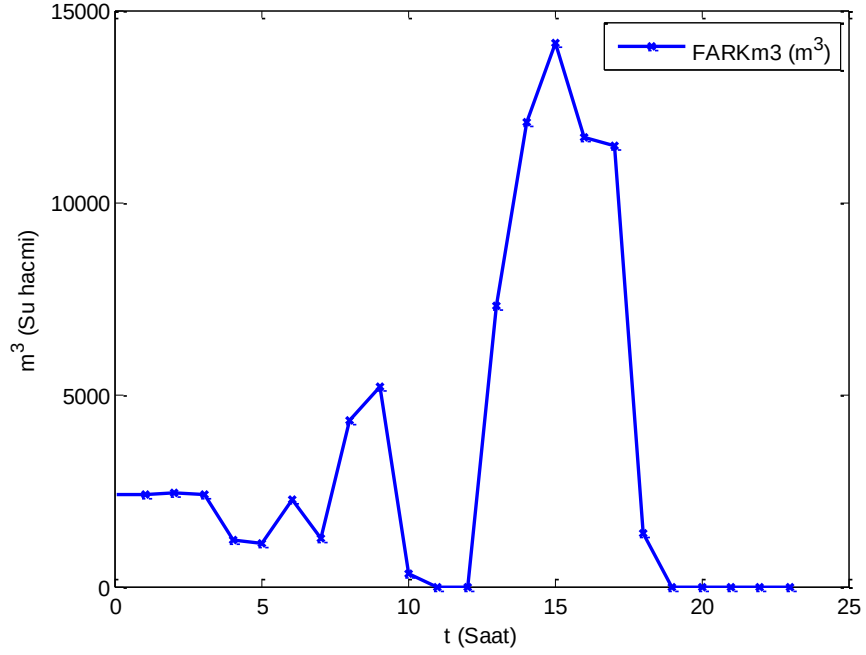
Şekil 4.10. Güçlü durumda saatlik toplam üretilen ve talep edilen enerjiler arasındaki fark değerleri

Şekil 4.11 saatlik olarak PHES'teki toplam su miktarlarını göstermektedir. Saat 12:00 ve 21:00 civarında PHES'teki su tamamen boşalırken, 18:00 civarlarında PHES'teki su seviyesi maksimum seviye olan 50.000 m³ seviyesine ulaşmıştır. Grafikten de görüleceği üzere PHES bu durumda aktif bir rol oynamaktadır.



Şekil 4.11. PHES'teki saatlik toplam su miktarları (m³)

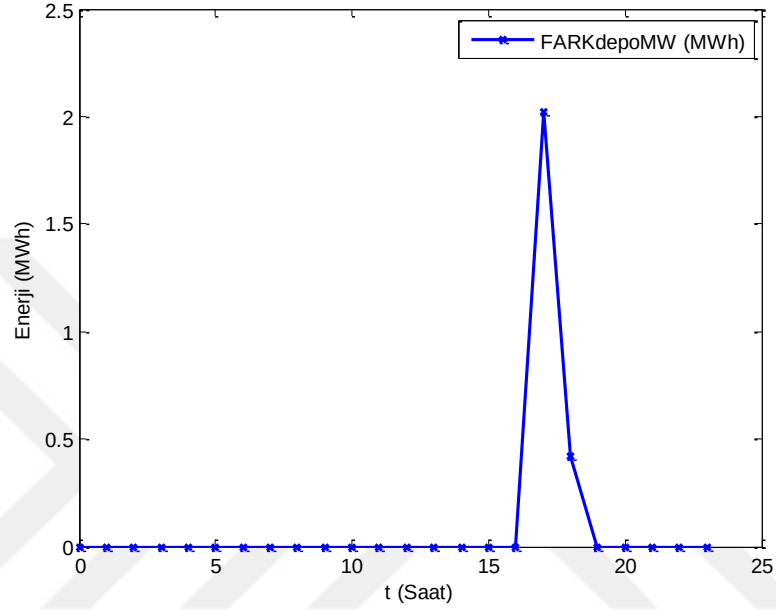
Şekil 4.12 sadece üretimin talepten fazla olduğu zamanlarda aradaki fark enerjisine denk gelen su miktarının PHES'e tamamen veya kısmen depolandığı saatleri ve değerleri göstermektedir.



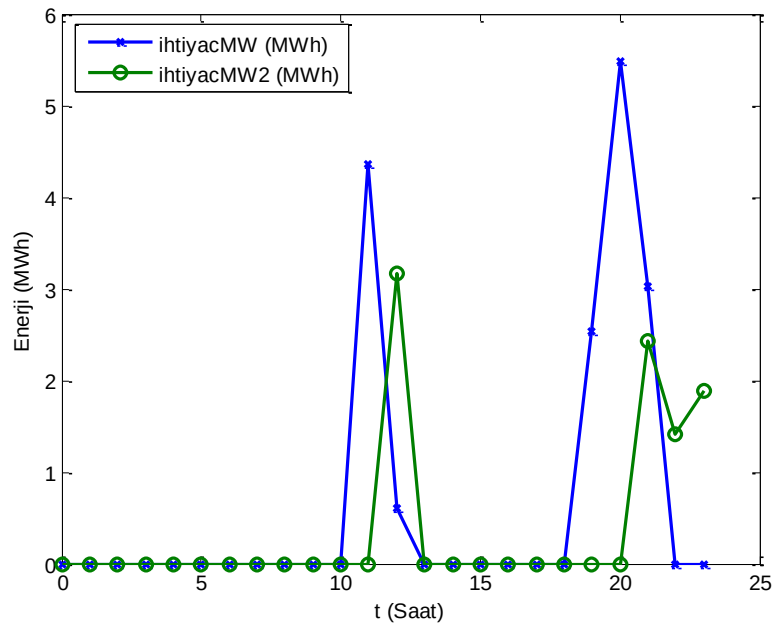
Şekil 4.12. PHES'e depolanan su miktarı

Saat 19:00'dan sonra PHES'e herhangi bir depolama yapılmamaktadır. Bunun sebebi bu saatlerde talebin üretimden fazla olması ve önceki saatlerdeki benzer duruma karşılık PHES'in tamamen boşalmış olmasıdır.

Şekil 4.13 PHES'in tamamen dolu olmasından dolayı, fazla enerjinin PHES'te depolanamayıp ana şebekeye verildiği miktarları göstermektedir. Saat 17:00 ve 18:00 saatlerinde ana şebekeye enerji verildiği görülmektedir.



Şekil 4.13. Ana şebekeye enerji verilen saatler ve MWh değerleri

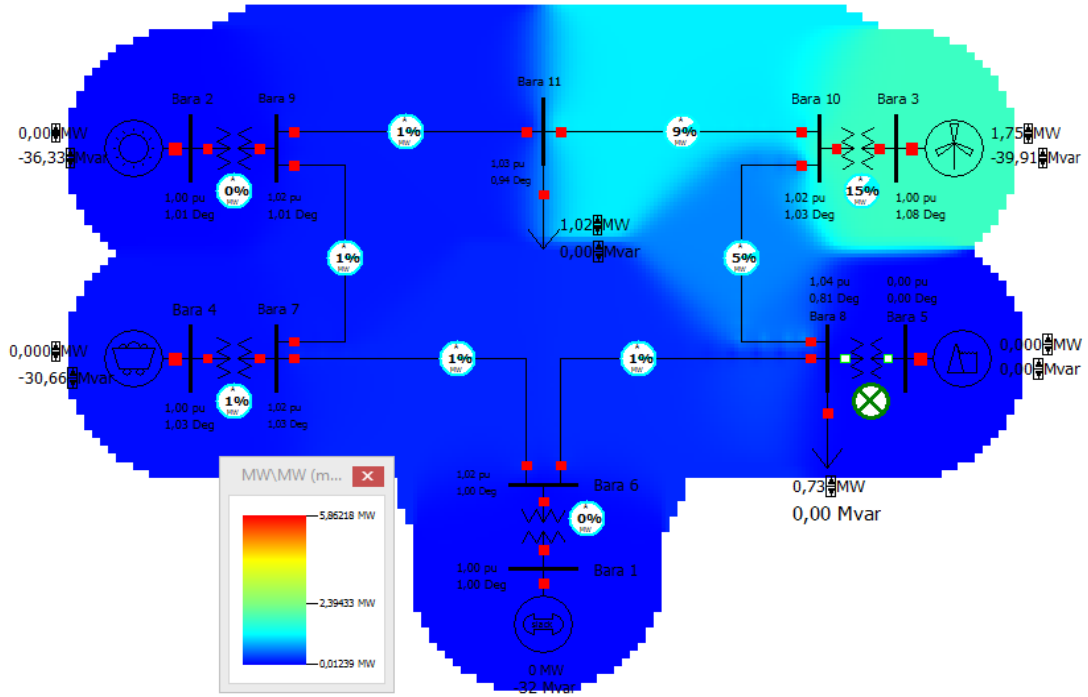


Şekil 4.14. Güçlü durum için ana şebekeden enerji alım saatleri ve değerleri

Şekil 4.14'te mavi renkli olan değerler PHES'teki mevcut su hacmini kullanarak talebin karşılanması durumlarını, kırmızı renkli olan değerler ise PHES'in o anki mevcut su hacminin talebi kısmen karşılayabilmesi sebebi ile kalanın ana şebekeden alındığı durumları gösterilmektedir.

Buna göre 11:00, 19:00, 20:00 saatlerinde talep edilen enerji doğrudan PHES tarafından karşılanmakta, çakışan 12:00 ve 21:00 saatlerinde ise PHES'in kısmi üretiminden sonra kalan talep edilen enerji ana şebekeden alınmaktadır.

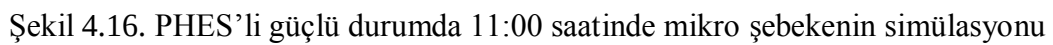
Yukarıdaki çizelge ve şekillere bakıldığında PHES'li güçlü durum için saat 00:00-10:00 arası saatlerde rüzgar ve güneş santrallerinden üretilen enerji talep edilen enerjiyi karşılamaktadır. Bu sebeple AET kullanılmamaktadır.



Şekil 4.15. PHES'li güçlü durumda 00:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu

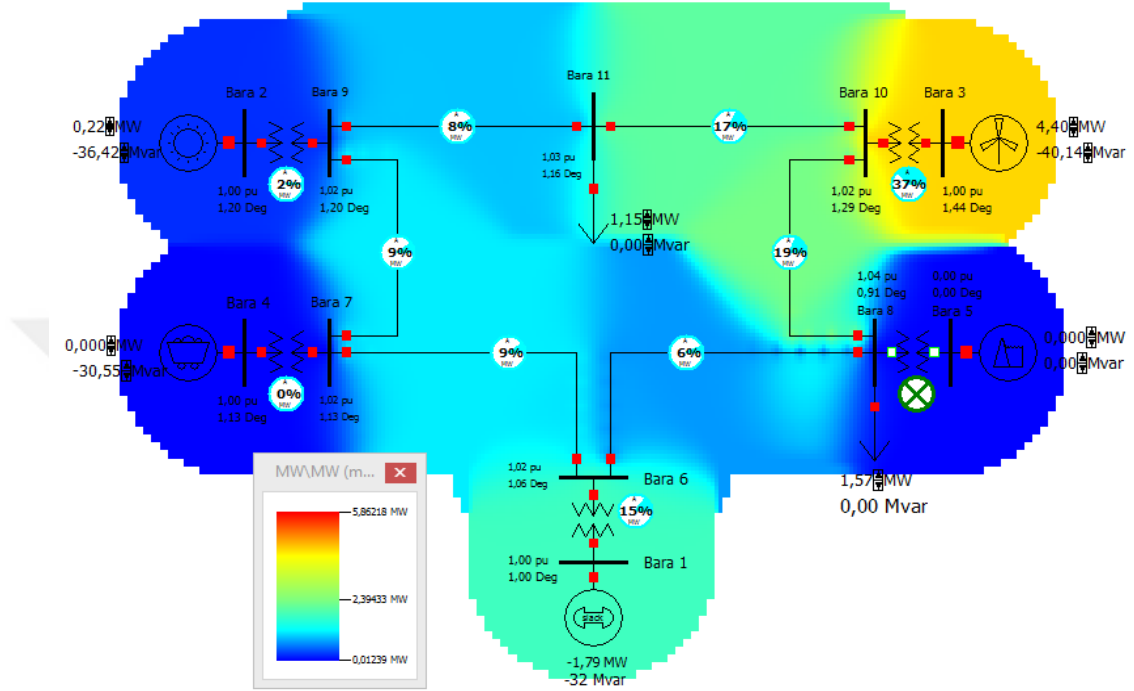
Bu durumu görsel olarak açıklamak için saat 00:00'daki kaynakların kullanım oranları v.b. durumları gösteren PowerWorld simülasyonu Şekil 4.15'teki gibidir. Powerworld programı ile elde edilen tüm şekillerdeki yüzde (%) değerleri hat ve trafolar üzerindeki gerçek güç (MW) akış oranlarının % olarak değerini göstermektedir. Şekil üzerindeki renklendirmelerde bu yüzdelik değerlere göre oluşmaktadır. Görüleceği üzere rüzgar santrali ve bağlı olan iletim hatlarındaki güç akışı oranları diğerlerine göre daha yüksektir. Ancak yinede kapasiteyi zorlayacak kadar olmadığı şeklindeki renklendirmelerden de anlaşılmaktadır. Ana şebeke ile olan

Saat 11:00'da talep üretimden 4,358 MW fazla olmasından dolayı PHES üretim modunda çalışacaktır. PHES'te bu saatte toplam 25.266 m³ su bulunmakta olup, 4,358 MW'a karşılık gelen su miktarı 17.770 m³ olduğundan PHES tarafından bu ihtiyacın tamamı karşılanabilmektedir. Bu durum Şekil 4.16'dan da görülebilmektedir. Ana şebekeden çekilen veya ana şebekeye verilen güç oranı % 0'dır.



Saat 17:00'da üretim yükten 3,47 MW fazladır. AET kullanılmamıştır. Bu değere karşılık gelen 11.460 m³ su (3,75 MW) PHES'e depolanacaktır. Ancak bir önceki saatte 45.212 m³ su bulunmaktadır. 11.460 m³ su eklenmesi durumunda toplam 56.672 m³ olacak olup, PHES'in maksimum seviyesi olan 50.000 m³'ü aştığından

PHES'e maksimum $50.000-45.212=4.788 \text{ m}^3=1.57 \text{ MW}$ güç depolanabilecektir. Kalan $3,47-1,57=1.9 \text{ MW}$ (iletim hattı kayıplarından dolayı $1,79 \text{ MW}$) güç ana şebekeye verilecektir. Şekil 4.17'den de görüldüğü üzere ana şebekeye bağlı trafonun kullanım oranı % 15'tir.



Şekil 4.17. PHES'li güçlü durumda 17:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu

Saat 21:00'da talep üretimden $5,458 \text{ MW}$ fazladır. Bu değeri karşılaması için PHES'ten 22.255 m^3 su boşalması gerekmektedir. Ancak PHES'te bir önceki saatten kalan su miktarı 17.315 m^3 'tür. 22.255 m^3 'ten PHES'in minimum üretim seviyesi olan 5.000 m^3 su çıkarıldığında PHES tarafından üretim yapılabilecek maksimum su miktarı $17.315-5000=12.315 \text{ m}^3$ olup $3,02 \text{ MW}$ 'a karşılık gelmektedir. Buna göre talep edilen $5,458 \text{ MW}$ 'ın $3,02 \text{ MW}$ 'lık kısmı PHES'ten karşılanırken kalan $2,438 \text{ MW}$ ana şebekeden alınacaktır. Şekil 4.18'den de görüleceği üzere ana şebekeden alım oranı % 21'dir. Özellikle 10 ve 11 nolu baralar arasındaki iletim hattına yüklenme olduğu görülmektedir.

22:00 saati ana şebekeden alımın yapıldığı saattir. Bu saatte talep üretimden 1,408 MW fazladır ve bundan dolayı AET devrededir. Bu saatten önceki saatte PHES minimum su üretebilecek seviyeye geldiğinden PHES tarafından herhangi bir elektrik üretimi gerçekleşmeyecektir. Bu sebeple 1,408 MW'lık elektrik enerjisi tamamen ana şebekeden karşılanacaktır. Şekil 4.19'dan da görüldüğü üzere 1,408 MW (iletim hattı, trafo v.b. kayılardan dolayı 1,398 MW olmaktadır) güç ana şebekeden alınmaktadır. Bu saatte gerekli güç ihtiyacını karşılamak amacı ile mikro şebekenin ana şebekeyi kullanım oranı % 12'dir. Bütün bara bölgeleri güvenli çalışma aralığında çalışmaktadır.

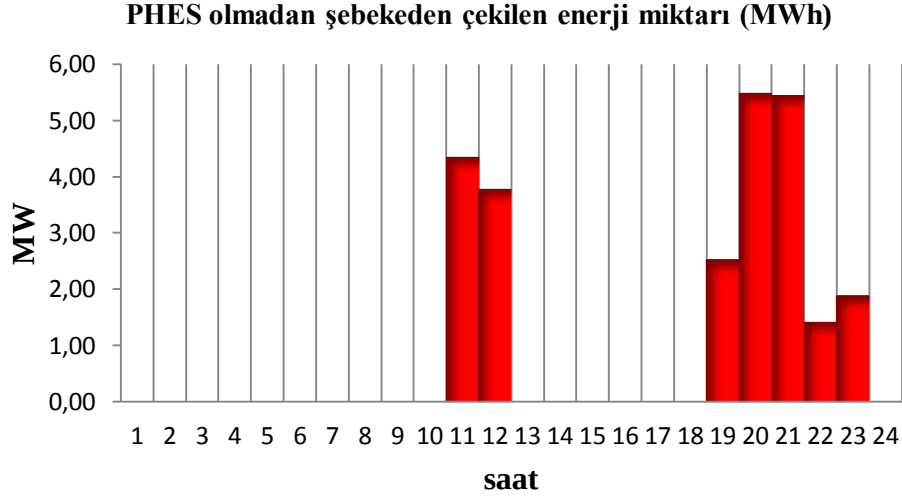
4.1.2. PHES'siz Güçlü Durum

PHES'in devrede olmadığı durumdur. Yani PHES depolama ve üretim amaçlı olarak kullanılmamaktadır. Buna bağlı olarak üretim ile talep arasındaki farkın pozitif olması durumunda ana şebekeye enerji verilirken, negatif olması durumunda ana şebekeden enerji alımı olmaktadır. Çizelge 4.6'da PHES'siz güçlü durum için toplam üretim ile toplam tüketim arasındaki fark değerleri görülmektedir.

Çizelge 4.6. PHES'siz güçlü durum için üretim ile toplam tüketim arasındaki fark

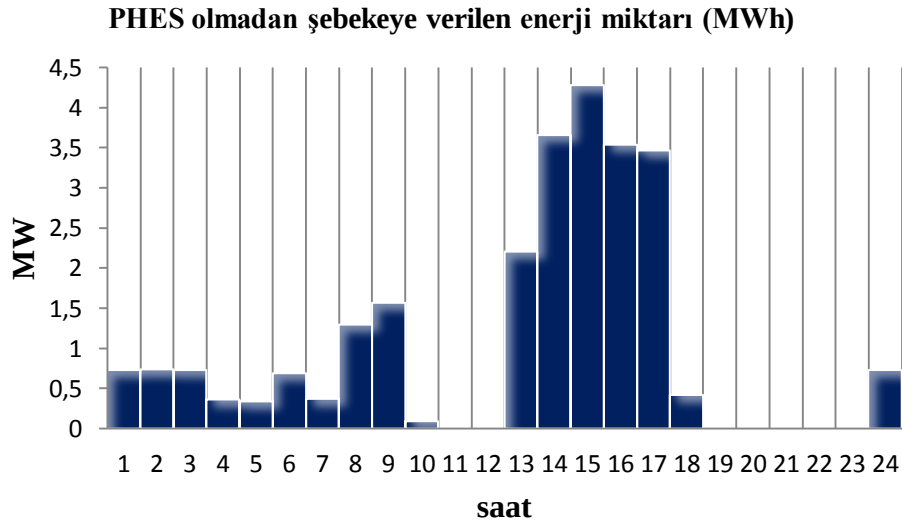
Saat	Üretim ile talep arasındaki fark (MW)	Saat	Üretim ile talep arasındaki fark (MW)	Saat	Üretim ile talep arasındaki fark (MW)
00	0,73	08	1,30	16	3,54
01	0,73	09	1,57	17	3,47
02	0,74	10	0,09	18	0,42
03	0,73	11	-4,358	19	-2,528
04	0,36	12	-3,788	20	-5,488
05	0,34	13	2,21	21	-5,458
06	0,69	14	3,66	22	-1,408
07	0,37	15	4,28	23	-1,888

Şekil 4.20 çalışma yapılan mikro şebekede PHES'in devrede olmadığı ve güçlü durumun simülasyonunun yapıldığı durum için mikro şebekenin hangi saatlerde ve ne kadarlık enerjiye ihtiyaç duyulduğunu göstermektedir. PHES'li durum grafiği elde edilen Şekil 4.5 ile karşılaştırıldığında mikro şebeke PHES'li durumda ana şebekeye sadece dört saat için ve toplamda 8,917 MW'lık bir enerji değeri ile bağımlı iken Şekil 4.20'deki PHES'siz duruma göre yedi saat ve toplam 24,920 MW'lık bir enerji değeri ile bağımlı olunmaktadır.



Şekil 4.20. PHES'siz güçlü durum için mikro şebekenin ana şebekeye bağımlı olduğu saatler ve enerji değerleri

Yenilenebilir enerji kaynaklardan üretilen enerji öncelikle yüke verilmektedir. Ardından PHES depolama ünitesinin olmamasından dolayı artan enerji ana şebekeye verilmektedir. Verilen enerji miktarları Şekil 4.21'de görülmektedir. PHES depolama ünitesinin olduğu durumda artan enerji depolanabildiği için ana şebekeye bu kadar fazla enerji verilmemekte idi.



Şekil 4.21. PHES'siz güçlü durumda ana şebekeye verilen enerji miktarları

Saat 15:00'da 4,28 MWh'lık (kayıplardan dolayı grafikte 4,13 MWh) fazla enerji üretimi gerçekleşmektedir. PHES depolama ünitesi olmadığı için bu fazla enerji doğrudan ana şebekeye verilecektir. Üretim talepten fazla olduğu için AET de

The diagram illustrates a power system with 11 buses (Bara 1 to Bara 11). The background color represents the real power (MW) flow, with a legend at the bottom left showing a scale from 0.01239 MW (blue) to 9.86218 MW (red). The system includes various components such as generators, loads, and transformers. The power flow is visualized using a color gradient, with red indicating high power flow and blue indicating low power flow.

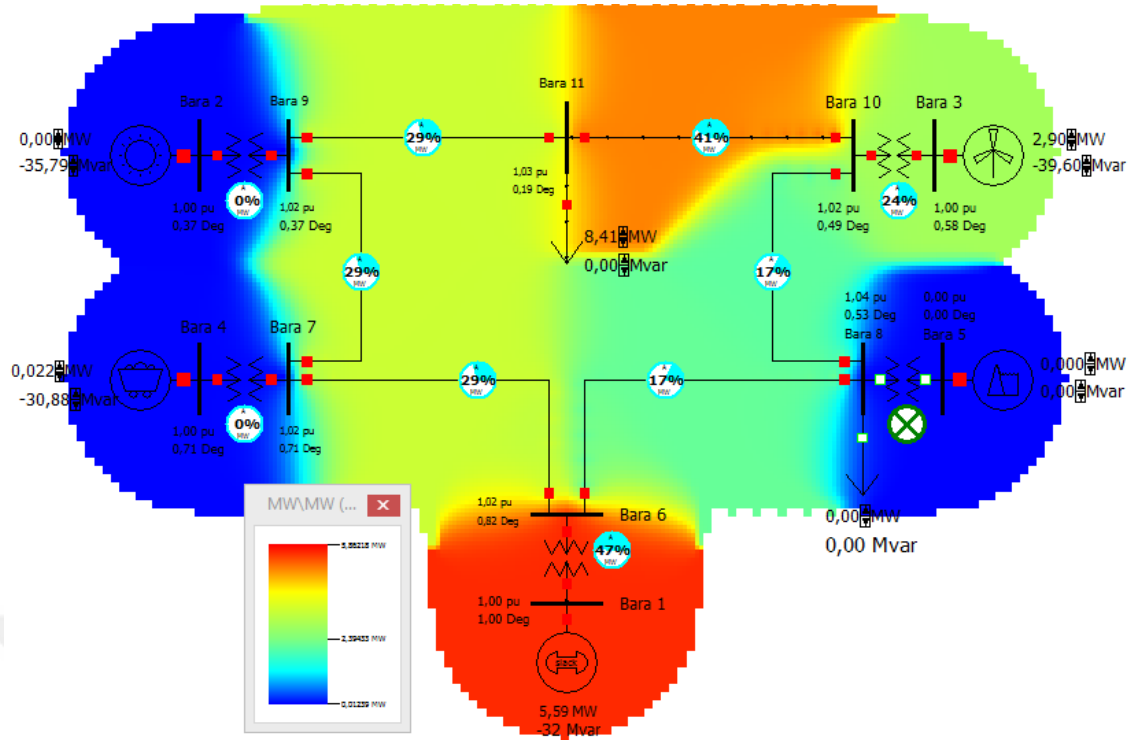
Key components and data points visible in the diagram include:

- Bara 1:** A generator with a capacity of 4,13 MW and -32 Mvar.
- Bara 2:** A generator with a capacity of 0,53 MW and -36,48 Mvar.
- Bara 3:** A generator with a capacity of 5,14 MW and -40,24 Mvar.
- Bara 4:** A generator with a capacity of 0,00 MW and -30,51 Mvar.
- Bara 5:** A load with a capacity of 0,00 MW and 0,00 Mvar.
- Bara 6:** A load with a capacity of 0,00 MW and 0,00 Mvar.
- Bara 7:** A generator with a capacity of 0,00 MW and -30,51 Mvar.
- Bara 8:** A load with a capacity of 0,00 MW and 0,00 Mvar.
- Bara 9:** A generator with a capacity of 0,00 MW and -30,51 Mvar.
- Bara 10:** A generator with a capacity of 0,00 MW and 0,00 Mvar.
- Bara 11:** A generator with a capacity of 0,00 MW and 0,00 Mvar.

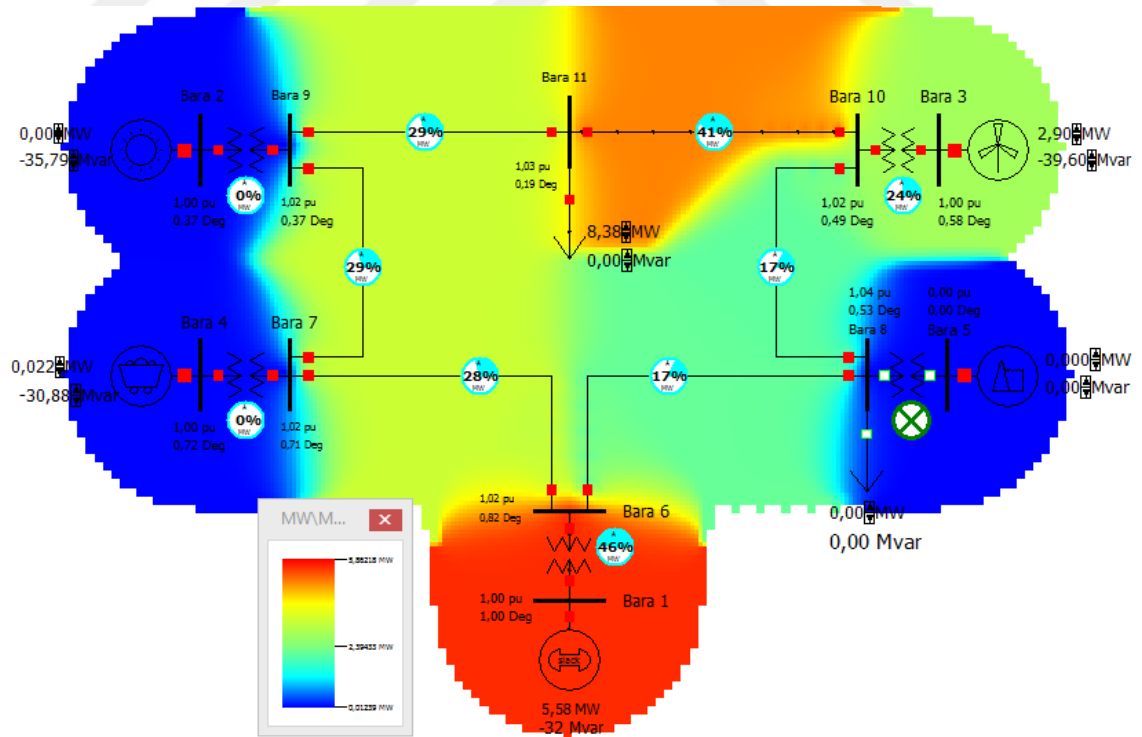
The diagram also shows various power flow parameters such as voltage (pu) and phase angle (Deg) for each bus. For example, Bara 1 has a voltage of 1,00 pu and a phase angle of 1,00 Deg. Bara 2 has a voltage of 1,00 pu and a phase angle of 1,36 Deg. Bara 3 has a voltage of 1,00 pu and a phase angle of 1,65 Deg. Bara 4 has a voltage of 1,00 pu and a phase angle of 1,23 Deg. Bara 5 has a voltage of 1,04 pu and a phase angle of 0,00 Deg. Bara 6 has a voltage of 1,02 pu and a phase angle of 1,13 Deg. Bara 7 has a voltage of 1,02 pu and a phase angle of 1,22 Deg. Bara 8 has a voltage of 1,02 pu and a phase angle of 1,48 Deg. Bara 9 has a voltage of 1,02 pu and a phase angle of 1,35 Deg. Bara 10 has a voltage of 1,02 pu and a phase angle of 1,48 Deg. Bara 11 has a voltage of 1,03 pu and a phase angle of 1,32 Deg.

Saat 20:00'da talep üretimden fazla olup, 5,488 MW'lık (iletim hattı v.b. kayıplardan dolayı grafikte 5,59 MW) ihtiyaç oluşmaktadır. PHES depolama ünitesi olmadığı için ihtiyaç duyulan bu enerji doğrudan ana şebekeden alınmak zorundadır. Talep üretimden fazla olduğu için AET devreye alınmıştır. Bu durumu gösteren simülasyon Şekil 4.23'teki gibidir. En fazla yüklenme bara 1'in bağlı olduğu ana şebekede, ardından bara 10 ile bara 11'in bağlı olduğu iletim hattında oluşmaktadır.

64



Şekil 4.23. PHES'siz güçlü durumda 20:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu



Şekil 4.24. PHES'siz güçlü durumda 21:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu

Bu sonuçlar doğrultusunda güçlü durumda PHES'in olup olmamasının ana şebekeye olan bağımlılığı nasıl etkilediğini incelemek için ana şebekeye bağımlılığı toplam enerji alışverişi ile değerlendirilmelidir. Buna göre PHES'in olduğu durumlarda:

$$\begin{aligned} \text{ToplamEnerjiAlisVerisi} &= \text{SebekedenAlinanEnerji} + \text{SebekeyeVerilenEnerji} \\ &= 8,917\text{MWh} + 2,440\text{MWh} = 11,357\text{MWh} \end{aligned}$$

PHES'in olmadığı durumlarda:

$$\begin{aligned} \text{ToplamEnerjiAlisVerisi} &= \text{SebekedenAlinanEnerji} + \text{SebekeyeVerilenEnerji} \\ &= 24,916\text{MWh} + 25,230\text{MWh} = 50,146\text{MWh} \end{aligned}$$

Bu sonuçlara göre PHES'li durumda günlük olarak ana şebekeden toplam enerji alışverişi 11,357 MWh iken, PHES'siz durumda bu değer 50,146 MWh olmaktadır, yani enerji bağımlılığı PHES'siz durumda çok daha yüksek seviyededir. Bu bağımlılığın PHES'li durumda PHES'siz duruma göre % kaç oranında azalttığı ifade edilecek olursa:

$$\begin{aligned} &\frac{\text{ToplamEnerjiAlisVerisi}(\text{PHES'siz}) - \text{ToplamEnerjiAlisVerisi}(\text{PHES'li})}{\text{ToplamEnerjiAlisVerisi}(\text{PHES'siz})} = \\ &= (50,146\text{MWh} - 11,357\text{MWh}) / 50,146\text{MWh} = 38,789\text{MWh} / 50,146\text{MWh} = 0,774 \end{aligned}$$

elde edilir. Bu sonuçtan güçlü durumda mikro şebekede PHES'in olmasının ana şebekeye olan bağımlılığı % 77,4 oranında azalttığı sonucuna ulaşılır.

4.2. Zayıf Durum

Mikro şebekenin talep edilen enerjinin kısmi olarak mikro şebekede tarafından karşılandığı durumdur.

Zayıf durum simülasyonu için kasabada 3000 adet Kyocera KC200GT güneş paneli, 40 adet Enercon E-33/330 (330 kW) rüzgar türbini, saatte 0,02186 MWh elektrik enerjisi veren AET, maksimum 50.000 m³ ve 5.000 m³ kapasiteli bir PHES ve saatlik olarak değişken talepli 10.000 hane, 10 okul ve 1 hastaneden oluşan 50.000 nüfuslu kasaba yük olarak varsayılmıştır. Çizelge 4.7 zayıf durum için toplam üretim, tüketim ve aradaki fark değerlerini göstermektedir. AET ihtiyaca göre kullanılmaktadır. Zayıf durumda AET, güneş ve rüzgar santrallerinden elde edilen enerjinin o saatteki talebi karşılayamamasından dolayı talebi karşılamaya yardımcı

olmak amacıyla sadece 08:00, 09:00, 14:00, 15:00, 16:00 ve 17:00 saatlerinde kullanılmamaktadır. Diğer saatlerde AET talebi karşılamaya yardımcı olmak amacı ile devrededir.

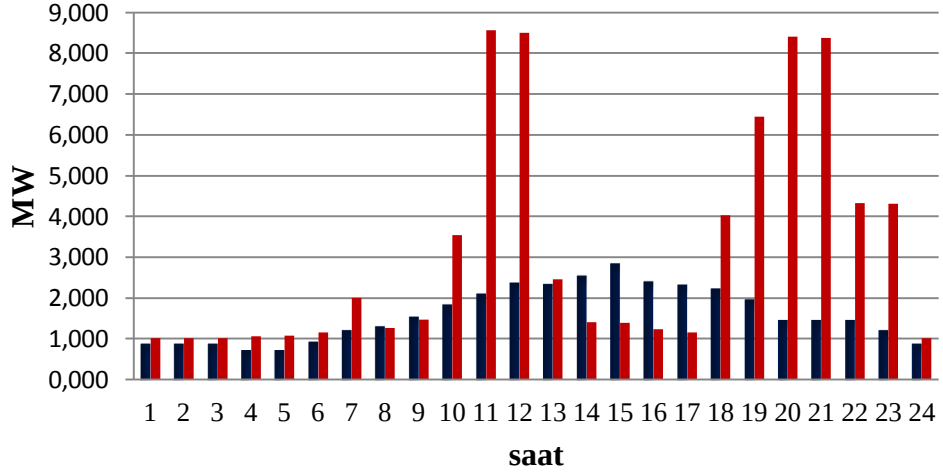
Çizelge 4.7. Zayıf durum için toplam üretim değerleri ve toplam tüketim değerleri

Saat	Güneş Santrali (3000 adet) (MW)	Rüzgar Santrali (40 adet) (MW)	AET (MW)	Toplam Talep (MW)	ÜretimTalep Farkı (MW)
00	0,00	0,87	0,022	1,02	-0,128
01	0,00	0,87	0,022	1,02	-0,128
02	0,00	0,87	0,022	1,01	-0,118
03	0,00	0,87	0,022	1,02	-0,128
04	0,00	0,71	0,022	1,06	-0,328
05	0,00	0,71	0,022	1,08	-0,348
06	0,05	0,87	0,022	1,16	-0,218
07	0,15	1,04	0,022	2,00	-0,788
08	0,25	1,04	x	1,26	0,030
09	0,32	1,20	x	1,47	0,050
10	0,37	1,45	0,022	3,54	-1,698
11	0,39	1,70	0,022	8,56	-6,448
12	0,40	1,95	0,022	8,50	-6,128
13	0,38	1,95	0,022	2,45	-0,098
14	0,33	2,20	x	1,40	1,130
15	0,26	2,57	x	1,39	1,440
16	0,19	2,20	x	1,24	1,150
17	0,11	2,20	x	1,15	1,160
18	0,02	2,20	0,022	4,03	-1,788
19	0,00	1,95	0,022	6,45	-4,478
20	0,00	1,45	0,022	8,41	-6,938
21	0,00	1,45	0,022	8,38	-6,908
22	0,00	1,45	0,022	4,33	-2,858
23	0,00	1,20	0,022	4,31	-3,088

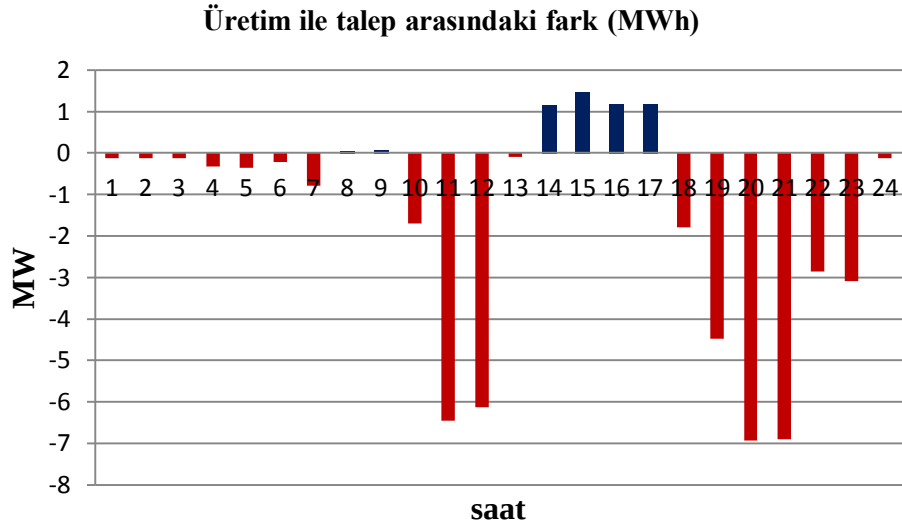
x = Üretim talebi karşıladığı için AET kullanılmıyor

Zayıf durum için Çizelge 4.7'deki saatlik olarak üretilen toplam güç değerleri ile talep edilen toplam güç değerlerinin grafiksel olarak gösterimi Şekil 4.25'teki gibidir. Özellikle 11:00, 12:00 saatleri ile 18:00-23:00 saatleri arasındaki saatlerde talep edilen gücün üretilen güce olan oranı yüksek seviyelerdedir. Bundan dolayı AET tesisi de devreye girmiştir ancak, AET tesisinden elde edilen saatlik gücün az olması sebebi ile aradaki büyük farkın kapanması sağlanamamaktadır.

Benzer şekilde, zayıf durum için Çizelge 4.7'deki saatlik olarak üretilen toplam elektrik enerjisi değerleri ile talep edilen toplam elektrik enerjisi değerleri arasındaki farkı gösteren grafik ise Şekil 4.26'daki gibidir. Güçlü durumda sadece yedi saat negatif seviyede değer alırken, zayıf durumda onyedisi saat negatif seviyede değer almaktadır.

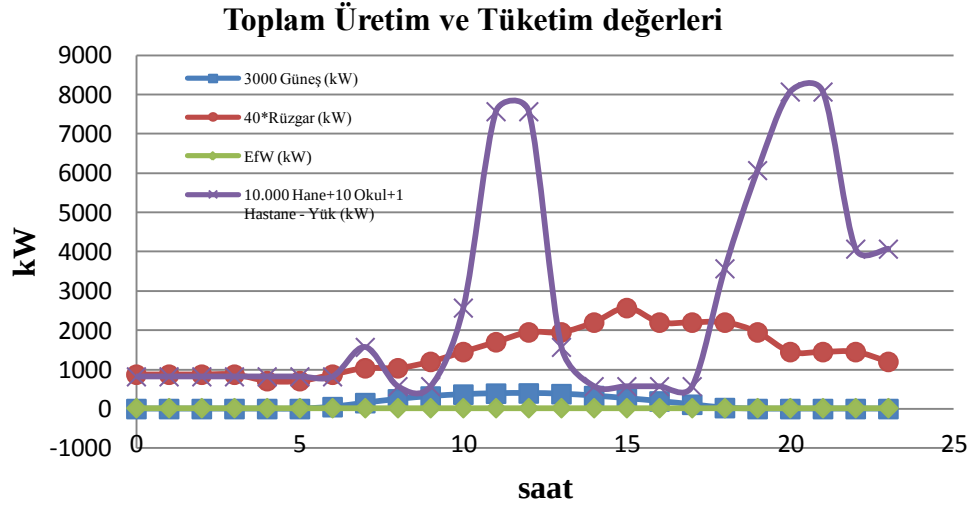


Şekil 4.25. Zayıf durum için toplam üretim ve toplam tüketim değerleri



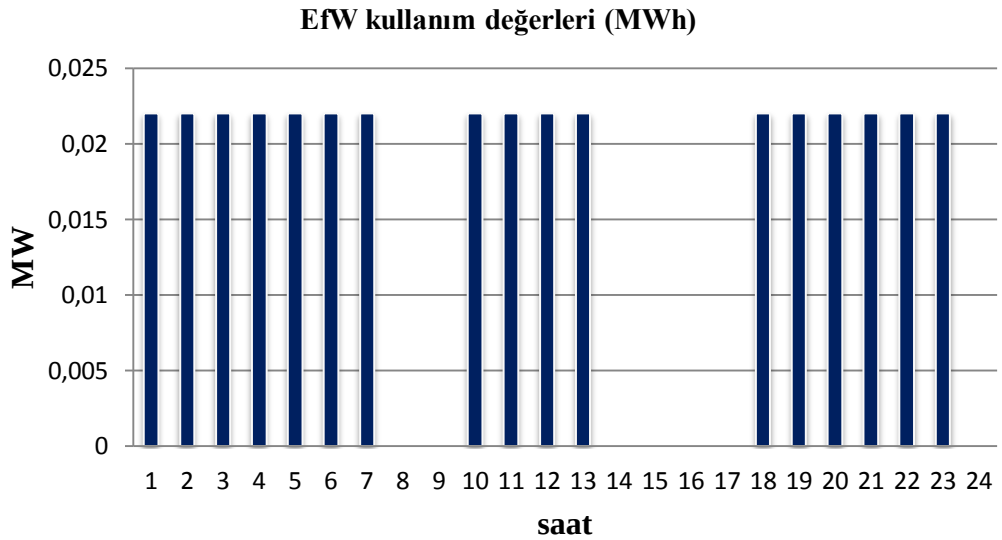
Şekil 4.26. Zayıf durum için üretim ile talep arasındaki fark

Şekil 4.27 zayıf durum senaryosundaki tüm yenilenebilir enerji kaynakları ve toplam yüke ait saatlık güç değerlerini göstermektedir. Şekilden de görüleceği üzere 00:00-07:00 saatleri arasında yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen toplam enerji talebi tam olarak karşılayamamaktadır.



Şekil 4.27. Zayıf durum için Toplam üretim ve tüketim değerleri

08:00 ve 09:00 saatlerinde güneş ışımalarının artmasına bağlı olarak güneş santralinin üretime geçmesi ve rüzgar santralininde rüzgar hızının artışına bağlı olarak üretimini artırmasıyla talep edilen enerjiden daha fazla enerji üretilmektedir. 10:00-13:00 ve 18:00-23:00 saatleri arasında yük tarafından talep edilen gücün üretilen güce oranla çok yüksek seviyede olmasından dolayı talep karşılanamamaktadır. Bu sebeple bu saatlerde ana şebekeye olan bağımlılık yüksek seviyede olmaktadır.



Şekil 4.28. Zayıf durum için AE'ye ihtiyaç duyulan saatler

Zayıf durumda yenilenebilir kaynaklardan elde edilen enerjinin çoğunlukla talep edilen enerjiyi karşılayamamasından dolayı AET birçok saatte devrededir. Güçlü

durumda AET sadece yedi saat devreye girerken, Şekil 4.28'den de görüldüğü gibi zayıf durumda onyedisi saat devreye girmektedir.

4.2.1. PHES'li Zayıf Durum

Üretimin talepten fazla olması durumunda PHES'in depolama, az olması durumunda da talebi karşılamak amacı ile üretim amaçlı olarak kullanıldığı durumdur. Çizelge 4.8 incelendiğinde 00:00-07:00 arasında talep üretimden fazladır. Bu sebeple talep edilen fazla güç PHES'ten karşılanmak istenmektedir, ancak PHES'te hiç depolanmış su bulunmamasından dolayı bu zaman aralığında ihtiyaç duyulan gücün tamamı ana şebekeden alınacaktır. Saat 08:00 ve 09:00'da sırasıyla 0,030 ve 0,050 MW'lık fazla güç oluşmaktadır. Bu güçlere karşılık gelen 99 ve 165 m³'lük su miktarları depolanmak üzere PHES gönderilmektedir.

Çizelge 4.8. Zayıf durum PHES'in davranışı

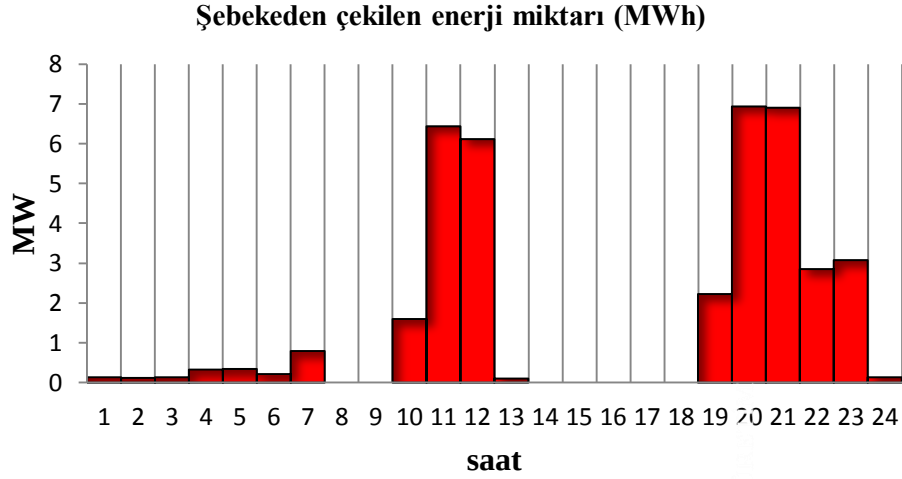
Saat	FARK (MW)	D,Ü,S,A	Depolanan su miktarı (m ³)	Boşalan su miktarı (m ³)	Boşalan su MW karşılığı	PHES son su miktarı (m ³)
00	-0,128	A	-	0	0	0
01	-0,128	A	-	0	0	0
02	-0,118	A	-	0	0	0
03	-0,128	A	-	0	0	0
04	-0,328	A	-	0	0	0
05	-0,348	A	-	0	0	0
06	-0,218	A	-	0	0	0
07	-0,788	A	-	0	0	0
08	0,030	D	99	-	-	99
09	0,050	D	165	-	-	264
10	-1,698	A	-	0	-	264
11	-6,448	A	--	0.	-	264
12	-6,128	A	-	0	-	264
13	-0,098	A	-	0	-	264
14	1,130	D	3.732	-	-	3.996
15	1,440	D	4.755	-	-	8.751
16	1,150	D	3798	-	-	12.549
17	1,160	D	3831	-	-	16.380
18	-1,788	Ü	-	7.291	-	9.089
19	-4,478	Ü,A	--	4.089	1,003	5.000
20	-6,938	A	-	0	-	5.000
21	-6,908	A	-	0	-	5.000
22	-2,858	A	-	0	0	5.000
23	-3,088	A	-	0	0	5.000

D= Depolama, Ü=Üretim, S=Ana Şebekeye Satış, A=Ana Şebekeden Alım

Önceki saatlerden biriken su ile birlikte PHES'te biriken toplam su miktarı 264 m³ su olmaktadır. Saat 10:00'da talep üretimden 1,698 MW fazladır. 1,698 MW'ın karşılanabilmesi için PHES'ten 6.924 m³ su deşarj edilmelidir. Ancak PHES'te önceki saatten kalan su miktarı 264 m³'tür. Bu miktar minimum üretim kapasitesi

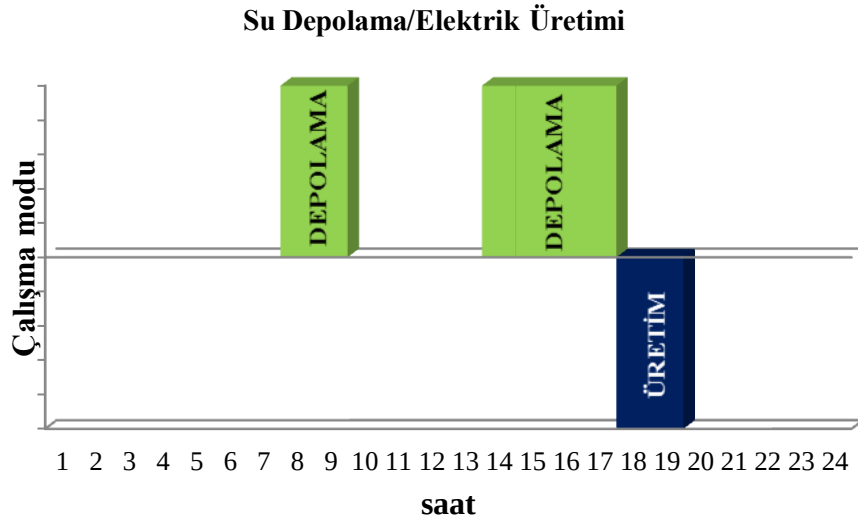
olan 5.000 m³'ten az olduğu için PHES üretim yapamamaktadır. 1,698 MW'lık gücün tamamı ana şebekeden karşılanmak zorundadır.

Saat 11:00'da talep üretimden 6,448 MW fazladır. 6,448 MW'ın karşılanabilmesi için PHES'ten 26.291 m³ su deşarj edilmelidir. Ancak PHES'te su miktarı minimum üretim kapasitesi olan 5.000 m³'ten az olduğu için PHES üretim yapamamaktadır. 6,448 MW'lık gücün tamamı ana şebekeden karşılanacaktır. Saat 12:00'da talep üretimden 6,128 MW fazladır. 6,128 MW'ın karşılanabilmesi için PHES'ten 24.987 m³ su deşarj edilmelidir. Ancak PHES'te su miktarı minimum üretim kapasitesi olan 5.000 m³'ten az olduğu için PHES üretim yapamamaktadır. 6,128 MW'lık güç ana şebekeden alınmalıdır. Saat 13:00'da talep üretimden 0,098 MW fazladır. 0,098 MW'ın karşılanabilmesi için PHES'ten 400 m³ su deşarj edilmelidir. Ancak PHES'te su miktarı minimum üretim kapasitesi olan 5.000 m³'ten az olduğu için PHES üretim yapamamaktadır. 0,098 MW'lık güç ana şebekeden alınmalıdır. Saat 14:00-17:00 arasında sırasıyla 1,130 MW, 1,440 MW, 1,150 MW ve 1,160 MW'lık güç fazlalığı oluşmuştur. Bu fazla enerjiler PHES'te sırasıyla 3.732 m³, 4.755 m³, 3.798 m³ ve 3831 m³'lük miktarlarla depolanıp toplamda 16.380 m³ su depolanmasını sağlamıştır. Saat 18:00'da talep üretimden 1,788 MW fazla olmuştur. Bu farkın karşılanabilmesi için PHES'ten 7.291 m³ su deşarj edilmesi gerekmektedir. 7.291 m³ su deşarj edilerek 1,788 MW'lık fark karşılanmış olup, PHES'te toplamda 9.089 m³ su kalmıştır. Saat 19:00'da talep üretimden 4,478 MW fazladır. Bu 4,478 MW'lık farkın karşılanabilmesi için PHES'ten 18.259 m³ su deşarj edilmelidir. Ancak depoda toplamda 9.089 m³ su olup bundan minimum üretim seviyesi olan 5.000 m³ çıkarıldığında aktif olarak üretim yapılabilecek su miktarı 4.089 m³ olmaktadır. 4.089 m³ sudan elde edilebilecek güç miktarı ise 1,003 MW olup, kalan 3,475 MW'lık güç ana şebekeden alınacaktır. Saat 20:00-23:00 arasındaki tüm saatlerde talep üretimden fazla olmaktadır. Saat 19:00'da PHES minimum su seviyesi olan 5.000 m³ seviyesinde kaldığından üretim yapamamaktadır. Bundan dolayı bu saatlerin tümünde talep edilen güç miktarları olan 6,938 MW, 6,908 MW, 2,858 MW ve 3,088 MW'lık fark güçleri ana şebekeden karşılanmak zorundadır. Görüleceği üzere PHES'li zayıf durumda üretim, ana şebekeden enerji alımı ve depolama durumları gerçekleşmektedir ancak hiçbir saatte ana şebekeye güç verilmemektedir.



Şekil 4.29. PHES’li zayıf durum için mikro şebekenin ana şebekeye bağımlı olduğu saatler ve değerleri

Şekil 4.29 çalışma yapılan mikro şebekede PHES’in devrede olduğu zayıf durumun simülasyonunun yapıldığı mikro şebekenin hangi saatlerde ve ne kadarlık elektrik enerjisine ihtiyaç duyulduğunu göstermektedir.

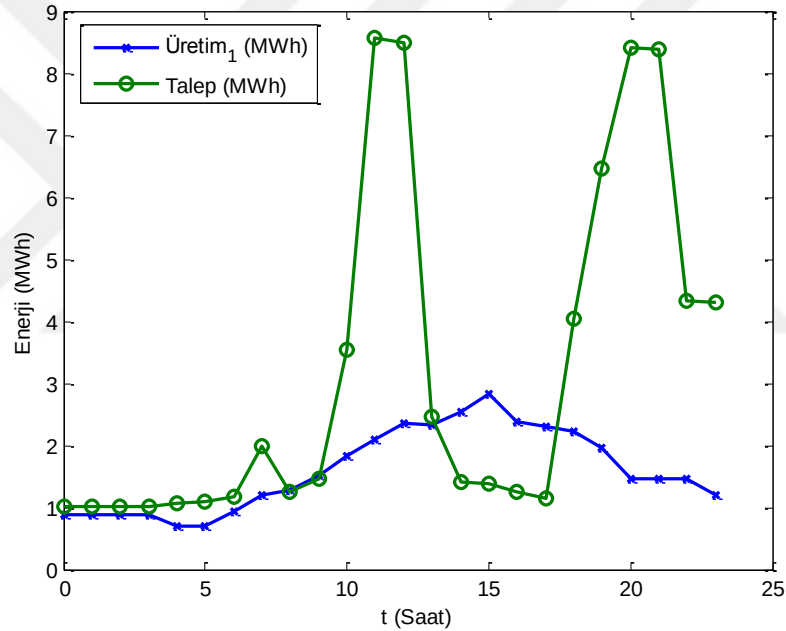


Şekil 4.30. Zayıf durum için PHES’in saatlik çalışma modu

Şekil 4.30 zayıf durumda PHES’in hangi saatlerde depolama veya üretim yaptığı, hangi saatlerde kullanılmadığını göstermektedir. PHES 08:00, 09:00, 14:00, 15:00, 16:00 ve 17:00 saatlerinde depolama, sadece 18:00 ve 19:00 saatlerinde üretim amaçlı olarak kullanılmaktadır. Güçlü durumda PHES ondört saat depolama yaparken, zayıf durumda sadece altı saat depolama yapmaktadır. Ayrıca güçlü

durumda PHES yedi saat üretim amaçlı olarak kullanılabilirken, zayıf durumda sadece iki saat üretim amaçlı kullanılabilir. Zayıf durumda PHES'in depolama ve üretim yaptığı süre toplam olarak sekiz saattir. Kalan onaltı saatte PHES işlev görmemektedir.

Şekil 4.31 zayıf durum için PHES'in depolama veya üretim durumlarını sorgulamadan sadece güneş ve rüzgardan elde edilen elektrik enerjisi toplamının toplam yük ile karşılaştırıldığı grafik. Grafikten de görüleceği üzere birçok saatte talep edilen enerji üretilen enerjiden fazladır. İlk altı saatte üretim ile talep değerleri birbirine yakın seyretmektedir. Özellikle 11:00, 12:00, 21:00 ve 22:00 saatlerinde talebin çok yüksek olması zayıf durumdaki mikro şebekenin mevcut üretim kapasitesi ile ihtiyacı karşılayamadığı görülmektedir.

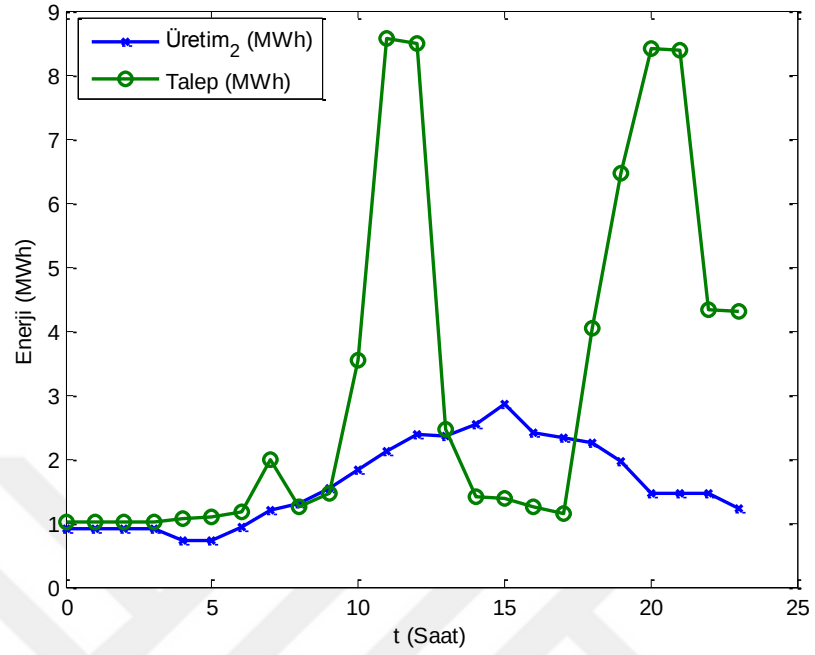


Şekil 4.31. Zayıf durumda AET'siz üretilen toplam enerji ve talep edilen enerji değerleri

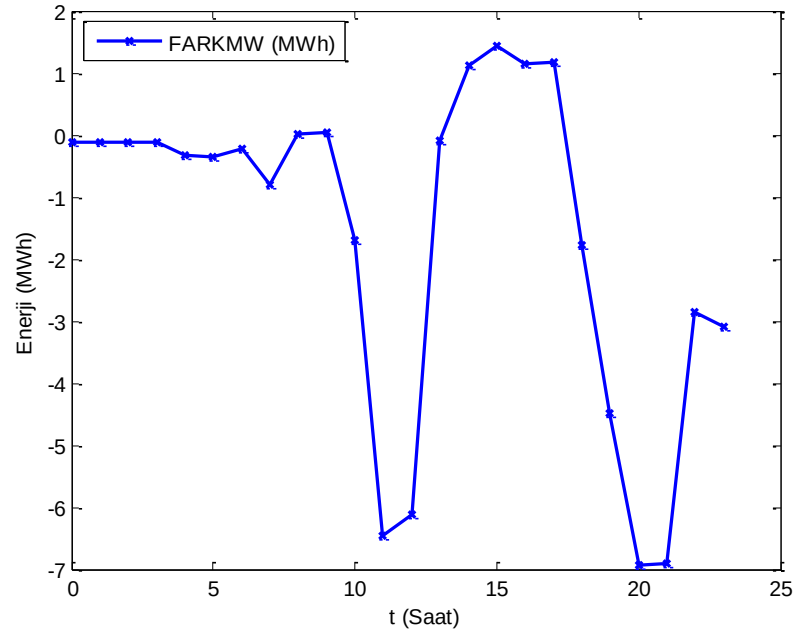
Şekil 4.32, Şekil 4.31'den farklı olarak AET'nin devrede olduğu grafik. Ancak AET'den üretilen saatlik enerjinin değeri 0,022 MWh gibi çok küçük bir değer olduğu için grafikler arasında fazla bir farklılık oluşmamaktadır.

Şekil 4.33 grafiği AET'nin de saatlik olarak devrede olduğu ve olmadığı durumları dikkate alan üretim ile talep arasındaki elektrik enerjisi farkını göstermektedir. Grafik saat 00:00-07:00 saatleri arasında negatif bölgede, 08:00-09:00 saatleri arasında pozitif bölgede, 10:00-13:00 saatleri arasında negatif bölgede, 14:00-17:00

saatleri arasında pozitif bölgede ve 18:00-23:00 saatleri arasında negatif bölgede ilerlemektedir.

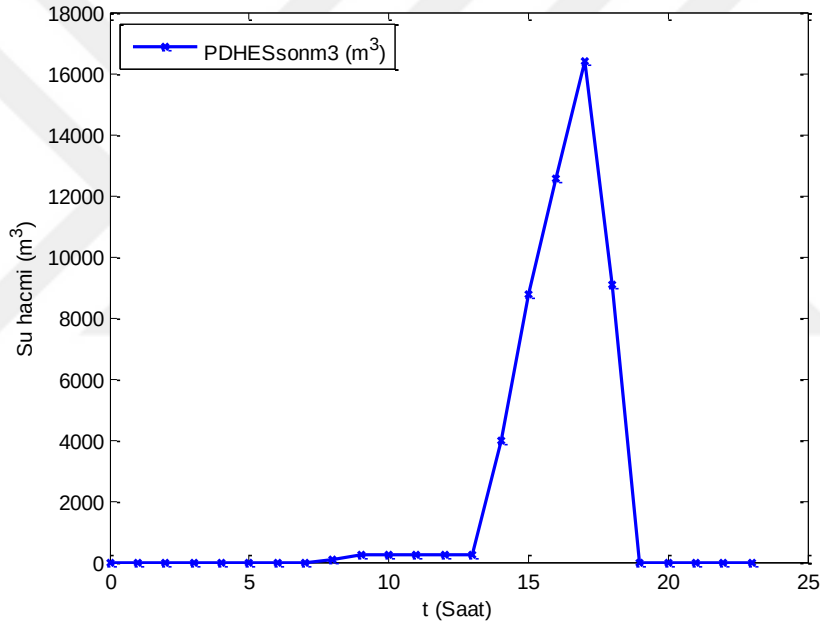


Şekil 4.32. Zayıf durumda AET'li üretilen toplam enerji ve talep edilen enerji değerleri



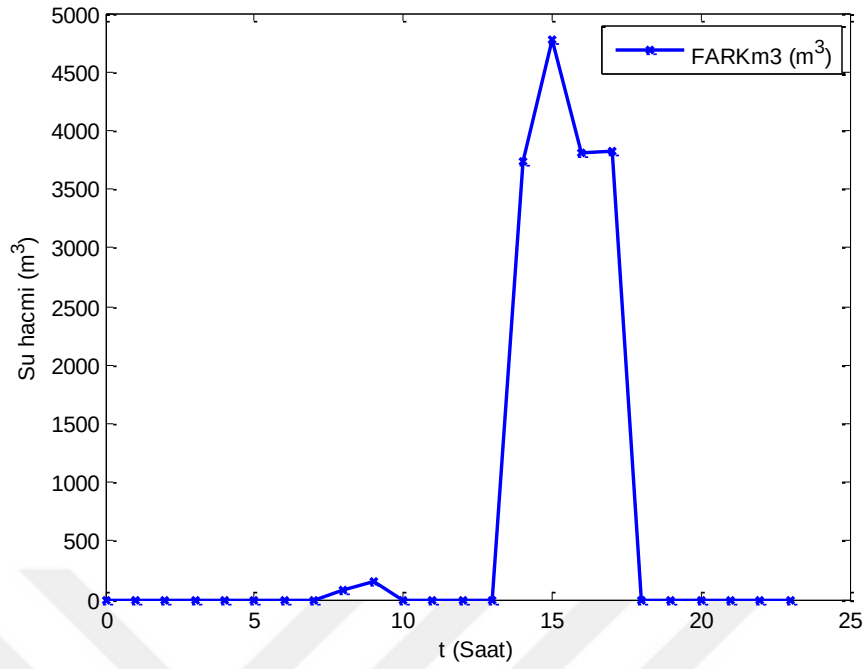
Şekil 4.33. Zayıf durumda saatlik toplam üretilen ve talep edilen enerjiler arasındaki fark değerleri

Şekil 4.34 saatlik olarak PHES'teki toplam su miktarlarını göstermektedir. Saat 00:00-07:00 saatleri arasında üretim talebi dahi karşılayamadığından herhangi bir fazla enerji oluşmamaktadır. Bu sebeple bu saatler arasında depolanmak üzere PHES'e herhangi bir su gönderilmemektedir. 08:00-09:00 saatlerinde üretim talepten fazla olduğundan az miktarlarda su depolanmak üzere PHES'e gönderilmektedir. Yine saat 14:00-17:00 saatleri arasında da PHES'te su depolanmaktadır. Ancak PHES'teki su maksimum 16.380 m³ seviyesine ulaşabilmiştir. Zayıf durumda dikkat edilirse PHES maksimum seviye olan 50.000 m³ seviyesine hiçbir saatte ulaşmamıştır. Halbuki Şekil 4.11'den de görüleceği üzere PHES'li güçlü durumda maksimum seviye olan 50.000 m³ seviyesine kadar su depolama kapasitesine ulaşmış idi.



Şekil 4.34. PHES'teki saatlik toplam su miktarları (m³)

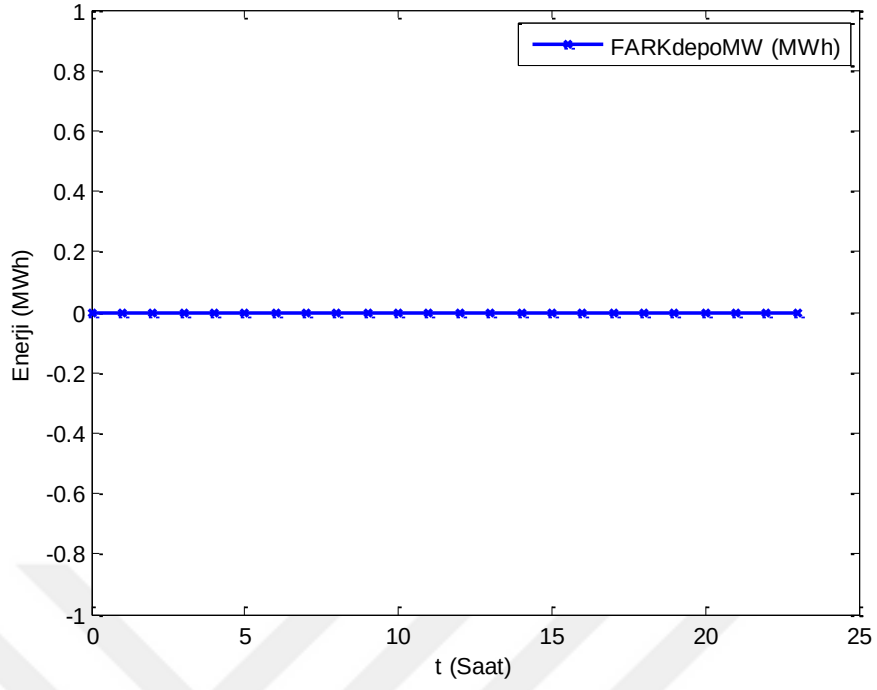
Şekil 4.35 sadece üretimin talepten fazla olduğu zamanlarda aradaki fark enerjisine denk gelen su miktarının PHES'e tamamen veya kısmen depolandığı saatleri ve değerleri göstermektedir. Sadece saat 08:00-09:00 ve 14:00-17:00 saatleri arasında PHES'e depolanmak üzere su gönderilmiştir. Bunun dışındaki saatlerde PHES'e herhangi bir depolama yapılmamaktadır. Bunun sebebi bu saatlerde talebin üretimden fazla olmasıdır. Ayrıca PHES'li zayıf durumda sadece altı saat PHES'e su depolanırken, Şekil 4.12'den de görüleceği üzere PHES'li güçlü durumda toplam onbeş saat PHES'e su depolanmıştır.



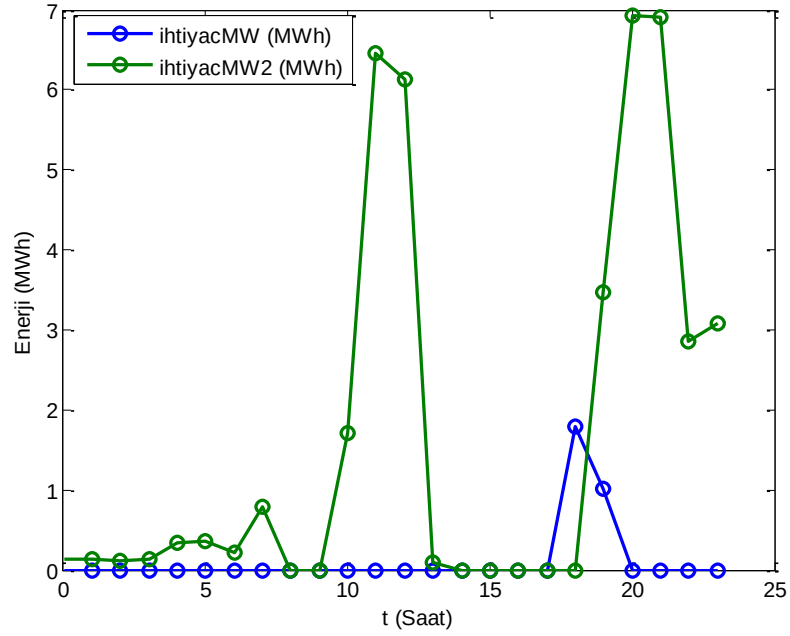
Şekil 4.35. PHES'e depolanan su miktarı

Şekil 4.36 PHES'in tamamen dolu olmasından dolayı, fazla enerjinin PHES'te depolanamayıp ana şebekeye verildiği miktarları göstermektedir. Şekilden de görüleceği üzere PHES'li zayıf durumda hiçbir saatte ana şebekeye enerji verilmemektedir. Bunun sebebi çoğunlukla talebin üretimden fazla olması veya üretimin talepten fazla olması durumlarında da fazla enerjinin PHES'in maksimum seviyesine ulaşacak kapasitede olmamasıdır.

Şekil 4.37'de mavi renkli olan değerler PHES'teki mevcut su hacmini kullanarak talebin karşılanması durumları, kırmızı renkli olan değerler ise PHES'in o anki mevcut su hacminin talebi kısmen karşılayabilmesi sebebi ile kalanın ana şebekeden alındığı durumları gösterilmektedir. Buna göre 08:00-09:00 ve 14:00-18:00 arasındaki saatler hariç diğer tüm saatlerde ana şebekeye bağımlılık durumu bulunmaktadır. Sadece saat 18:00'da o anki talep tamamen PHES tarafından karşılanmakta olup, çakışan 19:00 saatinde ise PHES'in kısmi üretiminden sonra kalan talep edilen enerji ana şebekeden alınmaktadır.

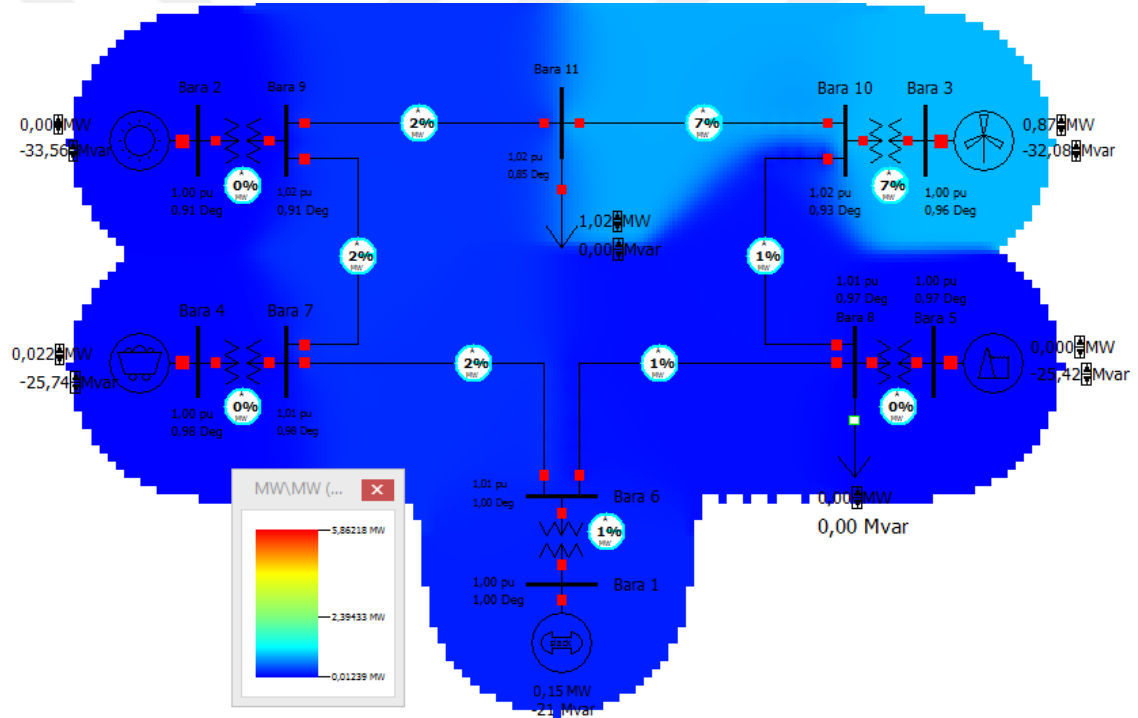


Şekil 4.36. PHES’li zayıf durumda ana şebekeye enerji verilen saatler ve MWh değerleri



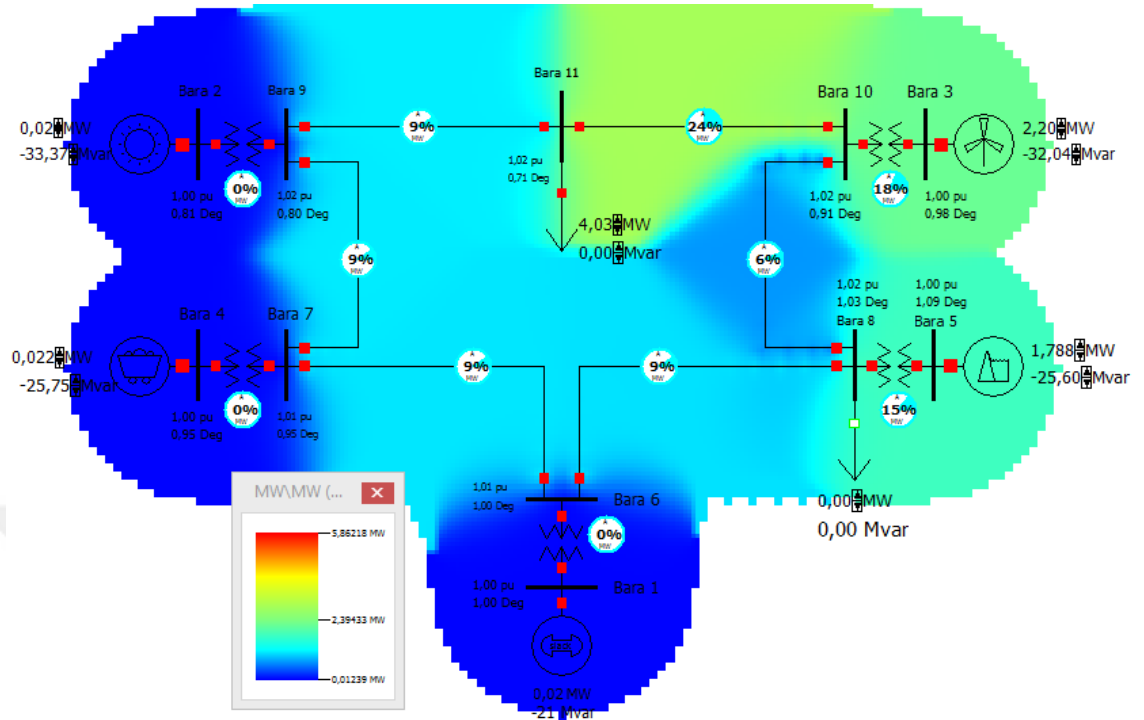
Şekil 4.37. Zayıf durum için ana şebekeden alım saatleri ve değerleri

Yukarıdaki çizelge ve grafiklere bakıldığında saat 00:00-07:00 arasında üretim talebi karşılanamamaktadır. Bu sebeple AET kullanılmaktadır. Enerjinin çoğunluğu rüzgar santrali ve AET tarafından karşılanmaktadır. Fazla enerji oluşmadığı için PHES depolama yapmamaktadır, yani PowerWorld simülasyonunda da görüleceği üzere ne yük ne de üreteç gibi davranmaktadır. Bu durumu görsel olarak açıklamak için saat 00:00'daki durumu gösteren ve kaynakların kullanım oranları v.b. durumları gösteren PowerWorld grafiği Şekil 4.38'deki gibidir. Görüleceği üzere rüzgar santrali ve bağlı olan iletim hatlarındaki yük akışı oranları daha yüksektir. Ana şebeke ile olan enerji alışverişi oranı % 1 seviyesinde olup buna karşılık gelen 0,15 MW'lık elektrik alımı gerçekleşmiştir.

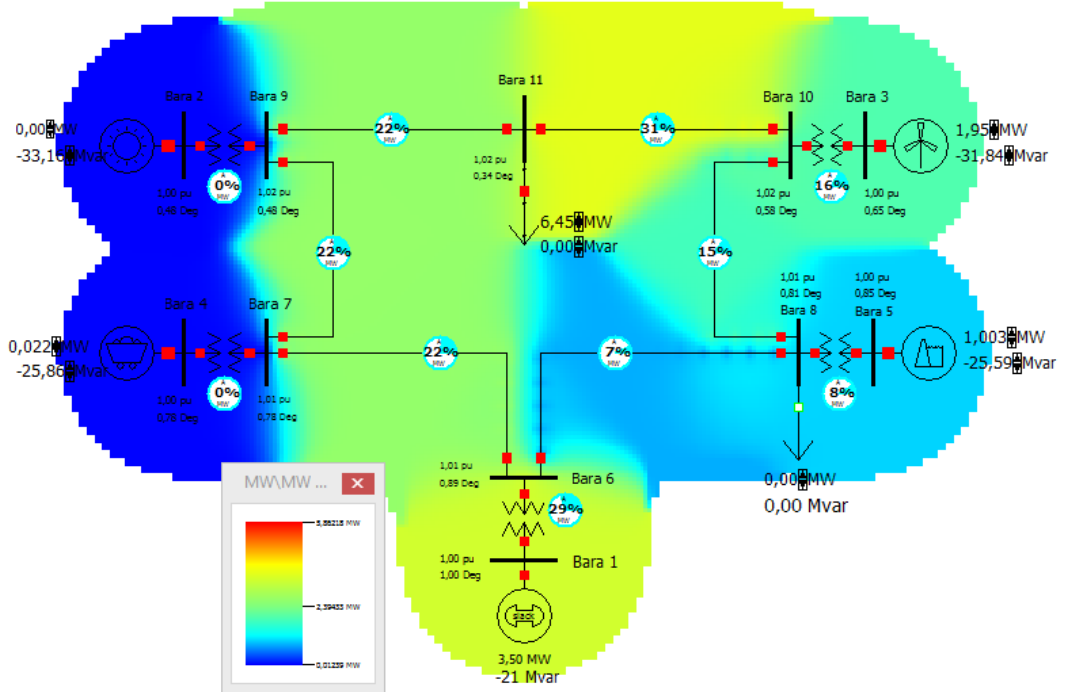


Şekil 4.38. PHES’li zayıf durumda 00:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu

Saat 18:00’da talep üretimden 1,788 MW fazla olmuştur. Bu farkın karşılanabilmesi için PHES’ten 7.291 m³ su deşarj edilmesi gerekmektedir. 7.291 m³ suyun deşarj edilmesi ile PHES üreteç gibi davranmıştır ve 1,788 MW’lık fark gücü karşılanmıştır. Şekil 4.39’dan da görüleceği üzere ana şebekeden alım 0 MW olmuştur. Talebin çoğunun rüzgar santrali ve PHES tarafından sağlandığı şekilde renklendirmelerden de görülmektedir.



Şekil 4.39. PHES’li zayıf durumda 18:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu



Şekil 4.40. PHES’li zayıf durumda 19:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu

Saat 19:00'da talep üretimden 4,478 MW fazladır. Bu 4,478 MW'lık fark gücünün karşılanabilmesi için PHES'ten 18.259 m³ su deşarj edilmelidir. Ancak, PHES tarafından maksimum 4.089 m³ suya karşılık gelen 1,003 MW'lık elektrik üretilebilmiştir. Kalan 3,475 MW'lık güç ana şebekeden alınmıştır. Bu durum Şekil 4.40'tan da görülmektedir. Ana şebekeden % 29 oranında ve 3,50 MW civarı elektrik alımı yapıldığı görülmektedir. Şekildeki renklendirmelerden ve yüzdeliklerden de görüleceği üzere yine talebin çoğunun rüzgar santrali ve PHES tarafından karşılandığı görülmektedir.

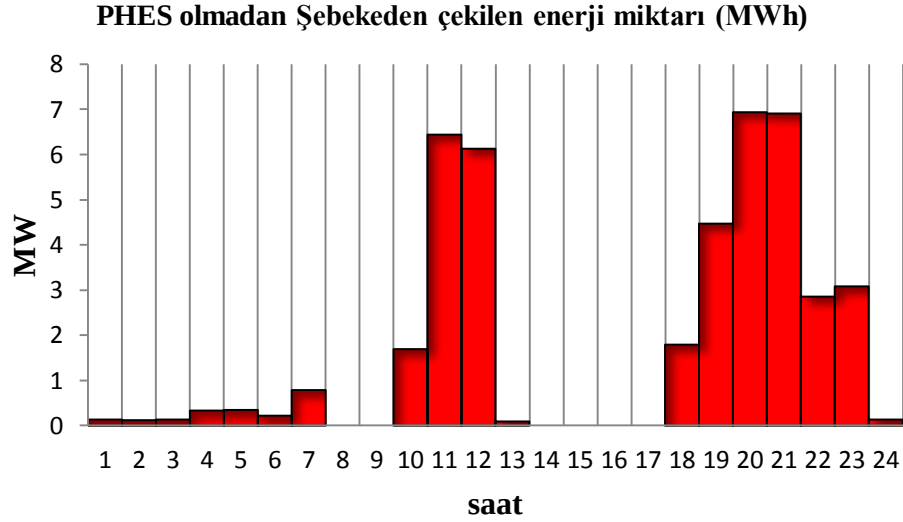
4.2.2. PHES'siz Zayıf Durum

PHES'in depolama ve üretim amaçlı olarak kullanılmadığı durumdur. Buna bağlı olarak ta üretim ile talep arasındaki farkın pozitif olması durumunda ana şebekeye enerji verilirken, negatif olması durumunda ana şebekeden enerji alımı olmaktadır. Çizelge 4.9'da PHES'siz zayıf durum için toplam üretim ile toplam tüketim arasındaki fark değerleri görülmektedir.

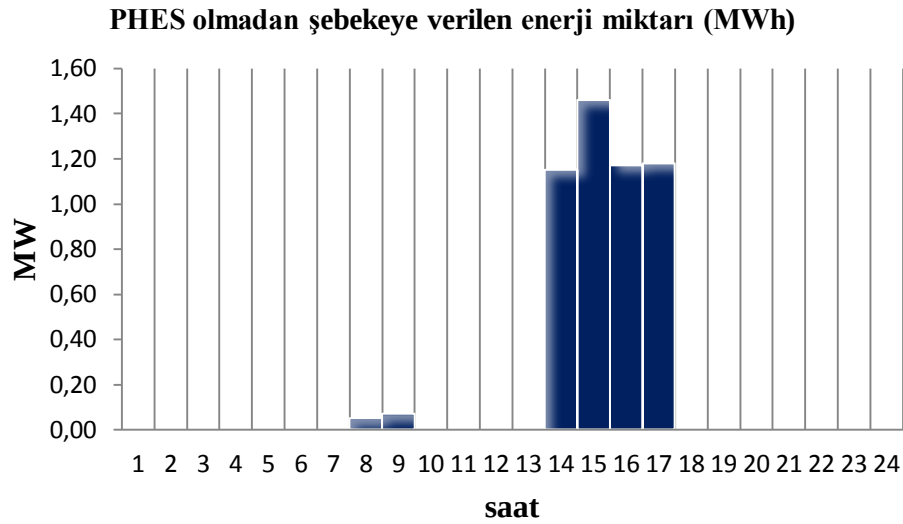
Çizelge 4.9. PHES'siz Zayıf durum için üretim ile toplam tüketim arasındaki fark

Saat	Üretim ile talep arasındaki fark (MW)	Saat	Üretim ile talep arasındaki fark (MW)	Saat	Üretim ile talep arasındaki fark (MW)
00	-0,13	08	0,05	16	1,17
01	-0,13	09	0,07	17	1,18
02	-0,12	10	-1,70	18	-1,79
03	-0,13	11	-6,45	19	-4,48
04	-0,33	12	-6,13	20	-6,94
05	-0,35	13	-0,10	21	-6,91
06	-0,22	14	1,15	22	-2,86
07	-0,79	15	1,46	23	-3,09

Şekil 4.41 çalışma yapılan mikro şebekede PHES'in devrede olmadığı ve zayıf durumun simülasyonu'nun yapıldığı durum için mikro şebekenin hangi saatlerde ve ne kadarlık elektrik enerjisine ihtiyaç duyulduğunu göstermektedir. Buna göre Şekil 4.29'daki PHES'li zayıf durum grafiği ile karşılaştırıldığında PHES'li durumda ana şebekeye onyedici saat için ve toplamda 38,48 MW'lık bir değer ile bağımlı iken Şekil 4.41'deki PHES'siz zayıf duruma göre onsekiz saat ve toplam 42,65 MW'lık bir değer ile bağımlı olunmaktadır. Bu değerler doğrultusunda, güçlü durumda olduğu gibi zayıf durumda da PHES'in var oluşunun mikro şebekenin ana şebekeye olan bağımlılığı azalttığı sonucuna ulaşılmaktadır.



Şekil 4.41. PHES'siz zayıf durum için mikro şebekenin ana şebekeye bağımlı olduğu saatler ve değerleri

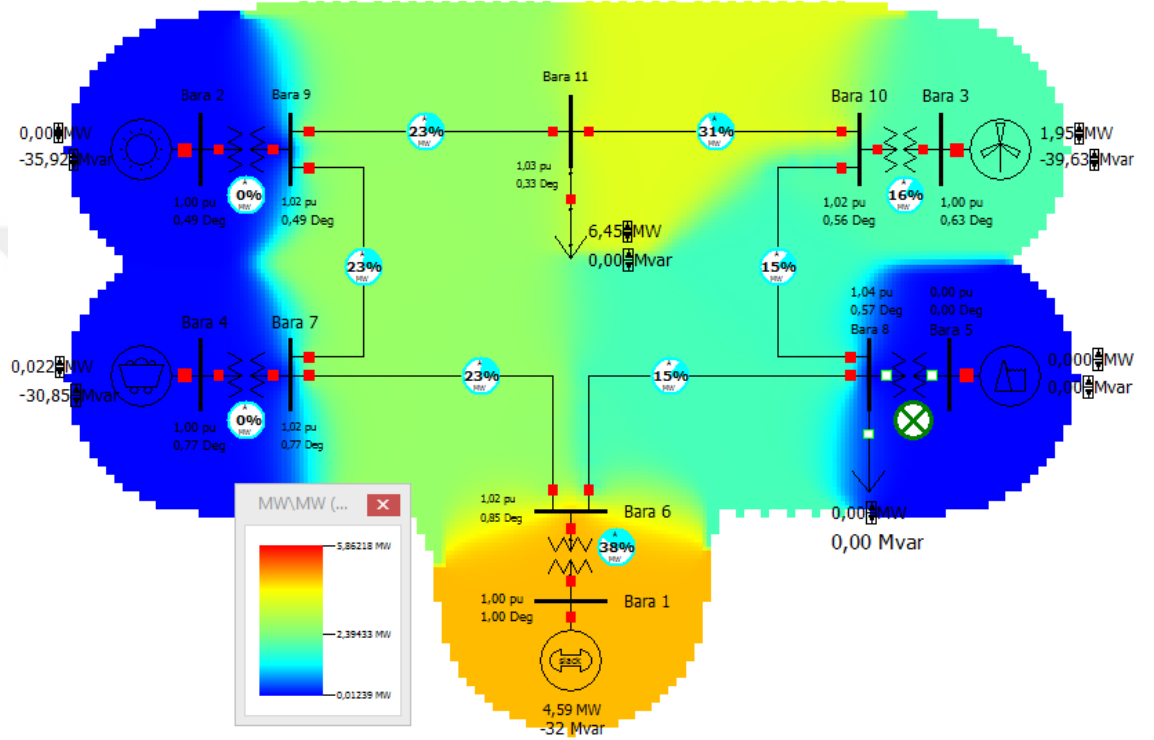


Şekil 4.42. PHES'siz zayıf durumda ana şebekeye verilen enerji miktarları

Şekil 4.42 yenilenebilir enerji kaynaklardan üretilen enerjinin talepten fazla olması durumunda aradaki fark enerjisinin ana şebekeye verildiği saatleri ve değerleri göstermektedir. PHES depolama ünitesi olması durumunda Şekil 4.42'de görülen değerler ana şebekeye verilmeyip sonradan mikro şebekenin ihtiyacını karşılamak üzere depolama ünitesinde depolanacaktır.

Saat 19:00'da talep edilen güç üretilen güçten 4,478 MW fazladır. PHES olmadığı için bu talebin tamamı ana şebekeden karşılanacaktır. Bu durum Şekil 4.43'te görüldüğü gibidir. Saat 19:00'da PHES'li zayıf durumda PHES % 8 oranında ve

1,003 MW ile talebi karşılarken, PHES'siz zayıf durumda PHES'ten çekilen güç oranı % 0 ve 0 MW olmaktadır ve bu talebin tamamı ana şebekeden karşılanmaktadır. Ana şebekeden alım oranı % 38 ve 4,478 MW (iletim hattı v.b. kayıplardan dolayı grafikte 4,59 MW) olurken, PHES'li durumda bu oranlar % 29 ve 3,50 MW idi. Bu da PHES'in olmasının mikro şebekeyi ana şebekeye daha az bağımlı yaptığının bir göstergesidir.



Şekil 4.43. PHES'siz zayıf durumda 19:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu

Bu sonuçlar doğrultusunda zayıf durumda PHES'in olup olmasının ana şebekeye olan bağımlılığı nasıl etkilediğini incelemek için ana şebekeye bağımlılığı toplam enerji alışverişi ile değerlendirilmelidir. Buna göre PHES'in olduğu durumlarda:

$$\begin{aligned} \text{ToplamEnerjiAlisVerisi} &= \text{SebekedenAlinanEnerji} + \text{SebekeyeVerilenEnerji} \\ &= 39,823\text{MWh} + 0\text{MWh} = 39,823\text{MWh} \end{aligned}$$

PHES'in olmadığı durumlarda:

$$\begin{aligned} \text{ToplamEnerjiAlisVerisi} &= \text{SebekedenAlinanEnerji} + \text{SebekeyeVerilenEnerji} \\ &= 42,650\text{MWh} + 5,080\text{MWh} = 47,730\text{MWh} \end{aligned}$$

Bu sonuçlara göre PHES'li durumda toplam enerji alışverişi 39,823 MWh iken, PHES'siz durumda günlük olarak ana şebekeden toplam 47,730 MWh enerji alış

verişi yapılmaktadır. Yani enerji bağımlılığı PHES'siz durumda çok daha yüksek seviyededir. Bu bağımlılığın PHES'li durumda PHES'siz duruma göre % kaç oranında azalttığı ifade edilecek olursa:

$$\frac{ToplamEnerjiAlisVerisi(PHES'siz) - ToplamEnerjiAlisVerisi(PHES'li)}{ToplamEnerjiAlisVerisi(PHES'siz)} =$$
$$= (47,730MWh - 39,823MWh) / 47,730MWh = 7,907MWh / 47,730MWh = 0,166$$

elde edilir. Bu sonuçtan zayıf durumda mikro şebekede PHES'in olmasının ana şebekeye olan bağımlılığı % 16,6 oranında azalttığı sonucuna ulaşılır. Bu oran güçlü durumda % 77,4 idi.

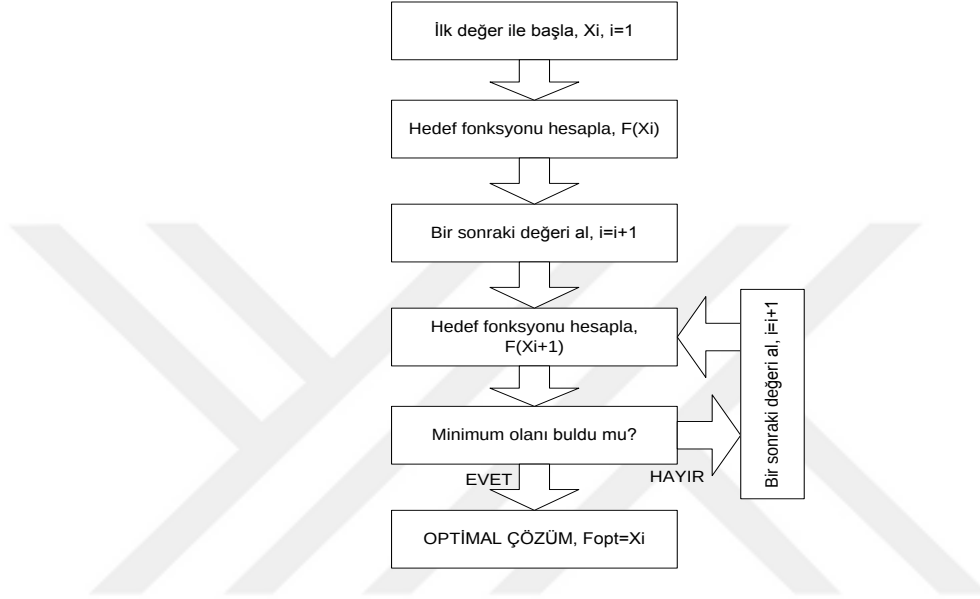
4.3. Ada Modu Durumu

Bu çalışmada simülasyonu yapılan kasaba ölçeğindeki mikro şebekenin ada modunda çalışabilmesi için bir optimizasyon tekniği kullanılması gerekmektedir. Ayrıca optimizasyonun yapılabilmesi için de bazı kriterler belirlenmelidir. Bu açıdan mikro şebekenin ada modunda çalışabilmesi için kullanılan Direk Ayrıntılı Arama metodu, teknik kriter ve mali kriter ve ada modu için Optimizasyon Modeli konularına aşağıdaki bölümlerde değinilmiştir.

4.3.1. Direk Ayrıntılı Arama Metodu

Direk ayrıntılı arama metodu hedef sonuca ulaşmayı garanti eden bir metottur. Hedef sonuca ulaşmak için taranması gereken aralıktaki bütün değerleri tarama prensibine göre çalışır. 1960'lı yıllarda geniş çapta kullanılmaya başlanmıştır. Fakat 1970'li yılların başında tutarlı bir matematiksel analizi olmadığı için bilim toplumunun gözünden düşmüştür. Yinede kullanıcılar programlamasının kolay olması ve güvenilir olması sebebi ile bu metoda sadık kalmışlardır. Son yıllarda ise bu metot tekrar ilgi görmeye başlamıştır. Direk ayrıntılı arama metodu amaç fonksiyon hakkında ekstra herhangi bir bilgi gerektirmez. Optimizasyon problemlerinin çözümünde kullanılan bir metottur. Geleneksel optimizasyon yöntemlerinden farklı olarak doğrudan arama algoritması ile noktalar kümesi içerisinde o an için amaç fonksiyonunun değerinden daha düşük bir nokta arar. Bu amaç fonksiyonu türevlenebilir değildir, hatta sürekli olmadığı için de sorunları çözmek için doğrudan aramada kullanılabilir [83].

Diğer yöntemlerde sonucu etkileyecek bazı karakteristiklerin hesaba katılmamaları, sonucun lokal minimuma takılma ihtimali ve bunlara bağlı olarak sistem güç güvenilirliği ve sistem maliyeti arasındaki uzlaşmayı sağlayamama risklerinden dolayı, karar değişkenlerinin değerlerini lineer olarak değiştirmek suretiyle arama yaparak en optimal çözüme ulaşılabilen metod Direk Ayrıntılı Arama Metodu'dur. Şekil 4.44'te bu metoda ait akış diyagramı görülmektedir.



Şekil 4.44. Direk Ayrıntılı Arama Metodu akış diyagramı [84]

Örneğin, Genetik Algoritma tekniği ile karşılaştırıldığında sonuca ulaşma noktasında zaman olarak sadece birkaç dakikalık ekstra zaman kullanması dezavantajı yanında lokal minimuma takılmadan global minimumu bulmayı garanti etmektedir [84].

4.3.2. Teknik Kriter

Ada modunda çalışma durumu teknik bir kriterdir. Ada modunda yani hiçbir şekilde ana şebekeye ihtiyaç duymadan tamamen kendi yenilenebilir enerji kaynakları ve kendi depolama ünitesini kullanarak talep edilen enerjiyi karşılayabildiği durumdur. Bu durumu sağlayabilecek bir çok farklı güneş paneli ve rüzgar türbini sayısı içeren kombinasyon vardır. Ancak bunlardan en uygununu belirlemek gerekmektedir. Bunun için belirlenen mali kriter 4.3.3 bölümünde anlatılmıştır.

4.3.3. Mali Kriter

Optimizasyonda kullanılan ekonomik kriterdir. Mikro şebekenin ada modunda çalışabilmesi için gerekli güneş paneli ve rüzgar türbini sayılarını içeren birçok kombinasyon bulunmaktadır. Ancak bunlar içinden de en uygun olanı belirlemek için bir kriter daha uygulamak gerekmektedir. Bu çalışmada belirlenen kriter mali kriter olmuştur. Amaç çok sayıdaki kombinasyondan en uygun maliyetli olan sayıları elde edebilmektir. Yapılan çalışmalar incelendiğinde maliyet hedef fonksiyonunun minimizasyonunu sağlayacak yöntem ise, optimum sistem konfigürasyonunu dinamik olarak araştıran Direk Ayrıntılı Arama Metodu kullanılarak gerçekleştirilebilmektedir. Bu metod bölüm 4.3.1’de anlatılmıştır.

Mali kriter, güneş paneli ve rüzgar türbinleri için yıllık maliyet kavramı baz alınarak bu kaynakların maliyetini en aza indirmek kriterine göre geliştirilmiştir.

Güneş paneli ve rüzgar türbinlerinin her biri için yıllık maliyet, yıllık ana maliyet ve yıllık bakım maliyetlerinden oluşur.

Çizelge 4.10. Mali kriter için kullanılan değerler [84]

Nominal faiz oranı (i2)	3,75
Enflasyon oranı (f)	1,5
Reel faiz oranı (i)	$i=(i2-f)/(1+f)$
Rüzgar türbini yaşam ömrü(Yprojwt)	24
Güneş paneli yaşam ömrü (Yprojpv)	24
Güneş paneli maliyeti (Ccappv)	1000 TL (200 W için)
Güneş panelinin ilk yılki bakım maliyeti (Camainpv(1))	10 TL (Ccappv*0,01)
Rüzgar türbini maliyeti (Ccapwt)	300.000 TL (330 kW için)
Rüzgar türbininin ilk yılki bakım maliyeti (Camainwt(1))	9.000 TL (Ccapwt*0,03)

Buna göre toplam yıllık maliyet Çizelge 4.10’daki değerler de kullanılarak şu şekilde açıklanabilir;

Herbir güneş paneli için ana maliyet:

$$CacapPV=Ccappv*(i*(1+i)^{Yprojpv})/((1+i)^{Yprojpv})-1$$

Herbir güneş paneli için n. yıldaki bakım maliyeti:

$$CamainPV=Camainpv(1)*((1+f)^{23})$$

Bu çalışmada bir güneş panelinin ömrü yirmidört yıl olarak alınmıştır. Bu sebeple n değişkeni 23 olmaktadır. Herbir rüzgar türbini için ana maliyet:

$$CacapWT=Ccapwt*(i*(1+i)^{Yprojwt})/((1+i)^{Yprojwt})-1$$

Herbir rüzgar türbini için n. yıldaki bakım maliyeti:

$$CamainWT=Camainwt(1)*((1+f)^{23});$$

Bu çalışmada bir rüzgar türbininin ömrü yirmidört yıl olarak alınmıştır. Bu sebeple n değişkeni 23 olmaktadır. Bu verilere göre toplam yıllık maliyet:

$ACS=(CacapWT+CamainWT)*WT+(CacapPV+CamainPV)*PV$; formülü ile hesaplanır [84].

Mikro şebekeyi ada modunda çalıştırabilecek kombinasyonlar arasından en uygun maliyetli olanı bulan optimizasyon modeline ait program Matlab ortamında yazılmıştır.

4.3.4. Mikro Şebekelerde Ada Modu İçin Optimal YEK Planlaması

Aşağıda anlatılan optimizasyon modeli, direk ayrıntılı arama metodu kullanılarak teknik kriter ve mali kriterleri dikkate alan ve mikro şebekeyi ada modunda çalıştırabilecek kombinasyonlar arasından en uygun maliyetli olanı bulan bir simülasyon aracıdır.

Optimizasyon sürecini içeren karar değişkenleri güneş paneli sayısı (GP) ve rüzgar türbini sayısı (RT)'dir. Saatlik datanın bir günü, düz yüzeyde güneş ışıması ve rüzgar hızı verilerini içermektedir. Sistem konfigürasyonunun başlangıç varsayımı aşağıdaki kısıtlama eşitsizliklerine tabi tutulmuştur:

$$\begin{aligned} GP &= 0:1:80000 \\ RT &= 0:1:400 \end{aligned}$$

Buna göre ada modu analizi yapan program, maksimum 80.000 güneş paneli, maksimum 400 rüzgar türbini, 0 veya 1 adet AET içerisinde en uygun maliyetli ada modu durumunu bulmaya çalışmaktadır.

Mikro şebekede ada modu hiçbir saatte ana şebekeden enerji alımının olmayacağı durumdur. Bu çalışmadaki mikro şebekenin PHES'in bağlı olduğu durumda tamamen ada modunda çalışabilmesi için gerekli rüzgar türbini ve güneş paneli sayısı için geliştirilmiştir. Bu algorithmada Direk Ayrıntılı Arama Metodu kullanılmıştır. Kullanılan akış diyagramı Şekil 4.44'teki gibidir.

4.3.4.1 Gebze İlçesi Verilerine Göre PHES'li Ada Modu Durumu

Yukarıdaki bölümde detaylı açıklaması yapılan optimizasyon modeli bu çalışma kapsamında simülasyonu yapılan mikro şebekeye uygulanmıştır. Bu uygulama neticesinde mikro şebekenin ada modunda ve en düşük maliyetli güneş paneli ve rüzgar türbini sayılı olarak çalışabilmesinin ancak 0 adet güneş paneli ve 111 adet rüzgar türbini ile gerçekleştirilebileceği sonucuna ulaşılmıştır. Buna bağlı olarak ada modu durumundaki kasabanın simülasyonu için güneş santrali ve AET kullanılmayıp, sadece 111 adet Enercon E-33/330 (330 kW) rüzgar türbininden oluşan bir rüzgar

santrali, maksimum 50.000 m³ ve 5.000 m³ kapasiteli bir PHES ve saatlik olarak değeri değişen 10.000 hane, 10 okul ve 1 hastaneden oluşan 50.000 nüfuslu kasaba yük olarak varsayılmıştır. 111 adet rüzgar türbininden elde edilen enerji o anki saatlik talepleri çoğunlukla karşıladığı için AET birçok saatte kullanılmamaktadır.

Çizelge 4.11. Gebze verilerine göre ada modu durumu için toplam üretim değerleri ve toplam tüketim değerleri

Saat	Güneş Santrali (0 adet) (MW)	Rüzgar Santrali (111 adet) (MW)	AET (MW)	Toplam Talep (MW)	Üretim Talep Farkı (MW)
00	0,00	2,43	x	1,02	1,41
01	0,00	2,43	x	1,02	1,41
02	0,00	2,43	x	1,01	1,42
03	0,00	2,43	x	1,02	1,41
04	0,00	1,97	x	1,06	0,91
05	0,00	1,97	x	1,08	0,89
06	0,00	2,43	x	1,16	1,27
07	0,00	2,88	x	2,00	0,88
08	0,00	2,88	x	1,26	1,62
09	0,00	3,33	x	1,47	1,86
10	0,00	4,02	x	3,54	0,48
11	0,00	4,72	0,02186	8,56	-3,82
12	0,00	5,41	0,02186	8,50	-3,07
13	0,00	5,41	x	2,45	2,96
14	0,00	6,11	x	1,40	4,71
15	0,00	7,13	x	1,39	5,74
16	0,00	6,11	x	1,24	4,87
17	0,00	6,11	x	1,15	4,96
18	0,00	6,11	x	4,03	2,08
19	0,00	5,41	0,02186	6,45	-1,02
20	0,00	4,02	0,02186	8,41	-4,37
21	0,00	4,02	0,02186	8,38	-4,34
22	0,00	4,02	0,02186	4,33	-0,29
23	0,00	3,33	0,02186	4,31	-0,96

x = Üretim talebi karşıladığı için AET kullanılmıyor

Burada ada modu için kullanılacak Kyocera KC200GT güneş paneli sayısı sıfır çıkmaktadır. Bu durum güneş panelinin ürettiği gücün rüzgar türbininin ürettiği gücün yanında çok küçük kalmasından kaynaklanmaktadır. Çok küçük olduğu halde simülasyona eklenmesi durumunda ise maliyeti artırdığı için en küçük maliyeti hesaplamayı amaçlayan mali kritere takılmaktadır. Ayrıca PHES'in maksimum 50.000 m³ gibi sınırlı kapasitede su depolayabilmesi ve üretilen enerji değerinin birçok saatte talep değerinden yüksek olması sebebi ile fazla enerji depolanamayıp ana şebekeye verilmektedir.

Çizelge 4.11 Gebze verilerine göre ada modu durumu için toplam üretim, tüketim ve aradaki fark değerlerini göstermektedir. Birçok saatte AET'ye ihtiyaç duyulmamaktadır. Toplam yedi saat üretilen enerji talebi karşılayamamaktadır.

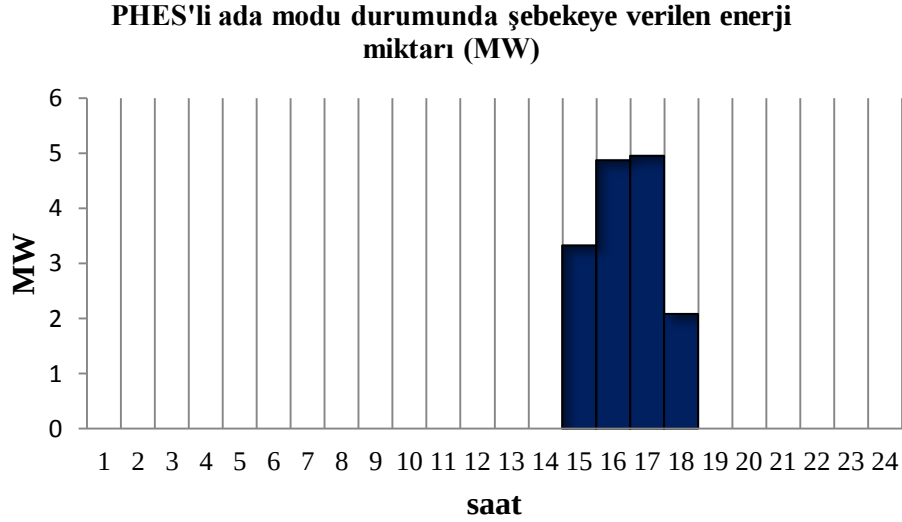
Çizelge 4.12 incelendiğinde saat 00:00-10:00 arasında üretimin talepten fazla olması sebebi ile PHES'e depolama yapılmaktadır. 11:00-12:00 saatlerinde üretim talebi karşılayamamaktadır. PHES'teki su miktarı bu talepleri karşılamaya yetmektedir. 15:00-18:00 saatlerinde PHES'in maksimum depolama seviyesine ulaşıldığından fazla enerji ana şebekeye verilmektedir. 19:00-23:00 saatlerinde ise PHES üretim yaparak mikro şebekeye gerekli enerji sağlanmaktadır. Böylece mikro şebeke PHES'in katkısı ile ana şebekeden enerji almadan ada modunda çalışma sağlayabilmektedir.

Çizelge 4.12. Gebze verilerine göre ada modu durumunda PHES'in davranışı

Saat	FARK (MW)	D,Ü,S,A	Depolanan su miktarı (m ³)	Boşalan su miktarı (m ³)	Boşalan su MW karşılığı	PHES son su miktarı (m ³)
00	1,41	D	4.657	-	-	4.657
01	1,41	D	4.657	-	-	9.314
02	1,42	D	4.690	-	-	14.004
03	1,41	D	4.657	-	-	18.661
04	0,91	D	3.006	-	-	21.667
05	0,89	D	2.939	-	-	24.606
06	1,27	D	4.195	-	-	28.801
07	0,88	D	2.906	-	-	31.707
08	1,62	D	5.351	-	-	37.058
09	1,86	D	6.143	-	-	43.201
10	0,48	D	1.585	-	-	44.786
11	-3,82	Ü	-	15.576	3,82	29.210
12	-3,07	Ü	-	12.518	3,07	16.692
13	2,96	D	9.776	-	-	26.468
14	4,71	D	15.556	-	-	42.024
15	5,74	D,S	7.976	-	-	50.000
16	4,87	S	-	-	-	50.000
17	4,96	S	-	-	-	50.000
18	2,08	S	-	-	-	50.000
19	-1,02	Ü	-	4.159	1,02	45.841
20	-4,37	Ü	-	17.819	4,37	28.022
21	-4,34	Ü	-	17.696	4,34	10.326
22	-0,29	Ü	-	1.183	0,29	9.143
23	-0,96	Ü	-	3.914	-	5.229

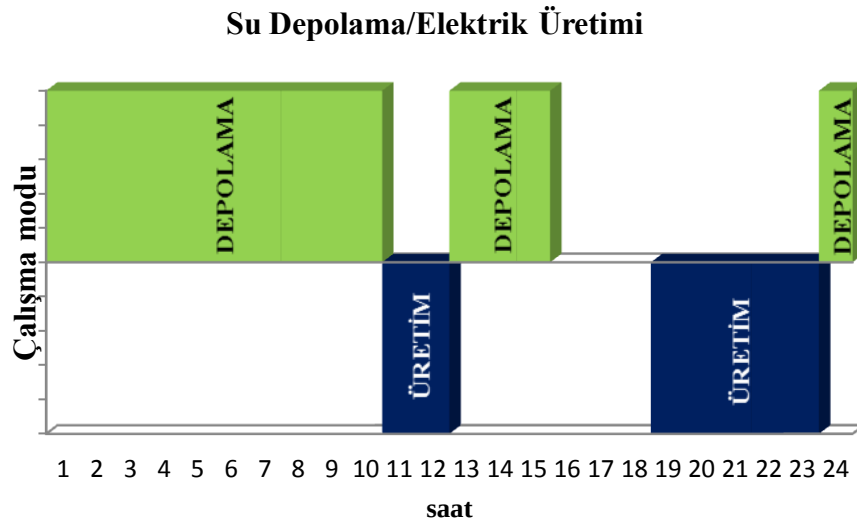
D= Depolama, Ü=Üretim, S=Ana Şebekeye Satış, A=Ana Şebekeden Alım

Şekil 4.45 PHES'li ada modu durumu için mikro şebekenin ana şebekeye enerji verdiği saatler ve değerleri göstermektedir. 00:00-10:00 saatleri arasında fazla enerji PHES'te depolandığından ana şebekeye verilememektedir. Ancak 15:00-18:00 saatlerinde PHES'in maksimum su depolama kapasitesi olan 50.000 m³ ulaşmasından dolayı artık depolama görevini görememektedir. Bu sebeple fazla enerjiler doğrudan ana şebekeye verilmektedir.

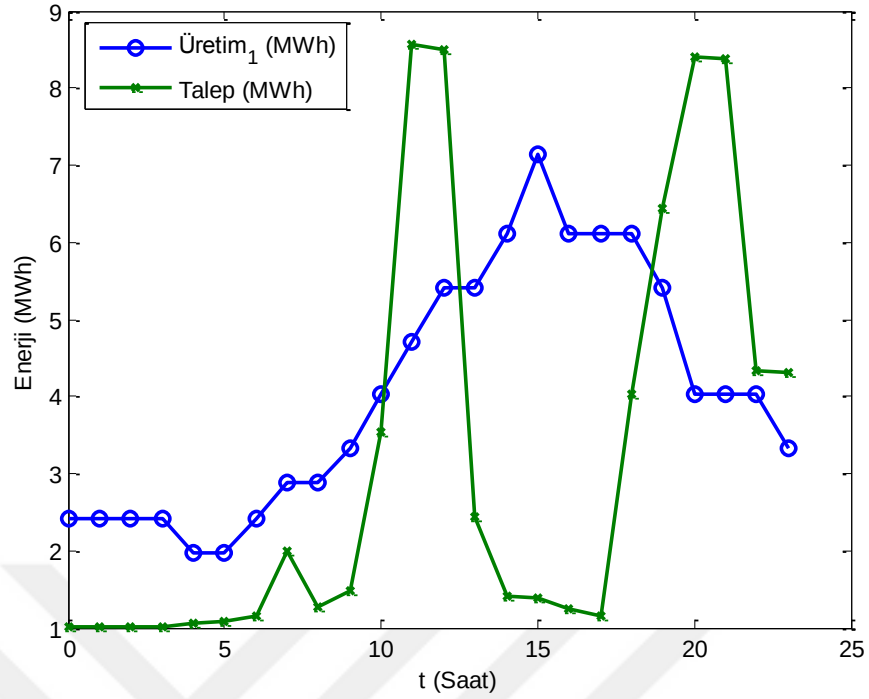


Şekil 4.45. Gebze verilerine göre PHES’li ada modu durumu için mikro şebekenin ana şebekeye enerji verdiği saatler ve değerleri

Şekil 4.46 Gebze verilerine göre ada modu durumunda PHES’in hangi saatlerde depolama veya üretim yaptığını, hangi saatlerde kullanılmadığını göstermektedir. Görüleceği üzere sadece 00:00-14:00 saatleri arasında tam depolama, 15:00 saatinde ise kısmi depolama yapmaktadır. 16:00-17:00 saatleri arasında PHES tamamen dolu olduğu için depolama yapılmamaktadır. Yine bundan dolayı PHES’in üretim amaçlı kullanılmasına da ihtiyaç duyulmayıp PHES üretim modunda da çalışmamaktadır. 19:00-23:00 saatleri arasında ise üretim modunda çalışmaktadır.



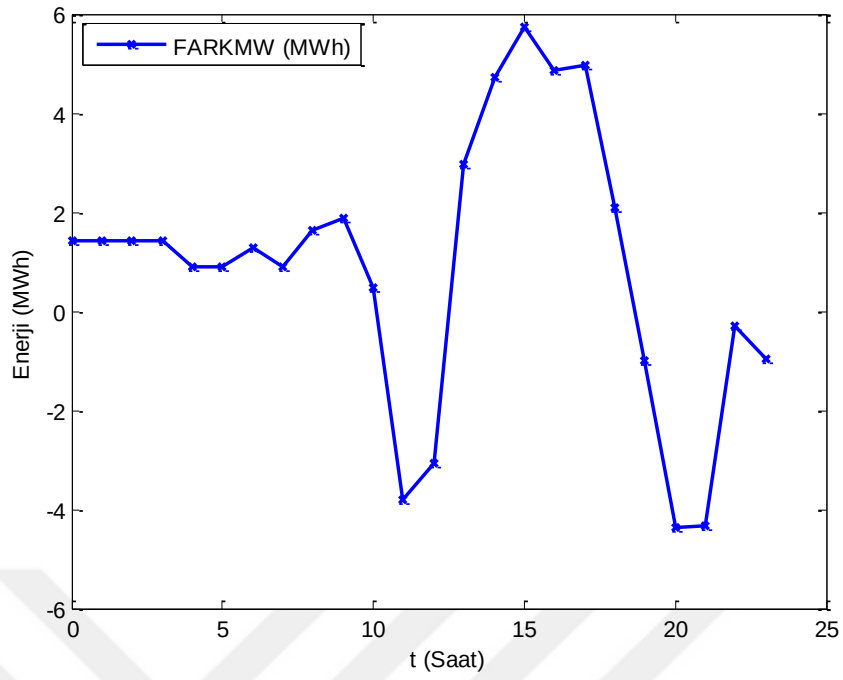
Şekil 4.46. Gebze verilerine göre ada modu için PHES’in saatlik çalışma şekli



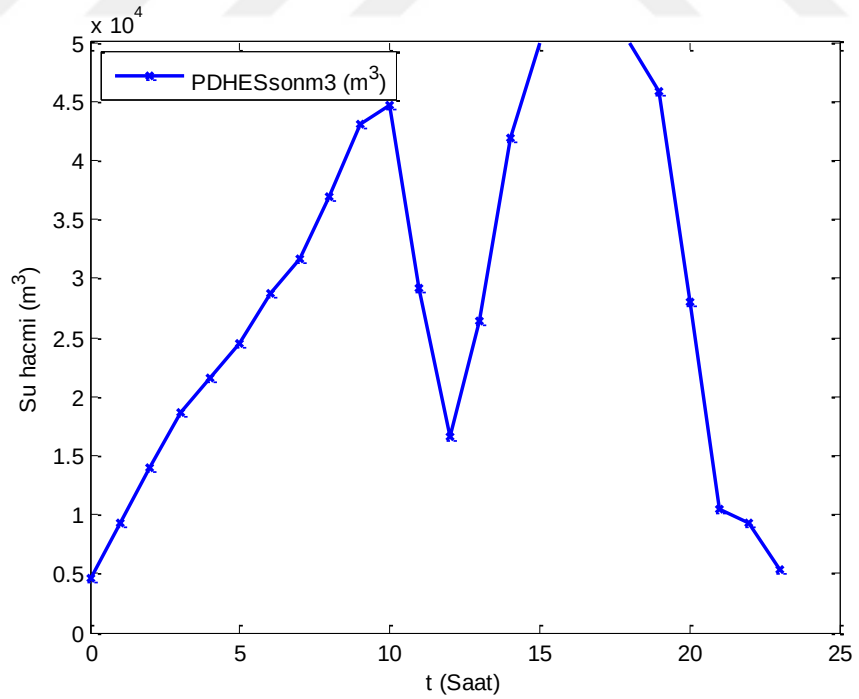
Şekil 4.47. Gebze verilerine göre ada modu durumunda AET'siz toplam üretilen enerji ve talep edilen enerji değerleri

Şekil 4.47 Gebze verilerine göre ada modu durumu için PHES'in depolama veya üretim durumlarını sorgulmadan sadece güneş ve rüzgar santrallerinden elde edilen elektrik enerjisi toplamının toplam yük ile karşılaştırıldığı grafikdir. Şekilden de görüleceği üzere 11:00, 12:00 ve 19:00-23:00 saatleri arasında talep edilen güç üretilen güçten fazla olmaktadır. Ancak bu saatlerde PHES devreye girerek talep edilen aradaki fark gücü temin edilmektedir. Böylece mikro şebeke hiçbir saatte ana şebekeden alım yapmamaktadır. Bu da mikro şebekenin ada modunda çalıştığının bir göstergesidir.

Şekil 4.48 grafiği Gebze verilerine göre ada modu durumunda AET'nin de saatlik olarak devrede olduğu ve olmadığı durumları da dikkate alan üretim ile talep arasındaki elektrik enerjisi farkını göstermektedir. Grafikten de görüleceği grafik bazı saatlerde negatif seviyeye inmektedir. Bu saatlerde talep edilen fark enerjisi PHES tarafından sağlanmaktadır. Ana şebekeden enerji alımının yapıldığı hiçbir saat bulunmamaktadır.



Şekil 4.48. Gebze verilerine göre ada modunda saatlik toplam üretilen ve talep edilen enerjiler arasındaki fark değerleri

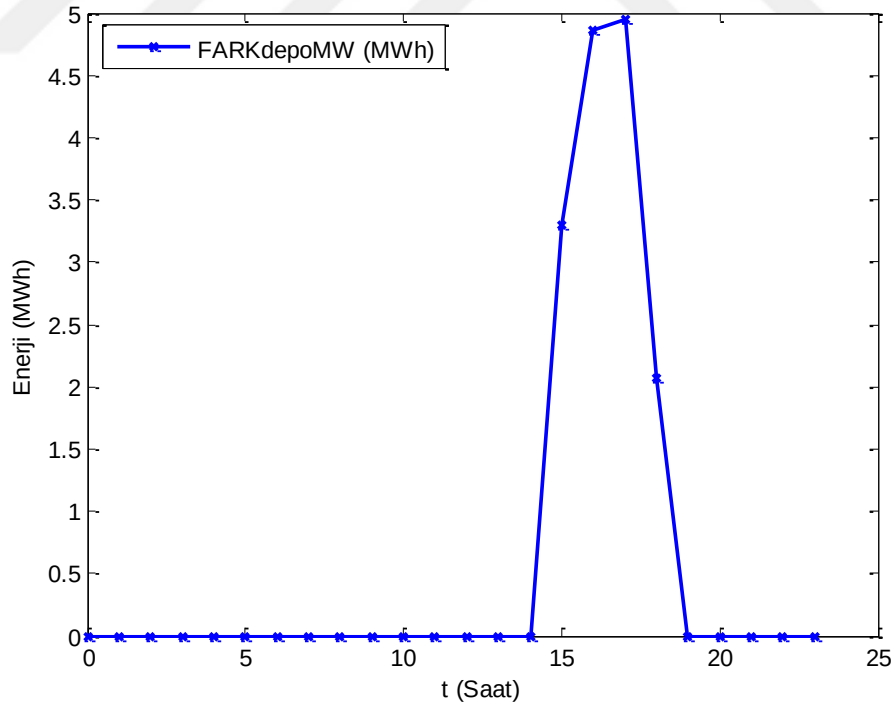


Şekil 4.49. Gebze verilerine göre ada modunda PHES'teki saatlik toplam su miktarları

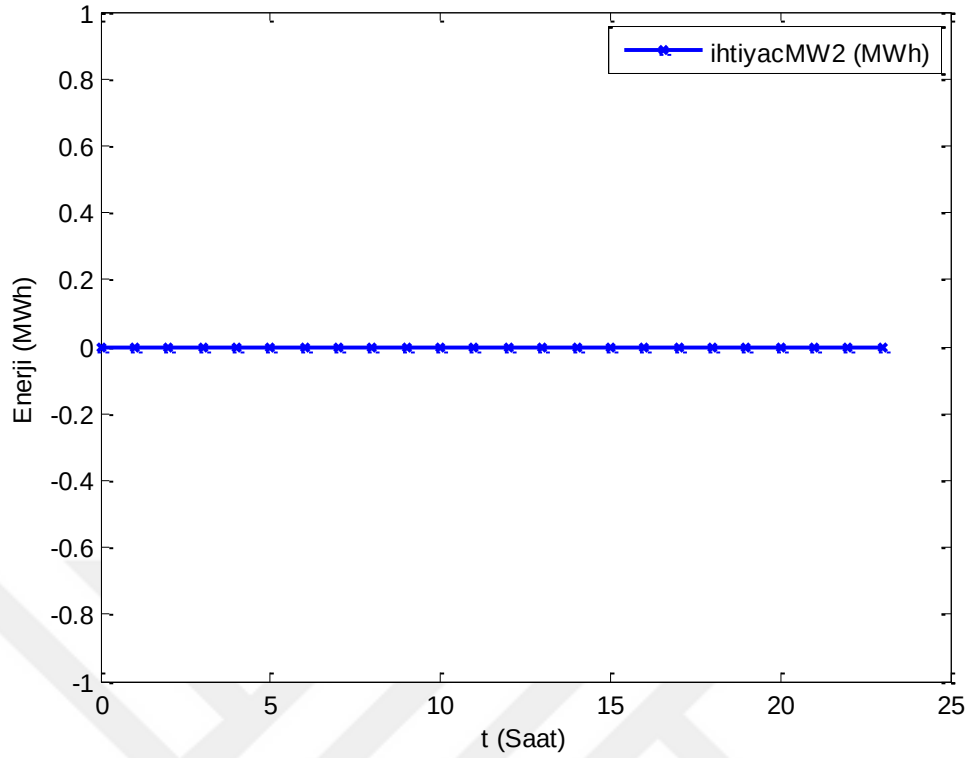
Şekil 4.49 Gebze verilerine göre ada modu durumunda saatlik olarak PHES'teki toplam su miktarlarını göstermektedir. PHES'e saat 00:00-10:00 saatleri arasında su depolanmaktadır. 11:00-12:00 saatlerinde PHES mikro şebeke için elektrik enerjisi üretmektedir. 15:00 saatinde PHES'in maksimum depolama seviyesi olan 50.000 m³ seviyesine ulaştığından PHES kısmi depolama yapıp, kalan enerji ana şebekeye verilmiştir. 19:00-23:00 saatleri arasında ise talep edilen fark enerjilerinin tamamı PHES tarafından karşılanmaktadır.

Şekil 4.50 PHES'in tamamen dolu olmasından dolayı, fazla enerjinin PHES'te depolanamayıp ana şebekeye verildiği miktarları göstermektedir. Sadece 15:00-18:00 saatleri arasında ana şebekeye enerji verilmektedir.

Şekil 4.51 ise Gebze verilerine göre ada modu durumunda PHES'in depolama veya üretim amaçlı kullanımında dikkate alınmasından sonra, mikro şebeke tarafından ana şebekeden alım yapılan saatleri ve değerlerini göstermektedir. Hiçbir saatte ana şebekeden enerji alımı yapılmamaktadır. İstenen ada modu durumunda çalışma şartları sağlanmıştır.



Şekil 4.50. Gebze verilerine göre PHES'li ada modu durumunda ana şebekeye enerji verilen saatler ve MW değerleri

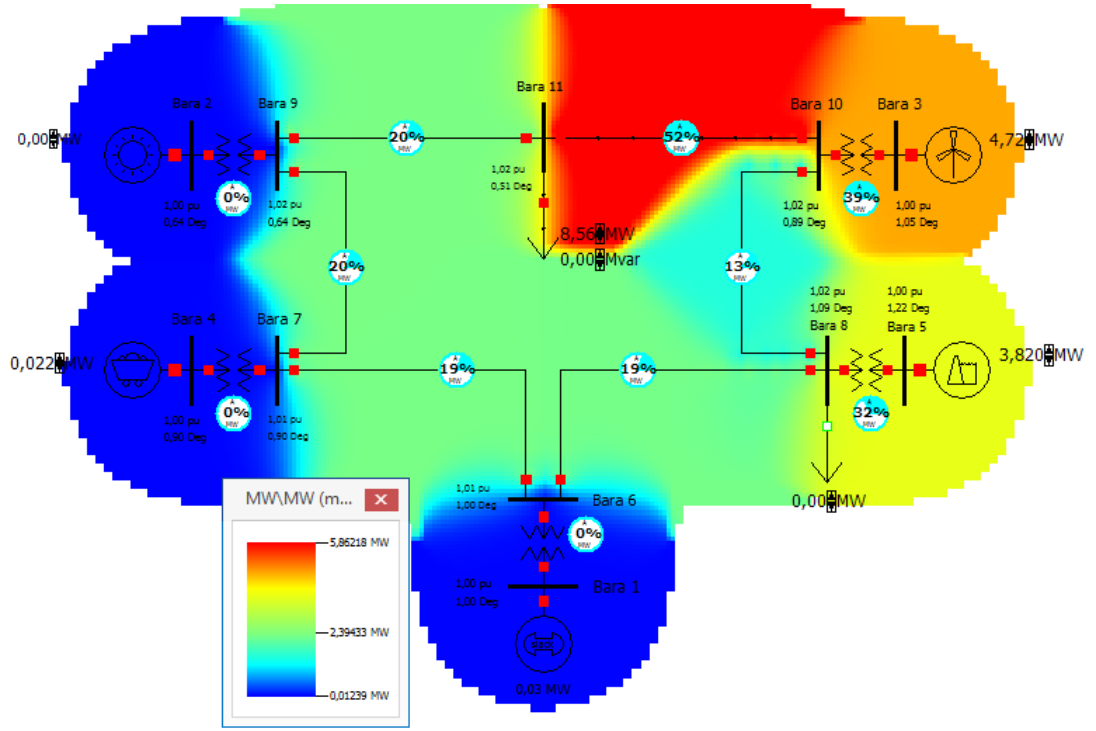


Şekil 4.51. Gebze verilerine göre ada modu durumu için ana şebekeden enerji alım saatleri ve değerleri

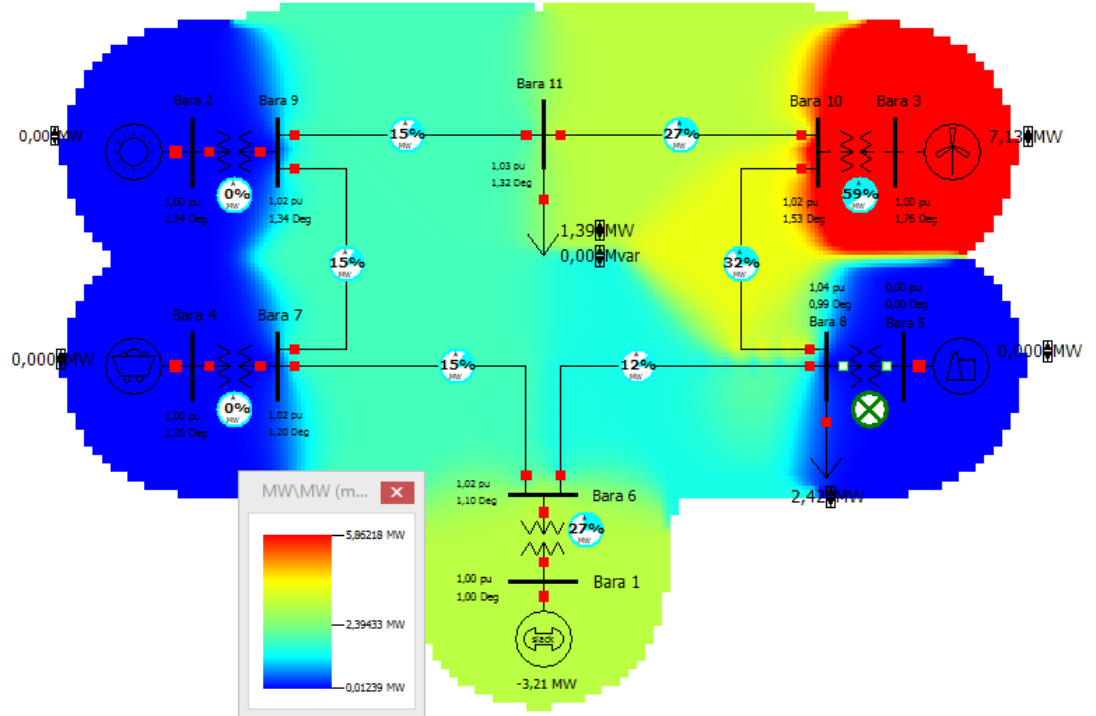
Yukarıdaki çizelge ve grafiklere bakıldığında yedi saat AET'den destek alınmıştır. Buna rağmen talep edilen enerjiler tam olarak karşılanamamıştır. Bu yedi saatin tamamında da aradaki fark enerjileri PHES tarafından karşılanarak mikro şebekenin ana şebekeden enerji almadan çalışması sağlanmıştır.

Saat 11:00'da talebin üretimden 3,82 MW fazla olmasından dolayı PHES üretim modunda çalışmaktadır. PHES'te bu saatten önce 44.786 m³ su bulunmaktadır. 3,82 MW'lık fark enerjisinin karşılanabilmesi için PHES'ten 15.576 m³ su boşalmıştır. Şekil 4.52'den de görüleceği üzere yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar santrali ve AET devrededir. Rüzgar santralinin bağlı bulunduğu 3 ve 10 numaralı baralar arasındaki kullanım oranı % 52'lik seviye ulaşmaktadır. Artan enerjinin PHES'e depolanmasından ötürü PHES üreteç gibi davranmaktadır. Ana şebekeden enerji alımı gerçekleşmemektedir.

Saat 15:00'da mikro şebekedeki yük akışları ile trafo ve iletim hatlarının kullanım oranları Şekil 4.53'te görüldüğü gibidir. Rüzgar santrali tarafından üretilen enerji talep edilen enerjiyi karşılamaya yetmektedir. Bu sebeple AET kullanılmamaktadır. 5,74 MW'lık fazla güç oluşmaktadır.



Şekil 4.52. Gebze verilerine göre PHES’li ada modu durumunda 11:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu



Şekil 4.53. Gebze verilerine göre PHES’li ada modu durumunda 15:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu

Bu saatten önce PHES'te 42.024 m³ su bulunmasından dolayı PHES sınırlı seviyede su depolayabilecektir. Bu sebeple PHES'te depolanan su miktarı en fazla 7.976 m³ olup, 2,42 MW'lık güce denk gelmektedir. Kalan 3,32 MW'lık güç ana şebekeye verilmektedir. Şekil 4.56'dan da görüleceği üzere PHES yine yük gibi davranmaktadır.

4.3.4.2 Malatya İli Verilerine Göre PHES'li Ada Modu Durumu

Malatya ili verilerine göre yapılan ada modu çalışmasında kullanılacak güneş ışıması değerleri Malatya Büyükşehir Belediyesi Enerji ve Aydınlatma Şube Müdürlüğünden alınan 16 Ağustos 2016 tarihindeki Malatya Trambus Bakım İstasyonu Güneş Enerji Santrali (345 kW) güç verileri kullanılarak elde edilmiştir. Santralde 1313 adet 265 W'lık maksimum çıkış gücü olan Datenblatt ASM6610P serisi güneş panelleri kullanılmıştır.

Çizelge 4.13. Datenblatt ASM6610P güneş paneli karakteristikleri

Elektriksel Performans Değerleri (Standart Test Koşulları)	
Maksimum Güç (P _{max})	265 W
Maksimum Güç Gerilimi	31,16 V
Maksimum Power Akımı (I _{mpp})	8,57 A
Açık Devre Gerilimi (V _{oc})	38,12 V
Kısa Devre Akımı (I _{sc})	9,01 A
Modül Karakteristikleri	
Uzunluk X Genişlik X Derinlik	1,654 m X 0,989 m X 0,040 m

Standart Test Koşulları: Işıma 1000W/m², AM 1.5 spektrum, modül sıcaklığı 25 °C

Buna göre, Çizelge 4.13 kullanılarak güneş panelinin kapladığı alan A_{GP} (m²):

$$A_{GP} = 1,654 * 0,989 = 1,63581 \text{ m}^2 \text{ olarak elde edilir.}$$

Çizelge 4.13'teki verilere göre güneş panelinin uzunluğu 1,654 m genişliği ise 0,989 m olup, Datenblatt ASM6610P için 1000 watt/m² ve alan değerleri dikkate alındığında η_{GP} hesaplanırsa:

$$265 \text{ W} = \eta_{GP} * (1,63581 \text{ m}^2) * 1000 \text{ (watt/m}^2) \text{ ise } \eta_{GP} = 0,162 \text{ olarak elde edilir.}$$

Elde edilen $\eta_{GP} = 0,162$ değeri ve Malatya Büyükşehir Belediyesi Enerji ve Aydınlatma Şube Müdürlüğünden alınan 16 Ağustos 2016 tarihindeki Malatya Trambus Bakım İstasyonu Güneş Enerji Santralinden 1 adet güneş panelinden elde edilen güç değerleri Çizelge 4.14'teki gibidir.

Çizelge 4.14. Malatya Büyükşehir Belediyesi Malatya Trambus Bakım İstasyonu Güneş Enerji Santrali toplam ve bir panelden elde edilen güç üretim değerleri [85]

Saat	Güç Üretimi (Watt) (1313 adet)	Güç Üretimi (Watt) (1 adet)	Saat	Güç Üretimi (Watt) (1313 adet)	Güç Üretimi (Watt) (1 adet)
00	0	0	12	222100	169,15
01	0	0	13	227320	173,13
02	0	0	14	210280	160,15
03	0	0	15	188890	143,86
04	0	0	16	156130	118,91
05	0	0	17	102320	77,93
06	4550	3,465	18	18580	14,15
07	31920	24,31	19	0	0
08	83820	63,84	20	0	0
09	133040	101,33	21	0	0
10	182870	139,28	22	0	0
11	209050	159,22	23	0	0

Buna göre,

Üretilen güç (W) = $0,162 \cdot 1,63581 \text{ (m}^2\text{)} \cdot G_{It}$ denklemi kullanılarak Malatya ili için 16 Ağustos 2016 tarihine ait saatlik güneş ışıması değerleri ve bu değerlere bağlı olarak 1 adet Kyocera 200 GT güneş panelinden üretilebilecek güç değerleri Çizelge 4.15'teki gibi elde edilir:

Çizelge 4.15. Malatya ili 16 Ağustos 2016 tarihinde saatlik güneş ışıması ve Kyocera 200 GT güneş panelinin güç üretimi değerleri

Saat	Güneş Işıması (kWatt/m ²)	Güç Üretimi (Watt)	Saat	Güneş Işıması (kWatt/m ²)	Güç Üretimi (Watt)
00	0,00	0	12	0,638	127,808
01	0,00	0	13	0,653	130,813
02	0,00	0	14	0,604	120,997
03	0,00	0	15	0,543	108,777
04	0,00	0	16	0,449	89,947
05	0,00	0	17	0,294	58,896
06	0,013	2,604	18	0,053	10,617
07	0,092	18,430	19	0,00	0
08	0,241	48,279	20	0,00	0
09	0,382	76,525	21	0,00	0
10	0,526	105,372	22	0,00	0
11	0,601	120,396	23	0,00	0

Rüzgar hızı verileri için Malatya Büyükşehir Belediyesi Merkez-RES Projesi Fizibilite Çalışması'na ait 16.08.2016 tarihli veriler kullanılmıştır. Çizelge 2.5'teki ortalama rüzgar hızı verileri dikkate alınarak bir adet Enercon E-33/330 (330 kW) rüzgar türbininin bir gün için elde edilebilecek elektrik enerjisi değerleri Çizelge 4.16'daki gibi olmaktadır. Enercon E-33/330 (330 kW) rüzgar türbinine ait üretici

katalogunda yer almayan hız değerleri katalogda yer alan değerlere lineer enterpolasyon tekniği uygulanmak suretiyle elde edilmiştir.

Çizelge 4.16. Malatya ili 16.08.2014 tarihli Merkez rüzgar hızı verilerine [86] göre Enercon E-33/330 (330 kW) rüzgar türbininden elde edilebilecek saatlik güç değerleri

Saat	Rüzgar hızı (m/s)	Enercon E-33 (330 kW) (kWatt)	Saat	Rüzgar hızı (m/s)	Enercon E-33 (330 kW) (kWatt)
00	8,4	161,2	12	4,9	28,37
01	8,1	143,8	13	4,8	26,74
02	8,3	155,4	14	4,8	26,74
03	8,9	190,2	15	4,8	26,74
04	8,9	190,2	16	4,4	20,22
05	8,4	161,2	17	3,8	11,96
06	6,4	69,80	18	4,2	16,96
07	5,2	35,00	19	4,0	13,70
08	4,6	23,48	20	4,3	18,59
09	4,6	23,48	21	4,6	23,48
10	5,4	40,00	22	3,8	11,96
11	5,1	32,50	23	3,8	11,96

Optimizasyon modelinin çalışma kapsamında simülasyonu yapılan mikro şebekeye uygulanması amacı ile Matlab ortamında hazırlanan programın çalıştırılması neticesinde mikro şebekenin ada modunda ve en düşük maliyetli güneş paneli ve rüzgar türbini sayılarında çalışabilmesinin ancak 0 adet güneş paneli ve 261 adet rüzgar türbini ile gerçekleştirilebileceği sonucuna ulaşılmıştır. Buna bağlı olarak ada modu durumundaki kasabanın simülasyonu için güneş santrali ve AET kullanılmayıp, sadece 261 adet Enercon E-33/330 (330 kW) rüzgar türbininden oluşan bir rüzgar santrali, maksimum 50.000 m³ ve 5.000 m³ kapasiteli bir PHES ve saatlik olarak değeri değişen 10.000 hane, 10 okul ve 1 hastaneden oluşan 50.000 nüfuslu kasaba yük olarak varsayılmıştır.

Çizelge 4.17 Malatya verilerine göre ada modu durumu için toplam üretim, tüketim ve aradaki fark değerlerini göstermektedir. Yüksek sayıda rüzgar türbini kullanılması sebebi ile ve buna bağlı olarak talep edilen enerjinin sadece rüzgar santrali tarafından karşılanabilmesinden dolayı birçok saatte AET'ye ihtiyaç duyulmamaktadır. Gebze verilerinde olduğu gibi Malatya verilerinde de toplam yedi saat üretilen enerji talebi karşılayamamıştır.

Çizelge 4.17. Malatya verilerine göre ada modu durumu için toplam üretim değerleri ve toplam tüketim değerleri

Saat	Güneş Santrali (0 adet) (MW)	Rüzgar Santrali (261 adet) (MW)	AET (MW)	Toplam Talep (MW)	Üretim Talep Farkı (MW)
00	0,00	42,1	x	1,02	41,08
01	0,00	37,5	x	1,02	36,48
02	0,00	40,6	x	1,01	39,59
03	0,00	49,6	x	1,02	48,58
04	0,00	49,6	x	1,06	48,54
05	0,00	42,1	x	1,08	41,02
06	0,00	18,2	x	1,16	17,04
07	0,00	9,10	x	2,00	7,10
08	0,00	6,10	x	1,26	4,84
09	0,00	6,10	x	1,47	4,63
10	0,00	10,4	x	3,54	6,86
11	0,00	8,50	0,02186	8,56	-0,04
12	0,00	7,40	0,02186	8,50	-1,08
13	0,00	7,00	x	2,45	4,55
14	0,00	7,00	x	1,40	5,60
15	0,00	7,00	x	1,39	5,61
16	0,00	5,28	x	1,24	4,04
17	0,00	3,12	x	1,15	1,97
18	0,00	4,43	x	4,03	0,4
19	0,00	3,58	0,02186	6,45	-2,85
20	0,00	4,85	0,02186	8,41	-3,54
21	0,00	6,13	0,02186	8,38	-2,23
22	0,00	3,12	0,02186	4,33	-1,19
23	0,00	3,12	0,02186	4,31	-1,17

x = Üretim talebi karşıladığı için AET kullanılmıyor

Çizelge 4.18 incelendiğinde Malatya verilerine göre ada modu durumunda PHES'in hangi saatlerde depolama veya üretim yaptığını, hangi saatlerde kullanılmadığını göstermektedir. Görüleceği üzere 00:00 saatinde üretimin talepten çok yüksek olması sebebi ile ilk saatte PHES tamamen dolmuştur. 10:00 saatine kadar fazla enerjiler ana şebekeye verilmiştir. Herhangi bir saatte ana şebekeden enerji alımı yapılmamıştır. Böylece, mikro şebekenin ada modunda çalışmıştır.

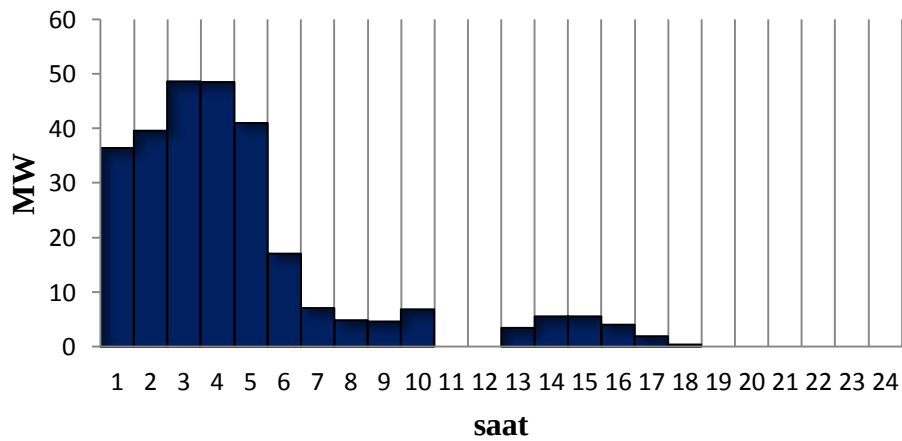
Şekil 4.54 Malatya verilerine göre PHES'li ada modu durumu için mikro şebekenin ana şebekeye enerji verdiği saatler ve değerleri göstermektedir. 00:00 saatinde üretilen enerjinin çok yüksek olması sebebi ile ilk saatte 50.000 m³ kapasiteli PHES tamamen dolmuştur. Bundan dolayı 00:00'dan sonraki saatlerden 10:00 saatine kadar üretilen enerji depolanamayıp doğrudan ana şebekeye verilmektedir. 11:00 ve 12:00 saatlerinde talep üretimden fazla olup, gerekli enerjiler PHES tarafından sağlanmıştır. 13:00 saatinde kısmi depolama yapıp kalan enerji anaşebekeye verilmiştir. 14:00-18:00 saatlerinde üretilen enerjiler PHES'in tamamen dolu olmasından dolayı doğrudan ana şebekeye verilmektedir.

Çizelge 4.18. Malatya verilerine göre ada modu durumunda PHES'in davranışı

Saat	FARK (MW)	D,Ü,S,A	Depolanan su miktarı (m ³)	Boşalan su miktarı (m ³)	Boşalan su MW karşılığı	PHES son su miktarı (m ³)
00	41,08	D	50.000	-	-	50.000
01	36,48	S	-	-	-	50.000
02	39,59	S	-	-	-	50.000
03	48,58	S	-	-	-	50.000
04	48,54	S	-	-	-	50.000
05	41,02	S	-	-	-	50.000
06	17,04	S	-	-	-	50.000
07	7,10	S	-	-	-	50.000
08	4,84	S	-	-	-	50.000
09	4,63	S	-	-	-	50.000
10	6,86	S	-	-	-	50.000
11	-0,04	Ü	-	132	0,04	49.868
12	-1,08	Ü	-	3.567	1,08	46.301
13	4,55	D,S	3.699	-	-	50.000
14	5,60	S	-	-	-	50.000
15	5,61	S	-	-	-	50.000
16	4,04	S	-	-	-	50.000
17	1,97	S	-	-	-	50.000
18	0,40	S	-	-	-	50.000
19	-2,85	Ü	-	11.621	2,85	38.379
20	-3,54	Ü	-	14.434	3,54	23.945
21	-2,23	Ü	-	9.093	2,23	14.852
22	-1,19	Ü	-	4.852	1,19	10.000
23	-1,17	Ü	-	4.771	1,17	5.229

D= Depolama, Ü=Üretim, S=Ana Şebekeye Satış, A=Ana Şebekeden Alım

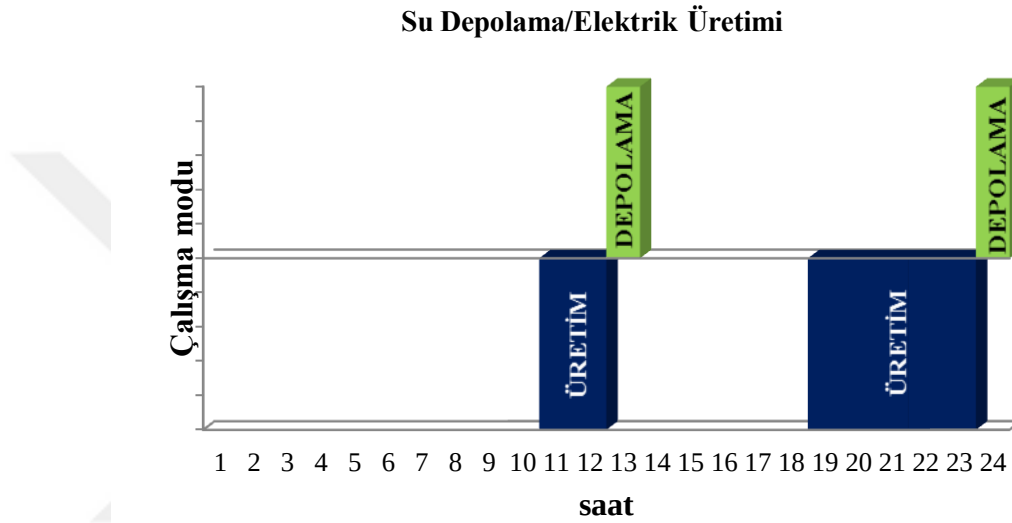
PHES'li ada modu durumunda şebekeye verilen enerji miktarı (MW)



Şekil 4.54. Malatya verilerine göre PHES'li ada modu durumu için mikro şebekenin ana şebekeye enerji verdiği saatler ve değerleri

19:00-23:00 saatleri arasında ise talep edilen enerjilerin tamamı PHES tarafından karşılanmaktadır. Tablodan da görüleceği üzere mikro şebeke hiçbir saatte ana şebekeden enerji almış olup, ada modunda çalışması şartını sağlamıştır.

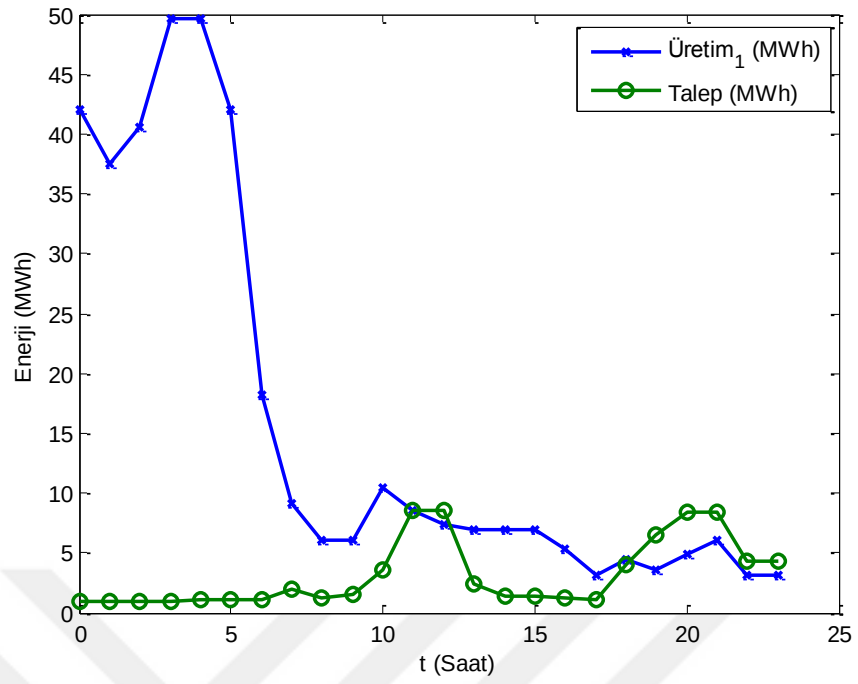
Şekil 4.54 Malatya verilerine göre ada modu durumunda PHES'in hangi saatlerde depolama veya üretim yaptığını, hangi saatlerde kullanılmadığını göstermektedir. Görüleceği üzere PHES 00:00 saatinde depolama, 11:00-12:00 ve 19:00-23:00 saatleri arasında ise üretim modunda çalışmaktadır.



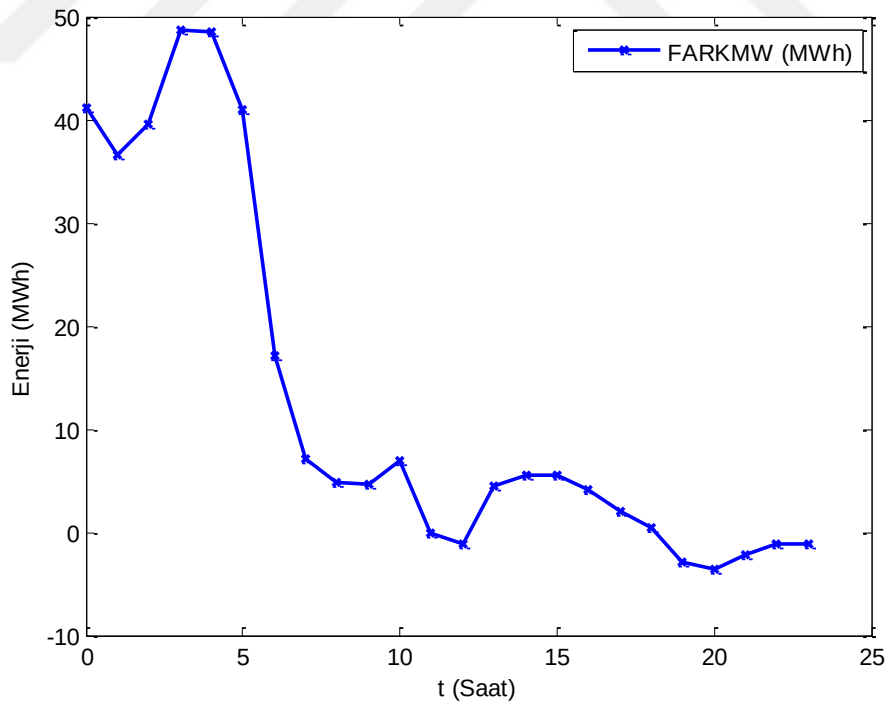
Şekil 4.54. Malatya verilerine göre ada modu durumu için PHES'in saatlik çalışma modu

Şekil 4.55 Malatya verilerine göre ada modu durumu için PHES'in depolama veya üretim durumlarını sorgulmadan sadece güneş ve rüzgardan elde edilen elektrik enerjisi toplamının toplam yük ile karşılaştırıldığı grafik. Şekilden de görüleceği üzere 00:00-10:00 ve 13:00-18:00 saatleri arasında talep edilen güç üretilen güçten fazla olmaktadır. Diğer saatlerde ise AET tesisinin devreye girmesi ve PHES'in üretim yapması sebebi ile talep edilen enerji oranları karşılanmıştır. Böylece mikro şebeke hiçbir saatte ana şebekeden alım yapmamaktadır. Bu da mikro şebekenin ada modunda çalıştığının bir göstergesidir.

Şekil 4.56 grafiği Malatya verilerine göre ada modu durumunda AET'nin de saatlik olarak devrede olduğu ve olmadığı durumları da dikkate alan üretim ile talep arasındaki elektrik enerjisi farkını göstermektedir. Grafikten de görüleceği üzere hiçbir saatte negatif seviyeye inmemektedir.

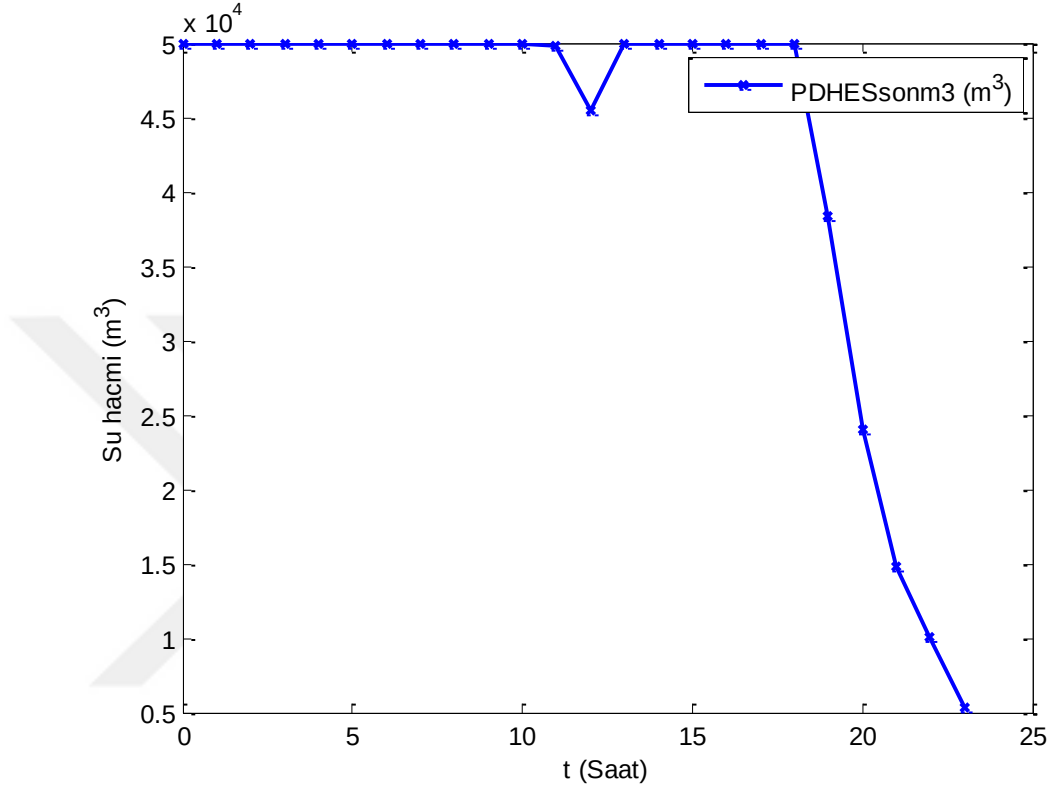


Şekil 4.55. Malatya verilerine göre ada modu durumunda AET'siz toplam üretilen enerji ve talep edilen enerji değerleri



Şekil 4.56. Malatya verilerine göre ada modu durumunda saatlik toplam üretilen ve talep edilen enerjiler arasındaki fark değerleri

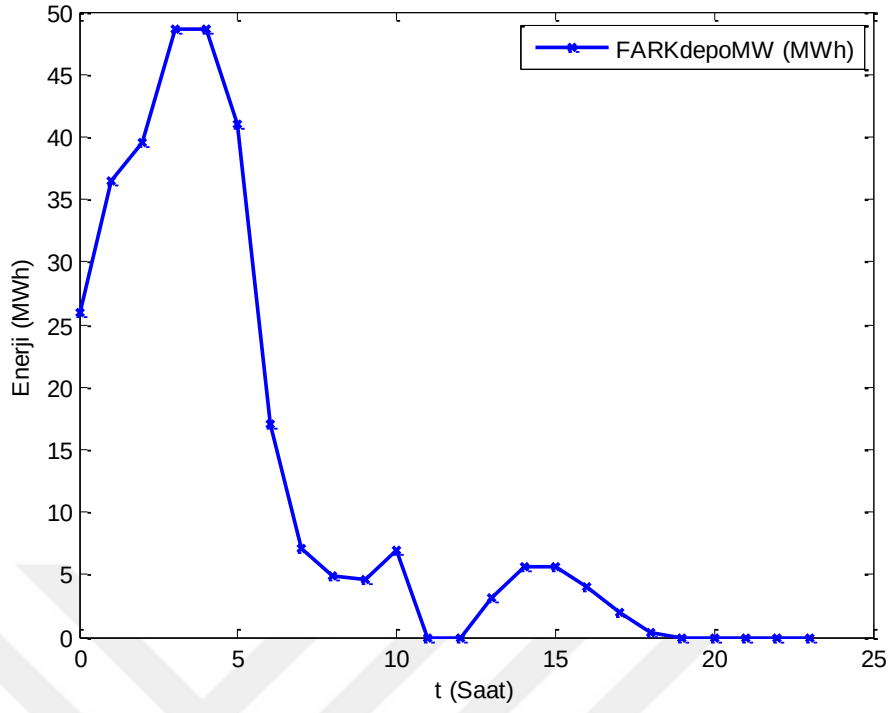
Şekil 4.57 Malatya verilerine göre ada modu durumunda saatlik olarak PHES'teki toplam su miktarlarını göstermektedir. PHES ilk saatten itibaren 50.000 m³ seviyesine gelmektedir. PHES 11:00, 12:00 ve 19:00-23:00 saatleri arasında üretim amaçlı kullanılmaktadır.



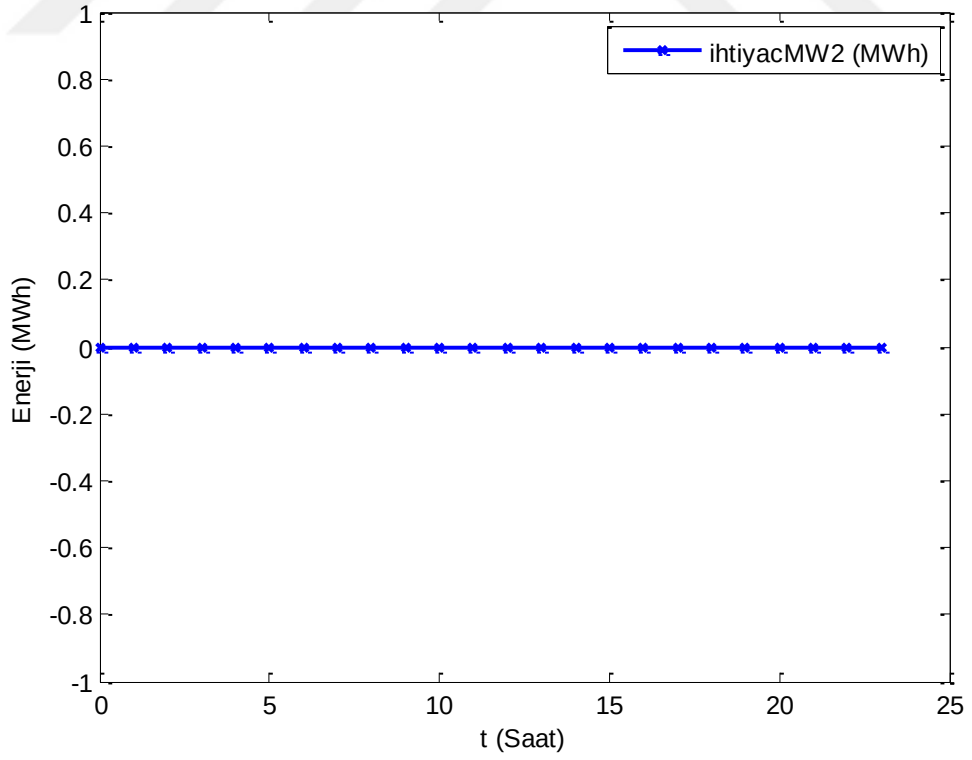
Şekil 4.57. Malatya verilerine göre ada modu durumunda PHES'teki saatlik toplam su miktarları (m³)

Şekil 4.58 PHES'in tamamen dolu olmasından dolayı, fazla enerjinin PHES'te depolanamayıp ana şebekeye verildiği miktarları göstermektedir. Şekilden de görüleceği üzere 00:00, 11:00, 12:00 ve 19:00-23:00 saatleri hariç diğer tüm saatlerde ana şebekeye enerji verilmektedir.

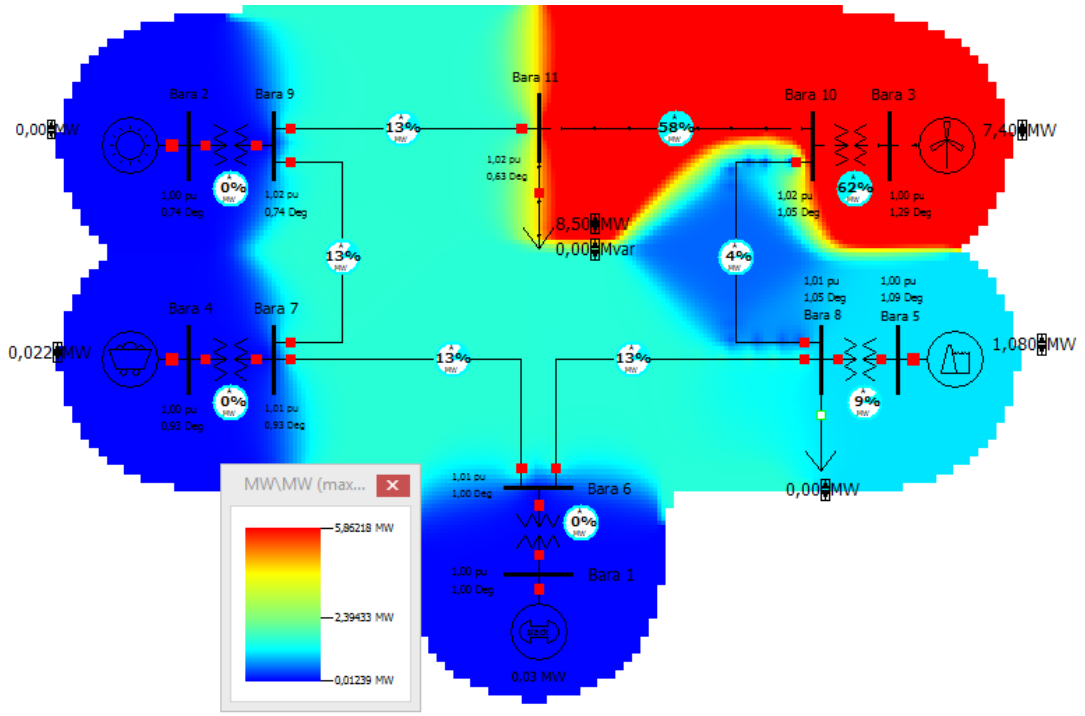
Şekil 4.59 ise Malatya verilerine göre ada modu durumunda PHES'in depolama veya üretim amaçlı kullanımının da dikkate alınmasından sonra, mikro şebeke tarafından ana şebekeden alım yapılan saatleri ve değerlerini göstermektedir. Şekilden de görüleceği üzere hiçbir saatte ana şebekeden enerji alımı yapılmamaktadır.



Şekil 4.58. Malatya verilerine göre PHES’li ada modu durumunda ana şebekeye enerji verilen saatler ve MW değerleri



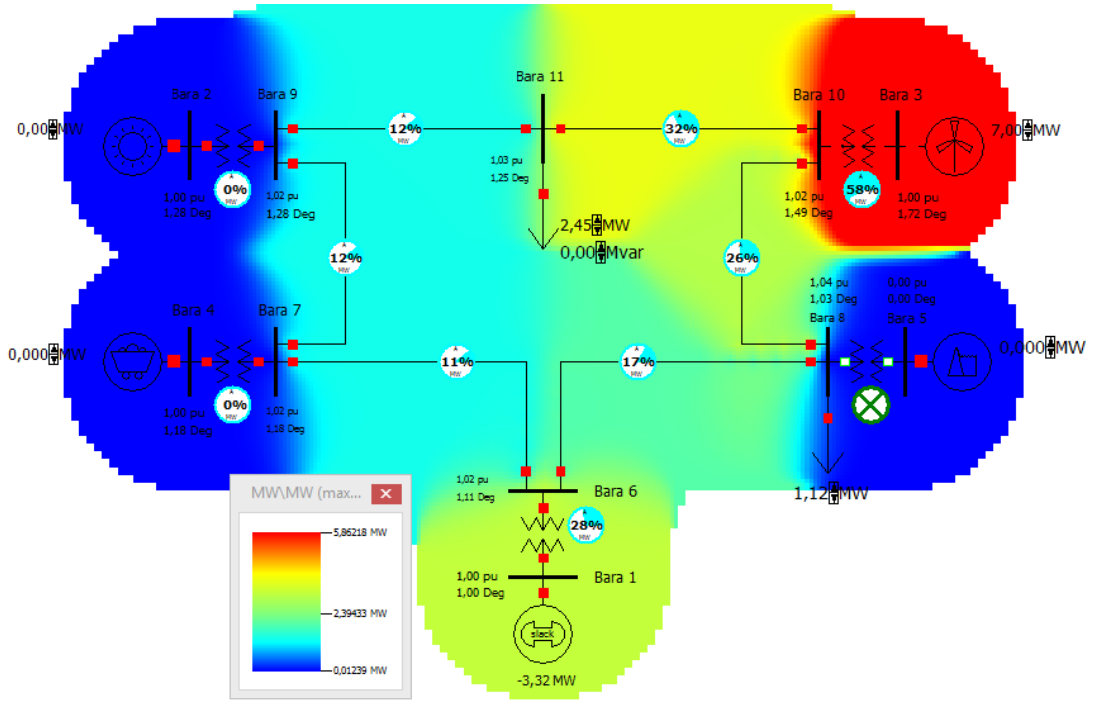
Şekil 4.59. Malatya verilerine göre ada modu durumu için ana şebekeden enerji alım saatleri ve değerleri



Şekil 4.60. Malatya verilerine göre PHES’li ada modu durumunda 12:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu

Saat 12:00’da talep edilen gücün üretilen güçten 1,08 MW fazla olmasından dolayı PHES üretim modunda çalışmaktadır. PHES’te bu saatten önce 49.868 m³ su bulunmaktadır. 1,08 MW’lık fark enerjisinin karşılanabilmesi için PHES’ten 1,08 MW’a karşılık gelen 3.567 m³ su boşalmaktadır. PHES üreteç gibi davranmaktadır. Şekil 4.60’tan da görüleceği üzere yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar santrali ve AET devrededir. Rüzgar santralinin bağlı bulunduğu 3 ve 10 numaralı baralar arasındaki kullanım oranı % 58’lik seviye ulaşmaktadır. Ana şebekeden enerji alımı gerçekleşmemektedir.

Saat 13:00’da mikro şebekedeki yük akışları ile trafo ve iletim hatlarının kullanım oranları Şekil 4.61’de görüldüğü gibidir. Rüzgar santrali tarafından üretilen enerji talep edilen enerjiyi karşılamaya yetmektedir. Bu sebeple AET kullanılmamaktadır. 4,55 MW’lık fazla güç oluşmaktadır. Bu saatten önce PHES’te 46.301 m³ su bulunmasından dolayı PHES sınırlı seviyede su depolayabilecektir. Bu sebeple PHES’te depolanan su miktarı en fazla 3.699 m³ olup, 1,12 MW’lık güce denk gelmektedir. Kalan 3,43 MW’lık güç ana şebekeye verilmektedir. Şekil 4.61’den de görüleceği üzere PHES yine yük gibi davranmaktadır.



Şekil 4.61. Malatya verilerine göre PHES’li ada modu durumunda 13:00 saatinde mikro şebekenin simülasyonu

4.3.4.3 Gebze İli Düzenlenmiş Verilerine Göre PHES’li Ada Modu Durumu

Bu çalışmada amaç, yazılan programda güneş panellerinin devreye girebileceğini göstermektir. Bu amaçla bir güneş panelinden elde edilen elektrik enerjisi değerlerinin 0 MW olduğu yerlerde güneş ışımalarının olduğu ilk saatteki 50 W değerinde olduğu varsayılarak mikro şebekenin ada modunda çalışması durumu incelenmiştir. Bu şartlarda mikro şebekenin ada modunda ve en düşük maliyetli güneş paneli ve rüzgar türbini sayılı olarak çalışabilmesinin ancak 438 adet güneş paneli ve 110 adet rüzgar türbini ile gerçekleştirilebileceği sonucuna ulaşılmıştır.

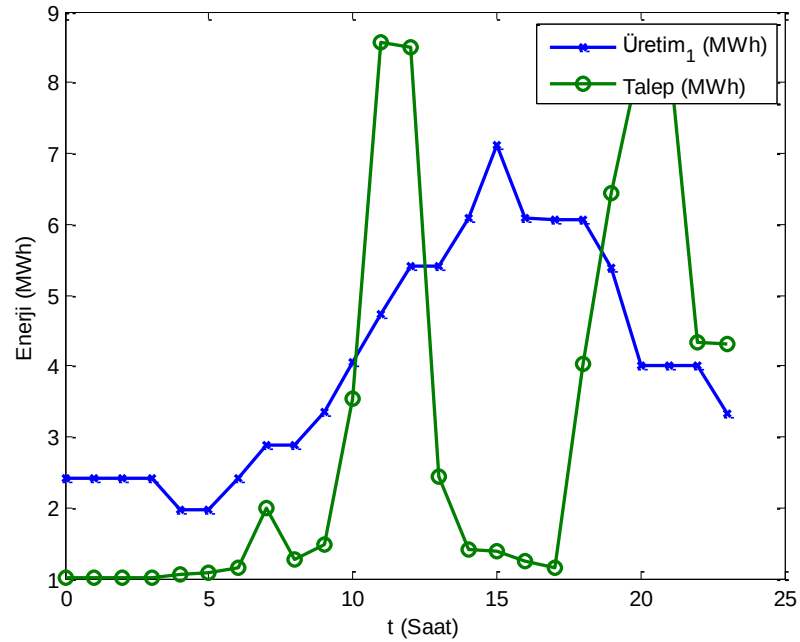
Çizelge 4.19 Güneş gücünün her saatte olduğu varsayımında Gebze verilerine göre ada modu durumu için toplam üretim, tüketim ve aradaki fark değerlerini göstermektedir. Birçok saatte AET’ye ihtiyaç duyulmamaktadır. Toplam yedi saat üretilen enerji talebi karşılayamamaktadır.

Şekil 4.62 Güneş gücünün her saatte olduğu varsayımında Gebze verilerine göre ada modu durumu için PHES’in depolama veya üretim durumlarını sorgulamadan sadece güneş ve rüzgar santrallerinden elde edilen elektrik enerjisi toplamının toplam yük ile karşılaştırıldığı grafiklerdir.

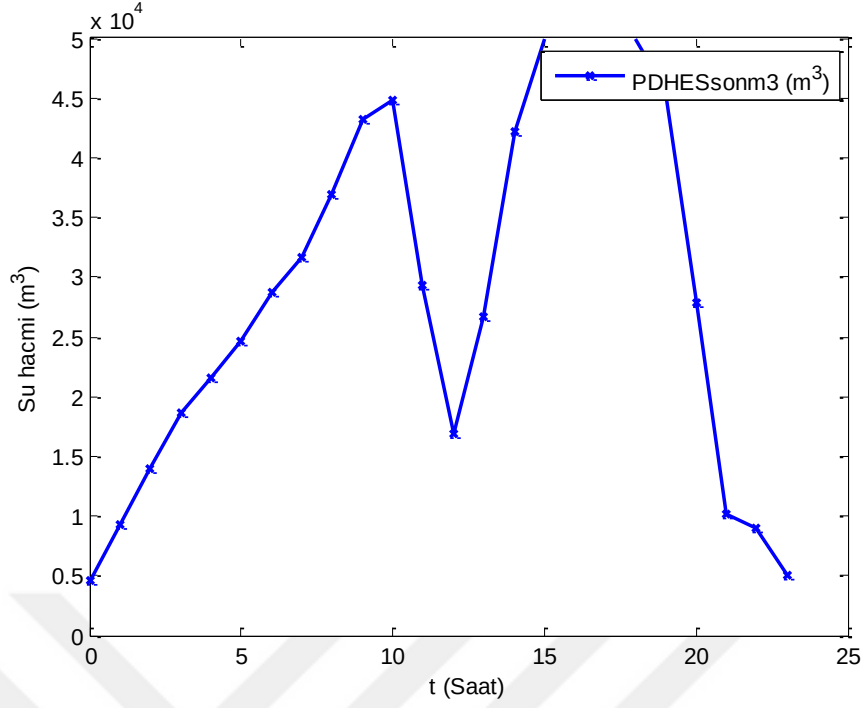
Çizelge 4.19. Güneş gücünün her saatte olduğu varsayımında Gebze verilerine göre ada modu durumu için toplam üretim ve toplam tüketim değerleri

Saat	Güneş Santrali (438 adet) (MW)	Rüzgar Santrali (110 adet) (MW)	AET (MW)	Toplam Talep (MW)	Üretim Talep Farkı (MW)
00	0,022	2,40	x	1,02	1,40
01	0,022	2,40	x	1,02	1,40
02	0,022	2,40	x	1,01	1,41
03	0,022	2,40	x	1,02	1,40
04	0,022	1,95	x	1,06	0,91
05	0,022	1,95	x	1,08	0,89
06	0,007	2,40	x	1,16	1,25
07	0,022	2,85	x	2,00	0,87
08	0,036	2,85	x	1,26	1,63
09	0,047	3,30	x	1,47	1,88
10	0,054	3,99	x	3,54	0,50
11	0,057	4,68	0,02186	8,56	-3,80
12	0,058	5,36	0,02186	8,50	-3,06
13	0,055	5,36	x	2,45	2,97
14	0,048	6,05	X	1,40	4,70
15	0,039	7,07	x	1,39	5,72
16	0,028	6,05	x	1,24	4,84
17	0,016	6,05	x	1,15	4,92
18	0,004	6,05	x	4,03	2,02
19	0,022	5,36	0,02186	6,45	-1,05
20	0,022	3,99	0,02186	8,41	-4,38
21	0,022	3,99	0,02186	8,38	-4,35
22	0,022	3,99	0,02186	4,33	-0,30
23	0,022	3,30	0,02186	4,31	-0,97

x = Üretim talebi karşıladığı için AET kullanılmıyor

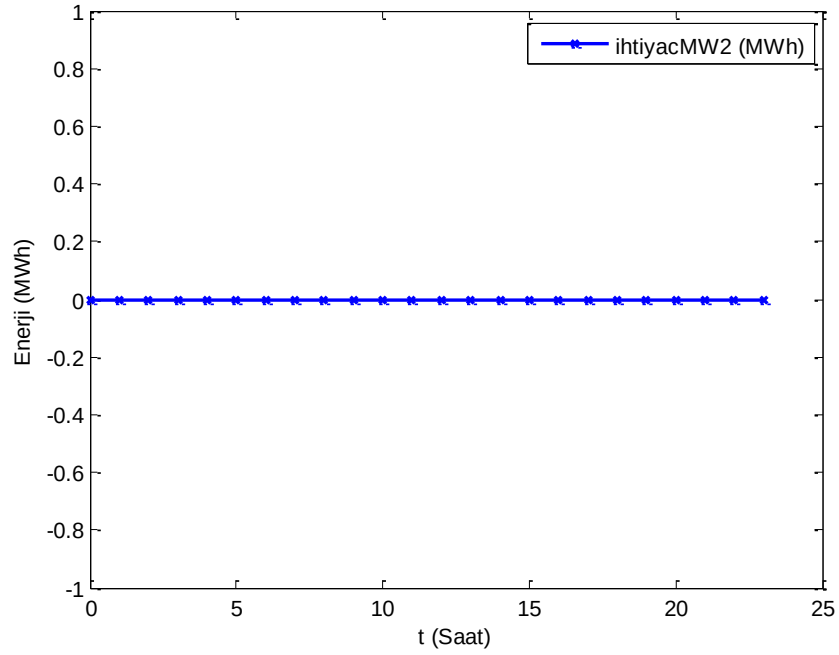


Şekil 4.62. Güneş gücünün her saatte olduğu varsayımında Gebze verilerine göre ada modu durumunda AET'siz toplam üretilen enerji ve talep edilen enerji değerleri



Şekil 4.63. Güneş gücünün her saatte olduğu varsayımında Gebze verilerine göre ada modunda PHES'teki saatlik toplam su miktarları

Şekil 4.63 Güneş gücünün her saatte olduğu varsayımında Gebze verilerine göre ada modu durumunda saatlik olarak PHES'teki toplam su miktarlarını göstermektedir.



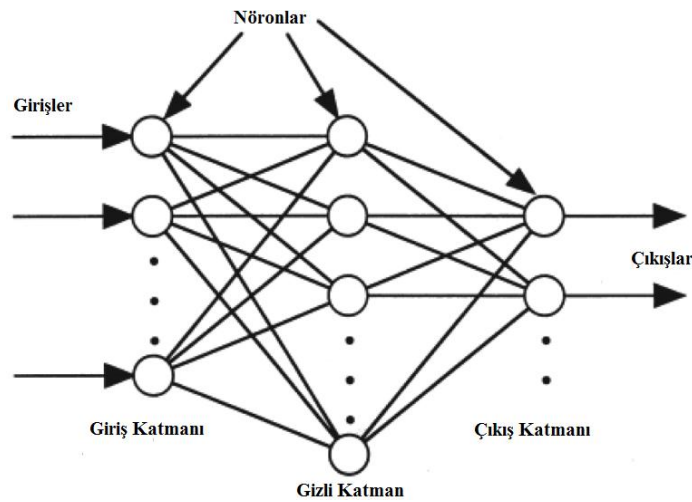
Şekil 4.64. Güneş gücünün her saatte olduğu varsayımında Gebze verilerine göre ada modu durumu için ana şebekeden enerji alım saatleri ve değerleri

Şekil 4.64 ise Güneş gücünün her saatte olduğu varsayımında Gebze verilerine göre ada modu durumunda PHES'in depolama veya üretim amaçlı kullanımının da dikkate alınmasından sonra, mikro-şebeke tarafından ana şebekeden alım yapılan saatleri ve değerlerini göstermektedir. Hiçbir saatte ana şebekeden enerji alımı yapılmamaktadır. İstenen ada modu durumunda çalışma şartları sağlanmıştır.

4.4. Aşırı Öğrenme Makineleri (AÖM)

Bu bölümde öncelikle Huang ve arkadaşları [87] tarafından geliştirilen aşırı öğrenme makinesi (extreme learning machine) anlatılıp, ardından yukarıda bahsi geçen mikro şebekenin verilecek olan yirmidört saatlik üretim ve tüketim değerlerine ne şekilde yanıt vereceğinin hem koşullu algoritma hem de AÖM ile değerlendirilmesi yapılmıştır. AÖM elde edilen değerlerin koşullu algoritma ile elde edilen değerlere ne oranda yaklaştığının analizi yapılmıştır.

Matematiksel ve istatistiksel metotlar kullanarak hazır verilerden çıkarımlar yapan, bu çıkarımlardan yola çıkarak bilinmeyeni tahmin etmek üzere kullanılan yöntem Makine Öğrenmesi yöntemidir [88]. AÖM ise tek bir gizli katmana sahip ileri beslemeli yapay sinir ağlarını eğitmek için önerilmiş bir yöntemdir [87]. AÖM'nde çıkış ağırlıkları analitik olarak hesaplanırken, giriş ağırlıkları rastgele hesaplanır. Çıkış katmanında doğrusal fonksiyon kullanılırken, gizli katmanda sigmodial, sine ve hard-limitin gibi aktivasyon fonksiyonları kullanılmaktadır [89].



Şekil 4.65. İleri beslemeli YSA [91]

Geleneksel ileri beslemeli yapay sinir ağlarında eşik değerleri ve ağırlıklar gibi parametrelerin gradyen bazlı öğrenme algoritmaları ile güncellenmesi gerekmektedir. Ancak iyi bir sonuç elde edebilmek için getreken öğrenme süreci zaman almaktadır. Ayrıca hata yerel bir noktaya takılabilmektedir. Tek gizli katmanlı ileri beslemeli bir ağda giriş-çıkış ağırlıkları ve eşik değerleri ağın performansını etkilememektedir [90]. Şekil 4.65'te tek gizli katmanlı ileri beslemeli bir yapay sinir ağı gösterilmiştir.

Nöron ağının hedefi $f: X \rightarrow Y$ şeklinde olan fonksiyonu bulmaktır. N gizli düğüme sahip tek katmanlı ileri beslemeli nöron ağı denklem 4.1'deki gibi tanımlanmıştır[92].

$$f_N(x) = \sum_{i=1}^N B_i G(a_i, b_i, x), x \in R, a_i \in R \quad (4.1)$$

Burada a_i ve b_i , öğrenme parametresi, B_i ise i . gizli düğümün ağırlığıdır. Genelleştirilmiş tek katmana sahip ileri besleme bir ağ için AÖM'nin çıktı fonksiyonu denklem 4.2'deki gösterilmektedir.

$$f_N(x) = \sum_{i=1}^N B_i G(a_i, b_i, x) = \beta \times h(x) \quad (4.2)$$

denklem 4.2, farklı bir yapıda denklem 4.'teki gibi de gösterilebilir.

$$H\beta = T \quad (4.3)$$

H ve T sırasıyla gizli katman matrisi ve çıktı matrisidir.

Bu çalışmada 70 rüzgar türbini, 5250 güneş paneli, 1 AET, 1 PHES ve yük'ün olduğu durumunda mikro şebekenin nasıl davranacağını AÖM ile belirlenmesi ve elde edilen sonuçlar çerçevesinde nasıl bir başarı göstereceği üzerine bir çalışma yapılmıştır. Ayrıca, AÖM algoritması kullanılarak yirmidört saatlik üretim ve tüketim değerlerine sahip bir veri setinin mikro şebekeye uygulanması durumunda mikro şebekenin ana şebeke ile olan enerji alış-verişi oranını tahmin edebilmek adına da bir çalışma yapılmıştır. AÖM ile ilgili bir çalışma Fatih Ertam v.d. [93] tarafından kampüs ağı üzerinden akan ağ trafik bilgisi ile elde edilen verilerin sınıflandırılması işlemi için hem YSA, DVM gibi klasik sınıflandırma yöntemleri kullanılmış hem de AÖM gibi yeni sayılabilecek sınıflandırma yöntemleri kullanılarak karşılaştırılma yapılmıştır. Ayrıca Huang ve arkadaşları [94] tarafından 8 giriş değerine sahip 576 satırlık eğitim verisinin, 1 çıkışı olan 192 satırdan oluşan test verisine AÖM algoritması uygulanması üzerine bir çalışma yapılmıştır.

4.4.1. AÖM İle Mikro Şebeke Davranışının Tespiti İçin Veri Seti Oluşturulması

Eğitim amaçlı veri setinin oluşturulması için 80 rüzgar türbini, 6000 güneş paneli, 1 AET, 1 PHES ve yükün olduğu durum, 60 rüzgar türbini, 4500 güneş paneli, 1 AET, 1 PHES ve yükün olduğu durum ve 40 rüzgar türbini, 3000 güneş paneli, 1 AET, 1 PHES ve yükün olduğu durumlara ait toplam 72 saatlik veriler kullanılmıştır. Bu 72 saatlik verilerin her bir saatindeki veriler ise güneş santralinden gelen toplam saatlik üretim değeri, rüzgar santralinden gelen toplam saatlik üretim değeri, AET'nin o an kullanılıp kullanılmama durumuna göre üretim değeri ve o saate ait elektrik talep değerlerinden oluşan 4 giriş verisi kullanılmıştır. Bu giriş verilerine karşılık gelen “PHES’e su depolama” 1, “PHES’in elektrik üretimi” 2, “Mikro şebekeden ana şebekeye elektrik verilmesi” 3 ve “Ana şebekeden mikro şebekeye elektrik alınması” 4 durumlarını içeren 1 çıkışın olduğu eğitim verilerdir. Test verileri için ise 70 rüzgar türbini, 5250 güneş paneli, 1 AET ve 1 PHES’in olduğu 24 saatlik veriler kullanılmıştır.

Çizelge 4.20. Test verilerine ait saatlik üretim ve tüketim değerleri

Saat	Güneş Santrali (5250 adet) (MW)	Rüzgar Santrali (70 adet) (MW)	AET (MW)	Toplam Talep (MW)	Üretim Talep Farkı (MW)
00	0,00	1,09	x	1,02	0,070
01	0,00	1,09	x	1,02	0,070
02	0,00	1,09	x	1,01	0,08
03	0,00	1,09	x	1,02	0,070
04	0,00	0,89	x	1,06	-0,148
05	0,00	0,89	0,022	1,08	-0,168
06	0,08	1,09	0,022	1,16	0,010
07	0,26	1,30	x	2,00	-0,418
08	0,43	1,30	0,022	1,26	0,470
09	0,56	1,50	x	1,47	0,590
10	0,64	1,81	x	3,54	-1,068
11	0,68	2,13	0,022	8,56	-5,728
12	0,69	2,44	0,022	8,50	-5,348
13	0,66	2,44	0,022	2,45	0,650
14	0,58	2,75	x	1,40	1,930
15	0,46	3,21	x	1,39	2,280
16	0,34	2,75	x	1,24	1,850
17	0,19	2,75	x	1,15	1,790
18	0,04	2,75	x	4,03	-1,218
19	0,00	2,44	0,022	6,45	-3,988
20	0,00	1,81	0,022	8,41	-6,578
21	0,00	1,81	0,022	8,38	-6,548
22	0,00	1,81	0,022	4,33	-2,498
23	0,00	1,50	0,022	4,31	-2,788

x = Üretim talebi karşıladığı için AET kullanılmıyor

Çizelge 4.20 test verileri için toplam üretim, toplam tüketim ve her ikisi arasındaki fark değerlerini göstermektedir. AET ihtiyaca göre kullanılmaktadır. Test verileri için AET, güneş ve rüzgar santrallerinden elde edilen enerjinin o saatteki talebi karşılayamamasından dolayı talebi karşılamaya yardımcı olmak amacıyla 05:00, 06:00, 08:00, 11:00-13:00 ve 19:00-23:00 saatlerinde kullanılmaktadır. Diğer saatlerde AET'ye ihtiyaç duyulmamaktadır.

Çizelge 4.21 incelendiğinde 00:00-03:00 arasında üretimin talepten fazla olmasından dolayı fazla enerji depolanmak üzere PHES'e gönderilmektedir. Saat 04:00 ve 05:00'da enerji talebi oluşmaktadır. Bu saatlerde PHES'teki su miktarı minimum su seviyesi olan 5000 m³'ten az olduğu için PHES elektrik üretimi yapamayıp, talep edilen enerjiler ana şebekeden alınmaktadır.

Çizelge 4.21. Test verileri durumu için PHES'in davranışı

Saat	FARK (MW)	D,Ü,S,A	Depolanan su miktarı (m ³)	Boşalan su miktarı (m ³)	Boşalan su MW karşılığı	PHES son su miktarı (m ³)
00	0,070	D	231	-	-	231
01	0,070	D	231	-	-	462
02	0,080	D	264	-	-	726
03	0,070	D	231	-	-	957
04	-0,148	A	-	-	-	957
05	-0,168	A	-	-	-	957
06	0,010	D	33	-	-	990
07	-0,418	A	-	-	-	990
08	0,470	D	1.552	-	-	1.642
09	0,590	D	1.948	-	-	3.590
10	-1,068	A	-	-	-	3.590
11	-5,728	A	-	-	-	3.590
12	-5,348	A	-	-	-	3.590
13	0,650	D	2.146	-	-	5.736
14	1,930	D	6.374	-	-	12.110
15	2,280	D	7.530	-	-	19.640
16	1,850	D	6.110	-	-	25.750
17	1,790	D	5.911	-	-	31.661
18	-1,218	Ü	-	4.966	1,218	26.695
19	-3,988	Ü	-	16.261	3,988	10.434
20	-6,578	Ü,A	-	5.434	1,333	5.000
21	-6,548	A	-	-	-6,548	5.000
22	-2,498	A	-	-	-2,498	5.000
23	-2,788	A	-	-	-2,788	5.000

D= Depolama, Ü=Üretim, S=Ana Şebekeye Satış, A=Ana Şebekeden Alım

Saat 13:00'dan itibaren PHES elektrik üretebilecek minimum su seviyesi olan 5000 m³'ü aşmaya başlamış olup, bu artış saat 17:00'a kadar devam etmiştir ve 31.661 m³ seviyesine ulaşmıştır. Saat 18:00 ve 19:00 saatlerinde talep üretimden fazla olmaktadır. Bu saatlerde PHES'te bulunan su miktarı bu saatlerde mikro şebeke tarafından talep edilen enerjiyi karşılayabilecek kapasitededir. Saat 20:00'da mikro

şebeke tarafından 6.548 MW'lık güce ihtiyaç duyulmuştur. Ancak bu saatte PHES'te 10.434 m³ su bulunmakta olup ancak 5.434 m³ su elektrik enerjisi için kullanılabilir. 5.434 m³ su için PHES'in üretebileceği güç 1,333 MW olup, kalan 5.245 MW ana şebekeden alınmaktadır. Saat 21:00-23:00 saatlerinde PHES'teki su miktarı minimum seviyede olduğundan talep edilen enerjilerin tamamı ana şebekeden alınmıştır.

4.4.2. Aşırı Öğrenme Makinesi İle Sınıflandırma

Bilinmeyen herhangi bir verinin belli kurallara göre düzenlenmiş olan veri kümesindeki sınıflardan hangisine ait olduğunu tahmin etme işlemine sınıflandırma denir. Amacı ise, veri gruplarını oluşturan sınıf nitelikleri ve bu sınıfların çıkış karakterleri arasındaki ilişkileri keşfetmek ve keşfedilen bu ilişkiler ile yeni bir veri örneğinin sınıf etiketini tahmin etmektir [95].

4.4.3. Ham Veriler İle AÖM Çalışması

AÖM ile eğitim ve test verileri kullanılarak yapılan sınıflandırma için sigmoidal, sine ve hardlimit adlı üç farklı aktivasyon fonksiyonu kullanılmıştır. Bu aktivasyon kodlarının test süreleri ve test doğruluk oranları karşılaştırılmıştır. Bu değerler Çizelge 4.22'de verilmiştir. Yapılan bu ilk karşılaştırma aşamasında kullanılan gizli nöron sayısı 50'dir. AÖM çalışması için Matlab yazılımı kullanılmıştır. AÖM'nde çıkış ağırlıkları analitik olarak hesaplanırken, giriş ağırlıklarının rastgele hesaplanmasından dolayı sonuçlar her program çalıştırılmasında birbirine yakın ama farklı değerlerde çıkmaktadır. Bu sebeple buradaki "Test Süresi" ve "Test Doğruluğu" değerleri aynı nöron sayısında programın 5 kez çalıştırılması sonucunda elde edilen ortalama değerlerdir.

Çizelge 4.22. AÖM aktivasyon fonksiyonlarına göre test doğruluğu oranları

Aktivasyon Fonksiyonu	Test Süresi (sn.)	Test Doğruluğu (%)
Sig	0,0026	66,67
Sin	0,0026	62,50
Hardlim	0,0031	79,17

AÖM aktivasyon fonksiyonlarına göre test doğruluğu oranlarına bakıldığında en yüksek değerin hardlimit fonksiyonu tarafından % 79,17 test doğruluğu oranı ve 0,0031 saniyelik test süresi ile karşılandığı görülmektedir. Ancak farklı nöron

sayılarında diğer fonksiyonlarında ne şekilde tepki vereceğini incelemek amacı ile bu 3 aktivasyon fonksiyonunun 8 farklı nöron sayısına bağıllığı incelenmiştir. Huang ve arkadaşları gizli katmandaki nöron sayısının sınıf sayısından daha az olacağını belirtmişlerdir [96]. Buradaki AÖM çalışmasında kullanılan eğitim verisindeki sınıf sayısı 72 olduğundan maksimum 72 nöron üzerine çalışma yapılmıştır. Yapılan çalışma sonrasında Çizelge 4.23'teki değerler elde edilmiştir. Yine buradaki “Test Süresi” ve “Test Doğruluğu” değerleri de aynı nöron sayısında programın 5 kez çalıştırılması sonucunda elde edilen ortalama değerlerdir.

Çizelge 4.23. Farklı aktivasyon kodu ve nöron sayılarına göre test süreleri ve test doğruluğu oranları

Aktivasyon kodu ve Gizli nöron sayısı	Test Süresi (sn.)	Test Doğruluğu (%)	Aktivasyon kodu ve Gizli nöron sayısı	Test Süresi (sn.)	Test Doğruluğu (%)
Sig-5	0,0025	87,50	Sig-40	0,0027	70,83
Sin-5	0,0025	79,17	Sin-40	0,0029	62,50
Hardlim-5	0,0030	70,83	Hardlim-40	0,0032	83,33
Sig-10	0,0027	91,67	Sig-50	0,0026	66,67
Sin-10	0,0026	91,67	Sin-50	0,0026	62,50
Hardlim-10	0,0032	87,50	Hardlim-50	0,0031	79,17
Sig-20	0,0026	70,83	Sig-60	0,0027	50,00
Sin-20	0,0026	87,50	Sin-60	0,0027	62,50
Hardlim-20	0,0031	83,33	Hardlim-60	0,0031	87,50
Sig-30	0,0027	70,83	Sig-72	0,0028	62,50
Sin-30	0,0026	70,83	Sin-72	0,0026	58,33
Hardlim-30	0,0031	83,33	Hardlim-72	0,0032	87,50

En yüksek test doğruluğu oranlarının sigmoid ve sine fonksiyonları ile 10 nöron sayısında % 91,67 test doğruluğu oranlarında ve 0,0027 ve 0,0026 saniyelik test süreleri ile elde edildiği görülmektedir. Sine aktivasyonu ile yapılan sınıflandırmadaki test süresi daha az olduğu için Sin-10 kodlu sonucun değerleri kabul edilmiştir. Sin-10'daki % 91,67'lik doğruluk oranı 24 saatin 22 saatinin doğru tahmin edildiği sonucunu göstermektedir. Bu sonuca göre en yüksek doğruluk oranı ve en düşük test süresi değerine sahip olan sine aktivasyon kodlu ve 10 nöronlu AÖM algoritması tarafından elde edilen mikro şebekenin davranışına ait sonuçlar Çizelge 4.24'te gösterilmiştir.

Yetmiş iki saatlik verilerin sınıflandırılması işlemi için AÖM yöntemi kullanılarak, koşullu algoritma ile elde edilen sonuçlar karşılaştırılmıştır. Çizelge

4.24'ten de görüleceği üzere sadece 18:00 ve 19:00 saatlerinde “PHES üretim” sonucu yerine “Ana şebekeden enerji alınması” sonucu şeklinde yanlış iki sonuç ortaya çıkmıştır. Kalan 22 saatte AÖM algoritması doğru tahminleri gerçekleştirmiştir. AÖM algoritmaları ile yapılan sınıflandırmada da % 91,67'lik gibi yüksek oranda başarımlar elde edildiği görülmüştür.

Çizelge 4.24. Test verilerine ait saatlik üretim, tüketim, Mikro şebekenin koşullu ve AÖM ile davranış değerleri

Saat	Güneş Santrali (5250 adet) (MW)	Rüzgar Santrali (70 adet) (MW)	AET (MW)	Toplam Talep (MW)	Mikro şebekenin davranışı (Koşullu Algoritma)	AÖM ile mikro şebekenin davranışı (sin-20)
00	0,00	1,09	0,000	1,02	1	1
01	0,00	1,09	0,000	1,02	1	1
02	0,00	1,09	0,000	1,01	1	1
03	0,00	1,09	0,000	1,02	1	1
04	0,00	0,89	0,000	1,06	4	4
05	0,00	0,89	0,022	1,08	4	4
06	0,08	1,09	0,022	1,16	1	4
07	0,26	1,30	0,000	2,00	4	4
08	0,43	1,30	0,022	1,26	1	1
09	0,56	1,50	0,000	1,47	1	1
10	0,64	1,81	0,000	3,54	4	4
11	0,68	2,13	0,022	8,56	4	4
12	0,69	2,44	0,022	8,50	4	4
13	0,66	2,44	0,022	2,45	1	1
14	0,58	2,75	0,000	1,40	1	1
15	0,46	3,21	0,000	1,39	1	1
16	0,34	2,75	0,000	1,24	1	1
17	0,19	2,75	0,000	1,15	1	1
18	0,04	2,75	0,000	4,03	2	4
19	0,00	2,44	0,022	6,45	2	4
20	0,00	1,81	0,022	8,41	4	4
21	0,00	1,81	0,022	8,38	4	4
22	0,00	1,81	0,022	4,33	4	4
23	0,00	1,50	0,022	4,31	4	4

1= PHES Depolama, 2= PHES Üretim, 3= Ana şebekeye enerji verilmesi, 4= Ana şebekeden enerji alınması

4.4.4. Normalize Edilmiş Veriler ile AÖM Çalışması

Normalleştirme işlemi ham verilere uygulanır. Yapay sinir ağların eğitimi, ham veri setine normalizasyon yöntemi uygulanmadan çok yavaş olabilir. Normalleştirme işlemlerinde farklı teknikler kullanılabilir. Normalizasyon işlemi için literatürde farklı teknikler bulunmaktadır. Bunlar; Min kuralı, Max kuralı, Medyan, Sigmoid ve Z-Score gibi teknikler olarak sıralanabilir. Bu çalışmada ham verilerin normalize edilmesinde Min-Max Normalizasyonu tekniği kullanılmıştır. Min-Max tekniği, verileri doğrusal olarak normalize eder. Minimum; bir verinin alabileceği en düşük değer iken, maksimum; verinin alabileceği en yüksek değeri ifade eder. Bir veriyi Min-Max yöntemi ile 0 ile 1 arasındaki bir değere indirger [97].

AÖM ile eğitim ve test verileri kullanılarak yapılan sınıflandırma için sigmoidal, sine ve hardlimit adlı üç farklı aktivasyon fonksiyonu kullanılmıştır. Bu aktivasyon kodlarının test süreleri ve test doğruluk oranları karşılaştırılmıştır. Bu değerler Çizelge 4.25’te verilmiştir. Yapılan bu ilk karşılaştırma aşamasında kullanılan gizli nöron sayısı 50’dir. AÖM çalışması için Matlab yazılımı kullanılmıştır. AÖM’nde çıkış ağırlıkları analitik olarak hesaplanırken, giriş ağırlıklarının rastgele hesaplanmasından dolayı sonuçlar her program çalıştırılmasında birbirine yakın ama farklı değerlerde çıkmaktadır. Bu sebeple buradaki “Test Süresi” ve “Test Doğruluğu” değerleri aynı nöron sayısında programın 5 kez çalıştırılması sonucunda elde edilen ortalama değerlerdir.

Çizelge 4.25. AÖM aktivasyon fonksiyonlarına göre test doğruluğu oranları (normalize veriler)

Aktivasyon Fonksiyonu	Test Süresi (sn.)	Test Doğruluğu (%)
Sig	0,00264	66,67
Sin	0,00260	70,83
Hardlim	0,00314	62,50

AÖM aktivasyon fonksiyonlarına göre test doğruluğu oranlarına bakıldığında en yüksek değerin sine fonksiyonu tarafından % 70,83 test doğruluğu oranı ve 0,0260 saniyelik test süresi ile karşılandığı görülmektedir. Ancak farklı nöron sayılarında diğer fonksiyonlarında ne şekilde tepki vereceğini incelemek amacı ile bu 3 aktivasyon fonksiyonunun 8 farklı nöron sayısına bağlılığı incelenmiştir. Yapılan çalışma sonrasında Çizelge 4.26’daki değerler elde edilmiştir.

En yüksek test doğruluğu oranlarının % 70,83 test doğruluğu oranları ile sig-10, sin-10, hardlim-10, sin-20, sig-40, sin-40 ve sin-50 aktivasyon fonksiyonu ve nöron sayıları ile edildiği görülmektedir. Bunlar içerisinde en düşük test süresine sahip olan ise 0,00250 saniyelik test süresi ile sin-20 aktivasyon kodu ve nöron sayısıdır. Bu sonuca göre en yüksek doğruluk oranı ve en düşük test süresi değerine sahip olan sine aktivasyon kodlu ve 20 nöronlu AÖM algoritması tarafından elde edilen mikro şebekenin davranışına ait sonuçlar Çizelge 4.27’de gösterilmiştir.

Çizelge 4.26. Farklı aktivasyon kodu ve nöron sayılarına göre test süreleri ve test doğruluğu oranları (normalize veriler)

Aktivasyon kodu ve Gizli nöron sayısı	Test Süresi (sn.)	Test Doğruluğu (%)	Aktivasyon kodu ve Gizli nöron sayısı	Test Süresi (sn.)	Test Doğruluğu (%)
Sig-5	0,00256	66,67	Sig-40	0,00268	70,83
Sin-5	0,00284	66,67	Sin-40	0,00262	70,83
Hardlim-5	0,00312	58,33	Hardlim-40	0,00352	66,67
Sig-10	0,00252	70,83	Sig-50	0,00264	66,67
Sin-10	0,00254	70,83	Sin-50	0,00260	70,83
Hardlim-10	0,00320	70,83	Hardlim-50	0,00314	62,50
Sig-20	0,00258	66,67	Sig-60	0,00268	58,33
Sin-20	0,00250	70,83	Sin-60	0,00262	50,00
Hardlim-20	0,00320	66,67	Hardlim-60	0,00292	66,67
Sig-30	0,00266	66,67	Sig-72	0,00284	33,00
Sin-30	0,00260	66,67	Sin-72	0,00258	37,50
Hardlim-30	0,00310	66,67	Hardlim-72	0,00324	66,67

Çizelge 4.27. Test verilerine ait saatlik üretim, tüketim, mikro şebekenin koşullu ve AÖM ile davranış değerleri (normalize veriler)

Saat	Güneş Santrali (5250 adet) (MW)	Rüzgar Santrali (70 adet) (MW)	AET (MW)	Toplam Talep (MW)	Mikro şebekenin davranışı (Koşullu Algoritma)	AÖM ile mikro şebekenin davranışı (sin-20)
00	0,000	0,086	0,000	0,001	1	1
01	0,000	0,086	0,000	0,001	1	1
02	0,000	0,086	0,000	0,000	1	1
03	0,000	0,086	0,000	0,001	1	1
04	0,000	0,000	0,000	0,007	4	1
05	0,000	0,000	1,000	0,009	4	4
06	0,116	0,086	1,000	0,020	1	4
07	0,377	0,177	0,000	0,131	4	1
08	0,623	0,177	1,000	0,033	1	4
09	0,812	0,263	0,000	0,061	1	1
10	0,928	0,397	0,000	0,335	4	1
11	0,986	0,534	1,000	1,000	4	4
12	1,000	0,668	1,000	0,992	4	4
13	0,957	0,668	1,000	0,191	1	2
14	0,841	0,802	0,000	0,052	1	1
15	0,667	1,000	0,000	0,050	1	1
16	0,493	0,802	0,000	0,030	1	1
17	0,275	0,802	0,000	0,019	1	1
18	0,058	0,802	0,000	0,400	2	3
19	0,00	0,668	1,000	0,721	2	2
20	0,00	0,397	1,000	0,980	4	4
21	0,00	0,397	1,000	0,976	4	4
22	0,00	0,397	1,000	0,440	4	4
23	0,00	0,397	1,000	0,437	4	4

Yetmişiki saatlik verilerin sınıflandırılması işlemi için AÖM yöntemi kullanılarak, koşullu algoritma ile elde edilen sonuçlar karşılaştırılmıştır. Çizelge 4.27’den de görüleceği üzere mikro şebekenin 24 satlik davranışının 17 saati normalize edilmiş verileri kullanan AÖM tarafından doğru tahmin edilmiştir. Kalan 7 saat yanlış tahmin edilmiştir. Yanlış tahmin edilen saatlere bakıldığında çoğunlukla “PHES depolama” sonucu ile “Ana şebekeden enerji alınması” sonucu arasında olduğu görülmektedir. AÖM algoritmaları ile yapılan sınıflandırmada da % 70,83’lik gibi ortalamanın üzerinde bir oranda başarıml elde edildiği görülmüştür.

Ham veriler ile yapılan AÖM çalışmasında yirmi dört saatlik sonuçtan sadece iki saat için AÖM algoritması doğru tahmini gerçekleştirememiştir. Normalize edilmiş veriler ile yapılan çalışmada ise yirmi dört saatlik sonuçtan onyedii saate ait kararlar AÖM algoritması tarafından doğru tahmin edilmiştir. Ham veriler ile yapılan sınıflandırmada % 91,67’lik gibi yüksek oranda başarıml elde edilirken, normalize edilmiş veriler ile yapılan sınıflandırmada % 70,83’lük bir başarıml oranı elde edilmiştir.

4.4.5. AÖM İle Enerji Alışverişi Oranı Tespiti İçin Veri Seti Oluşturulması:

Eğitim amaçlı veri setinin oluşturulması için 80 rüzgar türbini, 6000 güneş paneli, 1 AET, 1 PHES ve yükün olduğu durum, 60 rüzgar türbini, 4500 güneş paneli, 1 AET, 1 PHES ve yükün olduğu durum, 40 rüzgar türbini, 3000 güneş paneli, 1 AET, 1 PHES ve yükün olduğu durum, 10 rüzgar türbini, 1000 güneş paneli, 1 AET, 1 PHES ve yükün olduğu durum ile 120 rüzgar türbini, 0 güneş paneli, 1 AET, 1 PHES ve yükün olduğu durumlara ait toplam 120 saatlik veriler kullanılmıştır. Bu 120 saatlik verilerin her bir saatindeki veriler ise güneş santralinden gelen toplam saatlik üretim değeri, rüzgar santralinden gelen toplam saatlik üretim değeri, AET’nin o an kullanılıp kullanılmama durumuna göre üretim değeri ve o saate ait elektrik talep değerlerinden oluşan 4 giriş verisi kullanılmıştır. Bu giriş verilerine karşılık mikro şebekenin ana şebekeden aldığı enerji veya ana şebekeye verdiği enerji miktarlarına karşılık gelen eğitim verileri davranış değerleri ise Çizelge 4.28’deki gibidir. Birinci test verileri için 70 rüzgar türbini, 5250 güneş paneli, 1 AET ve 1 PHES’in olduğu 24 saatlik veriler, ikinci test verileri için 77 rüzgar türbini, 5600 güneş paneli, 1 AET ve 1 PHES’in olduğu 24 saatlik veriler kullanılmıştır.

Çizelge 4.28. Eğitim verileri için davranış değerleri

Ana şebekeden alınan enerji (MWh)	Çıkış Türü	Ana şebekeye verilen enerji (MWh)	Çıkış Türü
Anaşebekeye verilen veya ana şebekeden alınan enerji yok ise =0			
0,001-0,999	1	0,001-0,999	7
1,000-1,999	2	1,000-1,999	8
2,000-2,999	3	2,000-2,999	9
3,000-3,999	4	3,000-3,999	10
4,000-4,999	5	4,000-4,999	11
5,000-.....	6	5,000-....	12

Aşırı Öğrenme Makinesi algoritmasının eğitiminde kullanılmak üzere girilen giriş verilerinden elde edilen fark değerleri ve koşullu algoritma ile elde edilen çıkış eğitim değerleri Çizelge 4.29, Çizelge 4.30, Çizelge 4.31, Çizelge 4.32 ve Çizelge 4.33'deki gibidir.

Çizelge 4.29. Eğitim verileri için güçlü durumda (6000 GP, 80 RT) PHES'in davranışı

Saat	FARK (MW)	D,Ü,S,A	Ana şebekeye verilen güç (MW)	Ana şebekeden alınan güç (MW)	Mikro şebekenin davranışı (Koşullu Algoritma)
00	0,730	D	0	0	0
01	0,730	D	0	0	0
02	0,740	D	0	0	0
03	0,730	D	0	0	0
04	0,360	D	0	0	0
05	0,340	D	0	0	0
06	0,690	D	0	0	0
07	0,370	D	0	0	0
08	1,300	D	0	0	0
09	1,570	D	0	0	0
10	0,090	D	0	0	0
11	-4,358	Ü	0	0	0
12	-3,788	Ü,A	0	3,183	4
13	2,210	D	0	0	0
14	3,660	D	0	0	0
15	4,280	D	0	0	0
16	3,540	D, S	0,06	0	7
17	3,470	S	3,47	0	10
18	0,420	S	0,42	0	7
19	-2,528	Ü	0	0	0
20	-5,488	Ü	0	0	0
21	-5,458	Ü, A	0	2,438	3
22	-1,408	A	0	1,408	2
23	-1,888	A	0	1,888	2

D= Depolama, Ü=Üretim, S=Ana Şebekeye Satış, A=Ana Şebekeden Alım

Çizelge 4.30. Eğitim verileri için zayıf durumda (3000 GP, 40 RT) PHES'in davranışı

Saat	FARK (MW)	D,Ü,S,A	Ana şebekeye verilen güç (MW)	Ana şebekeden alınan güç (MW)	Mikro şebekenin davranışı (Koşullu Algoritma)
00	-0,128	A	0	0,128	1
01	-0,128	A	0	0,128	1
02	-0,118	A	0	0,118	1
03	-0,128	A	0	0,128	1
04	-0,328	A	0	0,328	1
05	-0,348	A	0	0,348	1
06	-0,218	A	0	0,218	1
07	-0,788	A	0	0,788	1
08	0,030	D	0	0	0
09	0,050	D	0	0	0
10	-1,698	A	0	1,698	2
11	-6,448	A	0	6,448	6
12	-6,128	A	0	6,128	6
13	-0,098	A	0	0,098	1
14	1,130	D	0	0	0
15	1,440	D	0	0	0
16	1,150	D	0	0	0
17	1,160	D	0	0	0
18	-1,788	Ü	0	0	0
19	-4,478	Ü,A	0	3,475	4
20	-6,938	A	0	6,938	6
21	-6,908	A	0	6,908	6
22	-2,858	A	0	2,858	3
23	-3,088	A	0	3,088	4

D= Depolama, Ü=Üretim, S=Ana Şebekeye Satış, A=Ana Şebekeden Alım

Çizelge 4.31. Eğitim verileri için 4500 GP, 60 RT durumunda PHES'in davranışı

Saat	FARK (MW)	D,Ü,S,A	Ana şebekeye verilen güç (MW)	Ana şebekeden alınan güç (MW)	Mikro şebekenin davranışı (Koşullu Algoritma)
00	0,290	D	0	0	0
01	0,290	D	0	0	0
02	0,300	D	0	0	0
03	0,290	D	0	0	0
04	0,010	D	0	0	0
05	0,012	D	0	0	0
06	0,220	D	0	0	0
07	-0,188	A	0	0,188	1
08	0,670	D	0	0	0
09	0,810	D	0	0	0
10	-0,788	Ü	0	0	0
11	-5,398	Ü,A	0	4,997	5
12	-4,948	A	0	4,948	5
13	1,050	D	0	0	0
14	2,40	D	0	0	0
15	2,870	D	0	0	0
16	2,350	D	0	0	0
17	2,310	D	0	0	0
18	-0,668	Ü	0	0	0
19	-3,498	Ü	0	0	0
20	-6,208	Ü,A	0	1,480	2
21	-6,178	A	0	6,178	6
22	-2,128	A	0	2,128	3
23	-2,488	A	0	2,488	3

D= Depolama, Ü=Üretim, S=Ana Şebekeye Satış, A=Ana Şebekeden Alım

Çizelge 4.32. Eğitim verileri için 0 GP, 120 RT durumunda PHES'in davranışı

Saat	FARK (MW)	D,Ü,S,A	Ana şebekeye verilen güç (MW)	Ana şebekeden alınan güç (MW)	Mikro şebekenin davranışı (Koşullu Algoritma)
00	1,60	D	0	0	0
01	1,60	D	0	0	0
02	1,61	D	0	0	0
03	1,60	D	0	0	0
04	1,07	D	0	0	0
05	1,05	D	0	0	0
06	1,46	D	0	0	0
07	1,11	D	0	0	0
08	1,85	D	0	0	0
09	1,13	D	0	0	0
10	0,81	D	0	0	0
11	-3,46	Ü	0	0	0
12	-2,65	Ü	0	0	0
13	3,40	D	0	0	0
14	5,20	D,S	0,81	0	7
15	6,32	S	6,32	0	12
16	5,36	S	5,36	0	12
17	5,45	S	5,45	0	12
18	2,57	S	2,57	0	9
19	-0,60	Ü	0	0	0
20	-4,06	Ü	0	0	0
21	-4,03	Ü	0	0	0
22	0,02	D	0	0	0
23	-0,71	Ü	0	0	0

D= Depolama, Ü=Üretim, S=Ana Şebekeye Satış, A=Ana Şebekeden Alım

Çizelge 4.33. Eğitim verileri için 1000 GP, 10 RT durumunda PHES ve mikro şebeke'nin davranışı

Saat	FARK (MW)	D,Ü,S,A	Ana şebekeye verilen güç (MW)	Ana şebekeden alınan güç (MW)	Mikro şebekenin davranışı (Koşullu Algoritma)
00	-0,968	A	0	0,968	1
01	-0,968	A	0	0,968	1
02	-0,958	A	0	0,958	1
03	-0,968	A	0	0,968	1
04	-1,018	A	0	1,018	2
05	-1,038	A	0	1,038	2
06	-1,088	A	0	1,088	2
07	-1,898	A	0	1,898	2
08	-1,128	A	0	1,128	2
09	-1,298	A	0	1,298	2
10	-3,358	A	0	3,358	4
11	-8,358	A	0	8,358	6
12	-8,288	A	0	8,288	6
13	-2,238	A	0	2,238	3
14	-1,198	A	0	1,198	2
15	-1,198	A	0	1,198	2
16	-1,088	A	0	1,088	2
17	-1,018	A	0	1,018	2
18	-3,928	A	0	3,928	4
19	-6,368	A	0	6,368	6
20	-8,348	A	0	8,348	6
21	-8,318	A	0	8,318	6
22	-4,268	A	0	4,268	5
23	-4,248	A	0	4,248	5

D= Depolama, Ü=Üretim, S=Ana Şebekeye Satış, A=Ana Şebekeden Alım

Birinci ve İkinci test verilerine ait veriler Çizelge 4.34 ve Çizelge 4.35'teki gibidir.

Çizelge 4.34. Birinci test verileri için 5250 GP, 70 RT durumunda PHES ve mikro şebeke'nin davranışı

Saat	FARK (MW)	D,Ü,S,A	Ana şebekeye verilen güç (MW)	Ana şebekeden alınan güç (MW)	Mikro şebekenin davranışı (Koşullu Algoritma)
00	0,070	D	0	0	0
01	0,070	D	0	0	0
02	0,080	D	0	0	0
03	0,070	D	0	0	0
04	-0,148	A	0	0,148	1
05	-0,168	A	0	0,168	1
06	0,010	D	0	0	0
07	-0,418	A	0	0,418	1
08	0,470	D	0	0	0
09	0,590	D	0	0	0
10	-1,068	A	0	1,068	2
11	-5,728	A	0	5,728	6
12	-5,348	A	0	5,348	6
13	0,650	D	0	0	0
14	1,930	D	0	0	0
15	2,280	D	0	0	0
16	1,850	D	0	0	0
17	1,790	D	0	0	0
18	-1,218	Ü	0	0	0
19	-3,988	Ü	0	0	0
20	-6,578	Ü,A	0	5,245	6
21	-6,548	A	0	6,548	6
22	-2,498	A	0	2,498	3
23	-2,788	A	0	2,788	3

D= Depolama, Ü=Üretim, S=Ana Şebekeye Satış, A=Ana Şebekeden Alım

Çizelge 4.35. İkinci test verileri için 5600 GP, 77 RT durumunda PHES'in davranışı

Saat	FARK (MW)	D,Ü,S,A	Ana şebekeye verilen güç (MW)	Ana şebekeden alınan güç (MW)	Mikro şebekenin davranışı (Koşullu Algoritma)
00	0,66	D	0	0	0
01	0,66	D	0	0	0
02	0,67	D	0	0	0
03	0,66	D	0	0	0
04	0,31	D	0	0	0
05	0,29	D	0	0	0
06	0,61	D	0	0	0
07	0,28	D	0	0	0
08	1,20	D	0	0	0
09	1,44	D	0	0	0
10	-0,07	Ü	0	0	0
11	-4,56	Ü,A	0	0,36	1
12	-4,01	A	0	4,01	5
13	2,01	D	0	0	0
14	3,46	D	0	0	0
15	4,05	D	0	0	0
16	3,36	D	0	0	0
17	3,29	D,S	2,55	0	9
18	0,25	S	0,25	0	7
19	-2,70	Ü	0	0	0
20	-5,62	Ü	0	0	0
21	-5,59	Ü, A	0	2,87	3
22	-1,54	A	0	1,54	2
23	-2,00	A	0	2,00	3

D= Depolama, Ü=Üretim, S=Ana Şebekeye Satış, A=Ana Şebekeden Alım

4.4.6. Enerji Alışverişi Oranı için Ham Veriler ile AÖM Çalışması

4.4.6.1. Birinci Test Verileri ile Enerji Alışverişi Oranı için AÖM Çalışması

AÖM ile eğitim ve test verileri kullanılarak yapılan sınıflandırma için yine sigmoidal, sine ve hardlimit adlı üç farklı aktivasyon fonksiyonu kullanılmıştır. Bu aktivasyon kodlarının test süreleri ve test doğruluk oranları karşılaştırılmıştır. AÖM’nde çıkış ağırlıkları analitik olarak hesaplanırken, giriş ağırlıklarının rastgele hesaplanmasından dolayı sonuçlar her program çalıştırılmasında birbirine yakın ama farklı değerlerde çıkmaktadır. Bu sebeple buradaki “Test Süresi” ve “Test Doğruluğu” değerleri aynı nöron sayısında programın 5 kez çalıştırılması sonucunda elde edilen ortalama değerlerdir.

Çizelge 4.36. Birinci test verilerine göre enerji alışverişi oranı için farklı aktivasyon kodu ve nöron sayılarına göre test süreleri ve test doğruluğu oranları

Aktivasyon kodu ve Gizli nöron sayısı	Test Süresi (sn.)	Test Doğruluğu (%)	Aktivasyon kodu ve Gizli nöron sayısı	Test Süresi (sn.)	Test Doğruluğu (%)
Sig-10	0,0003543	75,00	Sig-70	0,0055020	70,83
Sin-10	0,0003413	75,00	Sin-70	0,0005369	70,83
Hardlim-10	0,0006572	75,00	Hardlim-70	0,0009242	75,00
Sig-20	0,0003611	75,00	Sig-80	0,0016640	70,83
Sin-20	0,0003617	79,17	Sin-80	0,0014570	62,50
Hardlim-20	0,0006541	66,67	Hardlim-80	0,0009281	70,83
Sig-30	0,0004966	70,83	Sig-90	0,0027673	54,17
Sin-30	0,0003729	75,00	Sin-90	0,0032024	58,33
Hardlim-30	0,0006514	83,33	Hardlim-90	0,0016560	75,00
Sig-40	0,0004970	66,67	Sig-100	0,0032911	45,83
Sin-40	0,0004517	70,83	Sin-100	0,0069529	41,67
Hardlim-40	0,0011190	75,00	Hardlim-100	0,0157403	87,50
Sig-50	0,0005567	66,67	Sig-110	0,0249333	20,83
Sin-50	0,0005072	62,50	Sin-110	0,0007557	79,17
Hardlim-50	0,0015050	87,50	Hardlim-110	0,0171297	75,00
Sig-60	0,0060340	70,83	Sig-120	0,0095333	37,50
Sin-60	0,0009137	62,50	Sin-120	0,0054634	33,33
Hardlim-60	0,0007891	75,00	Hardlim-120	0,0220333	79,17

AÖM’nin farklı nöron sayıları ile ne şekilde tepki vereceğini incelemek için bu 3 aktivasyon fonksiyonunun 12 farklı nöron sayısına bağıllığı incelenmiştir. Buradaki AÖM çalışmasında kullanılan eğitim verisindeki sınıf sayısı 120 olduğundan

maksimum 120 nöron üzerine çalışma yapılmıştır. Birinci test verileri ile yapılan çalışma sonrasında Çizelge 4.36'daki değerler elde edilmiştir. Yine buradaki “Test Süresi” ve “Test Doğruluğu” değerleri de aynı nöron sayısında programın 5 kez çalıştırılması sonucunda elde edilen ortalama değerlerdir.

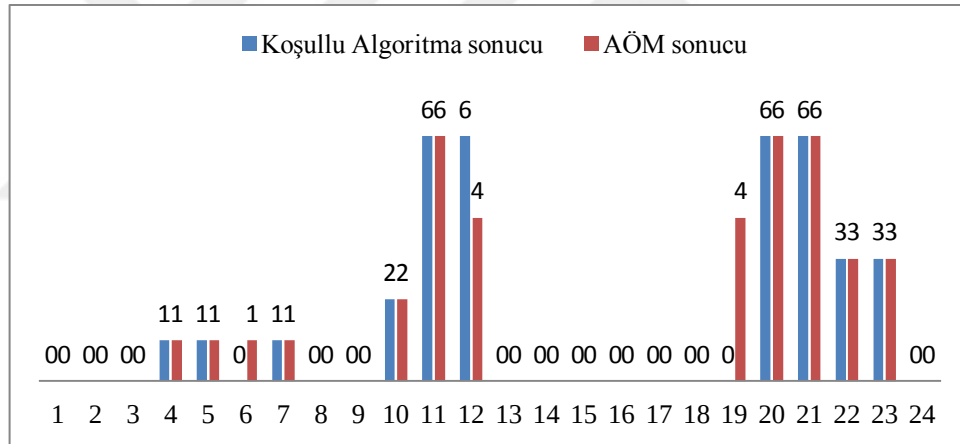
En yüksek test doğruluğu oranlarının hardlimit fonksiyonu ile 50 ve 100 nöron sayılarında % 87,50 test doğruluğu oranlarında ve 0,0015050 ve 0,0157403 saniyelik test süreleri ile elde edildiği görülmektedir. Hardlim-50 ile yapılan sınıflandırmadaki test süresi daha az olduğu için bu sonucun değerleri kabul edilmiştir. Hardlim-50'deki % 87,50'lik doğruluk oranı 24 saatin 22 saatinin doğru tahmin edildiği sonucunu göstermektedir. Bu sonuca göre en yüksek doğruluk oranı ve en düşük test süresi değerine sahip olan hardlim aktivasyon kodlu ve 50 nöronlu AÖM algoritması tarafından elde edilen mikro şebekenin davranışına ait sonuçlar Çizelge 4.37'de gösterilmiştir.

Çizelge 4.37. Birinci test verilerine göre enerji alışverişi oranı için test verilerine ait saatlik üretim, tüketim, mikro şebekenin koşullu ve AÖM ile davranış değerleri

Saat	Güneş Santrali (5250 adet) (MW)	Rüzgar Santrali (70 adet) (MW)	AET (MW)	Toplam Talep (MW)	Mikro şebekenin davranışı (Koşullu Algoritma)	AÖM ile mikro şebekenin enerji alışverişi (hardlim-50)
00	0,00	1,09	0,000	1,02	0	0
01	0,00	1,09	0,000	1,02	0	0
02	0,00	1,09	0,000	1,01	0	0
03	0,00	1,09	0,000	1,02	0	0
04	0,00	0,89	0,000	1,06	1	1
05	0,00	0,89	0,022	1,08	1	1
06	0,08	1,09	0,022	1,16	0	1
07	0,26	1,30	0,000	2,00	1	1
08	0,43	1,30	0,022	1,26	0	0
09	0,56	1,50	0,000	1,47	0	0
10	0,64	1,81	0,000	3,54	2	2
11	0,68	2,13	0,022	8,56	6	6
12	0,69	2,44	0,022	8,50	6	4
13	0,66	2,44	0,022	2,45	0	0
14	0,58	2,75	0,000	1,40	0	0
15	0,46	3,21	0,000	1,39	0	0
16	0,34	2,75	0,000	1,24	0	0
17	0,19	2,75	0,000	1,15	0	0
18	0,04	2,75	0,000	4,03	0	0
19	0,00	2,44	0,022	6,45	0	4
20	0,00	1,81	0,022	8,41	6	6
21	0,00	1,81	0,022	8,38	6	6
22	0,00	1,81	0,022	4,33	3	3
23	0,00	1,50	0,022	4,31	3	3

Yüz yirmi saatlik verilerin sınıflandırılması işlemi için AÖM yöntemi kullanılarak, koşullu algoritma ile elde edilen sonuçlar karşılaştırılmıştır. Çizelge 4.37’den de görüleceği üzere AÖM sadece 06:00, 12:00 ve 19:00 saatlerinde doğru tahmini yapamamıştır. 06:00 saatinde ana şebekeden enerji alımı yokken AÖM 0,001-0,999 MWh aralığında bir alım olduğunu, 12:00 saatinde ana şebekeden 5 MWh ve üzeri enerji alımı olması gerekirken AÖM 3,001-3,999 MWh aralığında bir alım olduğunu ve 19:00 saatinde ana şebekeden enerji alımı yokken AÖM 3,001-3,999 MWh aralığında bir alım olduğu yönünde yanlış tahminler yapmıştır. Kalan 21 saatte AÖM algoritması doğru tahminleri gerçekleştirmiştir. AÖM algoritmaları ile yapılan sınıflandırmada da % 87,50’lik gibi yüksek oranda başarımlar elde edildiği görülmüştür.

Şekil 4.66 birinci test verileri için mikro şebekenin koşullu algoritma ve AÖM ile davranış değerlerinin karşılaştırmasını göstermektedir.



Şekil 4.66. Birinci test verilerine göre mikro şebekenin koşullu ve AÖM ile davranış değerleri

4.4.6.2. İkinci Test Verileri ile Enerji Alışverişi Oranı için AÖM Çalışması

İkinci test verileri ile yapılan çalışma sonrasında Çizelge 4.38’deki değerler elde edilmiştir. Yine buradaki “Test Süresi” ve “Test Doğruluğu” değerleri de aynı nöron sayısında programın 5 kez çalıştırılması sonucunda elde edilen ortalama değerlerdir.

Çizelge 4.38. İkinci test verilerine göre enerji alışverişi oranı için farklı aktivasyon kodu ve nöron sayılarına göre test süreleri ve test doğruluğu oranları

Aktivasyon kodu ve Gizli nöron	Test Süresi (sn.)	Test Doğruluğu (%)	Aktivasyon kodu ve Gizli nöron	Test Süresi (sn.)	Test Doğruluğu (%)
Sig-10	0,0003912	70,83	Sig-70	0,0006466	70,83
Sin-10	0,0004084	70,83	Sin-70	0,0007436	83,33
Hardlim-10	0,0006415	70,83	Hardlim-70	0,00587590	70,83
Sig-20	0,0004119	70,83	Sig-80	0,00097137	70,83
Sin-20	0,00042140	75,00	Sin-80	0,00068747	70,83
Hardlim-20	0,00064237	70,83	Hardlim-80	0,00081643	66,67
Sig-30	0,00043993	75,00	Sig-90	0,0006747	66,67
Sin-30	0,00048757	75,00	Sin-90	0,00059077	58,33
Hardlim-30	0,0007078	66,67	Hardlim-90	0,00092723	62,50
Sig-40	0,0043156	75,00	Sig-100	0,0067448	54,17
Sin-40	0,0030708	75,00	Sin-100	0,00157767	54,17
Hardlim-40	0,00073177	62,50	Hardlim-100	0,00281777	66,67
Sig-50	0,00054143	83,33	Sig-110	0,00342463	33,33
Sin-50	0,00091437	79,17	Sin-110	0,0045032	33,33
Hardlim-50	0,00079803	70,83	Hardlim-110	0,0008415	70,83
Sig-60	0,00058406	70,83	Sig-120	0,0149231	45,83
Sin-60	0,00062727	75,00	Sin-120	0,0009654	37,50
Hardlim-60	0,00189260	66,67	Hardlim-120	0,0013084	54,17

En yüksek test doğruluğu oranlarının sig fonksiyonu 50 gizli nöron sayısı ve sin fonksiyonu 70 gizli nöron sayılarında % 83,33'lük doğruluk oranı ile elde edilmiştir. Ancak sig-50 ile yapılan sınıflandırmada test süresi 0,0005414 saniye, sin-70 ile yapılan sınıflandırmadaki 0,0007436 saniyelik test süresinden daha küçük olduğu için bu sonucun değerleri kabul edilmiştir. Sig-50'deki % 83,33'lük doğruluk oranı 24 saatin 20 saatinin doğru tahmin edildiği sonucunu göstermektedir. Bu sonuca göre en yüksek doğruluk oranı ve en düşük test süresi değerine sahip olan sig aktivasyon kodlu ve 50 nöronlu AÖM algoritması tarafından elde edilen mikro şebekenin davranışına ait sonuçlar Çizelge 4.39'de gösterilmiştir.

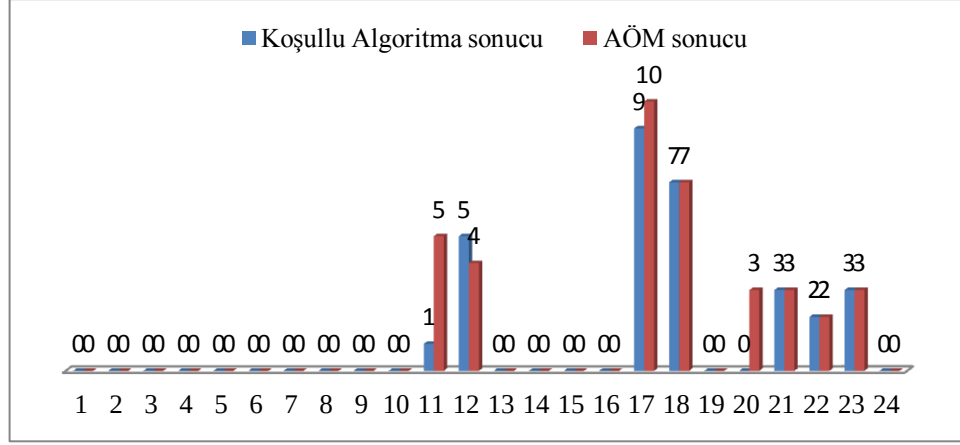
Yüz yirmi saatlik verilerin sınıflandırılması işlemi için AÖM yöntemi kullanılarak, koşullu algoritma ile elde edilen sonuçlar karşılaştırılmıştır. Çizelge 4.39'dan da görüleceği üzere 11:00 saatinde ana şebekeden enerji alımı yapılması gerektiği doğru tahmin edilmiş ancak 0,001-0,999 MWh aralığında bir enerji alımı tahmini yerine 4,000-4,999 MWh aralığında bir enerji alımı tahmini yapılmıştır. 12:00 saatinde 4,000-4,999 MWh aralığında bir enerji alımı tahmini yerine 3,000-3,999 MWh aralığında bir enerji alımı tahmini yapılmıştır. 17:00 saatinde ana şebekeye enerji verileceği tahmini yapılmış ancak 2,000-2,999 MWh enerji

verileceği tahmini yerine 3,000-3,999 MWh enerji verilmesi gerektiği tahmini yapılmıştır. 20:00 saatinde ise, herhangi bir enerji alışverişi olmaması gerekirken, AÖM ana şebekeden 2,000-2,999 MWh aralığında enerji alınması gerektiği tahminini yapmıştır.

Çizelge 4.39. İkinci test verilerine göre enerji alışverişi oranı için test verilerine ait saatlik üretim, tüketim, mikro şebekenin koşullu ve AÖM ile davranış değerleri

Saat	Güneş Santrali (5600 adet) (MW)	Rüzgar Santrali (77 adet) (MW)	AET (MW)	Toplam Talep (MW)	Mikro şebekenin davranışı (Koşullu Algoritma)	AÖM ile mikro şebekenin enerji alışverişi (sig-50)
00	0,00	1,68	0,000	1,02	0	0
01	0,00	1,68	0,000	1,02	0	0
02	0,00	1,68	0,000	1,01	0	0
03	0,00	1,68	0,000	1,02	0	0
04	0,00	1,37	0,000	1,06	0	0
05	0,00	1,37	0,000	1,08	0	0
06	0,09	1,68	0,000	1,16	0	0
07	0,28	2,00	0,000	2,00	0	0
08	0,46	2,00	0,000	1,26	0	0
09	0,60	2,31	0,000	1,47	0	0
10	0,68	2,79	0,000	3,54	0	0
11	0,73	3,27	0,022	8,56	1	5
12	0,74	3,75	0,022	8,50	5	4
13	0,71	3,75	0,000	2,45	0	0
14	0,62	4,24	0,000	1,40	0	0
15	0,49	4,95	0,000	1,39	0	0
16	0,36	4,24	0,000	1,24	0	0
17	0,20	4,24	0,000	1,15	9	10
18	0,04	4,24	0,000	4,03	7	7
19	0,00	3,75	0,022	6,45	0	0
20	0,00	2,79	0,022	8,41	0	3
21	0,00	2,79	0,022	8,38	3	3
22	0,00	2,79	0,022	4,33	2	2
23	0,00	2,31	0,022	4,31	3	3

Bu dört saatin dışındaki ana şebekeye enerji verilmesi gerekli tahminleri de dahil toplam 20 saatlik tahmin AÖM tarafından doğru yapılmıştır. AÖM algoritmaları ile yapılan sınıflandırmada da % 83,33'lük oranda başarımlar elde edildiği görülmüştür. Şekil 4.67 ikinci test verileri için mikro şebekenin koşullu algoritma ve AÖM ile davranış değerlerinin karşılaştırmasını göstermektedir.



Şekil 4.67. İkinci test verilerine göre mikro şebekenin koşullu ve AÖM ile davranış değerleri

4.5. Algoritmanın Saha Çalışmalarına Uygulanma Yöntemi

Bu tez çalışmasında güneş ve rüzgar enerjisi santralleri ve AET'nden oluşan dağıtık yenilenebilir enerji kaynakları ve PHES ünitesinden oluşan dağıtık depolama ünitesinin olduğu bir mikro şebekenin bilgisayar destekli yönetimi için algoritma geliştirilmiştir. Bu amaçla, şartlı akış algoritması yardımı ile enerji dengeleme ve depolama süreçleri yönetilmektedir. Elde edilen başarılı yönetim modelleri, AÖM'nin eğitiminde kullanılmış ve mikro şebekenin aşırı öğrenme makinesi ile akıllı yönetimi gerçekleştirilmiştir.

Bu algoritma şu şekilde kullanılabilir:

- ❖ Sonuçları elde edilmek istenen yirmi dört saatlik güneş ışıması değerlerinin Çizelge 2.2'ye, rüzgar hızı değerlerinin ise Çizelge 2.3'e uygulanması suretiyle elde edilen güç değerleri MW cinsinden geliştirilen Matlab programında yazılır. Programda güneş santrali için düşünülen güneş paneli sayısı ve rüzgar santrali için düşünülen rüzgar türbini sayısı girilerek her iki santral için saatlik toplam üretim değerleri elde edilmiş olacaktır.
- ❖ Benzer şekilde bir hane, bir okul ve bir hastaneye ait yirmi dört saatlik referans elektrik talep değerleri kullanılır. Bunlar çizelgelerde istenen sayıda belirlenerek ve Matlab programında yazılarak çalışma yapılması düşünülen mikro şebekede talep edilen güç değeri kısmına yazılarak istenen mikro şebeke yapısına göre talep edilen yük değeri elde edilmiş olacaktır.
- ❖ Program öncelikle AET'siz toplam üretim değerleri ile toplam talep edilen değerleri saatlik olarak karşılaştıracaktır. Toplam üretim değeri toplam talep değerinden az ise bu durumda AET değerlerini de ekleyerek saatlik olarak bir

karşılaştırma yapacaktır. AET değerini hesaplamak için denklem 2.17 ile elde edilen 3,83 değeri ile planlanan mikro şebekedeki nüfus sayısının çarpılması suretiyle AET'den üretilebilecek elektrik enerjisi elde edilecektir.

- ❖ PHES'in pompalama modunda fazla elektrik enerjisini su olarak PHES'te depolamak ve üretim modunda PHES'teki suyu kullanmak için elektrik enerjisi üretmek için nasıl davranacağı ile ilgili formüller denklem 2.20 ve denklem 2.24'te elde edilmiş olup, Matlab ortamında yazılan programa uygulanmıştır. Bu programda PHES'e ait üst rezervuar hacmi, minimum üretim hacmi, üreteç verimi, pompa verimi ve üst rezervuar ile alt rezervuar arasındaki yükseklik bilgileri girilerek çalışmada kullanılmak istenen PHES boyutu ayarlanabilmektedir. Böylece, ne kadarlık bir PHES'e ihtiyaç duyulacağı hesaplanabilmektedir.
- ❖ Yazılan ikinci program ile ada modu durumunda çalıştırabilmek için kaç adet güneş paneli, rüzgar türbini, AET ve PHES ile istenilen kasabanın ada modu durumunda çalışabileceği hesaplaması yapılabilir. Bunun için programda sadece birer adet güneş paneli, rüzgar türbini ve bir AET ile üretilebilecek yirmi dört saatlik enerji değerleri ile planlanan PHES verileri girilir.

Yazılan bu programın çalıştırılması ile elde edilecek grafikler ve sonuçlar:

- Toplam üretilen enerji ile toplam tüketilen enerjinin kıyaslandığı grafikler (AET'li ve AET'siz),
- Güçlü durumda saatlik toplam üretilen ve talep edilen enerjiler arasındaki fark değerleri,
- PHES'e depolanan saatlik su miktarları,
- PHES'te depolanan toplam su miktarı,
- Ana şebekeye enerji verilen saatler ve değerleri,
- Ana şebekeden enerji alınan saatler ve değerleri.

AÖM algoritmasının kullanımı (Mikro şebekenin davranışının tespiti için):

Yukarıdaki programdan elde edilen başarılı yönetim giriş ve çıkış değerleri, AÖM'nin eğitim verilerini oluşturmaktadır. Bu giriş ve çıkış değerlerinin AÖM'nin eğitim setini oluşturması için aşağıdaki yol izlenmiştir.

AÖM 4 adet giriş verisi:

- Güneş santralinden gelen saatlik üretim değeri,
- Rüzgar santralinden gelen saatlik üretim değeri,

- AET'nin o an kullanılıp kullanılmama durumuna göre üretim değeri,
- Talep edilen elektrik enerjisinin saatlik değeri.

AÖM çıkış verisi (1 adet 4 tür). Mikro şebekenin davranışı:

- “PHES’e su depolama” ise 1,
- “PHES’in elektrik üretimi” ise 2,
- “Mikro şebekeden ana şebekeye elektrik verilmesi” ise 3,
- “Ana şebekeden mikro şebekeye elektrik alınması” ise 4.

AÖM algoritmasının kullanımı (Enerji alışverişi oranı için):

Koşullu Algoritma ile elde edilen başarılı yönetim giriş ve çıkış değerleri, AÖM'nin eğitim verilerini oluşturmaktadır. Bu giriş ve çıkış değerlerinin AÖM'nin eğitim setini oluşturması için aşağıdaki yol izlenmiştir.

AÖM 4 adet giriş verisi:

- Güneş santralinden gelen saatlik üretim değeri,
- Rüzgar santralinden gelen saatlik üretim değeri,
- AET'nin o an kullanılıp kullanılmama durumuna göre üretim değeri,
- Talep edilen elektrik enerjisinin saatlik değeri.

AÖM çıkış verisi (1 adet 12 tür). Enerji Alış-verişi değerleri:

- Çizelge 4.21'deki değerler.

5. TARTIŞMA VE SONUÇ

Bu çalışmada güçlü, zayıf ve ada modu durumları için PHES'in mikro şebekede olduğu ve olmadığı durumların ayrı ayrı analizleri yapılmıştır. Bu analizlerin sonucunda ise PHES'in olduğu ve olmadığı durumlarda mikro şebekenin ana şebeke ile olan enerji alışverişi oranları çıkarılmış olup, mikro şebekenin ana şebekeye olan bağımlılığı noktasında sonuçlar elde edilmiştir. Güçlü durum için PHES'in olup olmamasının ana şebekeye olan bağımlılığı nasıl etkilediğini incelemek için ana şebekeye bağımlılığın toplam enerji alışverişi olarak değerlendirilmesi durumunda, toplam enerji alışverişinin PHES'in olduğu durumlarda 11,357 MWh, PHES'in olmadığı durumlarda ise 50,146 MWh olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Yani, güçlü durum için enerji bağımlılığı PHES'siz durumda çok daha yüksek seviyededir. Böylece güçlü durumda ana şebekeye olan enerji bağımlılığı oranının PHES'li durumda PHES'siz duruma göre % 77,4 oranında azaldığı sonucuna ulaşılmıştır. Benzer çalışma zayıf durum için yapıldığında, PHES'in olup olmamasının ana şebekeye olan bağımlılığı nasıl etkilediğini incelemek için ana şebekeye bağımlılığı toplam enerji alışverişi ile değerlendirildiğinde PHES'in olduğu durumlarda toplam enerji alışverişinin 39,823 MWh, PHES'in olmadığı durumlarda ise toplam enerji alışverişinin 47,730 MWh olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Güçlü durumda olduğu gibi, zayıf durumda da ana şebekeye olan enerji bağımlılığı PHES'siz durumda çok daha yüksek seviyededir. Böylece güçlü durumda ana şebekeye olan enerji bağımlılığı oranının PHES'li durumda PHES'siz duruma göre % 16,6 oranında azaldığı sonucuna ulaşılmıştır.

Mikro şebekenin ana şebekeden hiçbir şartta enerji almadığı, ancak enerji verebildiği PHES'li ada modu durumunda çalışabilmesi için gerekli yenilenebilir enerji kaynağı sayıları ise doğrudan ayrıntılı arama metodu kullanılan bir algoritma ile elde edilmiştir. Gebze ilçesi ve Malatya ili verilerine yönelik iki çalışma yapılmıştır. Bu algoritmanın Matlab ortamında çalıştırılması ile elde edilen sonuçlara göre mikro şebekenin ada modunda çalışabilmesi her iki yerleşim yeri için de sadece çok yüksek sayıda rüzgar türbininden oluşan rüzgar santralinin kullanılması ile mümkün görünmektedir. Bunun sebebi PHES'in kapasitesinin küçük olması ve güneş santralinin katkısının az olmasıdır. Bu doğrultuda, yapılan tüm bu çalışmaların neticesinde yenilenebilir enerji kaynakları içeren akıllı mikro şebeke yönetimi konusunda bir çalışma yapılmıştır.

Ayrıca Aşırı Öğrenme Makineleri (AÖM) algoritması kullanılarak yirmi dört saatlik üretim ve tüketim değerlerine sahip bir veri seti mikro şebekeye uygulanması durumunda AÖM algoritmasının mikro şebekenin akıllı yönetimi açısından başarısını ölçmek adına bir çalışma yapılmıştır. Bu çalışmada hem ham veriler ile hem de normalize edilmiş veriler ile iki ayrı çalışma yapılmıştır. Ham veriler ile yapılan AÖM çalışmasında, yirmi dört saatlik sonuçtan sadece iki saat için AÖM algoritması doğru tahmini gerçekleştirememiştir. Normalize edilmiş veriler ile yapılan çalışmada ise yirmi dört saatlik sonuçtan onyedisi saate ait kararlar AÖM algoritması tarafından doğru tahmin edilmiştir. Ham veriler ile yapılan sınıflandırmada % 91,67'lik gibi yüksek oranda başarımlar elde edilirken, normalize edilmiş veriler ile yapılan sınıflandırmada % 70,83'lük bir başarımlar oranı elde edilmiştir.

Yine, AÖM algoritması kullanılarak yirmi dört saatlik üretim ve tüketim değerlerine sahip bir veri setinin mikro şebekeye uygulanması durumunda mikro şebekenin ana şebeke ile olan enerji alış-verişi oranını tahmin edebilmek adına bir çalışma yapılmıştır. İki farklı test verileri ile tahminler elde edilmiştir. Birinci test verileri ile yapılan AÖM çalışmasında yirmi dört saatlik sonuçtan sadece üç saat için AÖM algoritması doğru tahmini gerçekleştirememiştir. İkinci test verileri ile yapılan çalışmada ise yirmi dört saatlik sonuçtan yirmi saate ait kararlar AÖM algoritması tarafından doğru tahmin edilmiştir. Birinci test verileri ile yapılan sınıflandırmada % 87,50'lik gibi yüksek oranda başarımlar elde edilirken, ikinci test verileri ile yapılan sınıflandırmada % 83,33'lük bir başarımlar oranı elde edilmiştir.

Literatürde yapılan çalışmalar ile karşılaştırıldığında:

Bu çalışmada depolama ünitesi olarak batarya yerine PHES kullanılmıştır. PHES'ler gigawatt seviyesinde enerji depolama kapasitesine sahip iken bataryalar megawatt seviyesinde enerji depolaması yapabilmektedirler. PHES'lerin kullanım ömrü bataryaya kıyasla çok daha uzun olmaktadır. Yapılan çalışmalarda genellikle bataryanın ömrünü uzatmak amacı ile maksimum şarj ve minimum deşarj seviyelerinde çalıştırmamaya yönelik çalışmalar yapılmıştır. PHES'in doluluk oranını kontrol etmek amacı ile geliştirilen algorithmada ise sadece PHES'in maksimum ve minimum su seviyesi kontrol edilmektedir. Bataryalardaki gibi ömrünü uzun tutmak amacı ile ekstra kısıtlamalar yapmaya gerek kalmamaktadır.

Literatürdeki çalışmalarda genellikle talep edilen enerjinin yeterli oranda üretilmemesi durumunda biogaz tesislerinden enerji alımı sorgulanırken bu çalışmada AEY tesisinin o saatteki enerji durumu sorgulanmaktadır. Yük tarafından talep edilen enerjinin tamamı veya kalan enerji tedarik edilene kadar AET'den enerji alınmaktadır. AET'lerde atığın yakılması suretiyle enerji elde edilmektedir. AET kullanılmasının sebebi ise Abdur Rouf ve arkadaşları tarafından yapılan çalışmada Bangladeş'te Rajshahi kentinde çıkan katı atık oranlarına ait yüzdelik değerlerin Türkiye'de oluşan katı atık içerisindeki yüzdelik değerlere yakın olmasıdır.

Literatürdeki çalışmalarda bu çalışmada da kullanılan bütün enerji seçeneklerinin tükenmesi durumunda ana şebekeden gerekli enerjiyi almak üzere algoritmalar geliştirilmiştir. Yük tarafından talep edilen enerjiden rüzgar ve güneş santrallerinden elde edilen toplam enerjinin çıkarılması ile elde edilen denge yükü kavramı kullanılmıştır. Algoritmada öncelikle denge yükü durumu sorgulanmaktadır. Yeterli enerji yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanamıyorsa, bataryanın maksimum şarj oranı olan % 80'i aşmayacak şekilde şarj edilmesi durumuna karşılık gelen PHES'in maksimum su depolama kapasitesine kadar su depolaması yapılmaktadır.

Literatürdeki çalışmaların bir kısmında mikro şebekenin sadece ada modunda çalışabilmesi durumunu dikkate alınmıştır. Bu çalışmada mikro şebekenin hem ada modu hem de farklı durumlarda çalışabilmesi üzerine çalışmalar yapılmış olup, ada modu durumunda kullanılan optimizasyon yöntemi minimum maliyet kistasına göre gerçekleştirilmiştir.

Güç dengesini sağlamak için genellikle fuzzy lojik temelli robust kontrol kullanılırken bu çalışmada şartlı akış kontrollü algoritma ile AÖM algoritması kullanılmış ve sonuçları karşılaştırılmıştır.

Ayrıca bir kentteki AE tahmininin nüfus ile ilişkisini ortaya çıkarmak için hesaplamalar yapılmıştır. AE yakma tesisinden ana şebekeye verilen elektrik enerjisi değeri ortalama KKA üretimi ve nüfus büyüklüğü parametreleri dikkate alınarak $3,83N$ olarak elde edilmiştir. N toplam nüfusu temsil etmekte olup, 3,83 sabiti ile çarpıldığında o kent için atıktan elde edilebilecek enerji değeri elde edilmektedir.

KAYNAKLAR

- [1] O.O. Ajayi, R. O. Fagbenle, J. Katende, M. Julius, O. D. Ndambuki, D. O. Omole and A.A. Badejo, *Wind Energy Study and Energy Cost of Wind Electricity Generation in Nigeria: Past and Recent Results and a Case Study for South West Nigeria*, **Energies**, 7, 8508-8534 (2014), doi:10.3390/en7128508.
- [2] W.M. Lin, C.S. Tu and M.T. Tsai, *Energy Management Strategy for Microgrids by Using Enhanced Bee Colony Optimization*, **Energies**, 9,5 (2016), doi:10.3390/en9010005.
- [3] T. Takuno, Y. Kitamori, R. Takahashi and T. Hikihara, *AC Power Routing System in Home Based on Demand and Supply Utilizing Distributed Power Source*, **Energies**, 4, 717-726 (2011), doi:10.3390/en4050717.
- [4] F. Odeim, J. Roes, A. Heinzl, *Power Management Optimization of an Experimental Fuel Cell/Battery/Supercapacitor Hybrid System*, **Energies**, 8(7), 6302-6327 (2015), <http://dx.doi.org/10.3390/en8076302>.
- [5] R. Kallel, G. Boukettaya and L. Krichen, *Control Management Strategy Of Stand-Alone Hybrid Power Micro-System Using Super-Capacitor*, **International Journal Of Renewable Energy Research**, 4 (2014) 1.
- [6] C.S. Jwo, C.R. Ho Chang Chen, Y.L. Chen and M.Y. Hassan, *Solar Energy and Clean Energy: Trends and Developments 2014*, **International Journal of Photoenergy**, 109861 (2015) 4. <http://dx.doi.org/10.1155/2015/109861>.
- [7] W. Zhou, C. Lou, Z. Li, L. Lu and H. Yang, *Current Status of Research on Optimum Sizing of Stand-Alone Hybrid Solare/Wind Power Generation Systems*, **Applied Energy**, 87 (2010) 380-389. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.08.012>.
- [8] A.H. Igoni, M.J. Ayotamuno, S.O.T. Ogaji and S.D. Probert, *Municipal Solid-Waste in Port Harcourt, Nigeria*, **Applied Energy**, 84 (2007) 664-670. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2006.12.002>.
- [9] R.C. Bailie, J.W. Everett, B.G. Liptak, D.H.F. Liu, F.M. Rugg, M.S. Switzenbaum, *Solid waste. Environmental Engineers' Handbook*. New York: Lewis Publishers, 1997, 1148–248.
- [10] European Union (EU). <http://europa.eu/>
- [11] D. Zhang, G. Huang, Y. Xu and Q. Gong, *Waste-to-Energy in China: Key Challenges and Opportunities*, **Energies**, 8 (2015) 14182–14196. doi:10.3390/en81212422.

- [12] W. Zhou, C. Lou, Z. Li, L. Lu and H. Yang, *Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems*, **Applied Energy**, 87:380 (2010) 9.
- [13] P. Vytelingum, T.D. Voice, S.D. Ramchurn, A. Rogers and N.R. Jennings, *Agent-based micro-storage management for the smart grid*, The ninth international conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems (AAMAS'10), (2010) pp. 39-46.
- [14] B.B. Alagoz, A. Kaygusuz and A. Karabiber, *A user-mode distributed energy management architecture for smart grid applications*. **Energy**, 44 (2012) 167e77.
- [15] A.V. Anayochukwu, *Optimal Energy Management System for PV/Wind/Diesel-Battery Power Systems for Rural Health Clinic*, **International Journal of Intelligent Systems and Applications in Engineering(IJISAE)**, 2(4) (2014) 64–70.
- [16] Z.M. Manas, *Renewable energy management through microgrid central controller design: An approach to integrate solar, wind and biomass with battery*, **Energy Reports**, 1, (2015) 156–163.
- [17] F.I. Vazquez, P. Palensky, S. Cantos and F. Kupzog, *Demand Side Management for Stand-Alone Hybrid Power Systems Based on Load Identification*, **Energies**, 5 (2012) 4517- 4532. doi:10.3390/en5114517.
- [18] H. Bai, S. Miao, X. Ran and C. Ye, *Optimal Dispatch Strategy of a Virtual Power Plant Containing Battery Switch Stations in a Unified Electricity Market*, **Energies**, 8 (2015) 2268-2289. doi:10.3390/en8032268.
- [19] A. Tascikaraoglu, A.R. Boynuegri, and M. Uzunoglu, *A demand side management strategy based on forecasting of residential renewable sources: A smart home system in Turkey*, **Energy and Buildings**, 80 (2014) 309–320.
- [20] A. Tascikaraoglu, M. Uzunoglu, M. Tanrioven, A.R. Boynuegri and O. Elma, *Smart Grid-Ready Concept of a Smart Home Prototype: A Demonstration Project in YTU*, 4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, Istanbul, Turkey, May 13-17, (2013).
- [21] O. Erdinc, *Economic impacts of small-scale own generating and storage units, and electric vehicles under different demand response strategies for smart households*, **Applied Energy**, 126 (2014) 142–150.
- [22] A. Bracale and P.D. Falco, *An Advanced Bayesian Method for Short-Term Probabilistic Forecasting of the Generation of Wind Power*, **Energies**, 8 (2015) 10293-10314. doi:10.3390/en80910293.

- [23] T.L. Vandoorn, J.V. Vyver, L. Gevaert, L. Degroote and L. Vandevelde, *Congestion Control Algorithm in Distribution Feeders: Integration in a Distribution Management System*, **Energies**, 8 (2015) 6013-6032. doi:10.3390/en8066013.
- [24] K.S. Reddy, M. Kumar, T.K. Mallick, H. Sharon and S. Lokeswaran, *A review of Integration, Control, Communication and Metering (ICCM) of renewable energy based smart grid*, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 38 (2014) 180–192.
- [25] T. Teich, F. Roessler, D. Kretz and S. Franke, *Design of a prototype neural network for smart homes and energy efficiency*, **Procedia Engineering**, 69 (2014) 603–608.
- [26] R.K. Sharma, *Sustainable Design and Management of Microgrids IEEE Smart Grid*, **Sustainable Design and Management of Microgrids**, 2014.
- [27] D. Zhang, N. Shah and L.G. Papageorgiou, *Efficient energy consumption and operation management in a smart building with microgrid*, **Energy Conversion and Management**, (2013) 209–222.
- [28] J.F. Martínez, J. Rodríguez-Molina, P. Castillejo and R. Diego, *Middleware Architectures for the Smart Grid: Survey and Challenges in the Foreseeable Future*, **Energies**, 6 (2013) 3593-3621. doi:10.3390/en6073593.
- [29] L. Xiaoping, D. Ming, H. Jianghong, H. Pingping and P. Yali, *Dynamic Economic Dispatch for Microgrids. Including Battery Energy Storage*, 2nd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems.(2010).
- [30] S.J. Oh, C.H. Yoo, I.Y. Chung and D.J. Won, *Hardware-in-the-Loop Simulation of Distributed Intelligent Energy Management System for Microgrids*, **Energies**, 6 (2013) 3263-3283. doi:10.3390/en6073263.
- [31] A. Dounis and C. Caraiscos, *Advanced Control Systems Engineering for Energy and Comfort Management in a Building Environment: A Review*, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 13:6–7 (2009) 1246–1261.
- [32] N.O. Song, J.H. Lee, H.M. Kim, Y.H. Im and J.Y. Lee, *Optimal Energy Management of Multi-Microgrids with Sequentially Coordinated Operations*, **Energies**, 8 (2015) 8371-8390. doi:10.3390/en8088371.
- [33] P. Asmus, *Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future* **The Electricity Journal**. 72–82 (2010).
- [34] R. Lasseter, *MicroGrids*. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. 1 (2002) 305–308.
- [35] L. Zhang, N. Gari and L.W. Hmurcik, *Energy management in a microgrid with distributed energy resources*, **Energy Convers. Manag**, 78 (2014) 297–305.

- [36] W. Su and J. Wang, *Energy Management Systems in Microgrid Operations*, **The Electricity Journal**, 25 (2012) 8, 45:60.
- [37] M. Tiar, A. Betka, R. Cheikh and S. Drid, Supervisor Control for a Stand–Alone Hybrid Generation System Using Fuel Cell and Photovoltaic Energy, Proceedings of the 2013 International Conference on Systems, Control, Signal Processing and Informatics (2013).
- [38] S.A. Muqsit and A.M. Prasad, *Energy Management System Implementation for A DC Micro Grid System Using Fuzzy Control*, **International Journal of Science and Research (IJSR)**, 3 (2014) 11.
- [39] T. Srikanth and R. Rajarajeswari, *Design and Implementation of Energy Management System with Fuzzy Control for Dc Microgrid Systems*, **International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology**, 4 (2015) 6.
- [40] J. Begum, C.S. Kumar and S. Khamuruddin, *Fuzzy Ruler Based Energy Management System For Hybrid Battery -Ultra Capacitor Dc Micro Grid System*, **International Journal Of Innovative Research In Electrical, Electronics, Instrumentation And Control Engineering**, 2 (2014) 8.
- [41] J. Lagorse, M.G. Simões and A. Miraoui, *A Multiagent Fuzzy-Logic-Based Energy Management Of Hybrid Systems*, **IEEE Transactions On Industry Applications**, 45 (2009) 6.
- [42] S.M. Sadiq, K. Karthik, *Fuzzy Control Based Design and Implementation of Energy Management for DC Microgrid Systems*, **International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)**, 02(2015) 06.
- [43] S.D. Saranya, S. Sathyamoorthi and R. Gandhiraj, *A Fuzzy Logic Based Energy Management System For A Microgrid*, **Arpn Journal Of Engineering And Applied Science**, 10 (2015) 6.
- [44] P. Garcíaa, J.P. Torreglosab, L.M. Fernández, F. Juradoc, R. Langellad and A. Testa, *Energy management system based on techno-economic optimization for microgrids*, **Electric Power Systems Research**, 131 (2016) 49–59.
- [45] I. Yahyaouia, A. Yahyaouib, M. Chaabenec and F. Tadeo, *Energy management for a stand-alone photovoltaic-wind systemsuitable for rural electrification*, **Sustainable Cities and Society**, 2015. doi:10.1016/j.scs.2015.12.002.
- [46] M.N. Mansouri, M. Mansour and M.F. Mimouni, *Modeling and control energy management of an hybrid system associated a continuous load and coupled with the electrical network*, **IJ-STA**, 2 (2008).
- [47] C.B. Salah, *Energy management of PVP/Diesel/Battery system*. International Conference on Control, Engineering & Information Technology (CEIT'13). Proceedings Engineering & Technology. 4, (2013) 158-164.

- [48] R. Coll-Mayor, S. D'Arco, D. Rizzo and P. Tricoli, Energy Management of Stand-Alone Power Systems with Renewable Energy Sources. International Conference on Renewable Energy and Power Quality, ICREPQ (2006) pp. 135-136.
- [49] J. Yoo, B. Park, K. An, E.A. Al-Ammar, Y. Khan, K. Hur and J.H. Kim, *Look-Ahead Energy Management of a Grid-Connected Residential PV System with Energy Storage under Time-Based Rate Programs*, **Energies**, 5 (2012) 1116-1134; doi:10.3390/en5041116.
- [50] O. Erdinc, O. Elma, M. Uzunoglu, U.S. Selamogullari, B. Vural, E. Ugur, A.R. Boynuegri and S. Dusmez, *Experimental performance assessment of an online energy management strategy for varying renewable power production suppression*. **International journal of hydrogen energy**. 37 (2012) 4737-4748.
- [51] C. Wang and M.H. Nehrir, *Power Management Of A Stand-Alone Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Energy System*, **IEEE Transactions On Energy Conversion**, 23(2008) 3.
- [52] R.L. Welch and G.K. Venayagamoorthy, *Energy dispatch fuzzy controller for a grid-independent photovoltaic system*, **Energy Conversion and Management**, 51 (2010) 928–937.
- [53] I. Yahyaoui, M. Chaabene and F. Tadeo, *Fuzzy Energy Management for Photovoltaic Water Pumping System*, **International Journal of Computer Applications**, 110, 9 (2015) 0975 – 8887.
- [54] I. Yahyaoui, I. Ouachani, M. Ammous, M. Chaabene and F. Tadeo, *Energy Management for a Photovoltaic-Wind System with Non-Controlable Load*, 2015 6th International Renewable Energy Congress (IREC) (2015).
- [55] O.C. Onar, M. Uzunoglu and M.S. Alam, *Modeling, control and simulation of an autonomous wind turbine/photovoltaic/fuel cell/ultra-capacitor hybrid power system*, **Journal of Power Sources**, 185 (2008) 1273–1283.
- [56] Kyocera KC200GT Solar Panel. www.kyocerasolar.com/assets/001/5195.pdf.
- [57] P. Nema, R.K. Nema and S. Rangnekar, *A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review*, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 13 (2009) 2096–2103.
- [58] P. Yılmaz, M. H. Hocaoglu and A.E.Ş. Konukman, *Bir Eğitim Kampüsü için Yenilenebilir Enerji Potansiyelinin Değerlendirilmesi*, Gebze Yüksek Teknoloji Enstitüsü, Gebze, Kocaeli.
- [59] Enercon E-33/330 (330 kW) Rüzgar Türbini. http://www.wind-power-program.com/Library/Turbine%20leaflets/Enercon/ENERCON_Product_Overview_Eng.pdf.

- [60] J.N. Libii, *Comparing the calculated coefficients of performance of a class of wind turbines that produce power between 330 kW and 7,500 kW*, **World Transactions on Engineering and Technology Education**, 11 (2013) 1, 36-40.
- [61] B. Dursun and C.Gökçöl, *Economic analysis of a wind-battery hybrid system: an application for a house in Gebze, Turkey, with moderate wind energy potential*, **Turk J Elec Eng & Comp Sci**, 20 (2013) 3. doi:10.3906/elk-1007-655
- [62] Meteoprog. (2015). www.meteoprog.ua.
- [63] A. Porteous, *Energy from waste incineration d a state of the art emissions review with an emphasis on public acceptability*, **Appl. Energ**, 70 (2001) 157-167.
- [64] A. Porteous, *Why energy from waste incineration is an essential component of environmentally responsible waste management*, **Waste Manage**, 25 (2005) 451-459.
- [65] B. Baran, M.S. Mamis and B.B. Alagoz, *Utilization of energy from waste potential in Turkey as distributed secondary renewable energy source*, **Renewable Energy**, 90 (2016) 493-500.
- [66] N.J. Themelis, Y.H. Kim and M.H. Brady, *Energy recovery from New York Citymunicipal solid wastes*, **Waste Manage Res**, 20 (2002) 223-233.
- [67] Keep America Beautiful (KAB), Inc, Waste-to-Energy, Stamford CT, USA, http://www.kab.org/site/PageServer?pagename¼waste_to_energy, 2012.
- [68] A.R. Md, *Prospect of Electric Energy from Solid Wastes of Rajshahi City Corporation: A Metropolitan City in Bangladesh*, **2nd International Conference on Environmental Engineering and Applications IPCBEE**, 17 (2011).
- [69] S. Rathi and P. Kumar, *Electrical energy recovery from municipal solid waste of Kanpur City*, **Int. J. Sci. Res. Eng. Technol.(IJSRET)**, 3, 5 (2014) 923-929.
- [70] TÜİK-Turkish Statistical Institute (TSI), Statistical Data Source, Turkey. www.tuik.gov.tr, 2013.
- [71] M. Saraç, *Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller-2*, <http://www.globalenerji.com.tr/>, 2012.
- [72] B. Baran, M.S. Mamiş, and B.B Alagöz, *A Behavioral Model of Pumped Hydroelectric Energy Storage Systems for Microgrid Simulations*. ENTECH '15, III. Energy Technologies Conference, İstanbul, 21-22 December (2015) pp.39-45.

- [73] C. Gökçöl, E. Sunan, B. Dursun, Rüzgar Enerjisi Kullanılarak Gebze’de Bir Evin Elektrik İhtiyacının Karşılanması, Elektrik - Elektronik - Bilgisayar Mühendisliği Sempozyumu Ve Fuarı Programı. ELECO’ 2008.
- [74] Ö.K. Özay, Arke enerji, Hastane&Otel&Alışveriş merkezi ve Üniversite kampüslerinde kojenerasyon uygulamaları/ Kapasite seçiminde Optimizasyon, (2014).
- [75] Energy Efficiency in School: Supporting Our Schools. www.oxfordshire.gov.uk/schoolscutcarbon.
- [76] A.Q. Huang, M.L. Crow, G.T. Heydt, J.P. Zheng and S.J. Dale, *The Future Renewable Electric Energy Delivery and Management (FREEDM) System: The Energy Internet Proceedings of IEEE*, 99,1 (2011) 133–148.
- [77] D.E. Olivares, C.A. Cañizares and M. Kazerani, A Centralized Optimal Energy Management System for Microgrids. IEEE PES General Meeting, (2011).
- [78] B. Baran, M.S. Mamis and B.B. Alagoz, Utilization of Energy from Waste Plants for Microgrids, ICSG Istanbul 2016, 4th Internatioanal Istanbul Smart Grid and Cities Congress and Fair!, (2016) 131-135.
- [79] F. Katiraei, R. Hatziargyriou and A.N. Dimeas, Microgrids Management, IEEE Power & Energy Magazine, 6, 3 (2008) 54–65.
- [80] Control Flow. https://en.wikipedia.org/wiki/Control_flow.
- [81] Lecture 2 Notes: Flow of Control, Introduction to C++. Massachusetts Institute of Technology John Marrero (2011).
- [82] Y. Patel, D. Tandel and D. Katti, *Simulation and Analysis of 220kV Substation, International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, 3,11 (2014). doi:10.15662/ijareeie.2014.0311056.
- [83] H. Yang, W. Zhou, L. Lu and Z. Fang, *Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm*, 82 (2008) 354–367.
- [84] Burhan Baran. *Güneş pili ve Rüzgar Türbin’lerinden oluşan Hibrit Enerji Sistemlerin Teknik ve Mali Optimizasyonu*. Yüksek Lisans Tezi, İnönü Üniversitesi, Malatya, 2012.
- [85] Malatya Büyükşehir Belediyesi Malatya Trambus Bakım İstasyonu Güneş Enerji Santrali (2017).
- [86] Malatya Büyükşehir Belediyesi Merkez-RES Projesi Fizibilite Çalışması (2014).

- [87] G.B. Huang, Q.Y. Zhu and C.K. Siew, *Extreme Learning Machine: Theory and Applications*, **Neurocomputing**, **70** (2006) 489-501.
- [88] E. Aladağ, <http://www.emrealadag.com/makine-ogrenmesi-nedir.html>.
- [89] Y. Kaya and R. Tekin, *Epileptik Nöbetlerin Tespiti için Aşırı Öğrenme Makinesi Tabanlı Uzman Bir Sistem*, **Bilişim Teknolojileri Dergisi**, **5**, 2 (2012).
- [90] G.B. Huang, Q.Y. Zhu and C.K. Siew, *Extreme learning machine: theory and Applications*, **Neurocomputing**, **70**:1-3 (2006) 489–501.
- [91] M. Kolluru, A. Deshpande, J. Hudson and C. Dole, Deep Learning Demystified. <https://www.linkedin.com/pulse/deep-learning-demystified-christopher-dole>
- [92] F.Ö. Çatak, Rassal Bölümlenmiş Veri Üzerinde Aşırı Öğrenme Makinesi ve Topluluk Algoritmaları ile Sınıflandırma, 2015 IEEE 23. Sinyal İşleme ve İletişim Uygulamaları Kurultayı (SIU), 16-19 Mayıs, İnönü Üniversitesi, Malatya, Türkiye (2015).
- [93] F. Ertam and E. Avcı, Uç Öğrenme Makineleri Kullanılarak İnternet Trafik Bilgisinin Sınıflandırılması, XVIII. Akademik Bilişim Konferansı.
- [94] Nanyang Technological University, Singapore, Extreme Learning Machine, http://www.ntu.edu.sg/home/egbhuang/elm_random_hidden_nodes.html.
- [95] S. Özpolat and E. Öz, *Kanser verilerinin Sınıflandırılmasında Yapay Sinir Ağları İle Destek Vektörl Makineleri'nin Karşılaştırılması*, **İstanbul Aydın Üniversitesi. Makaleler**, Yıl:2, Sayı:5, Makale 4.
- [96] S. Yavuz, M. Deveci, *İstatiksel Normalizasyon Tekniklerinin Yapay Sinir Ağın Performansına Etkisi*, **Erciyes Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi**, **40** (2012) 167-187.
- [97] Ö.F. Ertuğrul and Ş. Altun, *Developing correlations by extreme learning machine for calculating higher heating values of waste frying oils from their physical properties*, **Neural Comput & Applic**, 1-8 (2016).

ÖZGEÇMİŞ

Ad Soyad: Burhan BARAN

Doğum Yeri ve Tarihi: Çelikhan/1977

Adres: Battalgazi/MALATYA

E-Posta: burhanbaran@hotmail.com

Lisans: Erciyes Üniversitesi Elektronik Mühendisliği (2001)

Yüksek Lisans: İnönü Üniversitesi Fenbilimleri Enstitüsü Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı (2012)

Mesleki Deneyim ve Ödüller:

[2002 - 2003] **Jandarma Genel Komutanlığı Muhabere, Elektronik ve Bilgi Sistemleri Daire Başkanlığı/ANKARA** (Elektronik Mühendisi)

[2005 - 2006] **İstanbul Yakası İl Telekom Müdürlüğü Bilişim Ağları Müdürlüğü/İSTANBUL** (Telekom Uzman Yardımcısı)

[2006 - 2009] **Malatya İl Telekom Müdürlüğü Telekomünikasyon Sistemleri Müdürlüğü/MALATYA**(Telekom Uzman Yardımcısı)

[2009 - 2011] **Malatya İl Çevre ve Orman Müdürlüğü AGM Şube Müdürlüğü/MALATYA**(Elektronik Mühendisi)

[2011'den beri] **Malatya Çevre ve Şehircilik İl Müdürlüğü Çevre Yönetimi Şube Müdürlüğü/MALATYA** (Elektrik-Elektronik Yüksek Mühendisi)

Yayın Listesi:

- ALAGOZ B.B., S. ALAGOZ S. and **BARAN B.**, 2016: Energy Consumption Analysis of Motorized Transportation in Cities by Considering Average Mobile Mass. *ICSG Istanbul 2016, 4th Internatioanal Istanbul Smart Grid and Cities Congress and Fair!*, p. 36-39. April 20-21, 2016 Istanbul, Turkey. (In Person Presentation).
- İÇEL Y., **BARAN B.**, KAYGUSUZ A. and BEKTAŞ Ö., 2013: Yenilenebilir Kaynakları İçeren Güç Sistemlerinin PowerWorld Programı İle Analizi. *Otomatik Kontrol Ulusal Toplantısı, TOK 2013*, 26-28 Eylül, 2013 Malatya, Türkiye.
- **BARAN B.**, ALAGÖZ B.B., KAYGUSUZ A. and AKÇİN M., 2013: Geleceğin Akıllı Şebekelerinde Kentsel Katı Atık Tabanlı Dağıtık Elektrik Üretimi. *TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası, Akıllı Şebekeler ve Türkiye Elektrik Şebekesinin Geleceği Sempozyumu*, 26-27 Nisan, 2013 Ankara, Türkiye.

TEZDEN TÜRETİLEN YAYINLAR/SUNUMLAR

- **BARAN B.**, MAMİŞ M.S. and ALAGÖZ B.B., 2016: Çok-Kaynaklı Yenilenebilir Enerji Mikro-şebekesinin Yönetim Simülasyonu. *ELECO 2016, Elektrik-Elektronik ve Biyomedikal Mühendisliği Konferansı*, p. 33-37. Aralık 1-3, 2016 Bursa, Türkiye. **(Sözlü Sunum)**.
- **BARAN B.**, MAMİS M.S. and ALAGOZ B.B., 2016: Utilization of Energy from Waste Plants for Microgrids. *ICSG Istanbul 2016, 4th Internatioanal Istanbul Smart Grid and Cities Congress and Fair!*, p. 131-135. April 20-21, 2016 İstanbul, Turkey. **(Poster Presentation)**.
- **BARAN B.**, MAMİS M.S., ALAGOZ B.B., 2016: Utilization of Energy from Waste Potential in Turkey as Distributed Secondary Renewable Energy Source. *Renewable Energy, Elsevier*, vol. 90 (2016). May 2016, p. 493-500, **DOI information: 10.1016/j.renene.2015.12.070**, Available online: 17 Jan 2016, **(SCI)**.
- **BARAN B.**, MAMİS M.S. and ALAGÖZ B.B., 2015: A Behavioral Model of Pumped Hydroelectric Energy Storage Systems for Microgrid Simulations. *ENTECH '15, III. Energy Technologies Conference*, p. 39-45. December 21-22, 2015 İstanbul, Turkey. **(In Person Presentation)**.