



**KAYSERİ GMK GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİNİN  
PROJELENDİRİLMESİ VE UYGULANAN  
İŞLETME VE BAKIM METOTLARINA GÖRE  
PERFORMANS ANALİZİ**

**2023  
YÜKSEK LİSANS TEZİ  
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ**

**Samet GÜNDOĞMUŞ**

**Tez Danışmanı  
Doç. Dr. Bahadır ACAR**

**KAYSERİ GMK GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİNİN PROJELENDİRİLMESİ  
VE UYGULANAN İŞLETME VE BAKIM METOTLARINA GÖRE  
PERFORMANS ANALİZİ**

**Samet GÜNDOĞMUŞ**

**Tez Danışmanı  
Doç. Dr. Bahadır ACAR**

**Karabük Üniversitesi  
Lisansüstü Eğitim Enstitüsü  
Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalında  
Yüksek Lisans Tezi  
Olarak Hazırlanmıştır**

**KARABÜK  
Haziran 2023**

Samet GÜNDOĞMUŞ tarafından hazırlanan “KAYSERİ GMK GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİNİN PROJELENDİRİLMESİ VE UYGULANAN İŞLETME VE BAKIM METOTLARINA GÖRE PERFORMANS ANALİZİ” başlıklı bu tezin Yüksek Lisans Tezi olarak uygun olduğunu onaylarım.

Doç. Dr. Bahadır ACAR

.....

Tez Danışmanı, Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı

Bu çalışma, jürimiz tarafından oy birliği ile Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalında Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir. 13/06/2023

Ünvanı, Adı SOYADI (Kurumu)

İmzası

Başkan : Prof. Dr. Mehmet ÖZKAYMAK (KBÜ)

.....

Üye : Doç. Dr. Bahadır ACAR (KBÜ)

.....

Üye : Doç. Dr. Engin ÖZBAŞ (OMU)

.....

KBÜ Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Yönetim Kurulu, bu tez ile, Yüksek Lisans derecesini onamıştır.

Prof. Dr. Müslüm KUZU

.....

Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Müdürü

*“Bu tezdeki tüm bilgilerin akademik kurallara ve etik ilkelere uygun olarak elde edildiğini ve sunulduğunu; ayrıca bu kuralların ve ilkelerin gerektirdiği şekilde, bu çalışmadan kaynaklanmayan bütün atıfları yaptığımı beyan ederim.”*

Samet GÜNDOĞMUŞ

## ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

### KAYSERİ GMK GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİNİN PROJELENDİRİLMESİ VE UYGULANAN İŞLETME VE BAKIM METOTLARINA GÖRE PERFORMANS ANALİZİ

Samet GÜNDOĞMUŞ

Karabük Üniversitesi

Lisansüstü Eğitim Enstitüsü

Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı

Tez Danışmanı:

Doç. Dr. Bahadır ACAR

Haziran 2023, 141 sayfa

Kayseri GMK güneş enerji santralının projelendirilmesi ve performans analizinin incelenmesi amacıyla hazırlanan bu çalışmada, 2011 yılında yayınlanan, *Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik* kapsamında 2017 Şubat ayında kurulumu tamamlanan Kayseri ili İncesu ilçesi Beşağıl mevkiinde 209 Ada, 388 parsel üzerine uygulanmış olan 1166,88 kWp/1000 kW güç kapasitesine sahip GMK güneş enerji santrali teknik yönden incelenmiştir.

Fotovoltaik sistem tasarlanırken güneş paneli ve inverter uyumluluk hesabının, DC ve AC kablo kesit hesabının, şalt ekipman hesabının ve trafo gücü hesabının nasıl yapıldığı ve hangi noktaların dikkate alındığı irdelenmiştir.

Bir güneş enerji santraline ait sistem performans oranının nasıl hesaplanacağı açıklanmıştır. Kurulumu tamamlanan mevcut santralin ise hem sahada gerçekleşen hem de simülasyon tarafındaki 5 yıllık ışınlam ve üretim verileri elde edilmiş olup bu verilere göre sistem performans oranları hesaplanarak sahada gerçekleşen değerlerin simülasyon değerlerini tutup tutmadığı incelenmiştir. Yapılan incelemelerde 5 yıllık periyot boyunca sahada gerçekleşen yıl sonu SPO oranlarının simülasyon yıl sonu SPO oranlarının üstünde sonuçlandığı görülmüştür.

Fotovoltaik sistemin 5 yıllık performans analizinde uygulanan işletme ve bakım metodları açıklanmıştır. İzleme sistemleri ile birlikte saha bakım uygulamalarının sistem performansı üzerinde etkisi incelenmiştir. Yapılan incelemede düzenli uygulanan işletme ve bakım metodlarının sistem performansının iyileştirilmesi adına kaçınılmaz bir süreç olduğu ortaya çıkmıştır.

**Anahtar Sözcükler :** Güneş Enerji Santrali, Fotovoltaik Sistem, İşletme ve Bakım Metodları, Sistem Performans Oranı

**Bilim Kodu** : 92802

## **ABSTRACT**

**M. Sc. Thesis**

### **PROJECT DESIGN OF KAYSERİ GMK SOLAR POWER PLANT AND PERFORMANCE ANALYSIS ACCORDING TO APPLIED OPERATION AND MAINTENANCE METHODS**

**Samet GÜNDOĞMUŞ**

**Karabük University**

**Institute of Graduate Programs**

**Department of Energy Systems Engineer**

**Thesis Advisor:**

**Assoc. Prof. Dr. Bahadır ACAR**

**June 2023, 141 pages**

In this study, GMK solar power plant which is located in Kayseri province of Turkey and was commissioned in February 2017 with the capacity of 1166,88 kWp/1000 kWe was evaluated within the the scope of “*The Legislation Regarding to Unlicensed Electricity Production on Electricity Market*” published in 2011 has been technically investigated.

While designing the photovoltaic system, how solar panel and inverter compatibility, DC and AC cable cross-section, switchgear equipment and transformer power are calculated and which points are taken into consideration has been examined.

It is explained how to calculate the system performance ratio of a solar power plant.

The radiation and production data of the existing power plant of which the installation has been completed have been obtained for 5 years both on the field and on the simulation. System performance ratios were calculated according to these data, and it was examined whether the values obtained from the field matched the simulation values. In the examinations made during the 5-year period, it was observed that the year-end SPO rates obtained from the field resulted in higher than the simulation year-end SPO rates.

The operation and maintenance methods applied in the 5-year performance analysis of the photovoltaic system are explained. The effect of field maintenance practices together with monitoring systems on system performance has been examined. In the examination, it has been revealed that regularly applied operation and maintenance methods are an inevitable process in order to increase the system performance.

**Key Word** : Solar Power Plant, Photovoltaic System, Operation and Maintenance Methods, System Performance Ratio.

**Science Code** : 92802



## TEŞEKKÜR

Bu tez çalışmasının planlanmasında, yürütülmesinde ve oluşumunda ilgi ve desteğini esirgemeyen, yönlendirme ve bilgilendirmeleriyle bana yol gösteren sayın hocam Doç. Dr. Bahadır ACAR'a sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Tez kapsamındaki çalışmalarım boyunca bana her türlü yardımı ve kolaylığı sağlayan eski şirketim Else Enerji ve yeni şirketim Yekta Enerji ailesine teşekkürlerimi sunmayı bir borç bilirim.

Kaynak olarak GMK Güneş Enerjisi Santrali verilerinin tez çalışmasında kullanılmasına izin veren ve bu süreçte bana destek olan GMK Enerji firmasının merhum sahibi Sn. Murat KÖĞMEN'e sonsuz teşekkür ederim.

Hayatım boyunca maddi ve manevi hiçbir yardımı esirgmeden her daim yanımda olan ve bu tez çalışmasında desteklerini benden hiç esirgemeyen çok değerli babam Metin GÜNDOĞMUŞ'a, çok değerli annem Sevgi GÜNDOĞMUŞ'a ve çok değerli kardeşim Semih GÜNDOĞMUŞ'a tüm kalbimle teşekkür ederim.

Yoğun çalışma temposunda bana sabır gösteren, sevgisini ve şefkatini esirgemeyerek bana manevi destek olan çok değerli sevgilim Kübra GÜNEŞ'e tüm kalbimle teşekkür ederim.

## İÇİNDEKİLER

|   | <b><u>Sayfa</u></b> |
|---|---------------------|
| KABUL.....                                      | ii                  |
| ÖZET.....                                       | iv                  |
| ABSTRACT.....                                   | vi                  |
| TEŞEKKÜR.....                                   | viii                |
| İÇİNDEKİLER .....                               | ix                  |
| ŞEKİLLER DİZİNİ.....                            | xii                 |
| ÇİZELGELER DİZİNİ .....                         | xv                  |
| SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ .....            | xvii                |
| <br>  |                     |
| BÖLÜM 1 .....                                   | 1                   |
| GİRİŞ .....                                     | 1                   |
| 1.1. GENEL BAKIŞ.....                           | 1                   |
| 1.2. TEZİN AMACI.....                           | 9                   |
| 1.3. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI .....                | 10                  |
| <br>  |                     |
| BÖLÜM 2 .....                                   | 19                  |
| FOTOVOLTAİK SİSTEMLER.....                      | 19                  |
| 2.1. FOTOVOLTAİK HÜCRE TARİHİ.....              | 19                  |
| 2.2. FOTOVOLTAİK HÜCRE TEKNOLOJİSİ.....         | 23                  |
| 2.2.1. Birinci Nesil Fotovoltaik Hücreler ..... | 24                  |
| 2.2.2. İkinci Nesil Fotovoltaik Hücreler .....  | 25                  |
| 2.2.3. Üçüncü Nesil Fotovoltaik Hücreler .....  | 25                  |
| 2.3. FOTOVOLTAİK SİSTEM EKİPMANLARI .....       | 26                  |
| 2.3.1. Taşıyıcı Konstrüksiyon.....              | 26                  |
| 2.3.2. Fotovoltaik Paneller.....                | 28                  |
| 2.3.3. Kablolar ve konnektörler .....           | 29                  |
| 2.3.4. İnverterler .....                        | 31                  |
| 2.3.5. Şalt Ekipmanları ve Panolar .....        | 32                  |

|  |    |
|--|----|
| 2.3.6. Trafolar .....  | 34 |
| 2.3.7. Orta Gerilim Hücreleri.....   | 35 |
| 2.4. FOTOVOLTAİK ENERJİ SANTRALLERİNİN PROJELENDİRİLMESİ .                           | 36 |
| 2.4.1. Çağrı Mektubu Başvuru Süreci ve Proje Onayı İçin Gerekli<br>Dökümanlar .....  | 36 |
| 2.4.2. Alan Seçimi ve Özellikleri.....   | 37 |
| 2.4.3. Fotovoltaik Sistem Tasarımı.....  | 38 |
| <br>   |    |
| BÖLÜM 3 .....  | 41 |
| MEVCUT FOTOVOLTAİK ENERJİ SANTRALİNİN PROJELENDİRİLMESİ... 41                        |    |
| 3.1. PROJENİN UYGULANMA AMACI.....   | 41 |
| 3.2. PROJENİN UYGULANDIĞI ARAZİYE AİT ÖZELLİKLER .....                               | 42 |
| 3.3. SİSTEM TASARIMI .....   | 43 |
| 3.3.1. Fotovoltaik Panel .....   | 43 |
| 3.3.2. İnverter.....   | 44 |
| 3.3.3. Dizi Hesabı .....   | 44 |
| 3.3.4. DC Kablo Seçimi.....  | 50 |
| 3.3.5. AC Kablo Seçimi.....  | 56 |
| 3.3.6. DC-AC Sigorta Seçimi .....  | 64 |
| 3.3.7. Trafo Seçimi .....  | 65 |
| 3.3.8. Sistem Bağlantısı .....   | 66 |
| <br>   |    |
| BÖLÜM 4 .....  | 72 |
| SİSTEMDE UYGULANAN İŞLETME VE BAKIM METOTLARI VE SİSTEMİN<br>PERFORMANS ANALİZİ..... | 72 |
| 4.1. İŞLETME VE BAKIM METOTLARI.....   | 72 |
| 4.1.1. Veri İzleme Sistemleri .....  | 73 |
| 4.1.1.1. İnverter Veri İzleme Sistemi.....   | 73 |
| 4.1.1.2. Scada Veri İzleme Sistemi .....   | 76 |
| 4.1.1.3. Meteorolojik Veri İzleme Sistemi.....                                       | 78 |
| 4.1.2. Saha Bakım Uygulamaları.....  | 80 |
| 4.1.2.1. İnverter ve DC Toplama Kutusu Kontrolleri.....                              | 81 |
| 4.1.2.2. Güneş Paneli Kontrolleri.....   | 83 |
| 4.1.2.3. İnverter ve Scada Veri İletişim Panosu Kontrolleri.....                     | 87 |

|  |     |
|--|-----|
| 4.1.2.4. AG Pano Kontrolleri .....   | 88  |
| 4.1.2.5. OG Hücre ve Trafo Kontrolleri.....  | 89  |
| 4.1.2.6. DC Kablo ve Konnektör Kontrolleri.....                                    | 92  |
| 4.1.2.7. Konstrüksiyon Kontrolleri .....   | 93  |
| 4.1.2.8. Ölçüm İstasyonu Kontrolleri.....  | 95  |
| 4.2. SİSTEM PERFORMANS ANALİZİ.....  | 96  |
| 4.2.1. Projelendirmeye Esas Simülasyon Sonuçları .....                             | 96  |
| 4.2.2. Sistem Performans Oranının Hesaplanması .....                               | 102 |
| 4.2.2.1. Simülasyon Üretim ve Işınım Verilerine Göre SPO İncelemesi ..             | 104 |
| 4.2.2.2. Ölçülen Gerçek Üretim ve Işınım Verilerine Göre SPO<br>İncelemesi .....   | 109 |
| 4.2.2.3. Simülasyon Verileri ile Sahada Gerçekleşen Verilerin<br>Kıyaslanması..... | 115 |
| <br>   |     |
| BÖLÜM 5 .....  | 134 |
| SONUÇLAR.....  | 134 |
| KAYNAKLAR .....  | 137 |
| <br>   |     |
| ÖZGEÇMİŞ .....   | 141 |

## ŞEKİLLER DİZİNİ

### Sayfa

|  |    |
|--|----|
| Şekil 1.1. Türkiye'nin enerji tüketimi (petrol karşılığı milyon ton).....  | 3  |
| Şekil 1.2. Türkiye elektrik hacminde yenilenebilir enerjinin payı.....   | 5  |
| Şekil 1.3. Yenilebilir enerji kaynaklarında kurulu gücün yıllara göre değişimi (MW).....                           | 5  |
| Şekil 1.4. Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyel atlası.....   | 7  |
| Şekil 1.5. Türkiye'nin güneş enerjisine dayalı kurulu güç değişim grafiği (2011 06.2022). ....                     | 9  |
| Şekil 2.1. Laboratuvar ortamında elde edilen fotovoltaik hücrelerin verim değerlerinin yıllara göre gelişimi. .... | 23 |
| Şekil 2.2. Fotovoltaik hücre teknolojilerinin sınıflandırılması.....   | 24 |
| Şekil 2.3. Çatı üzeri konstrüksiyon sistemi ve uygulaması.....   | 27 |
| Şekil 2.4. Arazi tipi konstrüksiyon sistemi ve uygulaması .....  | 27 |
| Şekil 2.5. En yaygın kullanılan fotovoltaik panel çeşitleri.....   | 28 |
| Şekil 2.6. Dikey ve yatay konumlandırılmış panel uygulamaları .....  | 29 |
| Şekil 2.7. Fotovoltaik sistemlerde kullanılan kablolar .....   | 30 |
| Şekil 2.8. Konnektörler .....  | 30 |
| Şekil 2.9. Dizi tipi inverterler .....   | 31 |
| Şekil 2.10. Merkezi inverterler.....   | 32 |
| Şekil 2.11. Şalt ekipmanları ve panolar .....  | 34 |
| Şekil 2.12. Kuru tip ve hermetik trafo.....  | 35 |
| Şekil 2.13. OG hücreler.....   | 35 |
| Şekil 3.1. Santral sahasının ve enerji nakil hattının görüntüsü .....  | 42 |
| Şekil 3.2. Kayseri ili ve ilçeleri deprem haritası .....   | 43 |
| Şekil 3.3. İnvertere bağlanan panel dizilerinin tek hat şeması .....   | 66 |
| Şekil 3.4. Ana toplama panosu tek hat şeması .....   | 67 |
| Şekil 3.5. OG trafo köşkü tek hat şeması .....   | 68 |
| Şekil 3.6. Fotovoltaik sistemin genel bağlantı tek hat şeması.....   | 70 |
| Şekil 3.7. Kurulumu tamamlanmış fotovoltaik sistemin yaz mevsiminden görüntüsü.....                                | 71 |
| Şekil 3.8. Kurulumu tamamlanmış fotovoltaik sistemin kış mevsiminden görüntüsü.....                                | 71 |

|  |     |
|--|-----|
| Şekil 4.1. İnverter toplam sistem güç grafiği .....                                    | 74  |
| Şekil 4.2. İnverter cihaz bazlı güç grafiği .....                                      | 74  |
| Şekil 4.3. Yıl bazında toplam inverter sisteminin aylık enerji üretim grafiği .....    | 75  |
| Şekil 4.4. Yıl bazında her bir inverterin aylık enerji üretim grafiği .....            | 75  |
| Şekil 4.5. Scada veri izleme sistemi ana ekranı .....                                  | 77  |
| Şekil 4.6. Scada veri izleme sistemi inverter ekranı.....                              | 77  |
| Şekil 4.7. Scada veri izleme sistemi alarm ekranı .....                                | 78  |
| Şekil 4.8. Meteorolojik veri izleme sistemi.....                                       | 79  |
| Şekil 4.9. İnverter ve DC toplama kutusu bakım kontrolleri .....                       | 82  |
| Şekil 4.10. Güneş paneli bakım kontrolleri.....  | 84  |
| Şekil 4.11. Güneş paneli bağlantı kutusu iç görüntüsü .....                            | 85  |
| Şekil 4.12. Güneş paneli onarım öncesi bağlantı kutusu ve voltaj durumu .....          | 85  |
| Şekil 4.13. Güneş paneli onarım sonrası bağlantı kutusu ve voltaj durumu .....         | 86  |
| Şekil 4.14. Güneş paneli bağlantı kutusu silikonlama sonrası .....                     | 86  |
| Şekil 4.15. Veri iletişim panoları görüntüsü. a) inverter panosu, b) scada panosu .... | 87  |
| Şekil 4.16. AG pano bakım kontrolleri .....  | 89  |
| Şekil 4.17. OG hücre ve trafo bakım kontrolleri.....                                   | 91  |
| Şekil 4.18. DC kablo ve konnektör kontrolleri .....                                    | 92  |
| Şekil 4.19. Konstrüksiyon kontrolleri .....  | 94  |
| Şekil 4.20. Ölçüm istasyonu kontrolleri.....   | 95  |
| Şekil 4.21. Tasarlanan sistemin simülasyon kayıp diyagramı .....                       | 98  |
| Şekil 4.22. Birinci yıl simülasyon aylık SPO değerleri .....                           | 107 |
| Şekil 4.23. İkinci yıl simülasyon aylık SPO değerleri .....                            | 107 |
| Şekil 4.24. Üçüncü yıl simülasyon aylık SPO değerleri .....                            | 108 |
| Şekil 4.25. Dördüncü yıl simülasyon aylık SPO değerleri.....                           | 108 |
| Şekil 4.26. Beşinci yıl simülasyon aylık SPO değerleri .....                           | 108 |
| Şekil 4.27. Yıl sonu simülasyon SPO değerlerinin yıllara göre değişimi.....            | 109 |
| Şekil 4.28. Birinci yıl gerçekleşen aylık SPO değerleri.....                           | 112 |
| Şekil 4.29. İkinci yıl gerçekleşen aylık SPO değerleri.....                            | 113 |
| Şekil 4.30. Üçüncü yıl gerçekleşen aylık SPO değerleri .....                           | 113 |
| Şekil 4.31. Dördüncü yıl gerçekleşen aylık SPO değerleri.....                          | 113 |
| Şekil 4.32. Beşinci yıl gerçekleşen aylık SPO değerleri.....                           | 114 |

|  |     |
|--|-----|
| Şekil 4.33. Yıl sonu gerçekleşen SPO değerlerinin yıllara göre değişimi .....              | 114 |
| Şekil 4.34. Birinci yıl için aylara göre simülasyon üretim ve ışınım değerleri.....        | 115 |
| Şekil 4.35. Birinci yıl için aylara göre gerçekleşen üretim ve ışınım değerleri.....       | 115 |
| Şekil 4.36. İkinci yıl için aylara göre simülasyon üretim ve ışınım değerleri .....        | 116 |
| Şekil 4.37. İkinci yıl için aylara göre gerçekleşen üretim ve ışınım değerleri.....        | 116 |
| Şekil 4.38. Üçüncü yıl için aylara göre simülasyon üretim ve ışınım değerleri .....        | 117 |
| Şekil 4.39. Üçüncü yıl için aylara göre gerçekleşen üretim ve ışınım değerleri.....        | 117 |
| Şekil 4.40. Dördüncü yıl için aylara göre simülasyon üretim ve ışınım değerleri...         | 118 |
| Şekil 4.41. Dördüncü yıl için aylara göre gerçekleşen üretim ve ışınım değerleri ..        | 118 |
| Şekil 4.42. Beşinci yıl için aylara göre simülasyon üretim ve ışınım değerleri.....        | 119 |
| Şekil 4.43. Beşinci yıl için aylara göre gerçekleşen üretim ve ışınım değerleri .....      | 119 |
| Şekil 4.44. Santralin 14.09.2022 tarihine ait güç ve kesinti grafiği.....                  | 120 |
| Şekil 4.45. Birinci yıl için aylara göre simülasyon ışınım ve SPO değerleri.....           | 121 |
| Şekil 4.46. Birinci yıl için aylara göre gerçekleşen ışınım ve SPO değerleri .....         | 121 |
| Şekil 4.47. İkinci yıl için aylara göre simülasyon ışınım ve SPO değerleri.....            | 122 |
| Şekil 4.48. İkinci yıl için aylara göre gerçekleşen ışınım ve SPO değerleri.....           | 122 |
| Şekil 4.49. Üçüncü yıl için aylara göre simülasyon ışınım ve SPO değerleri .....           | 123 |
| Şekil 4.50. Üçüncü yıl için aylara göre gerçekleşen ışınım ve SPO değerleri.....           | 123 |
| Şekil 4.51. Dördüncü yıl için aylara göre simülasyon ışınım ve SPO değerleri.....          | 124 |
| Şekil 4.52. Dördüncü yıl için aylara göre gerçekleşen ışınım ve SPO değerleri .....        | 124 |
| Şekil 4.53. Beşinci yıl için aylara göre simülasyon ışınım ve SPO değerleri.....           | 125 |
| Şekil 4.54. Beşinci yıl için aylara göre gerçekleşen ışınım ve SPO değerleri .....         | 125 |
| Şekil 4.55. Birinci yıl için aylık simülasyon ve sahada gerçekleşen SPO oranları..         | 127 |
| Şekil 4.56. İkinci yıl için aylık simülasyon ve sahada gerçekleşen SPO oranları ...        | 128 |
| Şekil 4.57. Üçüncü yıl için aylık simülasyon ve sahada gerçekleşen SPO oranları            | 129 |
| Şekil 4.58. Dördüncü yıl için aylık simülasyon ve sahada gerçekleşen SPO<br>oranları ..... | 130 |
| Şekil 4.59. Beşinci yıl için aylık simülasyon ve sahada gerçekleşen SPO oranları.          | 131 |
| Şekil 4.60. Yıl sonu sahada gerçekleşen ve simülasyon SPO oranları .....                   | 132 |

## ÇİZELGELER DİZİNİ

### Sayfa

|               |  |     |
|---------------|--|-----|
| Çizelge 1.1.  | Küresel bazda yenilenebilir enerji rakamları (2020-2021).....                    | 3   |
| Çizelge 1.2.  | Türkiye'nin aylık ortalama radyasyon değeri ve güneşlenme süresi ...             | 7   |
| Çizelge 1.3.  | Türkiye'nin bölgelere göre güneş radyasyon miktarları .....                      | 8   |
| Çizelge 2.1.  | Lisanssız güneş enerji santrali onayı için TEDAŞ başvuru<br>dökümanları.....     | 36  |
| Çizelge 3.1.  | Sistemde kullanılan fotovoltaik panele ait elektriksel değerler.....             | 44  |
| Çizelge 3.2.  | Sistemde kullanılan dizi invertere ait elektriksel değerler .....                | 44  |
| Çizelge 3.3.  | Kayseri ili için meteorolojik veriler (1931-2019) .....                          | 45  |
| Çizelge 3.4.  | DC Kablo hesaplamasında kullanılan veri girişlerine ait kısaltmalar              | 51  |
| Çizelge 3.5.  | Dizi verileri.....   | 52  |
| Çizelge 3.6.  | DC kablo akım taşıma kapasiteleri.....   | 53  |
| Çizelge 3.7.  | Tek damarlı kablolar için düzeltme faktörleri .....                              | 54  |
| Çizelge 3.8.  | Ortam ve kablo çalışma sıcaklığına göre düzeltme faktörleri .....                | 55  |
| Çizelge 3.9.  | AC Kablo hesaplamasında kullanılan veri girişlerine ait kısaltmalar<br>(a).....  | 57  |
| Çizelge 3.10. | AC Kablo hesaplamasında kullanılan veri girişlerine ait kısaltmalar<br>(b) ..... | 58  |
| Çizelge 3.11. | Bakır ve Alüminyum kablo kesitlerine göre akım taşıma kapasiteleri...<br>.....   | 60  |
| Çizelge 3.12. | Kablo devre sayısı ve kablolar arası açıklığa göre düzeltme faktörü .            | 61  |
| Çizelge 3.13. | Ortam sıcaklıklarına göre iletkenlerin düzeltme faktörleri .....                 | 62  |
| Çizelge 3.14. | Toprak sıcaklıklarına göre iletkenlerin düzeltme faktörleri .....                | 62  |
| Çizelge 3.15. | Trafo köşkü primer malzeme listesi ve karakteristik özellikleri .....            | 69  |
| Çizelge 4.1.  | Tasarlanan sistemin simülasyon ana sonuç tablosu.....                            | 97  |
| Çizelge 4.2.  | Birinci yıl sonundaki simülasyon üretim, ışınım ve SPO değerleri .               | 104 |
| Çizelge 4.3.  | İkinci yıl sonundaki simülasyon üretim, ışınım ve SPO değerleri ...              | 105 |
| Çizelge 4.4.  | Üçüncü yıl sonundaki simülasyon üretim, ışınım ve SPO değerleri                  | 105 |
| Çizelge 4.5.  | Dördüncü yıl sonundaki simülasyon üretim, ışınım ve SPO değerleri<br>.....       | 106 |
| Çizelge 4.6.  | Beşinci yıl sonundaki simülasyon üretim, ışınım ve SPO değerleri                 | 106 |



|               |   |     |
|---------------|---|-----|
| Çizelge 4.7.  | Birinci yıl sonundaki gerçekleşen üretim, ışınım ve SPO değerleri.      | 110 |
| Çizelge 4.8.  | İkinci yıl sonundaki gerçekleşen üretim, ışınım ve SPO değerleri ..     | 110 |
| Çizelge 4.9.  | Üçüncü yıl sonundaki gerçekleşen üretim, ışınım ve SPO değerleri        | 111 |
| Çizelge 4.10. | Dördüncü yıl sonundaki gerçekleşen üretim, ışınım ve SPO değerleri..... | 111 |
| Çizelge 4.11. | Beşinci yıl sonundaki gerçekleşen üretim, ışınım ve SPO değerleri       | 112 |

## SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

### SİMGELER

|                               |   |
|-------------------------------|---|
| %e                            | : gerilim düşümü oranı  |
| °C                            | : santigrat derece  |
| °K                            | : kelvin  |
| A                             | : amper   |
| Cos Ø                         | : güç faktörü   |
| E                             | : enerji  |
| H                             | : küresel ışıınım değeri  |
| I <sub>DCTK</sub>             | : dc toplama kutusu çıkış akımı   |
| I <sub>Dizi</sub>             | : dizi akımı  |
| I <sub>INV-Maks.Giriş</sub>   | : inverter maksimum giriş akımı   |
| I <sub>KD</sub>               | : panel kısa devre akımı  |
| I <sub>KD-Tmaks</sub>         | : maksimum sıcaklıktaki panel kısa devre akımı                          |
| I <sub>MPPT-1</sub>           | : inverter maksimum giriş akımı   |
| I <sub>NOM</sub>              | : panel nominal akımı   |
| I <sub>SC</sub>               | : dizi kısa devre akımı   |
| I <sub>STC</sub>              | : STK kapsamında 1 kWp/m <sup>2</sup> olarak baz alınan ışıınım miktarı |
| I <sub>TK</sub>               | : kablo akım taşıma kapasitesi  |
| J                             | : joule   |
| K                             | : elektrik iletkenliği  |
| L <sub>DCTK</sub>             | : dc toplama kutusu çıkış kablo uzunluğu                                |
| L <sub>Dizi</sub>             | : dizi kablo uzunluğu   |
| n <sub>MAKS</sub>             | : bir dizide seri bağlanabilecek maksimum fotovoltaiik panel sayısı     |
| n <sub>MAKS-paraleldizi</sub> | : inverter girişine bağlanabilecek maksimum paralel dizi sayısı         |
| n <sub>MİN</sub>              | : bir dizide seri bağlanabilecek maksimum fotovoltaiik panel sayısı     |
| P <sub>Dizi</sub>             | : dizi gücü   |
| P <sub>INV-Çıkış</sub>        | : inverter maksimum çıkış gücü  |

|                      |  |
|----------------------|--|
| $P_{INV-Giriş}$      | : inverter maksimum giriş gücü                   |
| $P_{Kayıp}$          | : güç kaybı                                      |
| $P_{nom}$            | : nominal panel gücü                             |
| $S_{DCTK}$           | : dc toplama kutusu çıkışı kablo kesiti          |
| $S_{Dizi}$           | : dizi kablo kesiti                              |
| $U_{AD}$             | : panel açık devre gerilimi                      |
| $U_{AD-Tmin}$        | : minimum sıcaklıktaki panel açık devre gerilimi |
| $U_{Dizi}$           | : dizi gerilimi                                  |
| $U_{INV-Maks.Giriş}$ | : inverter maksimum giriş gerilimi               |
| $U_{INV-Min.Giriş}$  | : inverter minimum giriş gerilimi                |
| $U_{INV-Max.MPPT}$   | : inverter maksimum MPPT gerilimi                |
| $U_{INV-Min.MPPT}$   | : inverter minimum MPPT gerilimi                 |
| $U_N$                | : ac nominal gerilim                             |
| $U_{NOM}$            | : panel nominal gerilimi                         |
| $U_{NOM-Tmaks}$      | : maksimum sıcaklıktaki panel nominal gerilimi   |
| $V$                  | : gerilim  |
| $V_{oc}$             | : açık devre gerilimi                            |
| $W_p$                | : vat-pik  |
| $W/m^2$              | : güneş ışınım şiddeti birimi                    |

## KISALTMALAR

|                 |  |
|-----------------|--|
| AB              | : Avrupa Birliği   |
| AC              | : Alternating Current (Alternatif Akım)  |
| AG              | : Alçak Gerilim  |
| Al              | : Alüminyum  |
| a-Si            | : Amorf Silisyum   |
| CdS             | : Kadmiyum Sülfür  |
| CdTe            | : Kadmiyum Tellür  |
| CIGS            | : Bakır İndiyum Galyum Diselenür   |
| CIS             | : Bakır İndiyum Selenür  |
| CO <sub>2</sub> | : Karbondioksit  |
| Cu              | : Bakır  |
| CuS             | : Bakır Sülfür   |
| c-Si            | : Kristal Silikon  |
| ÇED             | : Çevresel Etki Değerlendirme  |
| DC              | : Direct Current (Doğru Akım)  |
| DM              | : Dağıtım Merkezi  |
| DSSC            | : Dye-Sensitized Solar Cell (Boyaya Duyarlı Güneş Pilleri)                         |
| EKK             | : Enerji Kalite Kaydedici  |
| ENH             | : Enerji Nakil Hattı   |
| FV              | : Fotovoltaik  |
| GaAs            | : Galyum Arsenür   |
| GEPA            | : Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası  |
| GES             | : Güneş Enerji Santrali  |
| GW              | : Gigavat  |
| HIT             | : Hibrit Hücreler  |
| IEC             | : International Electrotechnical Commission (Uluslararası Elektroteknik Komisyonu) |
| kA              | : Kilo Amper   |
| kV              | : Kilo Volt  |
| kVA             | : Kilo Volt Amper  |
| kVAr            | : Kilo Volt Amper Reaktif  |

kWh : Kilovat Saat  
kWp : Kilovat Pik  
LID : Light Induced Degradation (Işınım Kaynaklı Bozulma)  
LÜY : Lisanssız Üretim Yönetmeliği  
MPPT : Maximum Power Point Tracking (Maksimum Güç Noktası Takipçisi)  
MW : Megavat  
MWe : Megavat Enerji  
NASA : National Aeronautics and Space Administration (Ulusal Havacılık ve Uzay Dairesi)  
OG : Orta Gerilim  
OPV : Organic Photovoltaic (Organik Fotovoltaik)  
OSB : Organize Sanayi Bölgesi  
PO : Performans Oranı  
PV : Photovoltaic (Fotovoltaik)  
RTU : Remote Terminal Unit (Uzak Terminal Birimi)  
SCADA : Supervisory Control and Data Acquisition (Merkezi Denetim ve Veri Toplama Sistemi)  
SPO : Sistem Performans Oranı  
STK : Standart Test Koşulları  
TC : Türk Cumhuriyeti  
TEDAŞ : Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi  
TMSŞ : Termik Manyetik Şalter  
YEGM : Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü  
YG : Yüksek Gerilim

## **BÖLÜM 1**

### **GİRİŞ**

Gezegennemizde enerji kaynaklarına olan ihtiyaç ve enerjiye bağımlılık gün geçtikçe artmaktadır. Dünya genelinde nüfus artışı, insanların refah seviyesinin yükselmesi, sanayileşmenin ilerlemesi ve teknolojinin gelişmesine paralel olarak gelecek yıllarda enerji talebi daha da yoğun olacaktır. Günümüzde elektrik ihtiyaçlarını karşılamak için genellikle fosil yakıtlar kullanılmaya devam etmektedir. Fosil enerji kaynaklarının çevreye ciddi zarar vererek sorunlar ortaya çıkarması, yakın gelecekte rezervlerinin tükenecek olması, fiyat istikrarsızlıklarının yaşanması ve kaynak ülkere bağımlılığın çeşitli siyasi ve ekonomik sorunlara yol açması gibi nedenler yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilgiyi arttırmıştır.

#### **1.1. GENEL BAKIŞ**

Yenilenebilir enerji kaynakları, yeryüzünde ve doğada çoğunlukla herhangi bir üretim sürecine ihtiyaç duymadan elde edilebilen, fosil kaynaklı (kömür, petrol ve karbon türevi) olmayan, elektrik enerjisi üretilirken CO<sub>2</sub> emisyon seviyesi düşük olan, çevreye olan zararı ve etkisi konvansiyonel enerji kaynaklarına göre çok daha düşük olan, sürekli bir döngüyle yenilenen ve kullanılmaya hazır olarak doğada var olan, hidrolik, rüzgar, güneş jeotermal, biokütle, biyogaz, dalga, gelgit ve akıntı enerjisi, hidrojen gibi enerji kaynaklarını ifade etmektedir [1].

Yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan güneş enerjisi Dünya'ya gelen güneş ışığı vasıtasıyla ısı, ışık ve elektrik üretimi sağlamaktadır. Güneş ısısı aynı zamanda dünyanın rüzgarlarını da oluşturmaktadır. Dünyanın dönüşü ve topografyasının birleşmesiyle beraber elektrik üretmek için büyük rüzgar türbinleri tarafından kullanılabilen öngörülebilir rüzgar modelleri oluşmaktadır. Biyokütle, elektrik, ısı veya ulaşım yakıtları üretmek için kullanılan herhangi bir bitki veya hayvansal

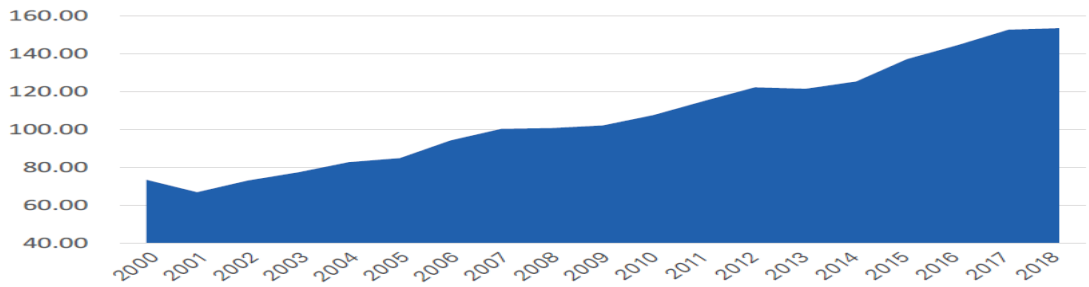
madde olarak tanımlanır. Hidroelektrik, hidrolojik döngü yoluyla güneşe bağlı olan akan sudaki enerjiyi yakalamaya dayanır. Okyanuslardan gelen su buharlaşması sonucu bulutlara dönüşür ve daha sonra yoğunlaşarak yağmur olarak yer yüzüne düşer. Okyanusun kendisi, güneşin ve ayın çekim kuvvetine bağlı olarak dalgaların ve gelgitlerin hareketinden enerji üretebilir. Jeotermal enerji, elektrik üretmek için dünyanın iç ısını ve ayrıca kaplıcalar ve seralar gibi daha doğrudan yapıları kullanır [2].

Dünya genelinde yenilenebilir enerji, 2020 yılında kurulan 256 GW'dan fazla kapasite ile elektrik sektöründe genişlemeye devam etti. Küresel yenilenebilir enerji kapasitesi 2020'de yaklaşık 2840 GW'a çıktı. Üst üste altıncı yılda, yenilenebilir enerji üretim kapasitesinin ilaveleri, fosil yakıt ve nükleer enerji toplamının net kurumlarını geride bıraktı. Yenilenebilir enerji kapasite ilavelerinin %55'ini oluşturan yaklaşık 139 GW'ı güneş fotovoltaik içerisinde kuruldu ve bunu %36 ile rüzgar enerjisi, %7 ile hidroelektrik enerjisi takip etti. 2020 yılında genel olarak, yenilenebilir enerji dünyanın toplam kurulu güç üretim kapasitesinin% 33'ünden fazlasını oluşturacak şekilde büyümüştür [3]. 2020 yılında olduğu gibi 2021 yılında da yenilenebilir enerji sektörü rekor düzeyde deneyim kazandı ve kurulu kapasitede meydana gelen artış, fosil yakıt ve nükleer enerji toplamındaki net kurumları geride bıraktı. Küresel bazda kurulu yenilenebilir enerji kapasitesi 2021'de çoğunluğu güneş enerjisi olmak üzere 300 GW'ın üzerinde büyüdü ve bu şimdiki kadarki en büyük artış olmuştur. Art arda yedinci yıl için, yenilenebilir enerji üretim kapasitesinin net ilaveleri net bir şekilde fosil yakıt ve nükleer enerji kapasitesinin toplam net kurulumlarını geride bırakmaya devam etti. Çoğu ülkede, rüzgar ve güneş enerjisinden elektrik üretmek artık yeni kömürle çalışan enerji santrallerinden elektrik üretmekten daha uygun maliyetli hale gelmiştir. Bu maliyet düşüşleri, ihale süreçlerinde rekor düzeyde düşük tekliflere yol açtı ve bu, 2021 yılı içinde daha da yaygınlaşmıştır [4].

Çizelge 1.1. Küresel bazda yenilenebilir enerji rakamları (2020-2021) [4].

| Güç  |    | 2020 | 2021 |
|--|----|------|------|
| Yenilenebilir güç kapasitesi (hidroelektrik dahil)       | GW | 2840 | 3146 |
| Yenilenebilir güç kapasitesi (hidroelektrik dahil değil) | GW | 1672 | 1945 |
| Hidroelektrik kapasitesi                                 | GW | 1168 | 1195 |
| Rüzgâr gücü kapasitesi                                   | GW | 767  | 942  |
| Güneş PV kapasitesi                                      | GW | 745  | 845  |
| Biyo-güç kapasitesi                                      | GW | 133  | 143  |
| Jeotermal güç kapasitesi                                 | GW | 14,2 | 14,5 |
| Konsantre güneş enerjisi termal gücü kapasitesi          | GW | 6,2  | 6    |
| Okyanus gücü kapasitesi                                  | GW | 0,5  | 0,5  |

Enerji bir ülkenin ekonomik ve sosyal kalkınmasının en önemli girdilerinden biridir. Türkiye’de de artan nüfus, sanayileşme, gelişmekte olan ekonomi ve gelişen yaşam standartlarına paralel olarak enerjiye olan talep her geçen gün düzenli olarak artmaktadır [5]. Türkiye’nin toplam enerji tüketimi, 2000 yılında 73,5 milyon ton karşılığı petrol iken 2018 yılı sonunda bu rakam iki katından fazla artış göstererek 154 milyon tona ulaşmıştır. Enerji tüketimindeki yıllık değişimlere göz atıldığında ise 2000-2018 yılları arasında ortalama %4,4’lük bir artış olduğu görülmektedir. Meydana gelen bu artış, Türkiye’nin toplam küresel enerji tüketiminden aldığı payın da artmasına sebep oluyor [6]. Bu nedenlerden dolayı, Türkiye enerjide dışa bağımlılığını azaltmak ve milli kaynaklara yönelme konusunda yoğun bir iş planına sahiptir. Yerlileşme devletin enerjideki en öncelikli politikalarının başında gelirken, yenilenebilir enerji kaynakları gibi alanlar da dahil yerli teknolojiye yönelik yatırımların önü açılmaya çalışılıyor [7].



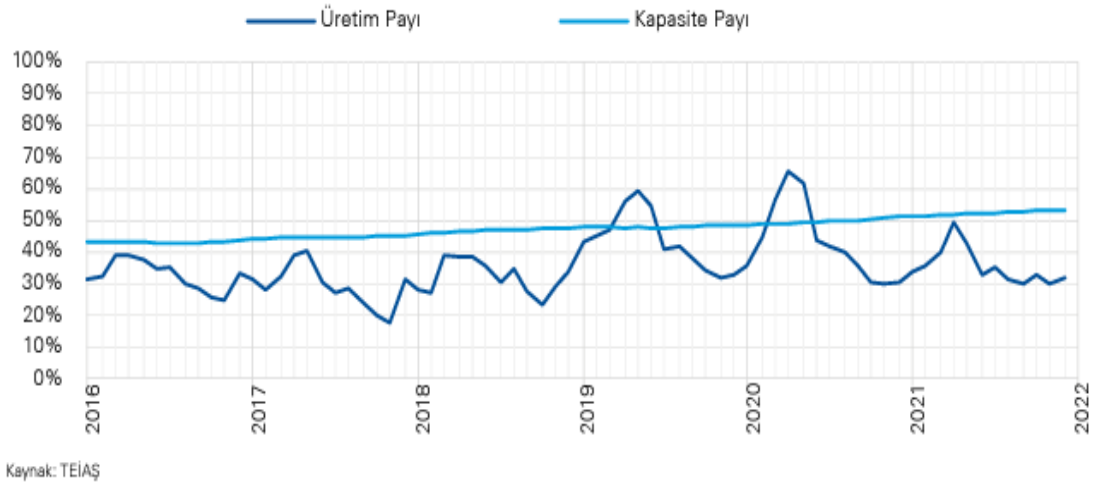
Şekil 1.1. Türkiye'nin enerji tüketimi (petrol karşılığı milyon ton) [6].



Türkiye bulunduğu coğrafi konumu ve jeopolitik yapısı nedeniyle tüm yenilenebilir enerji kaynaklarından faydalanma imkanına sahiptir. Özellikle hidrolik, jeotermal, rüzgar ve güneş enerjisi potansiyelleri bakımından AB ülkeleri ile kıyaslandığında, Türkiye'nin son derece elverişli bir konuma sahip olduğu görülmektedir. Ancak bu kaynaklardan yararlanma oranı düşük seviyelerdedir. Bu durumun önünde birtakım ekonomik ve hukuki engeller olsa da gelişmeler memnuniyet vericidir. Türkiye'nin gelecek planlamaları ve özellikle 2023 hedefleri doğrultusunda yenilenebilir enerji konusuna ayrı bir önem vermesi bunu destekler niteliktedir. Bu doğrultuda atılan adımlar sonucunda Türkiye mevcut yenilenebilir enerji potansiyelini değerlendirmeye öncelik vermektedir [9].

Türkiye, yenilenebilir enerji yatırımları listesinde, 2018 yılında hayata geçirdiği 2 milyar ABD Doları'nın üstünde olan yatırım ile dünya genelinde 19. sırada yer alıyor. Bu kapsamda, 2016-2019 yılları arasında hayata geçirilen yatırımlarla kurulu kapasite %75'lik bir oran ile artış göstererek 6 GW seviyesine ulaşmış durumdadır. Yenilenebilir enerji yatırımları, 2019 yılında meydana gelen ekonomik dalgalanma ve kredi kaynağı bulunmasındaki yaşanan zorluklar sebebiyle yatayda bir artış göstermesiyle birlikte, yıllık 2 GW seviyesinde yatırım trendinin devam etmesi beklenmektedir [6].

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın Şubat 2019 başında yayınladığı verilere göre, 2018 yılı ocak ayında hidrolikten üretilen elektriğin payı %17,03 olarak hesaplanırken 2019 yılında %30'a yükseldi. Rüzgarın elektrik üretimindeki payı %7,21'den %8,40'a, güneşin payı %0,99'dan %1,52'ye çıktı. Jeotermal kaynaklardan gerçekleştirilen elektrik üretiminin payı da %2,48'den %2,96'ya yükseldi [7]. Kurulu güç kapasitesini her yıl artıran Türkiye, yenilenebilir enerji kapasitesini 20 yılda dört kat artırdı. 2021 yılının ilk aylarından itibaren ilk kez %50'nin üzerine çıkan kapasite payları yükselişini sürdürerek yıl sonunda %53'e ulaştı. Şekil 1.2.'de 2016-2022 yılları arası Türkiye'nin elektrik hacmindeki yenilenebilir enerjinin payı gösterilmektedir. [8]



Şekil 1.2. Türkiye elektrik hacminde yenilenebilir enerjinin payı [8].

Yenilenebilir kaynaklı kurulu gücün Türkiye toplam kurulu gücü içindeki payının yıllar itibariyle gelişimi Şekil 1.3’de rakamlarla ifade edilmiştir [6].

| YILLAR | HİDROLİK | JEOTERMAL | RÜZGAR | GÜNEŞ | BIYOKÜTLE | YENİLENEBİLİR KURULU GÜCÜ | TÜRKİYE TOPLAM KURULU GÜCÜ | YENİLENEBİLİRİN PAYI % |
|--------|----------|-----------|--------|-------|-----------|---------------------------|----------------------------|------------------------|
| 2000   | 11175    | 18        | 19     |       | 10        | 11222                     | 27264                      | 41                     |
| 2001   | 11673    | 18        | 19     |       | 10        | 11719                     | 28332                      | 41                     |
| 2002   | 12241    | 18        | 19     |       | 14        | 12291                     | 31846                      | 39                     |
| 2003   | 12579    | 15        | 19     |       | 14        | 12626                     | 35587                      | 35                     |
| 2004   | 12645    | 15        | 19     |       | 14        | 12693                     | 36824                      | 34                     |
| 2005   | 12906    | 15        | 20     |       | 14        | 12955                     | 38844                      | 33                     |
| 2006   | 13063    | 23        | 59     |       | 20        | 13164                     | 40565                      | 32                     |
| 2007   | 13395    | 23        | 148    |       | 21        | 13587                     | 40836                      | 33                     |
| 2008   | 13829    | 30        | 364    |       | 38        | 14260                     | 41817                      | 34                     |
| 2009   | 14553    | 77        | 792    |       | 65        | 15487                     | 44761                      | 35                     |
| 2010   | 15831    | 94        | 1320   |       | 86        | 17331                     | 49524                      | 35                     |
| 2011   | 17137    | 114       | 1729   |       | 104       | 19084                     | 52911                      | 36                     |
| 2012   | 19609    | 162       | 2261   |       | 147       | 22180                     | 57059                      | 39                     |
| 2013   | 22289    | 311       | 2760   |       | 178       | 25537                     | 64008                      | 40                     |
| 2014   | 23643    | 405       | 3630   | 40    | 227       | 27945                     | 69520                      | 40                     |
| 2015   | 25868    | 624       | 4503   | 249   | 277       | 31521                     | 73147                      | 43                     |
| 2016   | 26681    | 821       | 5751   | 833   | 364       | 34450                     | 78497                      | 44                     |
| 2017   | 27273    | 1064      | 6516   | 3421  | 477       | 38751                     | 85200                      | 45                     |
| 2018   | 28291    | 1283      | 7005   | 5063  | 622       | 42264                     | 88551                      | 48                     |
| 2019   | 28503    | 1515      | 7591   | 5995  | 791       | 44395                     | 91267                      | 49                     |
| 2020   | 30984    | 1613      | 8832   | 6667  | 1105      | 49202                     | 95891                      | 51                     |
| 2021   | 31493    | 1676      | 10607  | 7816  | 1643      | 53234                     | 99820                      | 53                     |

Kaynak: TEİAŞ

Şekil 1.3. Yenilenebilir enerji kaynaklarında kurulu gücün yıllara göre değişimi (MW) [6].

Dünya'nın en önemli yenilenebilir enerji kaynağı olan Güneş, 1.4 milyon km çapında yüksek basınçlı ve yüksek sıcaklığa sahip bir yıldızdır. Yüzey sıcaklığı yaklaşık 6000 °K olup merkezindeki sıcaklığın  $8 \times 10^6$  °K ile  $40 \times 10^6$  °K arasında değiştiği tahmin edilmektedir. Güneş'in çekirdeğinde meydana gelen füzyon işlemi ile 4 Hidrojen atomunun 1 Helyum atomuna dönüşmesi sonucu yaklaşık  $3,86 \times 10^{26}$  J enerji açığa çıkmakta ve bu açığa çıkan enerji dünyadaki tüm enerji ihtiyacını karşılayacak düzeydedir. Bu madde-enerji dönüşüm işlemi milyonlarca yıl daha devam edeceğinden dolayı güneş, gezegenimiz için sonsuz bir enerji kaynağıdır [10,11].

Güneş enerjisinin atmosfer dışındaki ışınım şiddeti yaklaşık  $1370 \text{ W/m}^2$  değerinde olup, yeryüzünde bu değer yansıma ve sönmüleme gibi kayıplardan dolayı yaklaşık olarak  $0-1100 \text{ W/m}^2$  arası seviyelerde değişkenlik göstermektedir [12,13]. Dünya'ya ısı ve ışık formunda ulaşan güneş enerjisi, günlük yaşantımızda aktif yeri olan elektrik üretimi, aydınlatma, sıcak su, ısıtma ve soğutma gibi farklı birçok alanda kontrollü olarak kullanılmaktadır [14].

Nüfus artışı ve teknolojik gelişmeler nedeniyle Dünya'nın enerji talebi hızla artmaktadır. Bu yüksek enerji talebi nedeniyle diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının yanı sıra, enerji krizinde uzun vadeli sorunları yönetmek için umut verici ve bedava olarak elde edilebilen güneş enerjisinin kullanımı tüm dünyada istikralı bir şekilde gelişirken, ülkemizde de daha çok ısıtma amaçlı kullanımdan elektrik üretim amaçlı kullanıma kaymaya ve bu yönde gelişmeye başlamıştır [15,16].

Ülkemiz coğrafi konumu nedeniyle güneş enerjisi potansiyeli bakımından bir çok ülkeye göre daha verimli bir noktada olmasına rağmen, sahip olduğu bu potansiyeli bu zamana kadar yeterli seviyede değerlendirememiştir [17]. T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanan Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlasına (GEPA) göre, ülkemizin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2741 saat/yıl (ortalama günlük toplam 7,5 saat/gün), ortalama yıllık toplam ışınım şiddeti  $1527 \text{ kWh/m}^2\text{-yıl}$  (ortalama günlük toplam  $4,18 \text{ kWh/m}^2\text{-gün}$ ) olarak hesaplanmıştır. Türkiye yılda 114 gün kadar önemli bir güneş enerji potansiyeline sahip ülke konumundadır [18,19].



Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyeline göz atıldığında güneş radyasyonunun veryüzüne yoğun olarak ulaştığı ve güneşlenme süresinin daha uzun olduğu bölgelerin başında Güneydoğu Anadolu ve Akdeniz bölgelerinin olduğu görülmektedir [20]. Şekil 1.4'de verilen atlasa paralel olarak ülkemizin 7 ayrı bölgesindeki güneş radyasyon ve güneşlenme süresine ait rakamlar Çizelge 1.3'de sunulmuştur [21].

Çizelge 1.3. Türkiye'nin bölgelere göre güneş radyasyon miktarları [21].

| <b>Bölge</b>              | <b>Toplam Güneş Enerjisi<br/>(kWh/m<sup>2</sup>-yıl)</b> | <b>Güneşlenme Süresi<br/>(saat/yıl)</b> |
|---------------------------|--|---|
| Güneydoğu Anadolu Bölgesi | 1,460  | 2,993                                   |
| Akdeniz Bölgesi           | 1,390  | 2,956                                   |
| Doğu Anadolu Bölgesi      | 1,365  | 2,664                                   |
| İç Anadolu Bölgesi        | 1,314  | 2,628                                   |
| Ege Bölgesi               | 1,304  | 2,738                                   |
| Marmara Bölgesi           | 1,168  | 2,409                                   |
| Karadeniz Bölgesi         | 1,120  | 1,971                                   |

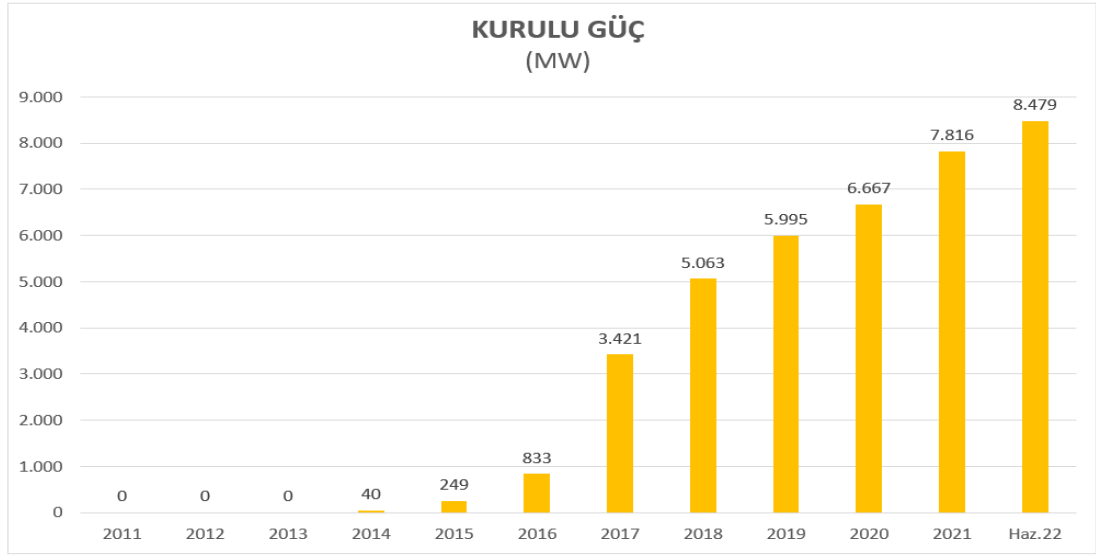
Güneş enerjisine bağlı teknolojiler yöntem, malzeme ve teknolojik düzey açısından çok çeşitlilik göstermekle birlikte temelde ısıl güneş enerjisi ve fotovoltaik güneş enerjisi teknolojileri olmak üzere iki ana gruba ayrılmaktadır [22].

Isıl güneş enerjisi teknolojileri kendi içinde düşük sıcaklık uygulamaları ve yoğunlaştırılmış ısıl sistemler olarak ikiye ayrılmakta olup, düşük sıcaklık uygulamaları genellikle sıcak su sağlanması, güneş havuzları, güneş bacaları, su arıtma sistemleri, güneş mimarisi, ürün kurutma ve sera ısıtma sistemleri ve güneş enerjisi ile pişirme gibi alanlarda rol almaktayken, yoğunlaştırılmış ısıl sistemler elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanılmaktadır [23].

Fotovoltaik güneş enerji teknolojilerinde ana hedef elektrik üretimi olup, bu sistemlerin en temel aksamı güneş modülleridir. Bu modüller güneş enerjisini doğrudan elektrik enerjisine çevirmektedir. Birden çok güneş modülünün

birleştirilmesi ile birlikte yüksek güçlerde güneş panelleri ve güneş elektrik santralleri (GES) tesis edilebilmektedir [24]. Günümüz teknolojileri kullanılarak 15-20 dönüm genişliğindeki bir alana 1 MWe kapasitesinde GES kurulabilmektedir. Özellikle, binaların çatı ve cephelerine kurulan GES'ler ile ihtiyaç duyulan elektrik enerjisi tüketim noktalarında üretilebilmektedir [22].

Haziran 2022 sonu itibariyle ülkemizde güneş enerjisine dayalı elektrik kurulu güç 8479 MW olup yıllara göre kurulu gücün pozitif yöndeki artışı Şekil 1.5'deki grafikte yer almaktadır [22].



Şekil 1.5. Türkiye'nin güneş enerjisine dayalı kurulu güç değişim grafiği (2011 06.2022) [22].

Şekil 1.5'deki grafiğe dayanarak güneş enerjisine dayalı kurulu gücün her yıl bir önceki yılın üstüne koyarak artış gösterdiği görülmektedir. Kurulu güçte gerçekleşen bu artışın ülkemizin yerli ve milli enerji hedefleri doğrultusunda ilerleyen yıllarda da hayata geçirecek projeler ile devam etmesi hedeflenmektedir.

## 1.2. TEZİN AMACI

Dünya'da ve ülkemizde sürekli gelişmekte olan güneş enerjisinin PV alanda kullanımını her geçen gün artmaktadır. Ülkemiz de bu gelişime paralel olarak yerli ve milli enerji kaynaklarının kullanımının arttırılması ile enerjide dışa bağımlılığı

azaltmak, ülke ekonomisinin gelişimine ve iklim değişikliğinin önüne geçilmesine katkı sağlamak gibi hedefleri doğrultusunda PV santrallerin daha çok ülkemiz sınırları içerisinde yer alması gerektiğini gündeme getirmeye başlamıştır.

Ülkemizde PV santraller genellikle lisanlı ve lisanssız elektrik üretim yönetmelikleri kapsamında kurulabilmektedir. Lisanssız üretim tesislerinde kurulu güç üst sınırı 10 Mayıs 2019 tarihinde Resmi gazete yayınlanan değişiklikle 1 MW'den 5 MW'ye çıkarılmıştır.

Bu tezin amacı, lisanssız üretim kapsamında 1 MW güce sahip olan bir GES santralının projelendirilmesi, kurulum aşamalarının ve kurulum sonrası uygulanan işletme ve bakım metotlarının incelenmesi, 5 yıllık zaman diliminde gerçekleşen santral performans oranının simülasyon öngörülerini karşılayıp karşılamadığının ortaya konulması ve sistem performansına etki eden parametrelerinin analiz edilmesi olarak belirlenmiştir.

### **1.3. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI**

Gelecek nesillere daha temiz, ekolojik ve sürdürülebilir bir dünya bırakmak amacıyla PV sektörüne yönelik yenilenebilir enerji uygulamaları her geçen daha çok önem kazanmakta olup, önemli araştırma ve geliştirme alanlarından biri haline gelmiştir. Bu kapsamda PV alanda yapılan araştırma ve çalışmaların bir kısmı aşağıda kaleme alınmıştır.

Şimşek S., yapmış olduğu çalışmada fotovoltaik sistemlerde üretimi etkileyen faktörleri incelemiştir. Verimliliği etkileyen faktörlerin hesaplanması için ışınım ve performans parametlerine kapsayan metotlara başvurmuştur. Ankara Gölbaşı'nda ve İzmir Torbalı'da kurulmuş olan iki farklı santralin performans parametrelerini, verimliliği etkileyen faktörler ve NASA'nın veritabanından elde edilen ışınım verileri ile hesaplamıştır. Kullanmış olduğu PVsyst programı ile santrallerin modellemesini ve simülasyonunu yapmıştır. Sahadan alınan gerçek veriler ve simülasyon sonucu çıkan verileri kıyaslayarak bir değerlendirmede bulunmuş, iki tesisin simülasyon ve saha verilerinden hesaplanan Sistem Performans Oranları arasındaki farkın %1'in

altında olduğu sonucunu ortaya çıkarmıştır. Her iki tesiste ısı kaybın en fazla verimliliği etkileyen faktör olduğunu ve ısı kaybın hemen ardından verimliliği etkileyen bir diğer faktörün tozlanma kaybı olduğunu elde etmiş olduğu veriler ile göstermiştir. Torbalı GES'te FV modüllerin daha uzun bir sürede rüzgarın etkisi altında kalması sonucu ısı kayıpta azalma meydana geleceği ve yıllık üretimin %3,5 oranında artacağı, Gölbaşı GES'te ise bu oranın %1,2 olabileceği sonucu ortaya çıkarılmıştır [25].

Keskinel S., yapmış olduğu çalışmada Ankara/Kazan'da çatı tipi şeklinde uygulanan bir fotovoltaik GES tesisini teknik ve mali açıdan incelemiştir. Çalışmada bir GES santralının panel ve evirici uyumluluğu dikkate alınarak nasıl tasarlanacağı ve Türkiye şartlarında tasarlanan projelerin yatırım maliyeti, üretim sonucunda toplam getirisi ve sistem performansı dikkate alınarak uygulanabilirlik durumu analiz edilmiştir. Çalışma kapsamında incelemeye alınan mevcut çatı tipi bir fotovoltaik güç sisteminin 2014 yılı için gerçek ölçüm değerleri ile Sistem Performans Oranını hesaplamış ve tasarım öncesi yapılan simülasyon öngörülerini karşılayıp karşılamadığı irdelemiştir. Projenin uygulandığı binanın elektrik enerjisi tüketimi ve fotovoltaik güç sistemi tarafından üretilen elektrik enerjisi değerleri dikkate alınarak sistem mali açıdan incelenmiştir. Yapılan mali analizler ve incelemeler neticesinde ekonomik açıdan projenin hayata geçirilebilir olduğu sonucuna varılmıştır. Yapılan hesaplamalar neticesinde elde edilmiş olan veriler, sistemin on seneden daha az bir sürede kendisini amorti edeceğini göstermiştir [26].

Akar A., yapmış olduğu çalışmada Ankara'nın Haymana ilçesinde kurulu olan 1000kW güç kapasiteli bir güneş enerji santralının projelendirme aşamasında tasarım aşamalarını ele almış, yatırım maliyeti, elektrik üretimi, sistem performans oranı, amortisman süresi ve sistem performansına etki eden parametreler konusunda incelemeler yapmıştır. PVSYST simülasyon programından elde edilen sistem üretim öngörüsü ve kurulan santralin maliyet analizi 4 farklı mali analiz yöntemi kullanılarak incelenmiştir. Yapılan analizler tesisin 7 yıldan daha az bir sürede mali açıdan kendini amorti edeceğini ortaya çıkarmıştır. Aynı zamanda fotovoltaik hücrelerin Matlab programı üzerinde modellenmesi yapılmış ve oluşturulan modele göre panelin veri formunda yer alan ışınımına bağlı akım gerilim grafiği



doğrulanmıştır. Işınımına bağlı olarak akım ve gerilimin artış gösterdiği görülmüş, gerilim artışının akım artışına göre daha az olduğu oluşturulan model ile doğrulanmıştır [27].

Önal Çağrı İ., yaptığı çalışmada Uşak ilinde kurulması planlanan 1 MW güce sahip arazi tipi güneş enerji santrali için yatırım maliyeti, verim hesabı ve bölgelerin yıllık ışınım verilerini göz önüne alarak panel ve evirici uyumluluğu konusunda bir çalışma gerçekleştirmiştir. Çalışma kapsamında yer alan bazı hesaplamalar ve analizler piyasada yaygın olarak kullanılan PV-Sol programı aracılığıyla yapılmıştır. Uygulanan tasarımda bölge ve kullanılan ekipmanlar aynı olmak üzere sehpa aralık mesafeleri 2.5 m ve 3.5 m olacak şekilde iki oryantasyon üzerinde inceleme yapılmış ve sehpa aralığının 2.5 m olması durumunda yaşanan gölgelenme faktöründen kaynaklı 1 MW GES için yılda üretimsel anlamda 13,547.42 kWh'lik enerji kaybı yaşandığı görülmüştür. Yapılan çalışma sonucunda her panel ile her eviricinin birbirleri ile verimlilik konusunda optimum uyum sağlamadığı, sahip oldukları teknik özelliklere bağlı olarak maksimum enerji üretim verimini sağlamak için panel ve evirici uyumluluk hesaplarının çok kontrollü bir şekilde yapılması ve bunun da manuel hesaplama yöntemleri ile desteklenmesi gerektiği, evirici seçiminde önemli ölçüde etkisi olan açı ve gölgelenme hesaplarını yaparken açı ve metraj parametrelerinde meydana gelebilecek herhangi bir değişikliğin dahi yıllık enerji üretimine etki ettiğini ve bu durumun kurulu gücü yüksek olan santrallerde parasal anlamda olumlu veya olumsuz geri dönüşüm açısından daha bir önemli olduğu sonucuna varılmıştır [28].

Andrews R. vd.'nin yapmış oldukları çalışmada kış aylarında meydana gelen kar yağışının iki farklı modül tipi içeren PV sistem üzerindeki etkilerini ele almışlardır. Kar yağışının PV sistemlerin performansı üzerinde oluşturduğu etkisini daha iyi analiz edebilmek için PV sistemleri farklı açılarda dizayn edip iki kış mevsimi boyunca gözlemlemişlerdir. Bu çalışma kapsamında yeni bir metodoloji öne sürülmüş ve onaylanmıştır. Zaman dilimi performans verilerinden, kar yağışına bağlı meydana gelen kayıpların meteorolojik gözlemler aracılığıyla tespit edilmesini sağlamışlardır. Kar yağışı etkisiyle oluşan kayıpların açığa ve dikkate alınan teknolojiye bağlı olduğu bulunmuştur. Genel olarak, karla ilgili kayıpların uygun

şekilde değerlendirilmesinin sistem performansını ve bakımını iyileştirmeye yardımcı olabileceği kararına varılmıştır [29].

Callejo L.H. vd., tasarım, işletme ve bakım yönünden PV sistemler üzerinde bir inceleme yapmışlardır. Bu çalışmada 13 farklı özelliğe sahip PV tesisin işletmesinden elde edilen veriler baz alınmıştır. Tasarım kapsamında sistemlerin kritik bileşenleri ve tasarımları analiz edilmiştir. Yapılan analizlerde mevcut dönüştürücülerin yerine daha verimli, modülerlik ve basit yapıya sahip yeni dönüştürücü modellerine ihtiyaç olduğu sonucuna varılmıştır. İşletme ve bakım kapsamında sistemlerin performansları, termografileri ve elektrolüminesansları, panel kirlilik durumları, riskleri ve arıza modları incelenmiştir. Kayıplara neden olan kaynağı belirlemek ve bu süreci en aza indirmek, yerinde saha denetimi, ışınlama sensörlerinin tanımlanması, enerji üretiminin değerlendirilmesi, fotovoltaiik testinin yapılabilmesi için modüllerin, fotovoltaiik dizilerin test edilmesi, termografik kameralar ve elektrolüminesans kameraların kullanılması, her bir invertörün DC dizilerinin izlenilmesi ve MPPT'nin gözlemlenmesi gibi adımların dikkate alınması gerektiği tespit edilmiştir. Bu adımların uygulanması sonucu kayıpları onarmak ve önlemek ve fotovoltaiik sistemlerin performansını iyileştirmek için hataların ve arızaların bulunabileceğini belirtmişlerdir. Fotovoltaiik panellerin optimum temizlik süresinin belirlenmesi için yerel bir çalışma yapılmış ve günlük, haftalık ve aylık maruz kalma sürelerinde tozdan kaynaklanan güç ve akım kayıpları incelenmiş olup, toza maruz kalan modüllerin verimlerinin ortalama bozulma oranlarını sırasıyla % 6,24,% 11,8, % 18.74 olarak bulmuşlardır. Bu veriler sonucunda panellerin aylık bakımı tavsiye edilmiş ve toz birikimlerinin önlenmesi için, modül termal kayıplarını ve temizlik su tüketimini azaltmak için nano kaplı malzeme kullanılması önerilmiştir [30].

Rees S.J. vd., Birleşik Krallık ülkesinde iki ayrı bölgede yer alan A bölgesinde 22 adet, B bölgesinde 5 adet olmak üzere konut çatı tipi toplam 27 adet PV sistemin performansına yönelik ve çalışma sırasında meydana gelen arızalar üzerinde bir inceleme yapmışlardır. 2 yıl boyunca 27 adet PV sisteme ait ortalama beş dakikalık iklimsel ve performans verileri kaydedilmiş ve bu veriler PV sistemlerin performansını belirlemeye yönelik basit bir deneysel modeller oluşturmak için

kullanılmıştır. Çalışma sırasında meydana gelen arızaları tespit eden ve bu arızalardan kaynaklanan enerji kayıplarını ölçen yeni analiz teknikleri geliştirilmiştir. Bu teknikler, sürekli sıfır verimlilik hataları, kısa sıfır verimlilik hataları, gölgeleme hataları ve sıfır olmayan verimlilikte gölgeleme olmayan hatalar olmak üzere dört hata kategorisini birbirinden ayırır. Yapılan izlenimler sonucunda arızalardan kaynaklanan yıllık enerji kayıpları A bölgesindeki PV sistemlerde ilk yıl %3,6, ikinci yıl %6,6 B bölgesindeki PV sistemlerde ise ilk yıl %18,9 olarak görülmüştür. Bu rakamlar sonucunda hataların evsel PV sistemlerinde elektrik üretiminde önemli kayıplara neden olma potansiyeline sahip olduğu belirtilmiştir. Maksimum %58'lik bir oran ile yıllık en çok enerji kaybına sebebiyet veren hatanın sürekli sıfır verimlilik hatalarından yani PV sistemin uzun süre üretim yapmamasından kaynaklı olduğu saptanmıştır. Bu durum sonucunda sistem operatörlerini bu arızalara karşı uyarmak için alarm sistemlerinin olması gerektiğini belirtmişlerdir. Bir PV sistem için 7 aylık gölgeleme süresince yapılan izlenimlerde yıllık enerji üretiminde %6,9'luk bir azalma meydana geldiği tespit edilmiştir. Bu sonuç ile gölgelemeden kaynaklı enerji kayıplarının diğer hatalardan kaynaklı kayıplara göre nispeten düşük olduğu açıklanmıştır. Bu çalışma, PV sistem performansı çalışmalarında yüksek kararlılıkla yapılmış ölçümler kullanmanın değerini göstermiş ve veri analizi tekniklerinin, PV sistemi çalışması sırasında meydana gelen hataları açıklamada sağlam olduğu gösterilmiştir [31].

Van Sark W. vd., PV sistemlerdeki performans oranlarının gelişime dair bir inceleme yapmışlardır. Yapılan çalışmada son otuz yılın performans oranı gelişimini gösteren kısa bir veri tabanı sunulmuştur. Araştırmaya göre performans oranı değerlerinin, 1980'lerin sonunda %50'den %75'e, 1990'larda %70-80'e, günümüzde % 80'in üstüne, bazı sistemler ise % 90'a ulaştığı görülmüştür. Günümüz sistemlerinde mevcut olan kayıpların ayrıntılı analiz edilmesi, çeşitli bileşenlerde tahmin edilen iyileştirmelerin gerçekleştirilmesi ve gölgelendirmenin en aza indirilmesi durumunda performans oranının % 92'ye kadar artışının mümkün olabileceği belirtilmiştir [32].

Kiefer K. vd.' nin yapmış oldukları çalışmada Almanya'da her biri 500kWp ile 1500kWp arasında değişen güce sahip 44 adet PV enerji santrallerinden alınan ayrıntılı veriler ile santrallerin verimlerinde meydana gelen bozulmalara yönelik bir

incelemede bulunmuşlardır. Santrallerdeki panellerde gözlemlenen performans kayıpları, x-Si panel teknolojileri için piyasada en çok alıntı yapılan makalelerde belirtilen yıllık kayıp oranları ile karşılaştırılmış ve sonuçların aynı seviyelerde uyduğu görülmüştür. 10 yıldır işletmede olan santrallerden test amaçlı olarak alınan örnek PV modüllerin başlangıç veri formu değerlerinden çok küçük güç sapsmaları gösterdiği görülmüştür ve çıkan sonuçlara göre modüllerin çok kararlı ve güvenilir olduğu belirtilmiştir. Santrallerdeki inverter arızalarının ve panellerde kirlilik faktörünün performans kaybı üzerindeki olumsuz etkisinin panellerde meydana gelen yıllık güç düşümü faktörüne göre çok daha fazla olduğu açıklanmıştır. Çıkan sonuçlara göre işletme ve bakım stratejilerinin ticari olarak işletilen PV sistemlerinin gözlemlenen performans kaybı oranları üzerinde önemli bir etkiye sahip olduğu düşüncesi desteklenmiş ve ekonomik geri dönüş ve verimlilik açısından bakım konseptlerinin optimize edilmesi gerektiği belirtilmiştir. Burada her şeyden önce PV modüllerde daha çok kızılötesi ölçümlerine ve temizliğine yoğunlaşılması gerektiği ifade edilmiştir [33].

Talayero Ana.P. vd., İspanya’da kurulu olan MW bazlı 5 adedi traker sistem olmak üzere toplam 8 adet farklı PV santralının işletme ve bakım yönünden durumlarını ayrıntılı bir şekilde analiz etmişlerdir. Yapılan incelemelerde santrallerin mevcut bakım stratejilerinin bazı önleyici bakım planlamalarının yanı sıra yüksek oranda düzeltici bakım planlamalarına sahip olduğu, arızayı veya hatayı daha önceden kestirmeye yönelik bakım planlamasına sahip olmadığı belirtilmiştir. Düzeltici bakım bir arızanın meydana gelmesi sonucu anlık müdahale ile giderilmesi, önleyici bakım programlı müdahaleler ile belirli bir verimlilik seviyesinin korunması, kestirimci bakım olası arızaları bir izleme sistemi vb. algoritma tarafından elde edilen bilgiler ile tahmin etme olarak açıklanmaktadır. Santrallerin SCADA sistemlerine yönelik yapılan incelemelerde çoğu santrallerin izleme sisteminde bilgi eksikliği olduğu görülmüştür. Bu durumun işletme bakım açısından bir sorun olduğu finansal anlamda risk oluşturduğu ve olası iyileştirmeleri sınırlandırabileceği belirtilmiştir. Santrallerin performans oranlarının (PO) hesaplanmasına yönelik bir çalışma yapılmış fakat bilgi eksikliği olmasından dolayı sadece 2 adet santralin PO’nun hesaplanabildiği ifade edilmiştir. PO ‘nun santrallerin verimliliğini değerlendirmek için önemli bir oran olduğu açıklanmıştır. Santrallerde 3 farklı arıza tipinden dolayı üretim kayıpları

meydana geldiği ve bunların önemli olduğu belirtilmiştir. Bunlar bitkilerden dolayı gölgenmeye bağlı güç kayıplar, inverter arızaları ve traker sistem arızalarıdır. Mevcut bilgilerin analizi yani kestirimci bakım planlaması ile arızaların azaltılabileceği ve bunun yanı sıra daha fazla bilgi ile iyi izleme sistemlerinin kullanılmasının arıza tespiti ve hataları önlemekte daha etkili olacağı vurgulanmıştır [34].

Arefifar S.A. vd., çok değişkenli tasarım optimizasyonu kullanarak PV santrallerin iyileştirilmesi ve geliştirilmesine yönelik incelemede bulunmuşlardır. Optimizasyon süreci örnek bir sistem için uygulanmış olup sonuçlar hem geleneksel hem de tasarım-yazılım yaklaşımıyla karşılaştırılmıştır. Tasarım çalışmalarında farklı özelliklere sahip 5 adet PV modül ve şebeke bağlantılı inverter kullanılmıştır. PV santral tasarımlarında PV modül ve inverter özellikleri, seri ve paralel bağlı panel konfigürasyonu, eğim açısı, mevcut alan etkisi, olası ortam sıcaklığı ve ışınım verileri dikkate alınarak metotlar önerilmiştir. Tasarımlar yıllık üretilen enerjinin maksimize edilmesi, toplam mali getirisinin maksimize edilmesi ve amortisman süresinin en aza indirilmesi dahil olmak üzere üç farklı hedefle yapılmıştır. Mevcut alan sınırları dikkate alınarak ve ihmal edilerek iki farklı durum araştırılmış ve sonuçlar PVsyst yazılımının sağladığı tasarımla karşılaştırılmıştır. PV modül ve eviricinin optimal olarak seçilmesinin dışında, PV panellerin ve eviricilerin detaylı özellikleri dikkate alınarak önerilen yaklaşımın daha verimli sonuçlar sağladığı görülmüştür. Önerilen tasarım yaklaşımının, daha düşük sermaye maliyetleri ile uygulanmasıyla geleneksel tasarım yöntemine göre yıllık üretilen enerji açısından %9,3, mali fayda açısından %1 ve amortisman süresi açısından %6,95 oranında iyileştirme yapılabileceği belirtilmiştir. Bu yazıda önerilen yaklaşım ve hassasiyet çalışmalarının, mühendisler ve güneş enerjisi tesisi tasarımcılarının projelerinin özel hedef gereksinimlerine bağlı olarak PV tesislerini en iyi şekilde tasarlamaları için rehberlik sağlayabileceği ifade edilmiştir [35].

Kalita P. vd., Kuzeydoğu Hindistan'ın tüm eyalet başkentlerinde bunlar Guwahati, Shillong, Agartala, Imphal, Kohima, Aizawl, Itanagar, Gangtok olmak üzere megawatt seviyesinde şebekeye bağlı güneş fotovoltaik enerji santralının kurulumunun fizibilitesine ilişkin kapsamlı bir analiz gerçekleştirerek Kuzeydoğu

Hindistan'daki güneş PV enerji santrallerinin uygulanabilirliğini ortaya koymak için bir girişimde bulunmuşlardır. Çeşitli çevrimiçi kaynaklardan ve NASA iklim veri tabanından toplanan iklim verileri kullanılarak, seçilen modül ve inverter ile birlikte gölge analizleri de dikkate alınarak 8 bölge için 2MW'lık güneş fotovoltaik enerji santrali tasarımı yapılmıştır. Yapılan tasarımlar üzerinden PVsyst simülasyon yazılımı ile 8 bölge için santrallerin performansları çıkarılmıştır. Yapılan analizden Kuzeydoğu Hindistan'ın sekiz eyalet başkentinden yedisinin hem teknik hem de ekonomik olarak güneş PV enerji santrali kurulumu için uygun olduğu doğrulanmıştır. Itanagar bölgesinin kurulum için uygun olmadığı belirtilirken Guwahati ve Gangtok lokasyonlarının %85,5 gibi yüksek bir performans oranı sağladığı görülmüştür. Analiz aynı zamanda Aizawl ve Guwahati'nin Kuzeydoğu başkentleri arasında güneş PV enerji santralinin kurulumu için en uygun yerler olduğunu ortaya koymaktadır [36].

Tristan Alonso C. vd.'nin yapmış oldukları çalışmada İspanya'nın Castilla-Leon merkezindeki Torquemada lokasyonunda aynı alan içerisine kurulu 2 adet 100 kWp gücündeki şebeke bağlantılı PV tesisin performans analizleri üzerine bir inceleme yapmışlardır. Her iki tesis farklı panel ve inverter modellerine sahip olup sıcaklık, radyasyon, nem ve rüzgar hızı gibi çevresel faktörler açısından aynı koşullar altındadır. Üretime ilişkin veri setleri tüm bir yıl boyunca toplanarak tesisler çeşitli radyasyon seviyeleri altında karşılaştırılmıştır. Yapılan çalışma sonucunda Sistem 1 panellerinin her açıdan daha iyi performans gösterdiği açıklanmış olup üretimde %8'lik bir fark oluşturduğu görülmüştür. Panellerin karakteristik özellikleri ve kalitelerinin bu durumun bir göstergesi olduğu, özellikle yüksek ve düşük sıcaklıklar altındaki panel davranışlarının etkili olduğu belirtilmiştir. Sistem 2 invertörünün Sistem 1 invertörüne göre daha iyi davranmasına rağmen, performanslarının PV panellerin neden olduğu farklılığı kapatacak seviyede olmadığı ifade edilmiştir. Her iki kurulum için kablolama kayıpları da hesaplanmış olup kayıpların, sistemlerin elektrik üretimine etkisinin % 1'den az olduğu açıklanmıştır. Sonuçlar, ekonomik açıdan maksimum karlılık için sistem bileşenlerinin ve tasarım parametrelerinin doğru seçilmesinin önemini vurgulamaktadır [37].

Halwachs M. vd., farklı iklim bölgeleri arasında PV sistem performansının ve arıza verilerinin istatistiksel değerlendirmesi üzerine bir araştırma yapmışlardır. Toplanan veriler, dünya çapında 45 ülkeden 340 alt sistemden 1048 örnekten oluşan düzenli bir veri seti sunarak filtrelenmiştir. Filtrelenen veriler ile tropikal (A), kurak(B), ılıman(C), karlı/soğuk(D) ve kutup(E) iklimlerine göre yapılan analizlerde özellikle A ve B iklimlerinde kurulan PV modüller için yüksek miktarda kirlilik sorunu olduğu görülmüştür. C ve özellikle D iklimlerinin, dolu fırtınalarından güçlü bir şekilde etkilendiği belirtilirken, D ve E iklimlerinde yoğun kar yüklerinin kurulu modüller için olumsuz yönde önemli bir faktör olduğu açıklanmıştır. Modül hücre ısınma sorununun A-D arası tüm iklim bölgelerinde çok sık görülen bir durum olduğu, bağlantı kutusu ve diyot arızalarının ise çoğunlukla B ve C iklim bölgelerinde bulunduğu söylenmiştir. PV bileşenlerinin ilgili iklim bölgesi için optimize edilmesinin önemi vurgulanmıştır [38].

## BÖLÜM 2

### FOTOVOLTAİK SİSTEMLER

Bir fotovoltaik sistem, güneşten gelen enerjiyi elektrik üretmek için kullanan bir veya daha fazla güneş panelinin, inverterler ve diğer elektrik ve mekanik donanımlar ile bir araya getirilmesinden oluşur.

PV sistemler, küçük çatı üstü veya taşınabilir sistemlerden devasa kamu hizmeti ölçekli üretim tesislerine kadar büyük ölçüde değişebilir. PV sistemler, tasarım tipine göre şebekeye bağlı ve şebekeden bağımsız olarak uygulanmaktadırlar. Şebekeye bağlı sistemlerde akü gibi bir depolama aracına ihtiyaç duyulmaz iken, bu sistemlerde güneşten gelen enerji fotovoltaik paneller vasıtasıyla elektriğe çevirilerek direk şebekeye verilmektedir. Şebekeden bağımsız sistemlerde fotovoltaik panellerde üretilen elektrik, şarj kontrol cihazlarında düzenlenerek akülerde depolanır. Akülerde depolanan DC (Doğru Akım) enerjisi inverterler ile AC (Alternatif Akım) haline çevrilerek kullanıma sunulur. Şebekeden bağımsız sistemlerde genellikle jel akü kullanılmakta olup, amaca göre de akü tipi farklılık gösterebilmektedir.

Fotovoltaik hücreler kendi aralarında seri ve/veya paralel bağlanarak fotovoltaik panelleri, paneller kendi aralarında seri ve/veya paralel bağlanarak çok yüksek güçlerdeki fotovoltaik dizinlerini oluşturur. Fotovoltaik güç sistemleri de bu bağlantılar sonucu güç kapasitenin artırılmasıyla meydana gelmektedir.

#### 2.1. FOTOVOLTAİK HÜCRE TARİHİ

İlk fotovoltaik etki, Fransız fizikçi Alexandre-Edmond Becquerel tarafından keşfedilmiş olup, 1839'da yapmış olduğu deneyinde asidik bir solüsyona gümüş klorür yerleştirerek bağlı olduğu platin elektrotlarında voltaj gözlemlemiş ve bu deney ile dünyanın ilk fotovoltaik hücresini inşa etmiştir.



İngiliz elektrik mühendisi Willoughby Smith, 1873'de ilk kez selenyumun güneş ışığına maruz kalması sonucu iletkenliğinin arttığını ve buna bağlı olarak ışığa duyarlılığını gözlemlemiş ve bildirmiştir.

İki İngiliz bilim insanı, William Grylls Adams ve öğrencisi Richard Evans Day, selenyum üzerine yoğunlaşarak çalışmalar yapmış ve selenyum çubuklarındaki ışığın bir elektrik akışı oluşturduğunu kanıtlamışlardır [39].

Bu gelişmeler sonucunda bilim insanları selenyum üzerinde daha çok yoğunluk oluşturmuş ve buna bağlı olarak selenyum ile ilgili teknolojik gelişmeler ortaya çıkmaya başlamıştır. 1883 yılında Amerikalı mucit Charles Fritts, bir demir plaka ile yarı şeffaf altın bir üst katman arasına selenyum sıkıştırmıştır [39]. Ortaya çıkarmış olduğu bu çalışma, güneş ışığından elektrik dönüşümünü sağlayan selenyum bazlı ilk fotovoltaiik hücrenin keşfedilmesine sebep olmuştur. Keşfedilen ilgili hücrenin verimi %1'in altında kalmıştır [40]. Ancak bu keşif günümüzün dinamik olarak gelişen mühendislik alanlarından birinin başlangıç noktası olmuştur [39].

Kuantum mekaniğinin başlangıcıyla birlikte fotonlar ve elektron kavramlarının ortaya çıkması sonucu fotovoltaiik çalışma alanı daha kabul edilebilir bir hale gelmiştir. 1931 yılında Alman bilim insanı Bruno Lange de selenyum bazlı bir fotovoltaiik hücre üretmiş fakat bu hücrenin de veriminin % 1 civarında olduğu görülmüştür. Tükenmez ve temiz bir enerji vaadi olarak sunulan bu sistem, bilim dünyasında çok fazla heyecan yaratsa da ortaya çıkan verimlilik oranı, onun etkin bir güç kaynağı olarak seçilmesine ve kullanıma sunulmasına engel olmuştur [41].

Amerikalı bir mühendis olan Russell Shoemaker Ohl, 1946'da yapmış olduğu P-N bağlantısı keşfiyle modern bağlantı yarı iletken fotovoltaiik hücrenin patentini almıştır [39].

1954 yılında, Bell Laboratuvarı'nda çalışan üç Amerikalı bilim insanı, Daryl Chapin, Calvin Fuller ve Gerald Pearson yeni keşfedilen silikon transistörleri üzerinde çalışırken, % 6 verimliliğe sahip difüze silikon P-N bağlantı tabanlı bir güneş hücresi geliştirmişlerdir [39]. Bu gelişmenin devamında bilim insanları ayrıca silikon

doğrultucunun veriminin, ışınım şartlarına ve silikonun saflık oranına bağlı olarak değiştiğini de tespit etmişlerdir [41].

Silikon hücrelerin verimlerindeki artış gün geçtikçe devam etmiş olsa da ekonomik açıdan o günlerde uygun fiyatları bulamaması sebebiyle dünya genelinde fotovoltaik hücre uygulamalarının ticari olarak hayata geçirilememesi aynı şekilde devam etmiştir. Fakat kısa bir süre sonra uzayın keşfedilmesi, fotovoltaik hücrelerin önemli ölçüde uygulanabilirliği konusunda önünü açmıştır.

1950'li yılların sonlarında uzay yarışının başlaması ile birlikte, uydular üzerinde daha uzun süreli enerji sağlayacak, tasarımsal olarak uyumlu, hafif ve kompakt bir güç kaynağı arayışı içerisine girilmiştir. Klasik yakıt sistemleri ve bataryaların çok büyük ve ağır olmasıyla birlikte yakıt tüketim süresinin yeterli seviyelerde olmaması, yörüngenin yüksekliğine ve yönüne bağlı olarak, güneş ışınlarının hemen hemen sürekli olarak uydular üzerine ulaşması, fotovoltaik hücrelerin bu anlamda çok daha kullanışlı olabileceği fikrini ortaya çıkarmış ve uygulanabilir silikon güneş pili endüstrisini oluşturmuştur [41].

1958 yılında ABD tarafından fırlatılan Vanguard I, dünyanın ilk güneş enerjili uydusu olarak tarihe geçmiştir. Uydu üzerinde toplam 100 cm<sup>2</sup> yüzeyde bulunan 6 adet güneş hücresi uydunun iki vericisinden birini besleyecek şekilde tasarlanmıştır [39]. Kullanılan güneş hücrelerinin toplam gücü ise yalnızca 1 Watt kadardır [40].

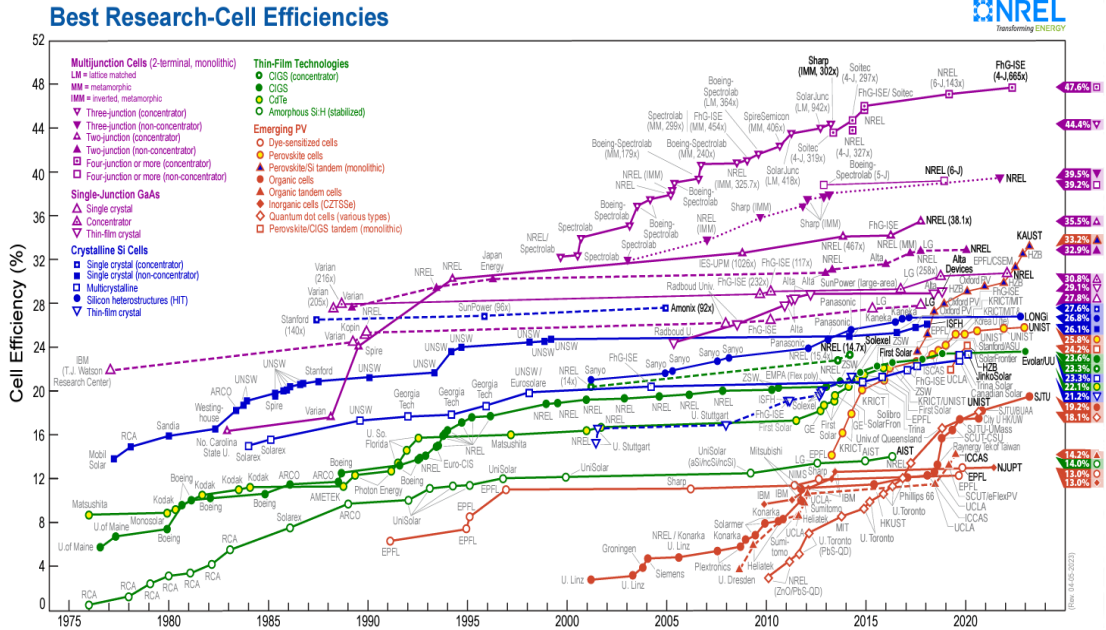
1960 yılında Hoffman Elektronik tarafından %14 verimli güneş hücresi oluşturulmuştur [42]. Güneş pillerinin dönüşüm verimliliği 1958'de %11'e ve 1960'da %14'e kadar yavaşça artmaya başlamış, ancak fiyatların yaklaşık 1000 USD / W seviyelerinde olması istenilen etkiyi oluşturmamıştır [39]. 1970 yılında Zhores Alferov ve ekibi tarafından, ilk yüksek verimli GaAs hetero-yapılı güneş hücreleri oluşturulmuştur.

1976 yılında RCA Laboratuvarında görevli David Carlson ve Christopher Wronski tarafından, %1,1' lik bir verimliliğe sahip ilk Amorf Silisyum (a-Si) fotovoltaik hücresi oluşturulmuştur [42]. 1980'li yıllarda da Galyum Arsenür (GaAs), Bakır

Sülfür (CuS) ve Kadmiyum Sülfür (CdS), Kadmiyum Tellür (CdTe) gibi birçok farklı malzemelerden fotovoltaik hücreler oluşturulmaya başlanmış ve bu tür hücreler ince film olarak isimlendirilmiştir [26].

1985 yılında New South Wales Üniversitesinde, Fotovoltaik Mühendisliği Merkezi tarafından % 20 verimli silikon fotovoltaik hücreler geliştirilmiştir [42]. Applied Solar Energy Corp. tarafından 1988 yılında %17 verimli, 1989 yılında %19 verimli ve 1993 yılında %20 verimli iki-eklemler PV hücrelerin üretimi başlanmıştır [27].

1990 yıllardan sonra fotovotaik hücre verimlilikleri gün geçtikçe önemli ölçüde artmaya devam etmiştir. Günümüzde fotovoltaik hücre verimlilikleri kristal silikon (c-Si) hücrelerde %27,6'lara, ince film hücrelerde %21,2'lere kadar yükselmiştir [43]. Gelişen teknoloji ile bilim insanları güneş enerjisi sektöründe daha verimli, çok yönlü ve daha ucuz heyecan verici yeni nesil güneş hücreleri üzerinde de önemli araştırmalar ve çalışmalar yapmaktadırlar. Silikon hücreler dışında yeni bir materyal olan Perovskit adlı kristal mineral geleneksel silikondan 1000 kat daha ince ancak benzer verimlilik sonuçları ile umut vad ediyor [44]. Günümüz itibariyle tek eklemler yapıda Perovskit hücre verimliliği %25,5 seviyelerine, hem silikon hem perovskit kullanılan tandem adı verilen hücrelerde ise verimlilik %29,5 seviyelerine çıkmıştır [43]. Ancak belirtilen verim oranları laboratuvar ortamlarında araştırılıp geliştirilmek üzere üretilen fotovoltaik hücrelerin ölçülen verim oranlarıdır. Güneş enerjisi piyasasında satışa sunulan fotovoltaik hücrelerin verimleri bu değerlerin çok daha altında kalmaktadır. Laboratuvar ortamında elde edilen fotovoltaik hücrelerin verim değerlerinin yıllara göre gelişimini gösteren grafik Şekil 2.1'de verilmiştir.



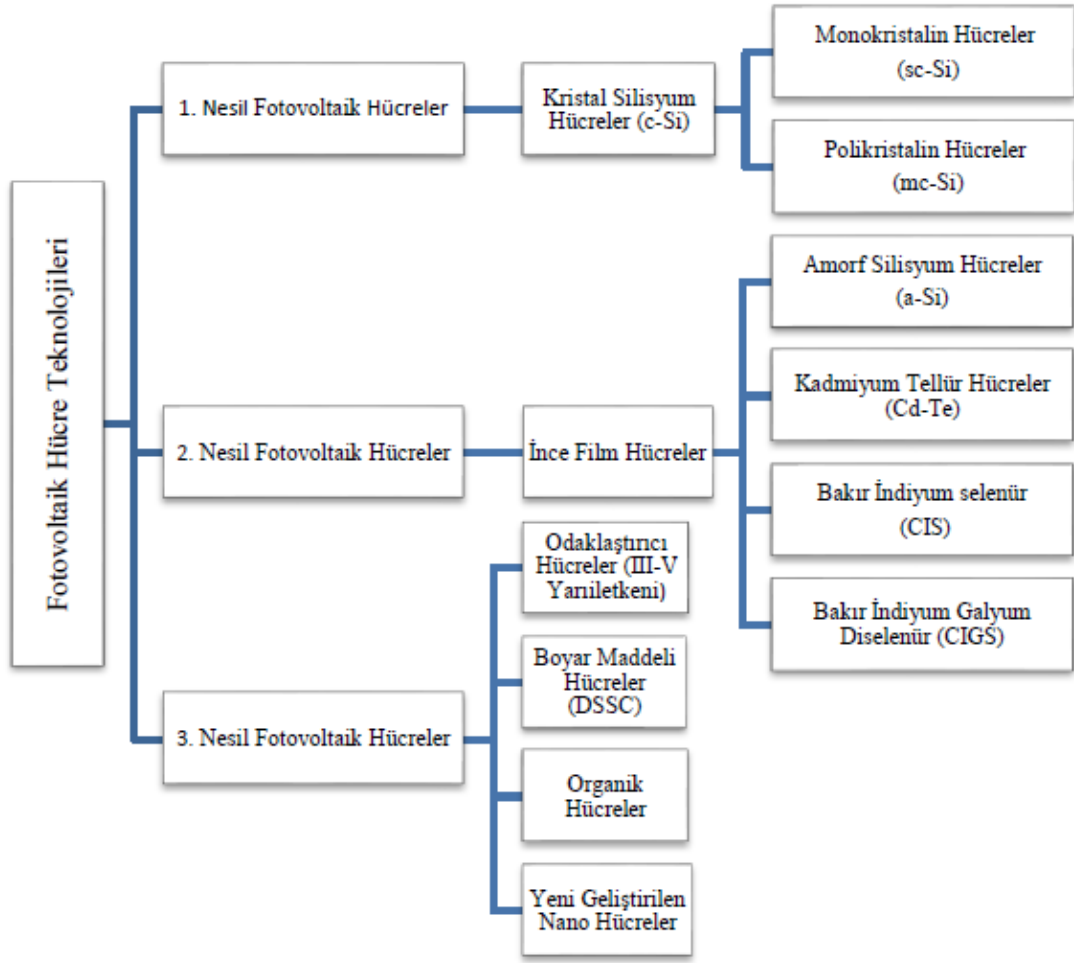
Şekil 2.1. Laboratuvar ortamında elde edilen fotovoltaik hücrelerin verim değerlerinin yıllara göre gelişimi [43].

Günümüzde güneş enerjisi sektöründe aktif olarak rol alan en önemli iki fotovoltaik teknoloji kristal silikon bazlı fotovoltaik teknoloji ve ince film fotovoltaik teknolojidir. Bu iki fotovoltaik teknoloji güneş enerji piyasasında bulunan fotovoltaik panellerin büyük çoğunluğunu kapsamaktadır. Perovskit teknolojisi, fiyat ve verimlilik açısından bu iki teknolojiye göre daha iyi konumda olmasına rağmen kısa ömürleri sebebiyle henüz ticari olarak kullanımda alternatif bir konuma gelememiştir. Ancak, bu teknoloji üzerinde araştırma ve geliştirmeler devam etmekte olup, önümüzdeki yıllarda ömür sorunu konusunda daha iyi sonuçlar alınacağı ve güneş enerjisi alanında yeni bir döneme şahitlik edileceği öngörülmektedir.

## 2.2. FOTOVOLTAİK HÜCRE TEKNOLOJİSİ

Sürekli gelişmekte olan fotovoltaik hücre teknolojisi, temelinde kullanılan malzemelere ve üretim sürecine bağlı olarak verim, tasarım, dayanıklılık, maliyet vb. özelliklere göre çeşitli farklılıklar göstermektedir.

Bu farklılıklar kapsamında fotovoltaik hücre teknolojilerinin sınıflandırılması temel olarak Şekil 2.2'deki gibi dallara ayrılmaktadır.



Şekil 2.2. Fotovoltaik hücre teknolojilerinin sınıflandırılması [27].

### 2.2.1. Birinci Nesil Fotovoltaik Hücreler

Birinci nesil fotovoltaik hücreler kristal silisyum ve yarı iletken teknolojisine dayanmakta olup, yüksek verimlilikleri nedeniyle en eski ve en yaygın kullanılan fotovoltaik hücre teknolojisidir.

Birinci nesil fotovoltaik hücreler kristalleşme seviyelerine göre mono-kristal ve poli-kristal olmak üzere iki gruba ayrılmaktadır. Silikon devre elemanının tamamı yalnızca tek kristalden oluşuyorsa bu mono-kristal, eğer silikon devre elemanı kristal tanelerden oluşuyorsa bu poli-kristal olarak tanımlanmaktadır [45]. Mono-kristal hücreler, poli-kristal hücrelere göre daha verimli olmasına rağmen silikonun üretilme şekline göre hem maliyet açısından hem de üretim zamanının uzun süremesi açısından dezavantajlı duruma düşmektedir.

Günümüzde her iki hücre tipini verimleri arasında çok büyük farklar bulunmamaktadır. Bu nedenle büyük çaplı fotovoltaik güç santrallerinde maliyetler ele alınarak genellikle poli-kristalin paneller tercih edilmektedir. Dünyada ilk kristal silisyum modüllerinin ticari üretimi, 1963 yılında Japonya’da başlamıştır [46].

### **2.2.2. İkinci Nesil Fotovoltaik Hücreler**

İkinci nesil fotovoltaik hücreler genellikle ince film hücreler şeklinde de isimlendirilmektedir. Çünkü bu hücreler, kristal silikon esaslı hücrelerle karşılaştırıldığında, sadece birkaç mikrometre kalınlığındaki katmanlardan oluşmaktadırlar [46]. Bu hücreler, verimlilik yönünden kristal silisyum hücrelere göre daha düşük fakat buna bağlı olarak maliyet açısından daha ucuz konumdadır. Ayrıca görsel estetik konusunda da avantajları vardır. Bu hücreler, esnek yapılarından dolayı pencere, araba, bina entegrasyonları vb. konumlarda hem tasarım hem de elektrik enerjisi üretmek açısından ön planda yer almaktadır [45].

İkinci nesil fotovoltaik hücreler, Amorf Silisyum (a-Si), Kadmiyum Tellür (Cd-Te), Bakır İndiyum Selenür (CIS) ve Bakır İndiyum Galyum Diselenür (CIGS) gibi güneş hücrelerini içermektedir. Bunlara ek olarak Amorf Silisyum hücreler ile kristal silisyum hücreler bir araya getirilerek yüksek verimli Hibrit Hücreler (HIT) de elde edilebilmektedir [46].

Günümüzde güneş enerji piyasasının çoğunluğu kristal silikon hücrelere dayanmaktadır. Ancak, 20 yılı aşkın Ar-Ge çalışmalarından sonra, ince film hücreleri de güneş enerjisi piyasasında önemli ölçüde kullanılmaya başlanmış olup, pazar payının ise uzun vadede yaşanacak artış ile dengeleneceği ön görülmektedir.

### **2.2.3. Üçüncü Nesil Fotovoltaik Hücreler**

Üçüncü nesil fotovoltaik hücreler gelecek vaat eden ancak ticari olarak daha az gelişmiş yeni teknolojilerdir [44]. Üçüncü nesil fotovoltaik hücre türleri, boya duyarlı güneş hücreleri (DSSC), organik fotovoltaikler (OPV'ler), perovskite güneş hücreleri ve kuantum nokta güneş hücrelerini kapsamaktadır [47].

Boyaya duyarlı güneş hücrelerine (DSSC) sıklıkla geliştiricinin adını taşıyan Grätzel hücreleri de denir. Bu hücrelerin temeli elektrotlar arasındaki boya moleküllerine dayanır. Bu hücreler düşük maliyetli sistemlerdir [46].

Üçüncü nesil hücre teknolojileri arasında üzerinde en fazla araştırma yürütülen ve güneş enerjili sistemlerde devrim yaratması muhtemel teknoloji ise perovskite solar hücrelerdir. Perovskite solar hücreler düşük maliyeti, ince tasarımı, üretimde yüksek ısıya gereksinim duymaması ve ışığı yüksek seviyede absorbe edebilmesi nedeniyle popülerliğini günden güne artırmaktadır [43]. Tandem adı verilen silikon bazlı perovskit hücrelerde verimlilik en son yapılan geliştirmelerde %29,5 seviyelerine çıkmıştır [44].

Perovskit hücrelerde olduğu gibi diğer boyaya duyarlı, organik ve kuantum nokta güneş hücrelerinde de araştırma ve geliştirme süreçleri devam etmekte olduğundan, bu hücrelerin ticari olarak kullanımları şu aşamada son derece sınırlıdır. Ancak önümüzdeki yıllarda alınacak uygun sonuçlar ile bu hücrelerin de güneş enerji piyasasında aktif rol alması beklenmektedir.

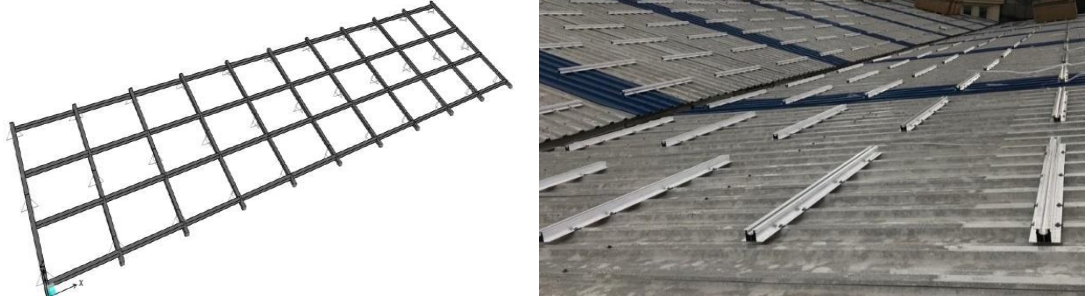
## **2.3. FOTOVOLTAİK SİSTEM EKİPMANLARI**

PV sistemlerin oluşumunda kullanılan ana ekipmanlar taşıyıcı konstrüksiyon, PV paneller, kablolar ve konnektörler, inverterler, şalt ekipmanları ve panolar, trafolar, yüksek gerilim hücreleri ve akülerdir. Kullanılan her ekipman ilgili tasarım noktasında kendi görevlerini yerine getirerek enerji ihtiyacının karşılanması konusunda yardımcı olmaktadır. Sistem ekipmanlarının görevleri ve özellikleri bu başlık altında anlatılmıştır.

### **2.3.1. Taşıyıcı Konstrüksiyon**

PV sistemler, konstrüksiyon yapısı açısından çatı üzeri ve zemine monte olarak 2'ye ayrılmaktadır. Panellerin sabitlenip korunmasını sağlamak için yerleştirildiği özel montaj yapıları bulunmaktadır. Bu montaj yapılarına taşıyıcı konstrüksiyon denilmektedir. Konstrüksiyon sistemleri üretildiği malzemeye göre alüminyum ve

çelik yapıda olabilmektedir. Bu sistemlerin montaj yapıları kullanılacağı alanlara göre sabit açılı veya güneşi takip eden (tracking) şeklinde farklılık gösterebilir. Çatı üzeri sistemlerde sabit yapı kullanılırken, arazi üzeri sistemlerde hem sabit hem de güneşi takip eden yapı kullanılabilir. Şekil 2.3'de çatı üzeri kullanılan örnek bir taşıyıcı sistem yapısı verilmiştir.



Şekil 2.3. Çatı üzeri konstrüksiyon sistemi ve uygulaması

Arazi tipi sistemlerde, sabit açılı montaj sistemleri daha basit, daha ucuz ve daha düşük bakım gereksinimleri sebebiyle güneşi takip eden montaj sistemlerine göre genellikle daha çok tercih edilirler. Taşıyıcı konstrüksiyon montaj yapılarının bir diğer farklılığı da zeminin yapısına göre değişmektedir. Arazi tipi sistemlerde taşıyıcı konstrüksiyon ile zemin bağlantısı beton bloklar veya çakma kazıklar aracılığıyla yapılmaktadır. Beton bloklu sistemler genellikle çakma işleminin gerçekleştirmediği sert ve kayalık zeminlerde tercih edilirken, çakma kazıklı sistemler çakma işleminin kolayca gerçekleştiği zeminlerde tercih edilmektedir. Çakma kazık sistemi uygulamadaki kolaylığı sebebiyle zemin yapısının uygun olduğu bölgelerde öncelikli olarak tercih edilmektedir. Şekil 2.4'de arazi tipi kullanılan örnek bir taşıyıcı sistem yapısı verilmiştir.

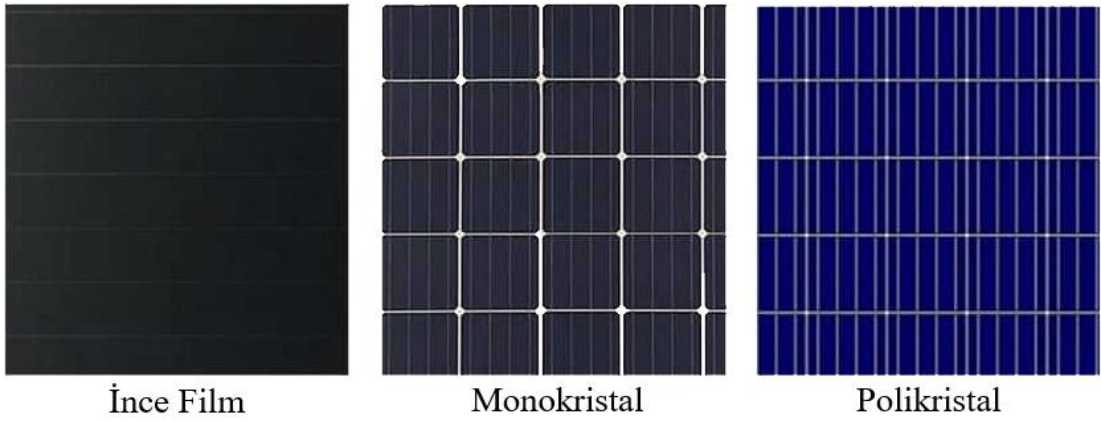


Şekil 2.4. Arazi tipi konstrüksiyon sistemi ve uygulaması



### 2.3.2. Fotovoltaik Paneller

Fotovoltaik paneller birden çok fotovoltaik hücrenin bir araya gelmesi sonucu oluşmakta olup, güneşten gelen ışığın DC elektriğe dönüştürülmesini sağlayan ekipmanlardır. En yaygın olarak silikondan üretilen bu panellerin başka malzemelerden de üretimi mevcuttur. Fotovoltaik panellerin başta monokristal, polikristal ve ince film olmak üzere bir çok çeşidi bulunmaktadır. Günümüzde verimlilik artırma amacıyla bifacial (çift yüzeyli), halfcut (yarı kesim) ve perc hücre gibi çeşitte paneller piyasaya sunulmuştur. Bu panellerin farklı güçlerde üretimleri mevcut olup, verimlilik, maliyet, degradasyon oranı açısından da farklılıkları bulunmaktadır. Genel olarak 25-30 yıl ömüre sahiptirler. Verimlilikleri monokristal panellerin %22-23, polikristal panellerin %16-18, ince film panellerin ise %10 seviyelerindedir. Maliyet ve verimlilik yönünden piyasada en çok tercih edilen tip polikristal yapıdır. Şekil 2.5'de piyasada en yaygın kullanılan fotovoltaik panel çeşitlerinin yapıları verilmiştir.



Şekil 2.5. En yaygın kullanılan fotovoltaik panel çeşitleri

PV sistemlerde kullanılan paneller montaj şekillerine göre de farklılık göstermektedir. Sistemlerin verimliliğini maksimum seviyede tutmak için gölgelenme analizlerine bağlı olarak montaj edilecek paneller dikey ve yatay olarak konumlandırabilmektedir. Şekil 2.6'da dikey ve yatay olarak konumlandırılmış panel uygulamalarından örnekler verilmiştir.



Şekil 2.6. Dikey ve yatay konumlandırılmış panel uygulamaları

### 2.3.3. Kablolar ve konnektörler

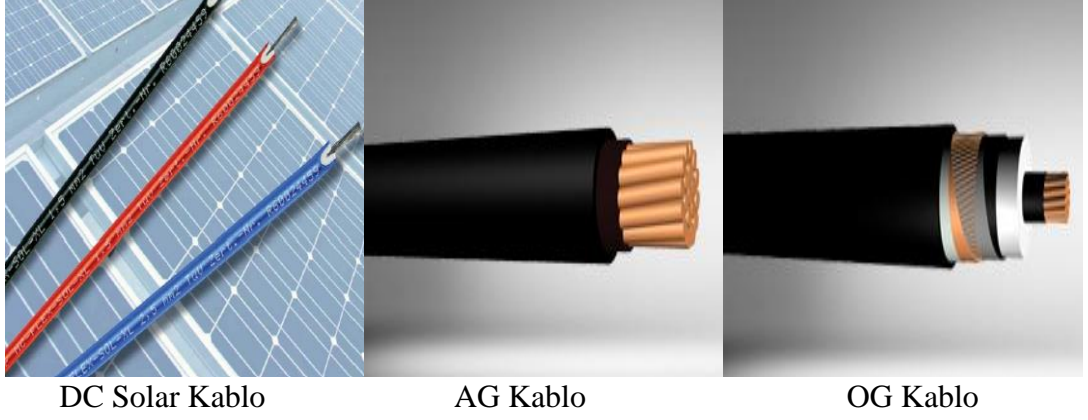
Fotovoltaik sistemlerde elektrik akımı DC solar kablolar ve AC kablolar vasıtasıyla iletilmektedir. AC kablolar kendi içinde AG ve OG kablolar olarak ikiye ayrılırlar. Bu kablolar üstünden bir enerji akışı olacağı için kablo kayıplarının en az seviyede olması gerekmektedir. Bu nedenle bu kablolar belli standartlar kapsamında aşırı soğuk havalara ve aşırı sıcak havalara karşı, yangına karşı, mekanik etkilere karşı, ultraviyole ışınlarına karşı ve aşınmaya karşı dayanıklı olarak özel üretilmektedirler. Bu kablolar çoğunlukla bakır ve alüminyum iletkenli olmaktadır. Fotovoltaik sistemlerin kullanım ömrü uzun olmasından dolayı buna paralel olarak sistemde kullanılan kabloların da uzun ömürlü olması gerekmektedir. Fotovoltaik sistemlerde kullanılan kabloların kesitleri, akım taşıma kapasiteleri ve gerilim düşüm hesaplarına göre farklılık göstermektedir.

PV1-F kodlu DC solar kablolar genellikle panellerin seri ve paralel bağlantısında kullanılmakta olup, panellerden invertere kadar olan bölümde enerjinin taşınması için görev alırlar. Bu kablolar  $-40\text{ C}^{\circ}$  ile  $+90\text{ C}^{\circ}$  sıcaklıkları arasında çalışabilmektedirler.

PVC kodlu AG kablolar inverterden trafoya kadar olan bölümde enerjinin taşınması için görev alırlar. Bu kablolar maksimum  $70\text{ C}^{\circ}$  sıcaklığına kadar çalışabilmektedir.

XLPE kodlu OG kablolar trafodan sonra olan bölümde enerjinin taşınması için görev alırlar. Bu kablolar maksimum  $90\text{ C}^{\circ}$  sıcaklığına kadar çalışabilmektedir.

Fotovoltaik sistemlerde enerjinin taşınması için kullanılan kablolar Şekil 2.7’de gösterilmiştir.



Şekil 2.7. Fotovoltaik sistemlerde kullanılan kablolar

Konnektörler DC solar kabloların birbirine düzgün bir şekilde bağlanmasını sağlayan ekipmanlardır. Konnektörler içlerinde bulunan pin ile birlikte erkek ve dişi olarak iki parçadan oluşmaktadır. Kablolarda olduğu gibi konnektörler de belli standartlar kapsamında dış çevre şartlarına karşı dayanıklı olması gerekmektedir. Fotovoltaik sistemlerde kullanılan konnektörler genellikle IP 65 ve IP 68 sınıfında toza ve suya karşı korumalı olarak tercih edilmektedir. Şekil 2.8’de fotovoltaik sistemlerde kullanılan konnektörler gösterilmiştir.



Şekil 2.8. Konnektörler

### 2.3.4. İnverterler

Fotovoltaik panellerin çıkışından alınan DC enerjinin AC enerjiye dönüşümünü sağlayan cihazlara inverter adı verilmektedir. İnverterler ayrıca dizilerdeki voltajı optimize edererek, dizilerin performanslarını izleyip veri kaydederek, şebekede veya fotovoltaik panellerde düzensizlikler olması durumunda koruma ve izalasyon sağlayarak tesisin verimini en üst düzeyde tutmaya çalışır. Fotovoltaik sistemlerde kullanılan inverterler sistemin şebekeye bağlı veya bağımsız olma durumuna göre değişkenlik gösterebilir. Fotovoltaik sistemlerde güç ve tasarıma bağlı yaygın olarak tercih edilen iki tip inverter bulunmaktadır. Bunlar dizi inverterler ve merkezi inverterlerdir.

Dizi inverterler küçük ölçekli fotovoltaik sistemlerde ilk tercihler arasında yer alır. Bu inverterlerin bazı modellerinde fotovoltaik panellerden gelen diziler direk invertere bağlanabilirken, bazı modellerinde ise dizilerin invertere bağlanması için DC toplama kutuları kullanılmaktadır. Şekil 2.9'da dizi tipi inverterler gösterilmiştir.



Şekil 2.9. Dizi tipi inverterler

Merkezi inverterler ise orta ve büyük ölçekli fotovoltaik sistemlerde ilk tercih olmaktadır. Bu inverterlerin büyük çoğunluğunda fotovoltaik panellerden gelen dizilerin bağlantısı için DC toplama kutuları kullanılmaktadır. Merkezi inverterler yüksek güvenilirlik ve kurulum kolaylığı sunar. Dezavantajları ise her dizi için maksimum güç noktası izleme (mppt) olmaması ve arıza durumunda büyük enerji kayıplarının meydana gelmesidir. Şekil 2.10'da merkezi inverter örneği gösterilmiştir.



Şekil 2.10. Merkezi inverterler

İnverterler yapılarına göre trafosuz olabilir veya voltajı yükseltmek için bir trafo içerebilir. Trafosuz inverterler, trafo kayıpları olmadığından trafolu inverterlere göre genellikle daha yüksek bir verime sahiptir. Trafolu inverterler galvanik izolasyon sağlar. Merkezi inverterler genellikle trafolu olarak donatılırlar.

Üretim tesisinin kısa devre arızası veya dağıtım sisteminin enerjisiz kalması durumunda bağlantı noktası itibarıyla dağıtım sisteminden izole hale gelmesi ve şebekeye enerji vermemesi gerekmektedir. Gerçekleşen bu olay adalanma olarak açıklanmaktadır. İlgili mevzuat adalanmayı engellemek için koruma sistemlerinin tesis edilmesi gerektiğini belirtilmektedir. Bu işlem ile üretim tesisinin sistemden ayrılması ve sisteme enerji verilene kadar hiçbir şekilde sistemle paralele girmemesi sağlanır.

İnverterlerde ölçülen elektriksel verilerin takip edilmesi, üreticiler tarafından kullanıcılara sunulan inverterlerin kendi izleme sistemleri ile sağlanabilmektedir.

### 2.3.5. Şalt Ekipmanları ve Panolar

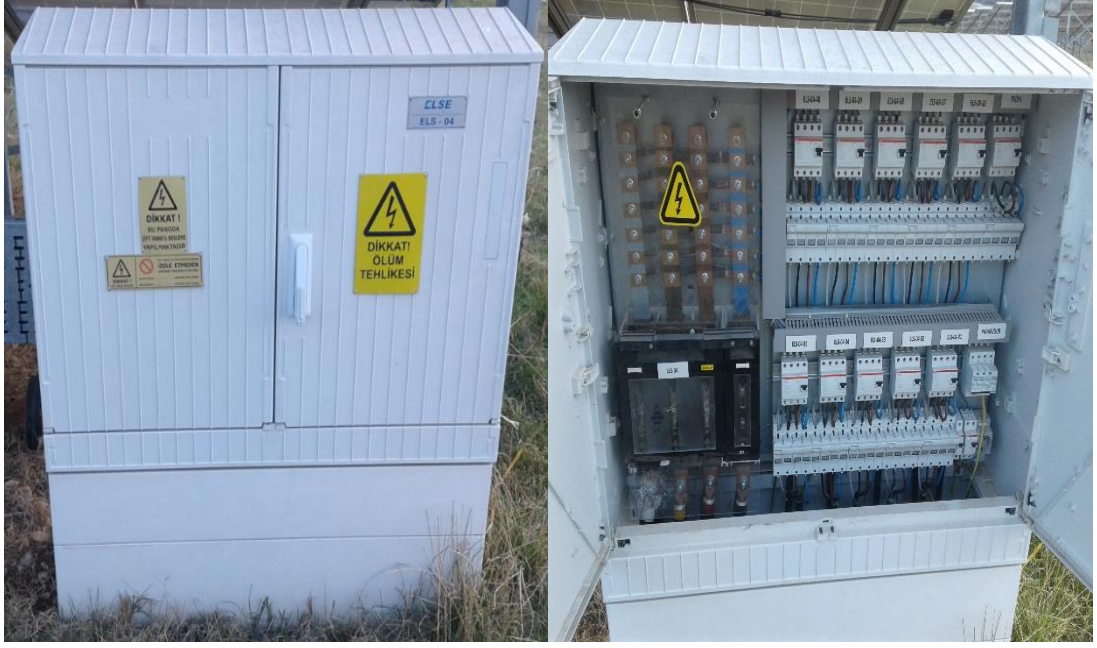
Fotovoltaik sistemlerin yatırım boyutları ele alındığında uzun yıllar sistem sürekliliği sağlamak zorundadır. Bu nedenle fotovoltaik sistemlerdeki ekipmanların

oluşabilecek tehlikelerden korunması ve sistem güvenliliğinin sağlanması önem arz etmektedir. Bu amaç doğrultusunda santralin tasarımına uygun seçim yapılarak nominal akım ve kısa devre akımları da hesaba katılarak otomatik sigortalar, yük ayırıcılar, şalterler ve kaçak akım koruma röleleri kullanılmaktadır. Bu ekipmanlar fotovoltaik sistemin şalt sınıfını oluşturmaktadırlar. Şalt ekipmanları panolarda toplanarak ana dağıtım panolarını veya inverter toplama panolarını oluşturmaktadır. Fotovoltaik sistemlerde kullanılan farklı tipte panolar vardır. Bu panolar arasından cam elyaf panolar uzun ömürlü ve yalıtkan olması sebebi ile daha çok tercih edilmektedir.

Fotovoltaik sistemlerin uygulandığı alanlar genellikle yıldırım darbelerinin kolayca ulaşabileceği açık alanlardır. Yıldırım darbeleri haricinde sisteme zarar verebilecek şebeke geri dönüşlerinden kaynaklanan ani gerilim dalgalanmaları da meydana gelebilmektedir. Bu sebepten dolayı fotovoltaik sistemlerin bir bütün olarak aşırı gerilim ve yıldırımdan korunması büyük önem taşımaktadır. Topraklama tüm tesisdeki metal aksamın elektrolit aracılığıyla toprakla iletken bir şekilde irtibatlandırılmasıdır. Topraklama ile insan hayatının ve sistemde kullanılan ekipmanların zarar görmesi engellenir.

Yıldırım oluşması sonucu yüksek seviyede gerilim açığa çıkar ve bu gerilim sistemlerde büyük hasara sebebiyet verebilir. Paratoner ve yakalama ucu gibi teknikler ekipmanların yıldırımdan korunmasını sağlamaktadır.

Fotovoltaik sistemlerde oluşan aşırı gerilimlerin ekipmanlara zarar vermemesi için parafudrlar kullanılmaktadır. Fotovoltaik sistemlerde tercih edilecek parafudrların genellikle Tip 1+2 (B+C) olması önerilmektedir. Tip 1 parafudrlar yıldırım darbesine karşı koruma sağlarken, Tip 2 parafudrlar ise şebeke darbeleri, anahtarlama elemanları ve ani gerilim yükselmelerine karşı koruma sağlamaktadır. Şekil 2.11'de şalt ekipmanları ve panolara ait örnek bir görüntü gösterilmiştir.

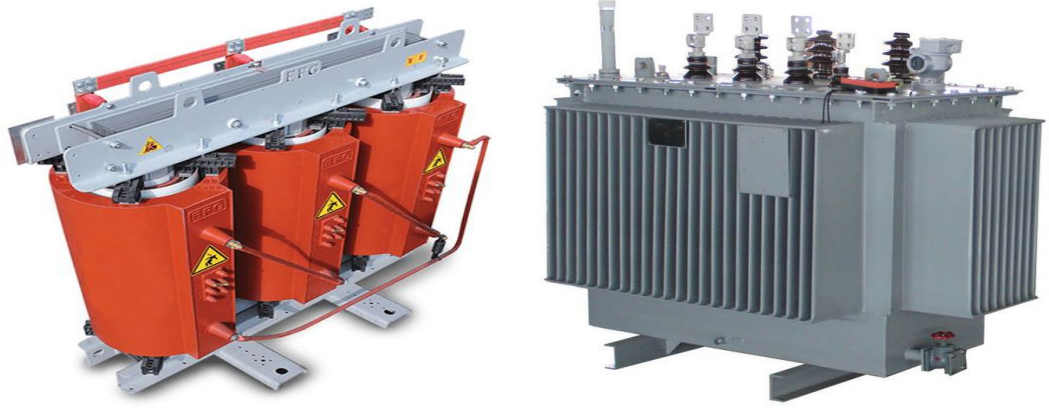


Şekil 2.11. Şalt ekipmanları ve panolar

### 2.3.6. Trafolar

Trafolar inverter çıkışlarından elde edilen alternatif akım (AC) ve gerilim seviyesini frekansını değiştirmeden istenilen oranda düşürüp veya yükselterek gerekli noktalara iletilmesini sağlamaktadır. Fotovoltaik sistemlerde 2 tip trafo kullanılmaktadır. Bunlar hermetik ve kuru tip trafodur.

Yağlı tip trafolardan olan hermetik trafoların sargıları tamamen yağın içindedir. Hermetik trafolar atmosfere kapalı sistemde olup, koruma aletlerinin kontrolü ve buşinglerin temizliği dışında bakım gerektirmezler. Kuru tip trafolar ise tamamen kuru olup kesinlikle yağ içermezler. Kuru tip trafolar yangın çıkarma konusunda düşük riske sahiptirler. Bu trafolar soğutma fanı bu fanı kontrol eden elektronik bir ünite gibi ek teçhizata gereksinim duyabilirler. Kuru tip trafoların maliyeti hermetik tip trafolarına göre daha fazladır. Şekil 2.12’de kuru tip (sol) ve hermetik (sağ) trafo gösterilmiştir.



Şekil 2.12. Kuru tip ve hermetik trafo

### 2.3.7. Orta Gerilim Hücreleri

Trafolar vasıtasıyla orta gerilim seviyesine yükselen enerjinin güvenli ve kontrollü bir şekilde enerji nakil hattına ulaşması için OG hücreler kullanılmalıdır. Şebeke tarafından ya da santralden kaynaklanan arızalar sebebi ile çift yönlü koruma sağlanması için ani açma ve kapamalar yapan kesiciler kullanılır. OG hücrelerde kesiciler ve ayırıcılar bulunmakta olup bakım onarım çalışmaları vb. enerji kesintisi yapılması gereken zamanlarda enerji ilk olarak kesiciler yardımıyla kesilir daha sonra ayırıcılar kullanılarak ikinci bir koruma sağlanır ve böylece çift emniyetli bir koruma sistemi devreye sokulmuş olur. Kullanılan hücreler genellikle hava veya gaz yalıtımlı olarak tercih edilmektedir. Şekil 2.13’de OG hücreler gösterilmiştir.



Şekil 2.13. OG hücreler



## 2.4. FOTOVOLTAİK ENERJİ SANTRALLERİNİN PROJELENDİRİLMESİ

Bu bölümde fotovoltaik enerji santrallerinin başvuru süreçlerinde gerekli olan evraklar ile izlenecek yollar ve projelendirme aşamalarında uygulanması gereken adımlar hakkında bilgi verilecektir. Öncelikli olarak projede kullanılacak bir güneş paneli ve eviricinin sahip oldukları teknik özellikleri doğrultusunda uyumlu bir şekilde çalışması gerekmektedir. Bu çalışma ortamının oluşturulması için projelendirmede uygulanması gereken adımlar ve hesaplamalar gösterilecektir.

### 2.4.1. Çağrı Mektubu Başvuru Süreci ve Proje Onayı İçin Gerekli Dökümanlar

Lisanssız bir fotovoltaik enerji santralinin başvuru sürecinde öncelikle santralin kurulacağı alanın hangi elektrik dağıtım şirketinin şebekesine bağlı olduğu bilinmesi gerekmektedir. Bu bilgiye ulaştıktan sonra, 2011 yılında yayınlanan *Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği* kapsamında belirtilen başvuru evrakları hazırlanarak ilgili dağıtım şirketine başvuruda bulunulur. Başvuru yapıldıktan sonra ilgili süre zarfında evrak ve teknik yönden bir inceleme ve değerlendirme yapılır. Yapılan incelemeler ve değerlendirmeler sonucunda çıkan rapor olumlu ise ilgili şebeke işletmecisi tarafından “Bağlantı Anlaşmasına Çağrı Mektubu” verilmiş olur.

Çağrı Mektubu onayı alındıktan sonra proje tasarım aşamasına geçilmektedir. Proje tasarımı tamamlandıktan sonra gerekli olan resmi evraklar ile birlikte onay için TEDAŞ kurumuna başvuruda bulunulur. Yapılacak başvuru kapsamında TEDAŞ kurumuna sunulacak projeye ait dökümanlar Çizelge 2.1’de yer almaktadır.

Çizelge 2.1. Lisanssız güneş enerji santrali onayı için TEDAŞ başvuru dökümanları

| Belgeler   |   |
|--|---|
| Bağlantı Anlaşmasına Çağrı Mektubu   | Vekâletname   |
| YEGM tarafından verilen Teknik Değerlendirme Raporu                                      | İl Çevre ve Şehircilik Müdürlüğünden verilen ÇED Muafiyet Belgesi |
| Tesis Bilgi Formu  | Mühendislik Belgeleri (Diploma vb.)                               |
| İl Özel İdaresi/OSB/Belediye tarafından verilen GES Uygunluk veya Statik Uygunluk Yazısı | Şirket Sicil Gazetesi ve Vergi Levhası                            |
|  | İmza Sirküleri  |
|  | Teknik Rapor  |

| <b>Hesaplar</b>   |                              |
|---|------------------------------|
| Panel Evirici Uyumluluk Hesabı  | Bara Hesabı                  |
| DC Kablo Hesabı   | Kısa Devre Hesabı            |
| AC Kablo Hesabı   | Röle Selektivite Hesabı      |
| Sigorta ve YG Kablo Hesabı  | Primer Teçhizat Seçim Hesabı |
| Trafo Gücü, DC Akü ve Kompanzasyon Hesabı                                     | Topraklama Hesabı            |
| <b>Paftalar</b>   |                              |
| Santral Genel Yerleşim Planı - 1  | YG-AG Tek Hat Şeması         |
| Santral Genel Yerleşim Planı – 2<br>(Sistem Kurulum Şeması + Kablo Güzergahı) | Ek Topraklama Planı          |
| <b>Ekler</b>  |                              |
| Panel Özelliklerini İçeren Veri Formu   | DC ve AC Kablo Veri Formları |
| İnverter Özelliklerini İçeren Veri Formu                                      | Meteorolojik Veriler         |

TEDAŞ kurumuna yapılan başvuru sonucu proje onayı tamamlandıktan sonra 180 gün içinde LÜY kapsamında yer alan belgeler ile ilgili şebeke işletmecisine bağlantı anlaşması için başvuruda bulunulur. Sunulan belgelerin eksiksiz olması durumunda 30 gün içerisinde bağlantı anlaşması imzalanır. Bağlantı anlaşması imzalandıktan sonra üretim tesisin kurulması için AG seviyesinden bağlanacaklara 1 yıl, YG seviyesinden bağlanacaklara 2 yıl süre tanınır. Tesis kurulumu tamamlandıktan sonra ilgili Bakanlık veya yetkilendirilen kurum tarafından geçici kabul yapılarak akabinde 1 ay içinde Sistem Kullanım Anlaşması imzalanır. Tüm bu sürecin başarılı bir şekilde tamamlanması halinde üretim tesisi sisteme enerji vermeye başlar.

#### **2.4.2. Alan Seçimi ve Özellikleri**

Fotovoltaik enerji santrallerinin tasarımlarında kurulum yapılacak alanın güneş enerjisi potansiyeline göre verimli bölgede seçilmesi, arazinin yapısı, şebeke bağlantı noktasına yakınlığı ve iklim durumu gibi faktörler dikkat edilmesi gereken hususların başında gelmektedir. Fotovoltaik enerji santrallerinin kurulumu taşıyıcı konstrüksiyonlar vasıtasıyla direk arazi üzerine yapılabileceği gibi, binaların çatı ve cephelerine de uygulanabilir.

Fotovoltaik enerji santrallerinin güç kapasiteleri kurulum yapılacak alanın büyüklüğü ile ilişkilidir. Santrallerde kullanılacak fotovoltaik panellerin bölgenin enlemine göre hesaplanan uygun açı ile yerleştirilmesi panellerden optimum verimin elde

edilmesini sağlayacağından, kurulum yapılacak alanın eğimi de bu noktada önemli bir parametre haline gelmektedir. Gölgeleme faktörü fotovoltaik panellerde güç düşümüne sebebiyet vereceği için kurulum yapılacak alan içerisinde gölgelemeye faktörünü oluşturacak yapıların olmamasına dikkat edilmesi gerekmektedir. Aynı şekilde fotovoltaik panellerde güç düşümüne sebebiyet verecek bir diğer faktör tozlanma ve kirlilik olduğu için seçim yapılacak alanın iklim durumuna ve çevresinde tozlanmaya veya kirliliğe sebebiyet verecek yapıların olmamasına dikkat edilmesi gerekmektedir. Kurulum yapılacak alanın doğal afetlerden zarar görmeyecek bölgede olması ve jeolojik toprak yapısının konstrüksiyon montajını zorlayacak şekilde olmaması da dikkat edilmesi gereken parametrelerdendir.

Fotovoltaik enerji santrallerinin şebeke bağlantı noktasına yakınlığı ve araziye ulaşımın kolay olması, işin tamamlanma süresi ve maliyet açısından önemlidir. Fotovoltaik enerji santrali yapılacak alanlarının marjinal tarım arazi sınıfında olması gerekmektedir. Bu sınıfta olmayan bir arazi için fotovoltaik enerji santrali kurulumuna izin verilmemektedir.

### **2.4.3. Fotovoltaik Sistem Tasarımı**

Fotovoltaik sistemlerin tasarım aşamasında öncelikle sistemin en önemli bileşenleri olan panel ve inverter seçimine başvurulur. Bu noktada dikkat edilmesi gereken kısım her iki bileşenin birbiriyle uyumlu olarak çalışabilir vaziyette olmasıdır. Bu uyumun sağlanabilmesi ve sistemin sağlıklı çalışabilmesi için panel ve inverter elektriksel değerleri baz alınarak, bu değerler kapsamında doğru analizin ve hesaplamaların yapılması gerekmektedir. Bileşenlerin elektriksel değerleri üzerinden doğru okuma ve hesaplamalar yapılması sonucu inverter girişine bağlanacak maksimum paralel dizi sayısı, oluşturulacak seri dizideki maksimum panel sayısı ve minimum panel sayısı gibi parametre değerleri bulunur. Sistemin sağlıklı bir şekilde çalışmasını etkileyen bu önemli parametre değerlerinin doğru hesaplanmaması halinde sistem devre dışı kalabilir ve bileşenler üzerinde ciddi arızalar meydana gelebilir.

Fotovoltaik panellerin birbiriyle seri bağlanması sonucu fotovoltaik diziler oluşmaktadır. Bir dizide seri bağlanabilecek maksimum fotovoltaik panel sayısı, kullanılacak inverter maksimum giriş gerilimine göre belirlenmektedir. Maksimum panel sayısı belirlenirken seri bağlantıdaki dizi gerilim değeri inverterin maksimum giriş gerilim değerini aşmayacak şekilde olmalıdır. Dizideki minimum panel sayısı belirlenirken ise seri bağlantıdaki dizi gerilim değeri inverterin minimum giriş gerilim değerinin üstünde kalacak şekilde olmalıdır. Bu hesaplamalar yapılırken santralin kurulacağı bölgenin iklimsel verileri de göz önüne alınmalıdır. Fotovoltaik panellerde gerilim ile sıcaklık arasında ters orantı olması sebebiyle, bölgede hissedilebilecek minimum ve maksimum sıcaklık değerleri de bu kapsamda dikkate alınmalıdır. Fotovoltaik panellerin maksimum açık devre gerilimi, panel veri formundaki sıcaklık gerilim katsayısı ile birlikte minimum sıcaklık değerlerinde oluşurken, açık devre geriliminin altında olan nominal gerilim ise aynı sıcaklık gerilim katsayısı ile maksimum sıcaklık değerlerinde oluşur.

Bir dizide seri bağlanabilecek maksimum fotovoltaik panel sayısı, inverterin maksimum giriş gerilim değerinin, minimum sıcaklıkta oluşacak panel açık devre gerilim değerine bölünmesi sonucu elde edilir. Hesaplama formülü Eşitlik 2.1'de verilmiştir.

$$n_{MAKS} = \frac{U_{INV-Maks.Giriş}}{U_{AD-Tmin}} \quad (2.1)$$

Bu eşitlikte;

$n_{MAKS}$  : Bir dizide seri bağlanabilecek maksimum fotovoltaik panel sayısını

$U_{INV-Maks.Giriş}$  : İnverterin maksimum giriş gerilimini

$U_{AD-Tmin}$  : Minimum sıcaklıktaki panel açık devre gerilimini ifade etmektedir.

Fotovoltaik panellerin bağlı olduğu dizi geriliminde ortam sıcaklık değerlerinin artması sonucu bir düşüş yaşanacaktır. Bu düşüş sonrası nihai dizi gerilim değeri, inverter minimum giriş gerilim değerinden yüksek olmalıdır. Bu nedenle seri dizide bağlanması gereken minimum panel sayısının, inverterin minimum giriş geriliminin, maksimum sıcaklıktaki panel nominal gerilim değerine bölünerek hesaplanması

gereklidir. Seri bir dizide minimum panel sayısının bulunması için gerekli olan formül Eşitlik 2.2’de verilmiştir.

$$n_{\text{MIN}} = U_{\text{INV-Min.Giriş}} \div U_{\text{NOM-Tmaks.}} \quad (2.2)$$

Bu eşitlikte;

- $n_{\text{MIN}}$  : Bir dizide seri bağlanabilecek minimum fotovoltaik panel sayısını  
 $U_{\text{INV-Min.Giriş}}$  : İnverterin minimum giriş gerilimini  
 $U_{\text{NOM-Tmaks.}}$  : Maksimum sıcaklıktaki panel nominal gerilimini ifade etmektedir.

İnverter girişine bağlanabilecek paralel dizi sayısının belirlenmesi, inverterin maksimum giriş akımı ve maksimum sıcaklıktaki panel kısa devre akımı ile ilişkilidir. Panel kısa devre akımı maksimum sıcaklıkta oluşabilecek en yüksek akımdır. Paralel dizi sayısı inverterin maksimum giriş akımının, maksimum sıcaklıktaki panel kısa devre akımına bölünmesiyle bulunur. Bu hesaplama ile ilgili formül Eşitlik 2.3’de verilmiştir.

$$n_{\text{MAKS-paraleldizi}} = I_{\text{INV-Maks.Giriş}} \div I_{\text{KD-Tmaks.}} \quad (2.3)$$

Bu eşitlikte;

- $n_{\text{MAKS-paraleldizi}}$  : İnverter girişine bağlanabilecek maksimum paralel dizi sayısını  
 $I_{\text{INV-Maks.Giriş}}$  : İnverterin maksimum giriş akımını  
 $I_{\text{KD-Tmaks.}}$  : Maksimum sıcaklıktaki panel kısa devre akımını ifade etmektedir.

Fotovoltaik panellerin veri formlarında belirtilen açık devre gerilim ve kısa devre akım değerleri Standart Test Koşulları (STK) kapsamında 25 °C’lik ortam sıcaklığında ölçülmüş değerlerdir. Yukarıda ifade edilen Eşitlik 2.1, 2.2 ve 2.3’ teki hesaplamalar belirli sıcaklık değerlerinin bilinmesi şartıyla yapılabilir. Bu sıcaklık değerlerinin bilinmesi için veri formlarında belirtilen güç, akım ve gerilim sıcaklık katsayıları kullanılır. Buna göre STK kapsamında belirtilen değerler, katsayılar baz alınarak istenilen sıcaklık değerleri için tekrardan hesaplanır. Sistem tasarımı da bu yeni hesaplanan değerlerin baz alınmasıyla yapılır.

## BÖLÜM 3

### MEVCUT FOTOVOLTAİK ENERJİ SANTRALİNİN PROJELENDİRİLMESİ

Bu tez kapsamında 2017 Şubat ayında kurulumu tamamlanan Kayseri ili İncesu ilçesi Beşağıl mevkiinde 209 Ada, 388 parsel üzerine uygulanmış olan 1166,88 kWp/1000 kW güç kapasitesine sahip GMK fotovoltaik enerji santrali incelenmiştir. Bahse konu olan santral; 2011 yılında yayınlanan *Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik* kapsamında TEDAŞ kurumu tarafından onaylanmıştır.

Arazinin mevcut konumu ve şartları göz önüne alınarak tasarlanan Fotovoltaik Enerji Santrali'nde birinci nesil hücre teknolojilerinde yer alan polikristal hücreye sahip panel, dizi tipi inverter ve yağlı tip olan hermetik trafo teknolojisi kullanılmıştır. Kullanılan tüm sistem ekipmanları maliyet ve performans analizlerine göre tercih edilmiştir.

#### 3.1. PROJENİN UYGULANMA AMACI

Kurulumu tamamlanmış olan 1 MW gücündeki Fotovoltaik Enerji Santrali, *Elektrik Piyasasında Lisanssız Enerji Üretimine İlişkin Yönetmelik*'te ifade edilen kWh başına 0,133 \$ birim fiyat üzerinden şebekeye elektrik enerjisi satmak amacıyla hayata geçirilmiştir. Santralde üretimi gerçekleştirilen enerji Kayseri ili, İncesu bölgesinde bulunan Taksan trafo merkezine iletilmekte olup, bu noktadan itibaren ilgili tüketicilere dağıtımı yapılmaktadır. Hayata geçirilmiş olan bu proje enerji talebinin karşılanmasıyla beraber istihdam yaratılmasına da yardımcı olmaktadır.

### 3.2. PROJENİN UYGULANDIĞI ARAZİYE AİT ÖZELLİKLER

Fotovoltaik enerji santralının uygulandığı alanın konumu İncesu şehir merkezine yaklaşık 10 km, Kayseri şehir merkezine ise 45 km uzaklıkta olup, ilgili konuma ulaşım İncesu şehir merkezinden belli bir mesafeye kadar asfalt yol ile daha sonrasında stabilize yol ile sağlanmaktadır

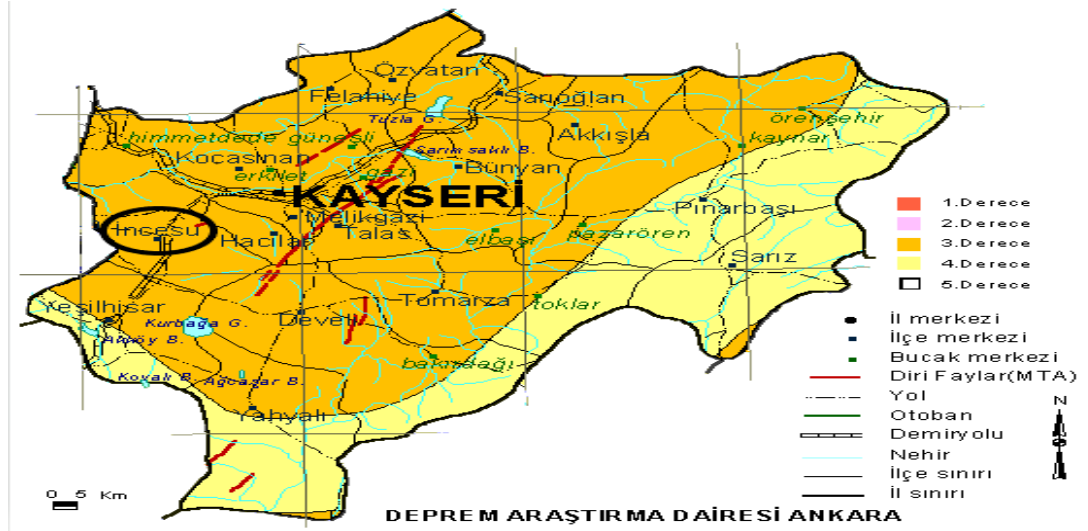
Santralin bulunduğu bölge ilçeye bağlı olarak karasal bir iklime sahip olup bunun sonucu olarak kışları soğuk ve kar yağışlı, yazları ise sıcak ve kurak geçirmektedir. Aylık ortalama en düşük sıcaklık Ocak ayında, en yüksek sıcaklık ise Temmuz ayında hissedilmektedir. Yıl boyunca en düşük ve en yüksek sıcaklıklar  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$  ile  $38\text{ }^{\circ}\text{C}$  arasında hissedilebilmektedir. Bölgenin yıllık yağış miktarı ortalama 359 mm seviyelerindedir. Yağışın genellikle en yoğun görüldüğü aylar Nisan, Haziran ve Aralık aylarıdır. Bölgeye yağın kar kalınlığı yaklaşık olarak 40 cm seviyelerine ulaşabilmektedir. Santral sahası  $38.634446^{\circ}$  Kuzey enleminde ve  $35.108387^{\circ}$  Doğu boylamında bulunmaktadır [48].

Santral sahasının görüntüsü Şekil 3.1’de yer almaktadır. Mavi ile çevrilmiş alan santralin kurulduğu araziye, kırmızı ile çizilmiş olan hat ise santralin mevcutta yer alan KÖK binasına bağlantısını gerçekleştirmesi için uygulanan enerji nakil hattını göstermektedir.



Şekil 3.1. Santral sahasının ve enerji nakil hattının görüntüsü

Kayseri ili deprem riski açısından az olan bir bölgededir. Şekil 3.2’de işaretlenmiş alan içerisindeki santral arazisine ait sınırların bağlı olduğu İncesu ilçesinin deprem risk derecesine bakıldığında 3. derece deprem kuşağına girdiği görülmektedir [49].



Şekil 3.2. Kayseri ili ve ilçeleri deprem haritası

Santral arazisi marjinal tarım arazisi tipinde ve düz bir yapıya sahiptir. Arazinin dört bir yanı açık olup gölgelendirme etkisi yaratacak bir yapı bulunmamaktadır.

### 3.3. SİSTEM TASARIMI

Bu başlık altında, kurulumu yapılan fotovoltaik enerji santralinde kullanılan ekipmanların teknik özellikleri, bu ekipmanların elektriksel değerleri ile proje kapsamında uygulanması gereken hesaplamalar ve sistem bağlantı şemaları incelenmiştir.

#### 3.3.1. Fotovoltaik Panel

Tasarımı yapılmış fotovoltaik sistemde pik gücü 260 Wp olan polikristal hücre teknolojisine sahip 60 hücreli fotovoltaik panel kullanılmıştır. Yapılan tasarım ve hesaplamalara göre projede kullanılan toplam panel sayısı 4488 adet olarak belirlenmiştir. Kullanılan panele ait STK’daki elektriksel değerler Çizelge 3.1’de sunulmuştur.



Çizelge 3.1. Sistemde kullanılan fotovoltaik panele ait elektriksel değerler

| Panel Özellikleri               |           |               |
|---------------------------------|-----------|---------------|
| Panel Gücü                      | $P_{nom}$ | 260 Wp        |
| Açık Devre Gerilimi             | $U_{AD}$  | 38,10 V       |
| Kısa Devre Akımı                | $I_{KD}$  | 8,98 A        |
| Nominal Gerilim                 | $U_{NOM}$ | 30,90 V       |
| Nominal Akım                    | $I_{NOM}$ | 8,42 A        |
| Gerilim için Sıcaklık Katsayısı | -         | % -0,31 / °C  |
| Güç için Sıcaklık Katsayısı     | -         | % -0,41 / °C  |
| Akım için Sıcaklık Katsayısı    | -         | % +0,055 / °C |

### 3.3.2. İnverter

Fotovoltaik sistemde gücü 60 kW olan dizi tipi inverter kullanılmıştır. Yapılan tasarım ve hesaplamalara göre projede kullanılan toplam inverter sayısı 17 adet olarak belirlenmiştir. Sistemin toplam inverter çıkış gücü 1020 kW'a kadar çıkabilmektedir. Ancak sistem AC çıkış gücü bağlantı görüşüne göre 1000 kW olduğu için çıkış gücü inverterler üzerinden 1000 kW'a sınırlandırılmıştır. Kullanılan dizi invertere ait elektriksel değerler Çizelge 3.2'de sunulmuştur.

Çizelge 3.2. Sistemde kullanılan dizi invertere ait elektriksel değerler

| İnverter Özellikleri    |                     |         |
|-------------------------|---------------------|---------|
| Maksimum Giriş Gücü     | $P_{INV-Giriş}$     | 72000 W |
| Maksimum Giriş Gerilimi | $U_{INV-Max.Giriş}$ | 1000 V  |
| Minimum Giriş Gerilimi  | $U_{INV-Min.Giriş}$ | 565 V   |
| Maksimum Giriş Akımı    | $I_{MPPT-1}$        | 110 A   |
| Maksimum Çıkış Akımı    | -                   | 87 A    |
| Maksimum MPPT Gerilimi  | $U_{INV-Max.MPPT}$  | 800 V   |
| Minimum MPPT Gerilimi   | $U_{INV-Min.MPPT}$  | 570 V   |
| Maksimum Çıkış Gücü     | $P_{INV-Çıkış}$     | 60000 W |

### 3.3.3. Dizi Hesabı

Bu bölümde kurulu santralin bulunduğu Kayseri ili için 1931-2019 yılları arasında gerçekleşmiş en düşük ve en yüksek sıcaklıklar dikkate alınarak hesaplamalar yapılmıştır. Kayseri iline ait meteorolojik veriler Çizelge 3.3'de yer almaktadır [50].

Çizelge 3.3. Kayseri ili için meteorolojik veriler (1931-2022)

| KAYSERİ  | Ocak  | Şubat | Mart  | Nisan | Mayıs | Haziran | Temmuz | Ağustos | Eylül | Ekim  | Kasım | Aralık |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|---------|--------|---------|-------|-------|-------|--------|
| Ortalama Sıcaklık (°C)   | -1.6  | 0.3   | 4.8   | 10.6  | 15.1  | 19.1    | 22.3   | 22.0    | 17.5  | 11.9  | 5.5   | 0.7    |
| Ortalama En Yüksek Sıcaklık (°C)   | 4.2   | 6.3   | 11.4  | 17.8  | 22.6  | 26.9    | 30.7   | 30.8    | 26.6  | 20.5  | 13.1  | 6.6    |
| Ortalama En Düşük Sıcaklık (°C)  | -6.8  | -5.1  | -1.4  | 3.2   | 6.9   | 9.8     | 12.1   | 11.6    | 7.5   | 3.6   | -0.9  | -4.3   |
| Ortalama Güneşlenme Süresi (saat)  | 3.0   | 4.0   | 4.9   | 6.2   | 8.3   | 10.3    | 11.9   | 11.4    | 9.1   | 6.7   | 4.9   | 2.9    |
| Ortalama Yağışlı Gün Sayısı  | 12.8  | 11.5  | 13.0  | 12.6  | 13.0  | 8.7     | 2.3    | 1.8     | 3.7   | 7.3   | 8.7   | 12.0   |
| Aylık Toplam Yağış Miktarı Ortalaması (mm)                                     | 36.3  | 36.2  | 43.4  | 51.7  | 51.6  | 41.0    | 10.4   | 8.9     | 14.9  | 27.5  | 31.8  | 37.2   |
| Ölçüm Periyodu İçerisinde Gerçekleşen En Düşük ve En Yüksek Sıcaklık Değerleri |       |       |       |       |       |         |        |         |       |       |       |        |
| En Yüksek Sıcaklık (°C)  | 19.3  | 22.6  | 28.6  | 31.2  | 34.2  | 37.6    | 40.7   | 40.6    | 38.4  | 33.6  | 26.0  | 21.0   |
| En Düşük Sıcaklık (°C)   | -31.4 | -31.2 | -28.1 | -11.6 | -6.9  | -0.6    | 2.9    | 1.4     | -3.8  | -12.2 | -20.7 | -28.4  |

Çizelge 3.3’de sunulmuş olan en düşük ve en yüksek sıcaklık değerleri baz alınarak bir dizide seri bağlanabilecek maksimum fotovoltaik panel sayısı Eşitlik 3.1 ve 3.2 kapsamında ifade edildiği gibi hesaplanmıştır.

-31.4 °C’de bir adet fotovoltaik panelde oluşabilecek maksimum açık devre gerilim değeri hesabı;

$$U_{AD@-31,4^{\circ}C} = U_{AD@25^{\circ}C} \times [1 + (\text{Sıcaklık farkı} \times \text{Gerilim katsayısı} (\%))] \quad (3.1)$$

$$U_{AD@-31,4^{\circ}C} = 38,10 \times [1 + (25 - (-31,4) \times \%0,31)] \quad (3.1a)$$

$$U_{AD@-31,4^{\circ}C} = 38,10 \times [1 + (56,4 \times 0,0031)] \quad (3.1b)$$

$$U_{AD@-31,4^{\circ}C} = 38,10 \times (1,17484) = 44,76 \text{ V} \quad (3.1c)$$

Eşitlik 3.1’de hesaplanan -31.4 °C’deki maksimum açık devre gerilimine göre bir dizide seri bağlanabilecek maksimum panel sayısı, dizi gerilimi inverter maksimum giriş gerilimini geçmeyecek şekilde Eşitlik 3.2’de gösterildiği gibi hesaplanmıştır.

$$n_{MAKS} = U_{INV-Maks.Giriş} \div U_{AD@-31,4^{\circ}C} \quad (3.2)$$

$$n_{MAKS} = 1000 \div 44,76 \quad (3.2a)$$

$$n_{MAKS} = 22,34 \approx 22 \text{ Adet} \quad (3.2b)$$

Yukarıda yapılan hesaplamalar sonucu bir dizideki maksimum panel sayısı 22 adet olarak bulunmuştur. 22 adet panelin seri bağlanması sonucu dizide oluşacak maksimum gerilim;

$$22 \times 44,76 = 984,74 \text{ V}$$

984,74 V < 1000 V oluşan dizi gerilimi inverter maksimum giriş geriliminin altında olduğu için her bir diziye 22 adet panelin seri bağlanması uygun görülmüştür.

Bir adet fotovoltaik panelde oluşabilecek en düşük gerilim maksimum sıcaklıktaki nominal gerilimdir. Buna göre 70°C’deki oluşabilecek panel minimum gerilim değeri Eşitlik 3.3 kapsamında ifade edildiği gibi hesaplanmıştır.

$$U_{NOM@70^{\circ}C} = U_{NOM@25^{\circ}C} \times [1 + (\text{Sıcaklık farkı} \times \text{Gerilim katsayısı} (\%))] \quad (3.3)$$

$$U_{NOM@70^{\circ}C} = 30,90 \times [1 + (25-(70) \times \%0,31)] \quad (3.3a)$$

$$U_{NOM@70^{\circ}C} = 30,90 \times [1 + ((-45) \times 0,0031)] \quad (3.3b)$$

$$U_{NOM@70^{\circ}C} = 30,90 \times (0,86) = 26,59 \text{ V} \quad (3.3c)$$

Eşitlik 3.3’de hesaplanan 70 °C’deki minimum nominal gerilime göre bir dizide seri bağlanabilecek minimum panel sayısı, dizi gerilimi inverter minimum giriş geriliminin üstünde olacak şekilde Eşitlik 3.4’de gösterildiği gibi hesaplanmıştır.

$$n_{MIN} = U_{INV-Min.Giriş} \div U_{NOM@70^{\circ}C} \quad (3.4)$$

$$n_{MIN} = 565 \div 26,59 \quad (3.4a)$$

$$n_{MIN} = 21,25 \approx 22 \text{ Adet} \quad (3.4b)$$

Yukarıda yapılan hesaplamalar sonucu bir dizide bağlanması gereken minimum panel sayısı 22 adet olarak bulunmuştur. 22 adet panelin seri bağlanması sonucu dizide oluşacak nominal gerilim;

$$22 \times 26,59 = 584,98 \text{ V}$$

584,98 V > 565 V oluşan dizi gerilimi inverter minimum giriş geriliminin üstünde olduğu için her bir diziyeye 22 adet panelin seri bağlanması uygun görülmüştür.

Bir adet fotovoltaik panelde oluşabilecek maksimum MPPT gerilimi minimum sıcaklıktaki nominal gerilimdir. Buna göre -31,4 °C’deki oluşabilecek panel maksimum MPPT gerilim değeri Eşitlik 3.5 kapsamında ifade edildiği gibi hesaplanmıştır.

$$U_{MPPT@-31,4^{\circ}C} = U_{NOM@25^{\circ}C} \times [1 + (\text{Sıcaklık farkı} \times \text{Gerilim katsayısı (\%)})] \quad (3.5)$$

$$U_{MPPT@-31,4^{\circ}C} = 30,90 \times [1 + (25-(-31,4) \times \%0,31)] \quad (3.5a)$$

$$U_{MPPT@-31,4^{\circ}C} = 30,90 \times [1 + ((-56,4) \times 0,0031)] \quad (3.5b)$$

$$U_{MPPT@-31,4^{\circ}C} = 30,90 \times (1,17484) = 36,30 \text{ V} \quad (3.5c)$$

Yukarıda bir adet panel için hesaplanan maksimum MPPT gerilimi dikkate alınarak, bir dizide oluşacak maksimum MPPT gerilimi inverterin maksimum MPPT geriliminden düşük olmalıdır. Buna göre;

$$22 \times 36,30 = 798,6 \text{ V}$$

798,6 V < 800 V oluşan dizi maksimum MPPT gerilimi inverter maksimum MPPT geriliminin altında olduğu için her bir diziye 22 adet panelin seri bağlanması uygun görülmüştür.

Bir adet fotovoltaik panelde oluşabilecek minimum MPPT gerilimi maksimum sıcaklıktaki nominal gerilimdir. Buna göre 70 °C'deki oluşabilecek panel minimum MPPT gerilim değeri Eşitlik 3.6 kapsamında ifade edildiği gibi hesaplanmıştır.

$$U_{MPPT@70^{\circ}C} = U_{NOM@25^{\circ}C} \times [1 + (\text{Sıcaklık farkı} \times \text{Gerilim katsayısı} (\%))] \quad (3.6)$$

$$U_{MPPT@70^{\circ}C} = 30,90 \times [1 + (25-(70) \times \%0,31)] \quad (3.6a)$$

$$U_{MPPT@70^{\circ}C} = 30,90 \times [1 + ((-45) \times 0,0031)] \quad (3.6b)$$

$$U_{MPPT@70^{\circ}C} = 30,90 \times (0,86) = 26,59 \text{ V} \quad (3.6c)$$

Yukarıda bir adet panel için hesaplanan minimum MPPT gerilimi dikkate alınarak, bir dizide oluşacak minimum MPPT gerilimi inverterin minimum MPPT geriliminden yüksek olmalıdır. Buna göre;

$$22 \times 26,59 = 584,98 \text{ V}$$

584,98 V > 570 V oluşan dizi minimum MPPT gerilimi inverter minimum MPPT geriliminden yüksek olduğu için her bir diziye 22 adet panelin seri bağlanması uygun görülmüştür.

Bir adet fotovoltaik panel üzerinden akacak maksimum akım, 70 °C'deki kısa devre akımıdır. Buna göre;

$$\text{Sıcaklık Farkı} \times \text{Akım Sıcaklık Katsayısı} = 45 \times \% 0,055 = 2,475 \text{ olduğundan;}$$

70 °C'deki kısa devre akımı, 25 °C'deki kısa devre akımının %2,475 katına yani 1,02475 katına eşittir.

$$I_{70^{\circ}C} = I_{SC} \times 1,02475 \quad (3.7)$$

$$I_{70^{\circ}C} = 8,98 \times 1,02475 \quad (3.7a)$$

$$I_{70^{\circ}C} = 9,20 \text{ A} \quad (3.7b)$$

İnverter MPPT-1 girişine 260Wp gücünde 22 adet panelden oluşan bir dizi bağlantısı yapılacağı düşünüldüğünde, inverter maksimum giriş gücüne göre paralel bağlanacak maksimum dizi sayısı Eşitlik 3.8'de ifade edildiği gibi hesaplanmıştır.

$$n_{\text{MAKS.Paraleldizi}} = P_{\text{INV-Maks.Giriş}} \div (P_{\text{Panel}} \times n_{\text{Panel.Seridizi}}) \quad (3.8)$$

$$n_{\text{MAKS.Paraleldizi}} = 72000 \div (260 \times 22) \quad (3.8a)$$

$$n_{\text{MAKS.Paraleldizi}} = 72000 \div 5720 = 12,58 \approx 12 \text{ Adet} \quad (3.8b)$$

MPPT-1 girişine 12 adet dizi bağlandığında kısa devre durumunda geçecek maksimum akım;

$$9,20 \times 12 = 110,4 \text{ A}$$

İnverter maksimum kısa devre giriş akımına göre kontrol sağlandığında;  
Maksimum Kısa Devre Akımı  $\geq 110,4 \text{ A}$  olmalıdır.

$$150 \text{ A} \geq 110,4 \text{ A olduğundan uygundur.}$$

MPPT-1 girişine 12 adet dizi bağlandığında nominal durumda geçecek maksimum akım;

$$8,42 \times 12 = 101,04 \text{ A}$$

İnverter maksimum devre akımına göre kontrol sağlandığında;  
Maksimum Devre Akımı  $\geq 101,04 \text{ A}$  olmalıdır.

$$110 \text{ A} \geq 101,04 \text{ A olduğundan uygundur.}$$

Yukarı yer alan hesaplamalar sonucunda bir adet dizide seri bağlanabilecek panel sayısı ve belirlenen panel sayısı ile oluşacak dizinin invertere kaç adet paralel şekilde bağlantı sağlayabileceği bulunmuştur. Sistem kapsamında bir adet dizide seri bağlanabilecek panel sayısının 22 adet ve bir invertere paralel bağlantı sağlayacak dizi sayısının 12 adet olduğu uygun görülmüştür. Belirlenen adet sayılarına göre bir adet inverterde toplam bağlantı sağlanacak panel sayısı ise;

$$22 \times 12 = 264 \text{ Adet olarak sonuçlandırılmıştır.}$$

Her bir dizide ve inverterde oluşacak toplam güç;

$$P_{\text{dizi}} = n_{\text{panel}} \times P_{\text{panel}} \quad (3.9)$$

$$P_{\text{dizi}} = 22 \times 260 \text{ Wp} = 5720 \text{ Wp} = 5,720 \text{ kWp} \quad (3.9a)$$

Her bir dizideki toplam güç 5,720 kWp olarak bulunmuştur.

$$P_{\text{INV-Giriş}} = n_{\text{panel}} \times n_{\text{MAKS.Paraleldizi}} \times P_{\text{panel}} \quad (3.10)$$

$$P_{\text{INV-Giriş}} = 22 \times 12 \times 260 \text{ Wp} = 68640 \text{ Wp} = 68,640 \text{ kWp} \quad (3.10a)$$

Her bir inverter girişine bağlanacak toplam güç 68,640 kWp olarak bulunmuştur.

Yapılan tasarım ve hesaplamalara göre projede toplam 17 adet inverter kullanılmıştır.

Buna göre sistemin DC ve AC toplam kurulu gücü;

$$P_{\text{DC-sistem}} = n_{\text{INV}} \times P_{\text{INV-Giriş}} \quad (3.11)$$

$$P_{\text{DC-sistem}} = 17 \times 68,640 = 1166,88 \text{ kWp} \quad (3.11a)$$

$$P_{\text{AC-sistem}} = n_{\text{INV}} \times P_{\text{INV-Çıkış}} \quad (3.11b)$$

$$P_{\text{AC-sistem}} = 17 \times 60 = 1020 \text{ kWe} \approx 1000 \text{ kWe} \quad (3.11c)$$

Yapılan hesaplamalara göre sistemin toplam panel gücü 1166,88 kWp, toplam inverter çıkış gücü ise 1020 kWe olarak bulunmuştur. Ancak sistem AC çıkış gücü bağlantı görüşüne göre 1000 kW olduğu için çıkış gücü inverterler üzerinden 1000 kW'a sınırlandırılmıştır.

### 3.3.4. DC Kablo Seçimi

Kurulumu yapılan fotovoltaik sistemde diziler ile DC toplama kutuları arası ve DC toplama kutuları ile inverterler arası farklı kesitlerde DC kablo kullanılmıştır. DC kabloların seçimi yapılırken, DC güç kaybı, gerilim düşümü ve akım taşıma kapasiteleri gibi parametreler dikkate alınmaktadır.

Mevcut kurulu sistemde kullanılan DC kablolar için gerilim düşümü %1 sınırında dikkate alınarak bir seçim yapılmıştır. Gerilim düşümünün bu sınırdaki seçilmesi kablolardan oluşacak kaybın azaltılmasıyla üretim çıktısının daha yüksek olmasını sağlamıştır. Hesaplamalarda kullanılan veri girişlerine ait açıklamalar Çizelge 3.4’de yer almaktadır.

Çizelge 3.4. DC Kablo hesaplamasında kullanılan veri girişlerine ait kısaltmalar

|                                     |             |
|-------------------------------------|-------------|
| Güç Kaybı (W)                       | $P_{Kayıp}$ |
| Elektrik İletkenliği (Cu=56, Al=35) | K           |
| Gerilim Düşümü Oranı                | %e          |
| Kablo Akım Taşıma Kapasitesi        | $I_{TK}$    |

DC kablo seçiminde kullanılacak dizi gerilimini hesaplırsak;

$$U_{Dizi} = U_{NOM} \times n_{Seri} \quad (3.12)$$

$$U_{Dizi} = 30,90 \times 22 \quad (3.12a)$$

$$U_{Dizi} = 679,8 \text{ V} \quad (3.12b)$$

DC kablo seçiminde kullanılacak DC toplama kutusu çıkışındaki akımı hesaplırsak;

$$I_{DCTK} = I_{KD} \times n_{Paraleldizi} \quad (3.13)$$

$$I_{DCTK} = 8,98 \times 12 \quad (3.13a)$$

$$I_{DCTK} = 107,76 \text{ A} \quad (3.13b)$$

Oluşturulan fotovoltaik diziler ile DC toplama kutuları arası maksimum 102 m mesafedeki ve DC toplama kutuları ile inverterler arası 2 m mesafedeki kullanılacak DC kabloların belirlenmesi için yapılacak hesaplamalara yardımcı olacak veriler Çizelge 3.5’de sunulmuştur.



Çizelge 3.5. Dizi verileri

|   |            |                    |
|---|------------|--------------------|
| Dizi Gücü                               | $P_{Dizi}$ | 5720 W             |
| Dizi Gerilimi                           | $U_{Dizi}$ | 679,8 V            |
| Dizi Akımı                              | $I_{Dizi}$ | 8,42 A             |
| DC Toplama Kutusu Çıkışı Akım           | $I_{DCTK}$ | 107,76 A           |
| Dizi Kablo Uzunluğu                     | $L_{Dizi}$ | 102 m              |
| DC Toplama Kutusu Çıkışı Kablo Uzunluğu | $L_{DCTK}$ | 2 m                |
| Dizi Kısa Devre Akımı                   | $I_{SC}$   | 8,98 A             |
| Dizi Kablo Kesiti                       | $S_{Dizi}$ | 6 mm <sup>2</sup>  |
| DC Toplama Kutusu Çıkışı Kablo Kesiti   | $S_{DCTK}$ | 50 mm <sup>2</sup> |

Her bir dizi ile DC toplama kutusu arası sadece bir adet + ve – çıkışlı kablo kullanılacağı için maksimum mesafe göz önüne alındığında 6 mm<sup>2</sup> kesitinde bakır kablo tercih edilmiştir. Her bir DC toplama kutusunda 12 adet dizi toplanacağı için bu noktada 12 adet + ve – çıkışlı kablunun invertere giriş yapması gerekmektedir. İnverter MPPT kısmı sadece bir + ve – girişe izin vermesinden dolayı DC toplama kutusu içerisinde toplanmış 12 adet dizi, toplama kutusunun çıkışında tek bir + ve – kutuplu kablo kullanılmasını gerektirmiştir. Bu nedenle toplama kutusu çıkışında kullanılacak kablo 12 adet dizinin akımını üzerinde taşıyacağı için daha büyük 50 mm<sup>2</sup> kesitte olan bakır kablo tercih edilmiştir.

6 mm<sup>2</sup> kablo için güç kaybı hesabı;

$$P_{Kayıp-Dizi} = (2 \times L_{Dizi} \times I_{Dizi}^2) \div (S_{Dizi} \times K) \quad (3.14)$$

$$P_{Kayıp-Dizi} = (2 \times 102 \times 8,42^2) \div (6 \times 56) \quad (3.14a)$$

$$P_{Kayıp-Dizi} = 43,04 \text{ W} \quad (3.14b)$$

50 mm<sup>2</sup> kablo için güç kaybı hesabı;

$$P_{Kayıp-DCTK} = (2 \times L_{DCTK} \times I_{DCTK}^2) \div (S_{DCTK} \times K) \quad (3.15)$$

$$P_{Kayıp-DCTK} = (2 \times 2 \times 107,76^2) \div (50 \times 56) \quad (3.15a)$$

$$P_{Kayıp-DCTK} = 16,59 \text{ W} \quad (3.15b)$$

Eşitlik 3.14 ve 3.15 kapsamında çıkan sonuçlara göre 102 m mesafeli 6 mm<sup>2</sup> kabloda 43,04 W'lık, 2 m mesafeli 50 mm<sup>2</sup> kabloda 16,59 W'lık bir güç kaybı meydana geleceği ifade edilebilir. Her iki kablo kesiti için gerilim düşümü yüzdeleri hesaplanacak olursa;

6 mm<sup>2</sup> kablo için gerilim düşümü;

$$\%e = (2 \times 100 \times L_{Dizi} \times I_{Dizi}) \div (S_{Dizi} \times U_{Dizi} \times K) \quad (3.16)$$

$$\%e = (2 \times 100 \times 102 \times 8,42) \div (6 \times 679,8 \times 56) \quad (3.16a)$$

$\%e = 0,75$  oranında bulunur.

50 mm<sup>2</sup> kablo için gerilim düşümü;

$$\%e = (2 \times 100 \times L_{DCTK} \times I_{DCTK}) \div (S_{DCTK} \times U_{Dizi} \times K) \quad (3.17)$$

$$\%e = (2 \times 100 \times 2 \times 107,76) \div (50 \times 679,8 \times 56) \quad (3.17a)$$

$\%e = 0,02$  oranında bulunur.

Eşitlik 3.16 ve 3.17 kapsamında 6 mm<sup>2</sup> ve 50 mm<sup>2</sup> kesitli kablolar için çıkan gerilim düşümü oranları, belirlenen gerilim düşümü sınırına göre kontrol edildiğinde 6 mm<sup>2</sup> kablo için çıkan oran  $0,75 < 1$  ve 50 mm<sup>2</sup> kablo için çıkan oran  $0,02 < 1$  olduğundan, tercih edilen kablolar gerilim düşümü yönünden uygun olarak görülmüştür.

DC kablo seçimi yapılırken bir diğer uygun görülmesi gereken adım kabloların akım taşıma kapasitelerinin kendi üzerinden geçecek akıma değerine göre üstünde olup olmamasının kontrolüdür. Bu kontrollerin yapılması için öncelikle seçimi yapılan kabloların akım taşıma kapasitelerinin bilinmesi gerekmektedir. Bu kapsamda seçimi yapılan DC kabloların akım taşıma kapasiteleri Çizelge 3.6'da yer almaktadır.

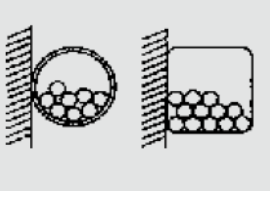
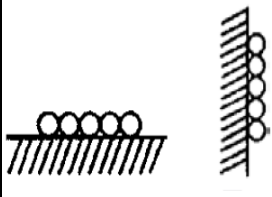
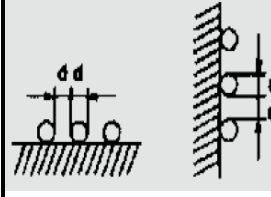
Çizelge 3.6. DC kablo akım taşıma kapasiteleri

| Kablo Tipi  | Kablo Kesiti (mm <sup>2</sup> ) | Taşıma Kapasitesi (A) | Anma Gerilimi (V) |
|-------------|---------------------------------|-----------------------|-------------------|
| Flex-Sol-XL | 6                               | 70                    | 1000              |
| NYN         | 50                              | 168                   | 1000              |

Çizelge 3.6’da yer alan verilere göre 6 mm<sup>2</sup> Flex-Sol-XL kablonun akıma taşıma kapasitesi 70 A, 50 mm<sup>2</sup> NYY kablonun akım taşıma kapasitesi ise 168 A’dir.

Akım taşıma kapasitesi yönünden hesaplamanın yapılması için dikkate alınması gereken bir diğer parametre kablolar için düzeltme faktörleridir. Çizelge 3.7’de tek damarlı kablolar için düzeltme faktörleri verilmiştir.

Çizelge 3.7. Tek damarlı kablolar için düzeltme faktörleri

| Sistem Sayısı | Döşeme Şekli  |  |   |
|---------------|---|--|---|
|               |  |  |  |
| 1             | 1,00  | 1,00   | 1,00  |
| 2             | 0,80  | 0,85   | 0,94  |
| 3             | 0,70  | 0,79   | 0,90  |
| 4             | 0,65  | 0,75   | 0,90  |
| 5             | 0,60  | 0,73   | 0,90  |
| 6             | 0,57  | 0,72   | 0,90  |
| 7             | 0,54  | 0,72   | 0,90  |
| 8             | 0,52  | 0,71   | 0,90  |
| 9             | 0,50  | 0,70   | 0,90  |
| 10            | 0,48  | 0,70   | 0,90  |
| 12            | 0,45  | 0,70   | 0,90  |
| 14            | 0,43  | 0,70   | 0,90  |
| 16            | 0,41  | 0,70   | 0,90  |
| 18            | 0,39  | 0,70   | 0,90  |
| 20            | 0,38  | 0,70   | 0,90  |

Çizelge 3.7’de verilen tek damarlı kablolarında düzeltme faktörü dikkate alındığında 6 mm<sup>2</sup> kablo için kablo tavası içerisindeki sistem sayısı çok sayıda olacağından düzeltme faktörü 0,38 olarak, 50 mm<sup>2</sup> kablo için kablo tavası içerisindeki sistem sayısı sadece bir adet olacağından düzeltme faktörü 1,00 olarak belirlenmiştir.

DC kabloların kullanılacağı ortam sıcaklığı ve kablonun çalışma sıcaklığı da bir diğer düzeltme faktörünü ortaya çıkartmaktadır. Çizelge 3.8’de ortam ve kablo çalışma sıcaklıklarına göre düzeltme faktörleri verilmiştir.

Çizelge 3.8. Ortam ve kablo çalışma sıcaklığına göre düzeltme faktörleri

| Ortam Sıcaklığı | Kabloda İzin Verilen veya Önerilen Çalışma Sıcaklığı |       |       |       |       |       |
|-----------------|--|-------|-------|-------|-------|-------|
|                 | 40 °C  | 60 °C | 70 °C | 80 °C | 85 °C | 90 °C |
| 30 °C           | 1,00   | 1,00  | 1,00  | 1,00  | 1,00  | 1,00  |
| 35 °C           | 0,71   | 0,91  | 0,95  | 0,95  | 0,95  | 0,96  |
| 40 °C           | -  | 0,82  | 0,89  | 0,89  | 0,95  | 0,91  |
| 45 °C           | -  | 0,71  | 0,84  | 0,84  | 0,90  | 0,87  |
| 50 °C           | -  | 0,58  | 0,77  | 0,77  | 0,85  | 0,82  |
| 55 °C           | -  | 0,41  | 0,71  | 0,71  | -     | 0,76  |
| 60 °C           | -  | -     | 0,63  | 0,63  | -     | 0,71  |
| 65 °C           | -  | -     | 0,55  | 0,55  | -     | 0,65  |
| 70 °C           | -  | -     | 0,45  | 0,45  | -     | 0,58  |
| 75 °C           | -  | -     | -     | -     | -     | 0,50  |
| 80 °C           | -  | -     | -     | -     | -     | 0,41  |
| 85 °C           | -  | -     | -     | -     | -     | 0,29  |

Çizelge 3.8’de verilen ortam ve kablo çalışma sıcaklıkları dikkate alındığında 6 mm<sup>2</sup> ve 50 mm<sup>2</sup> kesitli kablo için çalışma sıcaklığı katalog bilgilerine göre 90 °C olduğundan, kabloların çalışacağı ortam sıcaklığı da 55 °C olarak düşünülerek her iki kablo kesiti için düzeltme faktörü 0,76 olarak belirlenmiştir [51].

Yukarıdaki Çizelge 3.6, 3.7 ve 3.8’de belirlenen değerlere göre 6 mm<sup>2</sup> ve 50 mm<sup>2</sup> kesitli kablolar için akım taşıma kapasiteleri;

6 mm<sup>2</sup> Kablo Akım Taşıma Kontrolü

$$I_{TK} = \text{Kablo Akım Taşıma Kapasitesi} \times \text{Sıcaklık Faktörü} \times \text{Düzeltilme Faktörü} \quad (3.18)$$

$$I_{TK} = 70 \times 0,76 \times 0,38 \quad (3.18a)$$

$$I_{TK} = 20,22 \text{ A olarak bulunur.} \quad (3.18b)$$

Sistemde çevre ve hava koşullarına bağlı olarak hatalar meydana gelebilir ve dizi üzerinden yüksek akımlar akabilir. Bu nedenle emniyetli tarafta kalmak için bir hata

durumunda dizi kısa devre akımının %25'inden fazla bir akım oluşabileceği düşünüldüğünde;

$$I_{KD-Maks.} = 1,25 \times I_{KD} \quad (3.19)$$

$$I_{KD-Maks.} = 1,25 \times 8,98 \quad (3.19a)$$

$$I_{KD-Maks.} = 11,23 \text{ A olarak bulunur.} \quad (3.19b)$$

Seçimi yapılan 6 mm<sup>2</sup> kablonun sistemde sağlıklı çalışabilmesi için Eşitlik 3.18 kapsamında hesaplanan akım taşıma kapasitesinin, Eşitlik 3.19 kapsamında hesaplanan maksimum kısa devre akımından büyük olması gerekmektedir. Buna göre  $I_{TK} > I_{KD-Maks.} \approx 20,22 > 11,23$  olduğundan seçilen kablo uygundur.

50 mm<sup>2</sup> Kablo Akım Taşıma Kontrolü

$$I_{TK} = \text{Kablo Akım Taşıma Kapasitesi} \times \text{Sıcaklık Faktörü} \times \text{Düzeltilme Faktörü} \quad (3.20)$$

$$I_{TK} = 168 \times 0,76 \times 1 \quad (3.20a)$$

$$I_{TK} = 127,68 \text{ A olarak bulunur.} \quad (3.20b)$$

Seçimi yapılan 50 mm<sup>2</sup> kablonun sistemde sağlıklı çalışabilmesi için Eşitlik 3.20 kapsamında hesaplanan akım taşıma kapasitesinin, Eşitlik 3.13 kapsamında hesaplanan DC toplama kutusu üzerinden geçecek akım değerinden büyük olması gerekmektedir. Buna göre  $I_{TK} > I_{DCTK} \approx 127,68 > 107,76$  olduğundan seçilen kablo uygundur.

### 3.3.5. AC Kablo Seçimi

Kurulumu yapılan fotovoltaik sistemde inverterler ile ana toplama panosu arası ve ana toplama panosu ile trafo arası farklı kesitlerde PVC yalıtkanlı AC kablo kullanılmıştır. AC kabloların seçimi yapılırken DC kablo seçiminde olduğu gibi güç kaybı, gerilim düşümü ve akım taşıma kapasiteleri gibi parametreler dikkate alınmaktadır.

Mevcut kurulu sistemde kullanılan AC kablolar için TEDAŞ gerilim düşümüne %3'lük bir tolerans vermektedir. Ancak sistemde uygulanan gerilimi düşümü

kablolarda yaşanacak kaybın daha az olması ve üretim çıktısının daha yüksek olması için %2 sınırında dikkate alınmıştır. Hesaplamalarda kullanılan veri girişlerine ait açıklamalar Çizelge 3.9’da yer almaktadır.

Çizelge 3.9. AC Kablo hesaplamasında kullanılan veri girişlerine ait kısaltmalar (a)

|                                    |                    |
|------------------------------------|--------------------|
| Güç Kaybı (W)                      | $P_{\text{Kayıp}}$ |
| Elektrik İletkenliği (Cu=56,Al=35) | K                  |
| AC Gerilim Düşümü Oranı            | $\%e_{\text{AC}}$  |
| AC Kablo Akım Taşıma Kapasitesi    | $I_{\text{TKAC}}$  |

AC kablo seçiminde kullanılacak işletme akımını hesaplırsak;

$$I_N = (P_{\text{AC}}) \div (U_N \times \sqrt{3} \times \cos \emptyset) \quad (3.21)$$

$$I_N = (1000000) \div (400 \times \sqrt{3} \times 1) \quad (3.21a)$$

$$I_N = 1443,38 \text{ A olarak bulunur.} \quad (3.21b)$$

AC kablo seçiminde kullanılacak inverter üzerinden geçecek akımı hesaplırsak;

$$I_{\text{INV}} = (P_{\text{INV}}) \div (U_N \times \sqrt{3} \times \cos \emptyset) \quad (3.22)$$

$$I_{\text{INV}} = (60000) \div (400 \times \sqrt{3} \times 1) \quad (3.22a)$$

$$I_{\text{INV}} = 86,60 \text{ A olarak bulunur.} \quad (3.22b)$$

Sistemde toplamda 17 adet inverter kullanılmaktadır. Her bir inverter ile ana toplama panosu arası AC kablo kullanılmaktadır. Kullanılan AC kabloların kesitleri kabloların mesafelerine, gerilim düşümü ve akım taşıma kapasitelerine göre farklılık gösterebilir. Sistemde kullanılan inverterler ile ana toplama panosu arası maksimum mesafe 104 m dir. Seçilen inverter tipinde 3 faz ve toprak bağlantısı olduğu için inverter kullanım kılavuzuna göre 4 damarlı kablo kullanılması gerektiği belirtilmiştir. Bu noktada kullanılacak kabloların mesafeleri uzun olduğundan performans ile birlikte maliyet tarafı da dikkate alınarak gerilim düşümü, akım taşıma kapasitesi ve inverter kullanım kılavuzunda belirtilen kablo kesit aralığı yönünden uygun olması sebebiyle 4x70 mm<sup>2</sup> kesitli NAYY alüminyum kablo

kullanılması tercih edilmiştir. Ana toplama panosu ile trafo arası mesafe ise 8 m dir. Bu noktada kablo mesafesi kısa olduğundan, iletim kayıpların en aza indirmek ve ana panodan geçecek akımı taşıyabilmesi için 3 faz ve nötr olmak üzere 4 damarlı, 5 devre, 240 mm<sup>2</sup> kesitli bakır NYY kablo kullanılması tercih edilmiştir. Kullanılacak 5x(4x1x240)mm<sup>2</sup> kesitli kablunun her devre arasında 12,5 cm mesafe olacak şekilde tasarlanması gerekmektedir. Her iki bölümdeki kullanılacak AC kabloların belirlenmesi için yapılacak hesaplamalarda yardımcı olacak veriler Çizelge 3.10'da sunulmuştur.

Çizelge 3.10. AC Kablo hesaplamasında kullanılan veri girişlerine ait kısaltmalar (b)

|  |                  |                         |
|--|------------------|-------------------------|
| AC Kurulu Gücü                             | $P_{AC}$         | 1000 kW                 |
| İnverter Çıkış Gücü                        | $P_{INV-Çıkış}$  | 60 kW                   |
| AC Nominal Gerilim                         | $U_N$            | 400 V                   |
| İşletme Akımı                              | $I_N$            | 1443,38 A               |
| İnverter Akımı                             | $I_{INV}$        | 86,60 A                 |
| Trafo ile Ana Pano Arası Kablo Uzunluğu    | $L_{Pano}$       | 8 m                     |
| İnverter ile Ana Pano Arası Kablo Uzunluğu | $L_{INV}$        | 104 m                   |
| İnverter ile Ana Pano Arası Kablo Kesiti   | $S_{INV}$        | 70 mm <sup>2</sup>      |
| Trafo ile Ana Pano Arası Kablo Kesiti      | $S_{Pano}$       | 5 × 240 mm <sup>2</sup> |
| Güç Faktörü                                | $\cos \emptyset$ | 1                       |

Yukarıda belirtilen kablo mesafeleri ve kesitlerine göre güç kaybı hesaplaması yapıldığında;

Trafo-Ana Toplama Panosu arası 5 × 240 mm<sup>2</sup> kablo için güç kaybı hesabı;

$$P_{Kayıp} = (3 \times L_{Pano} \times I_N^2) \div (S_{Pano} \times K) \quad (3.23)$$

$$P_{Kayıp} = (3 \times 8 \times 1443,38^2) \div (5 \times 240 \times 56) \quad (3.23a)$$

$$P_{Kayıp} = 744,05 \text{ W} \quad (3.23b)$$

Ana Toplama Panosu-İnverter arası 70 mm<sup>2</sup> kablo için güç kaybı hesabı;

$$P_{\text{Kayıp}} = (3 \times L_{\text{INV}} \times I_{\text{INV}}^2) \div (S_{\text{INV}} \times K) \quad (3.24)$$

$$P_{\text{Kayıp}} = (3 \times 104 \times 86,60^2) \div (70 \times 35) \quad (3.24a)$$

$$P_{\text{Kayıp}} = 955,05 \text{ W olarak bulunur.} \quad (3.24b)$$

Eşitlik 3.23 ve 3.24 kapsamında çıkan sonuçlara göre 8 m mesafeli 5x240 mm<sup>2</sup> kabloda 744,05 W'lık, 104 m mesafeli 70 mm<sup>2</sup> kabloda 955,05 W'lık bir güç kaybı meydana geleceği ifade edilebilir. Her iki kablo kesiti için gerilim düşümü yüzdeleri hesaplanacak olursa;

Trafo-Ana Toplama Panosu arası 5x 240 mm<sup>2</sup> kablo için gerilim düşümü hesabı;

$$\%e_{\text{AC}} = (\sqrt{3} \times 100 \times L_{\text{Pano}} \times I_{\text{N}}) \div (S_{\text{Pano}} \times U_{\text{N}} \times K) \quad (3.25)$$

$$\%e_{\text{AC}} = (\sqrt{3} \times 100 \times 8 \times 1443,38) \div (5 \times 240 \times 400 \times 56) \quad (3.25a)$$

$$\%e_{\text{AC}} = 0,074 \quad (3.25b)$$

Ana Toplama Panosu-İnverter arası 70 mm<sup>2</sup> kablo için gerilim düşümü hesabı;

$$\%e_{\text{AC}} = (\sqrt{3} \times 100 \times L_{\text{INV}} \times I_{\text{INV}}) \div (S_{\text{INV}} \times U_{\text{N}} \times K) \quad (3.26)$$

$$\%e_{\text{AC}} = (\sqrt{3} \times 100 \times 104 \times 86,60) \div (70 \times 400 \times 35) \quad (3.26a)$$



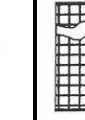



$$\%e_{\text{AC}} = 1,592 \text{ olarak bulunur.} \quad (3.26b)$$

Eşitlik 3.25 ve 3.26 kapsamında 5x240 mm<sup>2</sup> ve 70 mm<sup>2</sup> kesitli kablolar için çıkan gerilim düşümü oranları, belirlenen gerilim düşümü sınırına göre kontrol edildiğinde 5x240 mm<sup>2</sup> kablo için çıkan oran 0,074 < 2 ve 70 mm<sup>2</sup> kablo için çıkan oran 1,592 < 2 olduğundan, tercih edilen kablolar gerilim düşümü yönünden uygun olarak görülmüştür.

AC kablo seçimi yapılırken de bir diğer kontrol edilmesi gereken adım kabloların akım taşıma kapasitelerinin ana pano ve inverter üzerinden geçecek akımlara göre uygun olup olmamasıdır. Bu kapsamda kontrollerin yapılması için gerekli olan AC kabloların akım taşıma kapasiteleri Çizelge 3.11'de yer almaktadır.





Çizelge 3.11. Bakır ve Alüminyum kablo kesitlerine göre akım taşıma kapasiteleri

| İletkenin Kesiti (mm <sup>2</sup> ) | Taşıma Şekli  |   |   |   |  |   |
|-------------------------------------|---|---|---|---|--|---|
|                                     | B2  | C   | D   | B2  | C  | D   |
|                                     |  |  |  |  |  |  |
|                                     | İletken Cinsi   |   |   |   |  |   |
| Bakır                               |   |   | Alüminyum   |   |  |   |
| 4                                   | 30  | 36  | 38  | 24  | 28   | 29  |
| 6                                   | 38  | 46  | 47  | 30  | 36   | 36  |
| 10                                  | 52  | 69  | 63  | 41  | 49   | 48  |
| 16                                  | 69  | 85  | 81  | 54  | 66   | 62  |
| 25                                  | 90  | 112   | 104   | 71  | 83   | 80  |
| 35                                  | 111   | 138   | 125   | 86  | 103  | 96  |
| 50                                  | 133   | 168   | 148   | 104   | 125  | 113   |
| 70                                  | 168   | 213   | 183   | 131   | 160  | 140   |
| 95                                  | 201   | 258   | 216   | 157   | 195  | 166   |
| 120                                 | 232   | 299   | 246   | 181   | 226  | 189   |
| 150                                 | -   | 344   | 278   | -   | 261  | 213   |
| 185                                 | -   | 392   | 312   | -   | 298  | 240   |
| 240                                 | -   | 461   | 361   | -   | 352  | 277   |
| 300                                 | -   | 530   | 408   | -   | 406  | 313   |

Çizelge 3.11’de yer alan verilere göre 5x240 mm<sup>2</sup> NYY bakır kablonun C taşıma şeklindeki akıma taşıma kapasitesi 461 A, 70 mm<sup>2</sup> NYY alüminyum kablonun D taşıma şeklinde akım taşıma kapasitesi ise 140 A’dır.

AC kablo için akım taşıma kapasitesi yönünden dikkate alınması gereken bir diğer parametre kabloların devre sayısı ve birbiri arasındaki mesafeye göre baz alınacak olan düzeltme faktörleridir. Bahsi geçen düzeltme faktörleri Çizelge 3.12’de verilmiştir.

Çizelge 3.12. Kablo devre sayısı ve kablolar arası açıklığa göre düzeltme faktörü

| Devre Sayısı         | Kablolar Arası Açıklık (a)   |                |         |        |       |
|----------------------|--|----------------|---------|--------|-------|
|                      | Kablolar birbirine dokunuyor   | Bir kablo çapı | 0.125 m | 0.25 m | 0.5 m |
| 2                    | 0,75   | 0,80           | 0,85    | 0,90   | 0,90  |
| 3                    | 0,65   | 0,70           | 0,75    | 0,80   | 0,85  |
| 4                    | 0,60   | 0,60           | 0,70    | 0,75   | 0,80  |
| 5                    | 0,55   | 0,55           | 0,65    | 0,70   | 0,80  |
| 6                    | 0,50   | 0,55           | 0,60    | 0,70   | 0,80  |
| Çok Damarlı Kablolar |    |                |         |        |       |
| Tek Damarlı Kablolar |  |                |         |        |       |

Çizelge 3.12’de verilen bilgiler dikkate alındığında 5 devre olan 240 mm<sup>2</sup> kablo için her devre arası 0.125 m mesafe olacak şekilde düzeltme faktörü 0,65 alınacaktır. 70 mm<sup>2</sup> kablo için devre sayısı 1 olduğundan bu çizelgede herhangi bir düzeltme faktörü alınmayacaktır.

Trafo ve ana toplama panosu arası kullanılacak olan 5x240 mm<sup>2</sup> kesitindeki PVC kablo toprak altına girmeden dış ortamdan geçecektir. Ana toplama panosu ile inverterler arası kullanılacak 70 mm<sup>2</sup> kesitli PVC kablo ise inverterin ilk çıkış noktasında dış ortam ile temas halinde olacak daha sonrasında toprak altına girerek ana toplama panosuna kadar devam edecektir. Akım taşıma kapasitesinin hesaplanmasında dikkate alınacak dış ortamdan gidecek AC kablolar için malzemenin yalıtım tipine göre olan düzeltme faktörleri Çizelge 3.13’de verilmiştir.

Çizelge 3.13. Ortam sıcaklıklarına göre iletkenlerin düzeltme faktörleri

| Ortam<br>Sıcaklığı °C | Yalıtım |      |  |  |
|-----------------------|---------|------|--|--|
|                       | PVC     | XLPE | Mineral  |  |
|                       |         |      | PVC kılıflı yahut çıplak<br>ve dokunma etkisine açık<br>70°C | Çıplak dokunma<br>etkisine açık değil<br>105°C |
| 10 °C                 | 1,22    | 1,15 | 1,26   | 1,14   |
| 15 °C                 | 1,17    | 1,12 | 1,2  | 1,11   |
| 20 °C                 | 1,12    | 1,08 | 1,14   | 1,07   |
| 25 °C                 | 1,06    | 1,04 | 1,07   | 1,04   |
| 30 °C                 | 1,00    | 1,00 | 1,00   | 1,00   |
| 35 °C                 | 0,94    | 0,96 | 0,93   | 0,96   |
| 40 °C                 | 0,87    | 0,91 | 0,85   | 0,92   |

Toprak altından gidecek olan AC kablolar için malzemenin yalıtım tipine göre olan düzeltme faktörleri Çizelge 3.14’de verilmiştir.

Çizelge 3.14. Toprak sıcaklıklarına göre iletkenlerin düzeltme faktörleri

| Toprak<br>Sıcaklığı °C | Yalıtım |      |
|------------------------|---------|------|
|                        | PVC     | XLPE |
| 10 °C                  | 1,10    | 1,07 |
| 15 °C                  | 1,05    | 1,04 |
| 20 °C                  | 1,00    | 1,00 |
| 25 °C                  | 0,95    | 0,96 |
| 30 °C                  | 0,69    | 0,93 |
| 35 °C                  | 0,84    | 0,89 |
| 40 °C                  | 0,77    | 0,85 |

Çizelge 3.13 ve 3.14’de verilen ortam ve toprak sıcaklıkları dikkate alındığında 5x240 mm<sup>2</sup> kesitli kablo için ortam sıcaklığı 30 °C olarak, 70 mm<sup>2</sup> kesitli kablo için ortam sıcaklığı 40 °C, toprak sıcaklığı ise 20 °C olarak alınmıştır.

Çizelge 3.11, 3.12, 3.13 ve 3.14 kapsamında elde edilen faktörlere göre kullanılacak kabloların akım taşıma kontrolleri yapıldığında;

Trafo-Ana Toplama Panosu arası  $5 \times 240 \text{ mm}^2$  kablo için akım taşıma kontrolü;

$$I_{TK} = \text{Kablo Akım Taşıma Kapasitesi} \times \text{Kablo Devre Sayısı ve Kablolar Arası Açıklığa Göre Düzeltme Faktörü} \times \text{Kablo Devre Sayısı} \times \text{Ortam Sıcaklık Faktörü} \quad (3.27)$$

$$I_{TK} = 461 \times 0,65 \times 5 \times 1,00 \quad (3.27a)$$

$$I_{TK} = 1498,25 \text{ A} \quad (3.27b)$$

Seçimi yapılan  $5 \times 240 \text{ mm}^2$  kablonun sistemde sağlıklı çalışabilmesi için Eşitlik 3.27 kapsamında hesaplanan akım taşıma kapasitesinin, Eşitlik 3.21 kapsamında hesaplanan ana pano üzerinden geçecek akım değerinden büyük olması gerekmektedir. Buna göre  $I_{TK} > I_N \approx 1498,25 \text{ A} > 1443,38 \text{ A}$  olduğundan seçilen kablo uygundur.

Ana Toplama Panosu-İnverter arası  $70 \text{ mm}^2$  kablo için akım taşıma kontrolü;

$$I_{TK} = \text{Kablo Akım Taşıma Kapasitesi} \times \text{Kablo Devre Sayısı} \times \text{Toprak Sıcaklık Faktörü} \times \text{Ortam Sıcaklık Faktörü} \quad (3.28)$$

$$I_{TK} = 140 \times 1 \times 1,00 \times 0,87 \quad (3.28a)$$

$$I_{TK} = 121,80 \text{ A olarak bulunur.} \quad (3.28b)$$

Seçimi yapılan  $70 \text{ mm}^2$  kablonun sistemde sağlıklı çalışabilmesi için Eşitlik 3.28 kapsamında hesaplanan akım taşıma kapasitesinin, Eşitlik 3.22 kapsamında hesaplanan ana pano üzerinden geçecek akım değerinden büyük olması gerekmektedir. Buna göre  $I_{TK} > I_{INV} \approx 121,80 \text{ A} > 86,60 \text{ A}$  olduğundan seçilen kablo uygundur.

### 3.3.6. DC-AC Sigorta Seçimi

Fotovoltaik sistemde oluşturulan her dizi invertere girmeden önce DC toplama kutularına girecektir. Bu noktada dizilerde oluşabilecek kısa devre anındaki aşırı akımların sisteme zarar vermemesi için DC sigortalar kullanılması gerekmektedir. DC toplama kutusuna toplamda 12 adet dizi bağlanacaktır. Her bir dizi sayısı kadar da DC sigorta kullanılacaktır. Fotovoltaik sistemler DC gerilim ürettiklerinden dolayı kullanılacak sigortalar özel imal edilmektedir. Sistemde kullanılacak DC sigortaların seçimi yapılırken seri bağlı dizi üzerinden kısa devre anında akabilecek akımın 1,25 katı kadar akım oluşabileceğini bilmemiz gerekmektedir. Buna göre;

Her bir seri bağlı dizi üzerinden kısa devre anında oluşabilecek maksimum akım;

$$I_{\text{Dizi-maks.}} = I_{\text{KD}} \times 1,25 \quad (3.29)$$

$$I_{\text{Dizi-maks.}} = 8,98 \times 1,25 \quad (3.29a)$$

$$I_{\text{Dizi-maks.}} = 11,23 \text{ A olarak bulunur.} \quad (3.29b)$$

Sistemin sağlıklı bir şekilde çalışması için seçilecek DC sigortanın akım değeri Eşitlik 3.29'da bulunan maksimum akım değerinden yüksek yani  $I_{\text{DC-Sigorta}} > I_{\text{Dizi-maks.}}$  olmalıdır. Buna göre 15A, 1000V DC gerilime dayanıklı sigorta kullanılması uygun görülmüştür.

Sistemde kullanılacak her bir inverterin ana toplama panosu noktasında baraya bağlantısı sağlanmadan önce AC TMSŞ (termik manyetik şalter) üzerinden geçiş yapması gerekmektedir. Aynı şekilde tüm inverterlerin bağlanmış olduğu bara çıkışından sonra da tüm sistemi korumak amacıyla ana toplama panosu çıkışında AC TMSŞ kullanılması gerekmektedir. Bu termik manyetik şalterler herhangi bir arıza durumunda her bir inverteri veya sistemi tamamen devre dışı bırakarak büyük sorunların oluşmasını engelleyecektir. Bu sebepten dolayı seçilecek TMSŞ'lerin doğru akım değerlerinde seçilmesi gerekmektedir. DC sigorta seçiminde olduğu gibi TMSŞ seçimlerinde de cihazların üzerinden akacak akım değerinin 1,25 katı kadar akım oluşabileceği göz önünde bulundurularak bir seçim yapılması gerekmektedir. Buna göre;

İnverter çıkışında oluşabilecek maksimum akım değeri hesaplandığında;

$$I_{INV-Maks.} = (P_{INV} \times 1,25) \div (U_N \times \sqrt{3} \times \cos \emptyset) \quad (3.30)$$

$$I_{INV-Maks.} = (60000 \times 1,25) \div (400 \times \sqrt{3} \times 1) \quad (3.30a)$$

$$I_{INV-Maks.} = 108,25 \text{ A olarak bulunur.} \quad (3.30b)$$

İnverter çıkışında seçilecek olan AC TMS akım değeri Eşitlik 3.30'da bulunan maksimum akım değerinden yüksek yani  $I_{AC-Sigorta} > I_{INV-maks.}$  olmalıdır. Buna göre inverter çıkışında piyasada bulunan 125A TMS kullanılması uygun görülmüştür.

Ana toplama panosu çıkışında oluşabilecek maksimum akım değeri hesaplandığında;

$$I_{N-Maks.} = (P_{AC} \times 1,25) \div (U_N \times \sqrt{3} \times \cos \emptyset) \quad (3.31)$$

$$I_{N-Maks.} = (1000000 \times 1,25) \div (400 \times \sqrt{3} \times 1) \quad (3.31a)$$

$$I_{N-Maks.} = 1804,22 \text{ A olarak bulunur.} \quad (3.31b)$$

Ana pano çıkışında seçilecek olan AC TMS akım değeri Eşitlik 3.31'de bulunan maksimum akım değerinden yüksek yani  $I_{AC-Sigorta} > I_{N-maks.}$  olmalıdır. Buna göre ana toplama panosu çıkışında piyasada bulunan 2000 A motorlu TMS kullanılması uygun görülmüştür. Motorlu TMS kullanılmasındaki amaç bir röle aracılığıyla şalteri kumanda ederek sistemi gerektiği zaman devre dışı bırakabilmek veya devreye alabilmektir.

### 3.3.7. Trafo Seçimi

AG seviyesinde oluşacak 0,4 kV gerilimin 31,5 kV şebeke gerilimine yükseltilmesi için bir trafo kullanılması gerekmektedir. Kullanılacak trafonun gücü hesaplanırken toplam sistemin gücü ve  $\cos \emptyset$  değeri üzerinden değerlendirme yapılır. Normalde inverter çıkışlarında  $\cos \emptyset = 1$  olarak kabul edilir. İnverterler şebekeyi izleyeceği için ve şebekenin  $\cos \emptyset$  değerinin 0,98-1 aralığında değiştiğini kabul edersek en olumsuz durum için  $\cos \emptyset = 0,981$  alındığında;

$$S = P_{AC} \div \cos \emptyset \quad (3.32)$$

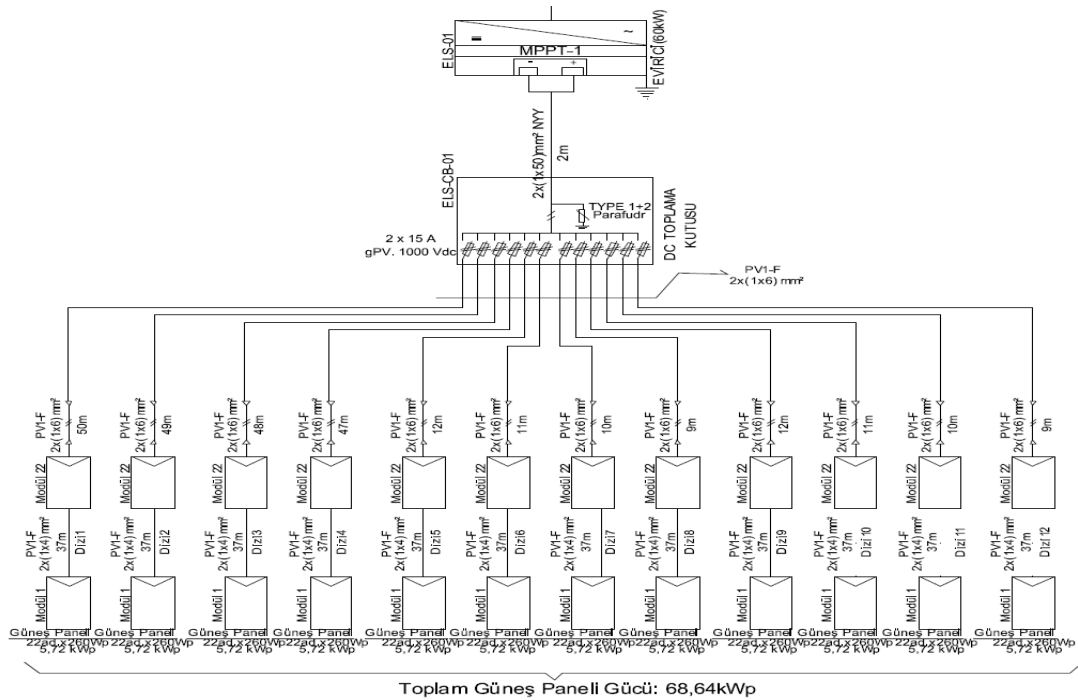
$$S = 1000 \div 0,981 \quad (3.32a)$$

$$S = 1019,37 \text{ kVA olarak bulunur.} \quad (3.32b)$$

Kullanılacak trafonun gücü Eşitlik 3.32 kapsamında bulunan 1019,37 kVA değerinden büyük olmalıdır. Buna göre sistemde kullanılacak trafo gücü 1250 kVA seçilmiştir.

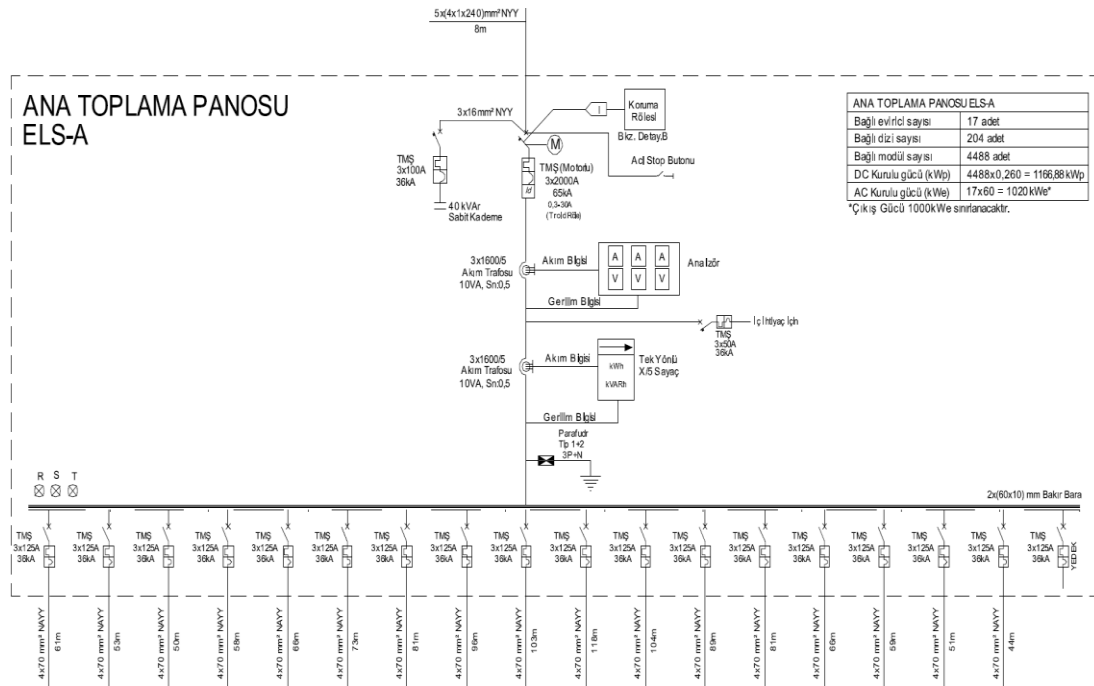
### 3.3.8. Sistem Bağlantısı

Fotovoltaik sistemde toplam 17 adet DC toplama kutusu ve inverter kullanılmıştır. Her bir DC toplama kutusuna 2x(1x6) mm<sup>2</sup> PV1-F kablo aracılığıyla paralel olarak 12 adet dizi bağlanmıştır. Her dizide 260 Wp gücünde 22 adet panel seri olarak bağlanmış olup, DC toplama kutusuna bağlanan toplam panel sayısı 264 adettir. Her bir dizinin gücü 5,72 kWp olup, bir adet invertere bağlanmış toplam DC güç ise 68,64 kWp dir. Her bir DC toplama kutusu, çıkışında kullanılan 2x(1x50)mm<sup>2</sup> NYY kablo ile invertere irtibatlandırılmıştır. Sistemde kullanılan invertereye bağlanmış olan toplam panel sayısı 4488 adettir. Şekil 3.3’de her bir invertere bağlanan panel dizilerinin tek hat şeması gösterilmiştir.



Şekil 3.3. İnvertere bağlanan panel dizilerinin tek hat şeması

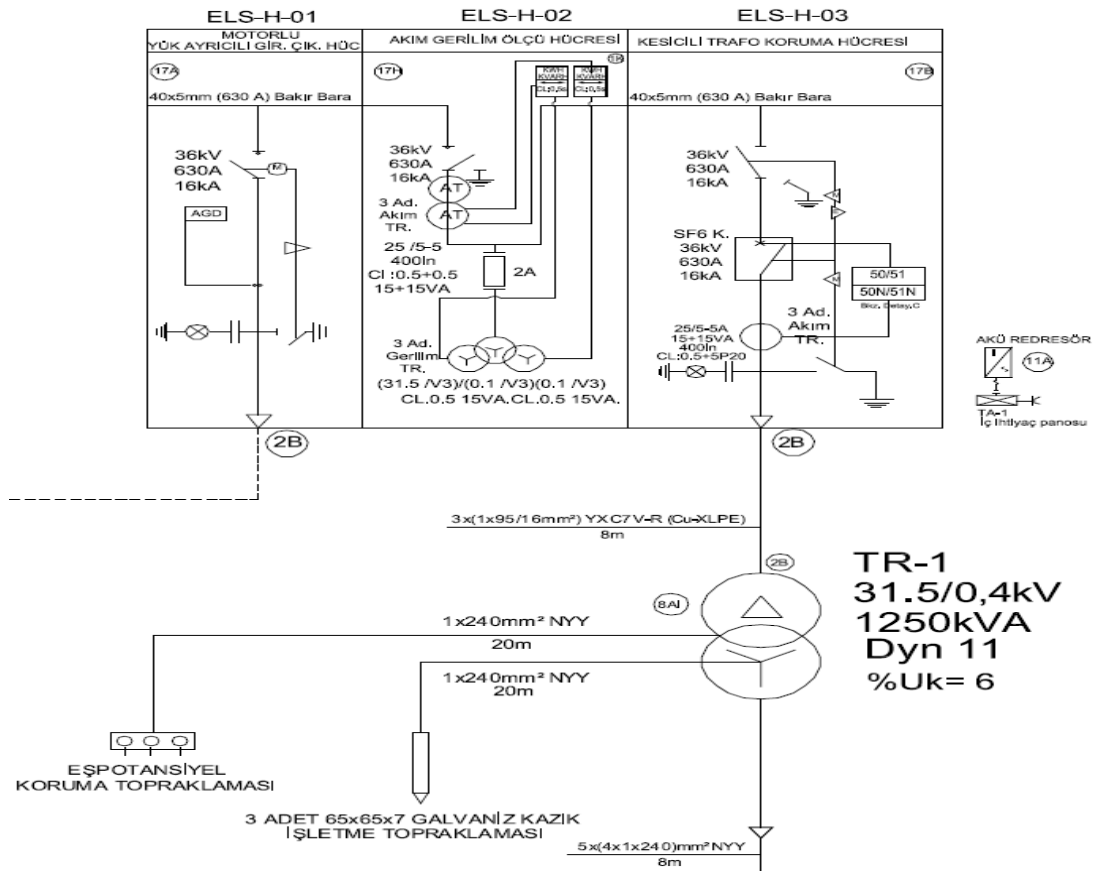
Her bir inverter, Eşitlik 3.26 ve 3.28 kapsamında hesaplanmış olan  $4 \times 70 \text{ mm}^2$  kablo aracılığıyla Eşitlik 3.30 kapsamında hesaplanmış ana toplama panosunda bulunan  $3 \times 125 \text{ A}$  TMS ile irtibatlandırılmış ve baraya bağlanmıştır. Eşitlik 3.31 kapsamında hesaplanmış olan 2000 A motorlu TMS ile birlikte ana toplama panosunda 1 adet tek yönlü sayaç, analizör, koruma rölesi ve 40 kVAr sabit kademe kompanzasyon grubu ile 2 adet akım trafosu gibi ekipmanlar kullanılmıştır. Sistemde kullanılan tek yönlü sayaç santral içi gerçekleşen tüketimi ölçmektedir. Kullanılan analizör fazlar arası ve faz nötr gerilimlerini, faz akımları ve frekans değerlerini anlık olarak göstermekte ve kayıt altına alabilmektedir. Kullanılan akım trafoları devreden geçen akımı, istenen oranda azaltarak sekonder terminallere bağlı tek yönlü sayaca ve analizöre besleme sağlamaktadır. Kullanılan koruma rölesi bir diğer adıyla NV10P loss of main rölesi santralin bağlı olduğu şebekeyi izleyerek, şebeke oluşabilecek bir arıza durumunda santrali otomatik olarak şebekeden ayırır ve arıza çözümü sonrası tekrardan şebekeye bağlar. Bu çalışma yöntemi ile şebekeye tersden bir besleme olmayacağı için arızaya müdahale esnasında oluşabilecek iş güvenliği kazalarının önüne geçilmesine olanak sağlanacaktır. Kullanılan 40 kVAr sabit kompanzasyon grubu sistemin şebekeye reaktif güç basmaması için tasarlanmıştır. Her bir inverterin ana toplama panosuna irtibatlandırılmış olduğu tek hat şeması Şekil 3.4’de gösterilmiştir.



Şekil 3.4. Ana toplama panosu tek hat şeması



Evirici çıkışlarında oluşan 0,4 kV gerilim ana pano ile irtibatlandırıldıktan sonra pano çıkışında  $5 \times (4 \times 1 \times 240) \text{ mm}^2$  NYY kablo ile Eşitlik 3.32 kapsamında hesaplanan 1250 kVA gücündeki trafonun AG buşinglerine bağlanmıştır. AG buşinglere kadar gelen 0,4 kV gerilim yükseltici trafo vasıtasıyla şebeke gerilimi olan 31,5 kV seviyesine yükseltilmektedir. OG seviyesinde bulunan yükseltici trafodan itibaren  $3 \times (1 \times 95/16) \text{ mm}^2$  kesitinde YXC7V-R XLPE yalıtkanlı OG kablo kullanılarak trafo köşkü içerisinde bulunan kesicili trafo koruma hücresi ile irtibatlandırılmıştır. Trafo koruma hücresi, üzerinde bulunan röle vasıtasıyla trafoda meydana gelebilecek aşırı akım yükselmelerine bağlı olarak kesiciyi açtırarak trafonun korunmasını ve zarar görmemesini sağlar. Trafo köşkünde yer alan akım gerilim ölçü hücresi, üzerinde bulundurduğu çift yönlü sayaç ile şebekeye basılan ve şebekeden alınan aktif ve reaktif enerjinin ölçülmesini sağlamakta ve bu ölçülen değerler üzerinden ilgili yönetmelik kapsamında mahsuplaşmanın gerçekleşmesine ve üretilen enerjinin 0,133 \$/kWh birim fiyatı üzerinden satılmasına yardımcı olmaktadır. Şekil 3.5’de OG trafo köşkü tek hat şeması gösterilmiştir.



Şekil 3.5. OG trafo köşkü tek hat şeması

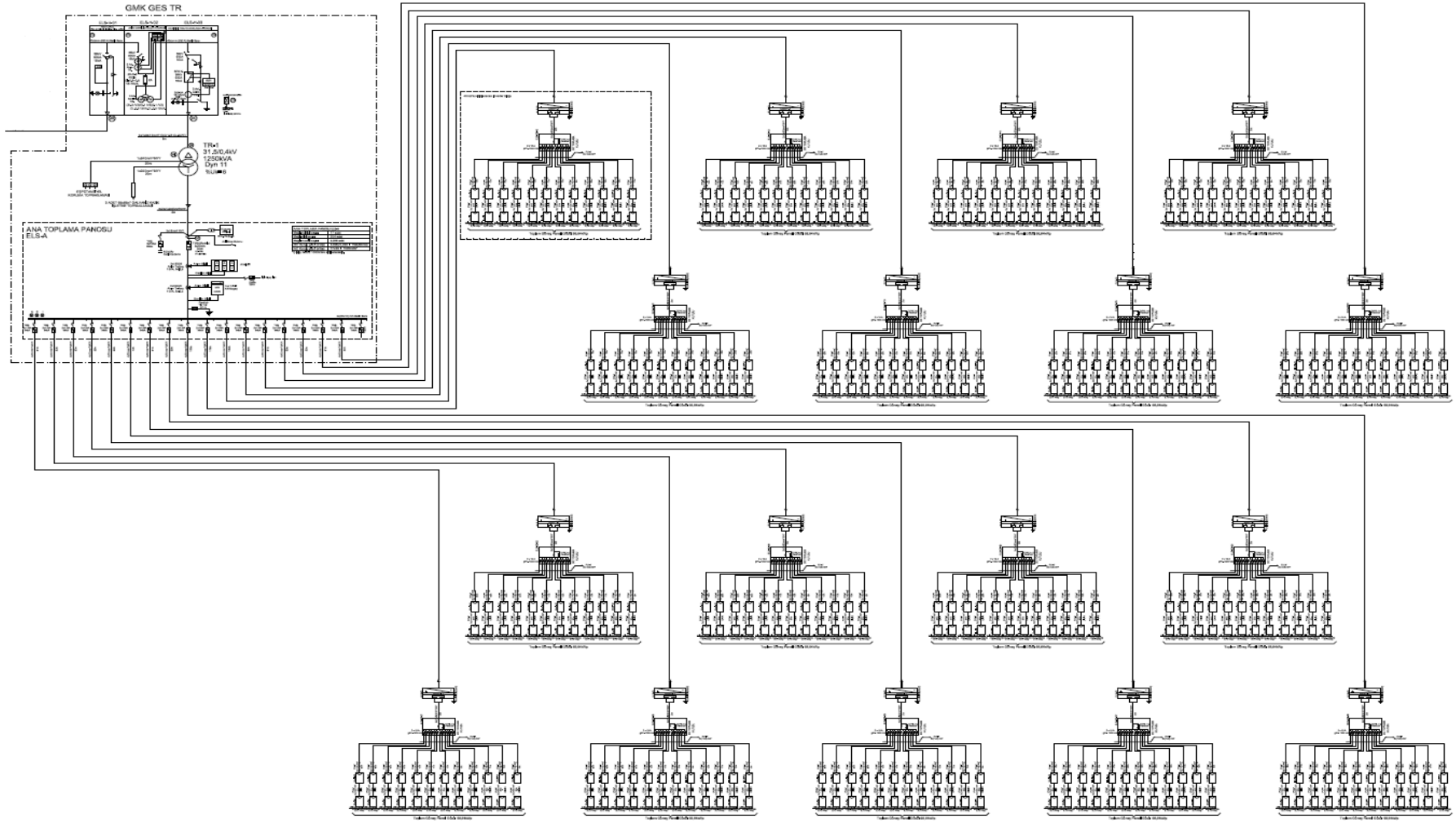
Trafo köşkünde yer alan motorlu yük ayırıcılı giriş çıkış hücresi sistemin önce kesicili hücreler ile devre dışı bırakılmasından sonra sistemi hattan ayırmayı sağlamaktadır. OG trafo köşkünde kullanılan ekipmanlara ait karakteristik özellikler Çizelge 3.15’de verilmiştir.

Çizelge 3.15. Trafo köşkü primer malzeme listesi ve karakteristik özellikleri

| Hücre Adı | Malzeme Adı                               | Karakteristikler   | Adet |
|-----------|---|--|------|
| ELS-H-01  | Motorlu Yük Ayırıcılı Giriş Çıkış Hücresi | 36 kV, 630A, 16kA  | 1    |
| ELS-H-02  | Akım Gerilim Ölçü Hücresi                 | 36kV, 630A, 16kA<br>Akım Trafosu: 25/5-5A; C1:0,5+0,5; 15+15VA; 400In<br>Gerilim Trafosu: 31,5kV÷√3; 0,1kV÷√3; 0,1kV÷√3; 15+15VA | 1    |
| ELS-H-03  | Kesicili Trafo Koruma Hücresi             | 36kV, 630A, 16kA<br>Akım Trafosu: 25/5-5A; C1:0,5+5P20; 15+15VA; 400In   | 1    |
| ELS-H-02  | Çift Yönlü Elektronik Sayaç               | X/5A   | 2    |
| -         | Büzüşmeli Tip Dahili Kablo Başlığı        | 36kV, 1x95/16 mm <sup>2</sup>  | 9    |
| -         | Dağıtım Trafosu                           | 31,5/0,4 kV, 1250 kVA, Dyn11   | 1    |
| -         | Akü Redresör                              | 24VDC, 26Ah  | 1    |

OG trafo köşkünde yer alan motorlu yük ayırıcılı giriş çıkış hücresinden 3x(1x95/16 mm<sup>2</sup>) kesitli YAXC7V-R XLPE kablo ile çıkış alınarak bağlantı görüşünde belirtilen şartlara göre yeni tesis edilmiş olan Dağıtım Merkezi (DM) içerisinde bulunan ilgili kesicili giriş-çıkış hücresine giriş yapılmıştır. Dağıtım merkezi içerisinde bulunan bir diğer otoprodüktör hücresinden 3x(1x150/25 mm<sup>2</sup>) kesitli YAXC7V-R XLPE kablo ile çıkış alınarak yeni tesis edilen 3x3/0 AWG kesitli ENH (Enerji Nakil Hattı)’nın ilk direğine bağlantı sağlanmıştır. ENH’in son direğinden çıkış alınarak mevcutta bulunan KÖK binası üzerinden bağlantı görüşünde belirtilen TAKSAN trafo merkezine ulaşarak sistemin şebeke bağlantısı tamamlanmaktadır.

Fotovoltaik sistemin genel bağlantı tek hat şeması Şekil 3.6’da gösterilmiştir.



Şekil 3.6. Fotovoltaik sistemin genel bağlantı tek hat şeması

Fotovoltaik sistemin projelendirme sonrası sahadaki uygulamasına ait görüntüler Şekil 3.7 ve 3.8’de gösterilmiştir.



Şekil 3.7. Kurulumu tamamlanmış fotovoltaik sistemin yaz mevsiminden görüntüsü



Şekil 3.8. Kurulumu tamamlanmış fotovoltaik sistemin kış mevsiminden görüntüsü

## **BÖLÜM 4**

### **SİSTEMDE UYGULANAN İŞLETME VE BAKIM METOTLARI VE SİSTEMİN PERFORMANS ANALİZİ**

Kurulumu tamamlanan fotovoltaik sistemin 24.02.2017 tarihinde TEDAŞ kurumu tarafından kabulü gerçekleştirilmiştir. Kabulü yapılan tarihten sonra santralde üretilen elektrik 10 yıl boyunca 0,133 \$ birim fiyat üzerinden şebekeye satılacaktır. Güneş enerji santrallerinin ortalama ömrünün 25 yıl olduğunu düşünürsek 10 yıl sonrasında da devletin belirleyeceği birim fiyatlar üzerinden enerji satışı gerçekleşmeye devam edecektir. Bu süre boyunca santral amortisman süresinin en kısa sürede tamamlanması ve kâr marjının artırılması için santral üretim verimliliğinin ve performans oranının en üst seviyede tutulması önem arz etmektedir. Bahsi geçen üretim verimliliği ve performans oranının üst seviyelerde sürdürülebilir olması için santralde işletme ve bakım yöntemlerinin uygulanması önemli bir konu haline gelmektedir. Kurulumu yapılan santralde de bu amaç doğrultusunda kabul tarihinden itibaren işletme ve bakım metotları uygulanmaya başlamış ve faal olarak devam etmektedir.

#### **4.1. İŞLETME VE BAKIM METODLARI**

Güneş enerji santrallerinin işletme ve bakım süreçlerinde farklı bakım metodları mevcuttur. Bu bakım metodları planlı ve plansız olmak üzere ikiye ayrılır. Planlı bakım metodlarını önleyici ve kestirimci bakım olarak sınıflandırırken, plansız bakım metodlarını düzeltici bakım olarak sınıflandırabiliriz [34].

Bakım metodlarını açıklayacak olursak; Düzeltici bakım bir arıza tespit edildiğinde uygulanan, plansız ve yüksek maliyetlere sebep olabilecek bakımlardır. Santraldeki ekipmanlarda bir arıza oluşması durumunda bu bakım yöntemi ile arıza çözüme kavuşturulur. Önleyici bakım santraldeki ekipmanlarda oluşabilecek arızaları

önlemek, ekipmanların daha sağlıklı çalışmasını sağlamak ve enerji kayıplarının oluşmasını engellemek için arızalar türemeden periyodik olarak yapılan bakım yöntemidir. Kestirimci bakım olası arızaları tahmin etmek ve arıza meydana gelmeden önce müdahaleyi yapmak için gerçek zamanlı veriler üzerinden analiz yapılarak arıza oluşması muhtemel bileşenlerin tespitine dayanır. Santralin işletme ve bakım sürecinde bu bakım metodları dikkate alınarak çalışmalar yapılmıştır.

#### **4.1.1. Veri İzleme Sistemleri**

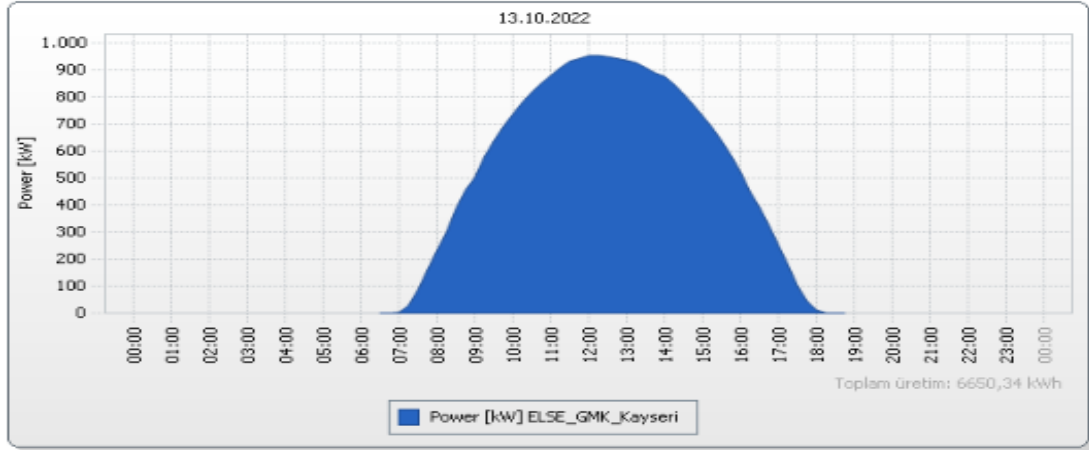
Veri izleme sistemleri işletme ve bakım kapsamında en önemli unsurların başında gelmektedir. Bu sistemler santralde ölçüm alınabilen noktalardaki cihazlar üzerinde okunan verileri, izleme portallarında görselleştirilmiş vaziyette canlı takip edilmesine, analiz ve raporlama yapılmasına olanak sağlar. Sistem performansının belirlenmesinde kullanılan elektriksel ve meteorolojik veriler bu portallar kapsamında kayıt altına alınmaktadır. Bu projede de kurulmuş olan izleme sistemleri aracılığıyla ilgili veriler elde edilmiş, analizler ve raporlar yapılarak işletme ve bakım süreci yönetilmiştir. Projede kullanılan söz konusu izleme sistemleri; inverter veri izleme sistemi, scada veri izleme sistemi ve meteorolojik veri izleme sistemi olarak yer almaktadır.

##### **4.1.1.1. İnverter Veri İzleme Sistemi**

Bu sistem inverter firmasının kullanıcılara sunmuş olduğu sadece projede kullanılan inverterlerin arıza kodlarının, güç verilerinin, gün-ay-yıl sonu üretim verilerinin takip edilebildiği ve bu veriler üzerinden analizlerin yapılabildiği bir sistemdir. Bu sistemde inverterler birbirleri arasında ethernet kablosu ile seri bağlanarak yönetici cihaz ile haberleşmektedir. Yönetici cihaz ise çıkışından ethernet kablosu ile modeme bağlanarak haberleşme sağlamaktadır. Bu haberleşme mantığı ile inverterlerdeki veriler sisteme aktarılmaktadır. Veri akışı on beş dakikalık veya bir saatlik zaman dilimleri içinde gerçekleşmektedir.

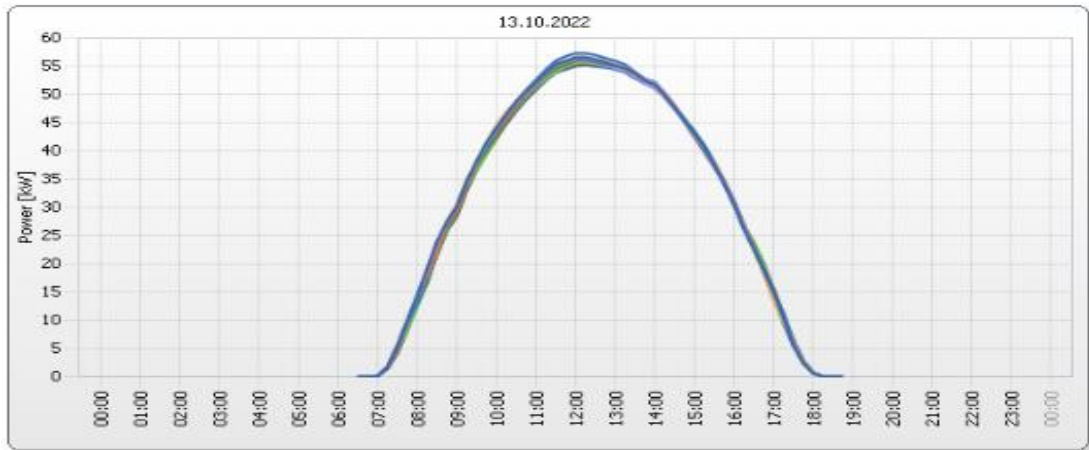
İzleme sistemi üzerinden inverterlerin devre dışı kalması, eksik üretim yapması, gibi durumların tespiti yapılabilmekte olup, arıza oluşmadan uyarı veya bilgi olarak gelen

kodlar ile kestirimci bakım analizleri yapılabilir. Projede ilgili süre boyunca santrale ait inverterlerde meydana gelen sorunlar bu sistem üzerinden takip edilerek tespiti yapılmıştır. İnverter izleme sistemine ait görüntüler Şekil 4.1’de gösterilmiştir.



Şekil 4.1. İnverter toplam sistem güç grafiği

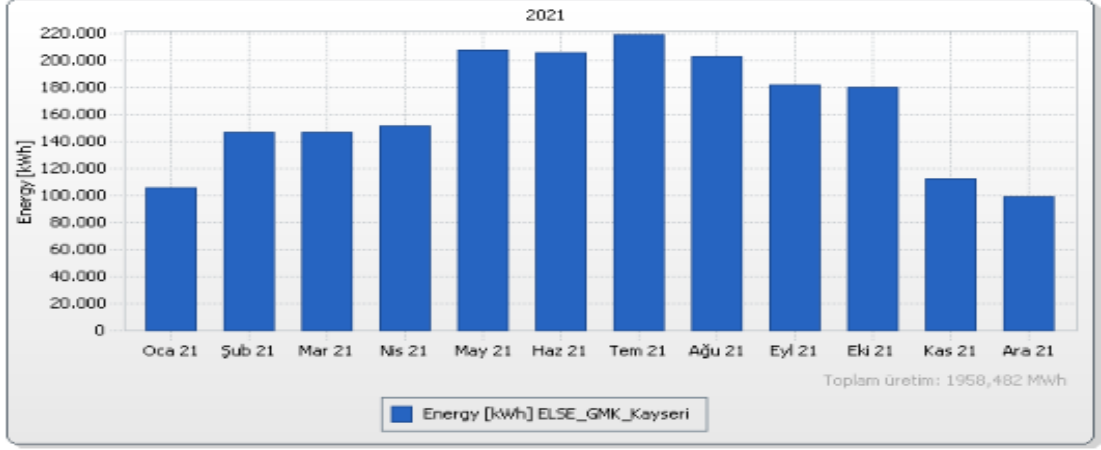
Şekil 4.1’de toplam sistemin güç grafiği bulunmaktadır. Bu grafikte sistemin toplam gücü üzerinden takip yapılarak sistemin bütününde meydana gelen arıza veya sorunların tespiti yapılır. Meydana gelen sorun ve arızalar sistem grafiğinde kesinti olarak görünür.



Şekil 4.2. İnverter cihaz bazlı güç grafiği

Şekil 4.2’de inverterlere ait güç grafikleri yer almaktadır. Bu grafikte inverter bazlı takip yapılarak her bir inverterde meydana gelen arıza veya sorunların tespiti yapılır.

Meydana gelen sorun ve arızalar inverter güç grafiğinde güç düşüşü görülmesine veya inverterin devre dışı kalarak güç değerinin sıfır noktasına düşmesine dayanır.



Şekil 4.3. Yıl bazında toplam inverter sisteminin aylık enerji üretim grafiği

Şekil 4.3’de toplam inverter sisteminin aylık enerji üretim grafiği yer almaktadır. Bu grafik yıl bazında toplam sistemin ay sonu inverter çıkışındaki enerji üretim verilerini sunmaktadır. Bu noktadan alınan veriler ay sonunda raporlama, analiz konusunda ve sayaç çıkışındaki enerji üretimi ile kıyaslanarak üretilen enerji miktarının doğruluğu konusunda yardımcı olur.



Şekil 4.4. Yıl bazında her bir inverterin aylık enerji üretim grafiği

Şekil 4.4’de her inverterin aylık enerji üretim grafikleri yer almaktadır. Bu grafik yıl bazında her inverterin ay sonu enerji üretim verilerini sunmaktadır. Bu grafik bize inverterlerde yaşanan üretimsel sorunların tespit edilmesine yardımcı olmaktadır.



Herhangi bir inverter üretiminde ilgili ay içinde arızaya bağlı düşüş yaşandığında bu enerji kaybı bu grafik altında görülebilmektedir.

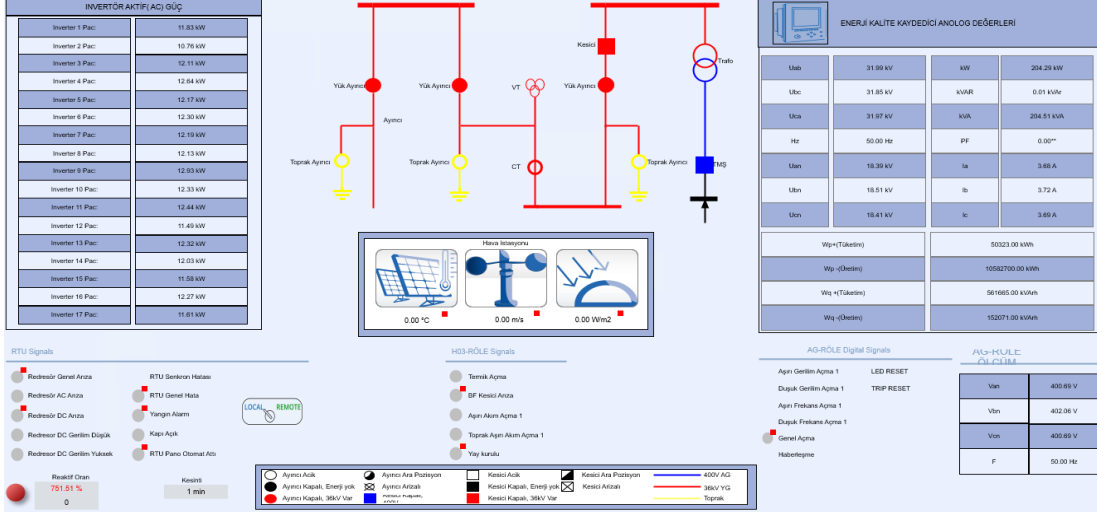
#### **4.1.1.2. Scada Veri İzleme Sistemi**

Bu sistem özel yazılımlar ile hazırlanmış olan, sahadan gelen verilerin toplandığı ve bu verilerin ait olduğu tesislerin tek bir merkezden izleme yapılmasına olanak sağladığı yapıdır. Sistem mimarisi sahalarda bulunan veri çıkışı sağlayabilen OG (orta gerilim) hücredeki, AG (alçak gerilim) panodaki, EKK (enerji kalite kaydedici), redresör, röle, sayaç ve inverter gibi cihazlardaki verilerin standartlarda yer alan haberleşme protokolleri vasıtasıyla RTU (uzak terminal birimi) cihazlarında toplanarak bu noktadan da yine haberleşme protokolleri ile ana merkezi izleme sistemine aktarılmasına dayanır.

Bu sistem veri izleme sistemleri arasında bir bütün olarak önem arz açısından birinci sırada yer almaktadır. Sistem üzerinden sahadan gelen verilere göre özel alarm topolojileri tasarlayarak oluşabilecek arızaların tespitinin ve çözümünün daha hızlı gerçekleştirilmesi sağlanabilmektedir. Ayrıca sistem üzerinden sahada bulunan kesici şalterlere uzaktan röle aracılığıyla komut verilerek müdahale edilebilmektedir. Yapılan uzaktan müdahaleler ile şalter “off” konumdan “on” konumuna getirilerek oluşan enerji kesinti sürelerinin ve enerji kayıplarının en aza indirgenmesi sağlanır. Sistemin bu yetenekleri düzeltici bakıma katkı sağlamaktadır. Projede ilgili süre boyunca sistemin bu yetenekleri işletme ve bakım sürecinin yönetilmesinde ve sistem performans oranının belirlenmesinde etkin rol oynamıştır.

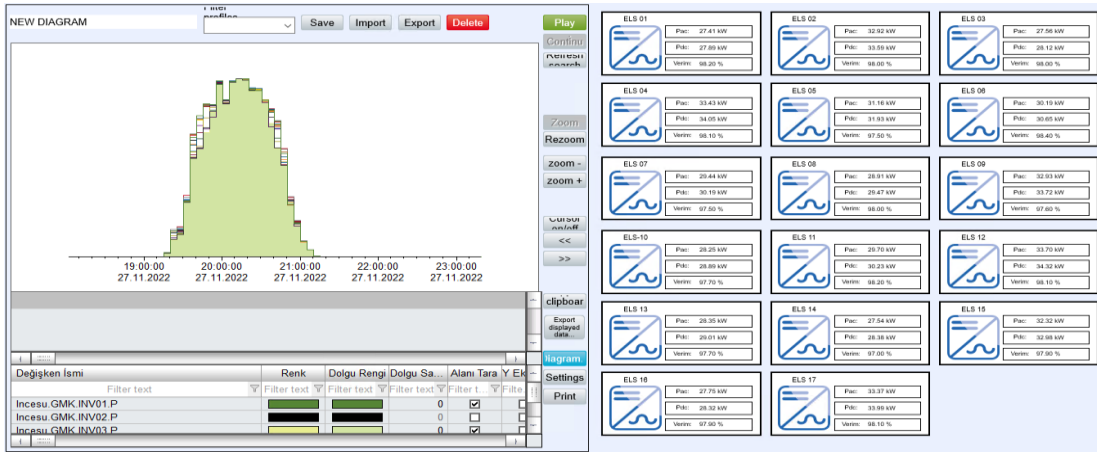
Şekil 4.5’de scada veri izleme sisteminin ana ekranı yer almaktadır. Bu ekranda inverter aktif güç bilgileri, EKK’ya ait akım, gerilim, güç verileri, AG röle verileri, AG şalter ve OG hücrelerdeki kesici ve ayırıcı pozisyon bilgileri, AG ve OG noktasında bulunan rölelerin sinyal bilgileri ve redresör sinyal bilgileri takip edilmektedir. İzleme sisteminin bu noktasında AG ve OG bölümü olmak üzere arızanın veya kesintinin hangi noktada oluştuğuna dair tespitler, inverterlerin çalışma durumlarının tespiti, yaşanan enerji kesintilerinin EKK noktasında tespiti ve meydana gelebilecek gerilim veya frekans dalgalanmalarının tespiti yapılmaktadır.

Bu tespitler gerçek zamanlı veriler üzerinden yapıldığı için işletme ve bakım sürecindeki düzeltici ve kestirimci bakımlarda önem arz etmektedir.



Şekil 4.5. Scada veri izleme sistemi ana ekranı

Şekil 4.6'da izleme sistemine ait inverter ekranı yer almaktadır. Bu ekranda inverterlere ait daha detaylı veriler bulunmakta olup inverterler için daha kapsamlı incelemeler ve analizler yapılmaktadır. İnverterlerin anlık yüzdesel olarak verimleri, AC (alternatif akım) ve DC (doğru akım) tarafındaki güç verileri, akım, gerilim ve frekans verileri bu sayfa üzerinden takip edilmektedir. Takip edilen verilerin geçmişe ait bilgileri sistem tarafından kayıt altına alındığı için raporlama veya analiz için ihtiyaç duyulması halinde geriye dönük verilere ulaşılmaktadır. Bu noktada yapılan incelemeler ve analizler önleyici ve düzeltici bakıma yardımcı olmaktadır.



Şekil 4.6. Scada veri izleme sistemi inverter ekranı

Şekil 4.7’de izleme sistemine ait alarm ekranı yer almaktadır. Alarm ekranında sistemin bütününde veya cihazlarda meydana gelen haberleşme veya enerji sorunlarına dair bilgiler görüntülenebilmektedir. Oluşan alarmlar değişkenin isim ve sorun bilgilerini kapsamakta olup, zaman damgalı olarak sisteme düşmektedir. Tasarlanan alarm topolojilerine göre alarm ekranında görüntülenen alarmlar ana sayfa üzerinde sorun tespitinin ve çözümünün daha hızlı yapılması adına renklendirme ve sayısal hesaplama ile uyarı vermektedir. Bu uyarılar ile sistemin performansını etkileyecek sorunlara daha hızlı müdahale şansı doğar ve sistem performansının en üst seviyede tutulması sağlanır. Bu noktada yapılan kontroller daha çok düzeltici bakımı destekler niteliktedir.

| Alar... | Time received         | Time cleared | Time acknowledged | Variable name                      | Value  | Mea...              |
|---------|-----------------------|--------------|-------------------|------------------------------------|--------|---------------------|
| ●       | >>20.08.2022 15:04:20 | <<           | --                | Incesu.GMK.AG.LOM.Comm_Error       | 0      | Haberleşme Koptu    |
| ●       | >>20.08.2022 15:04:20 | <<           | --                | Incesu.GMK.H02.EKK.Comm_Error      | 0      | Haberleşme Koptu    |
| ●       | >>20.08.2022 15:04:20 | <<           | --                | Incesu.GMK.RTU.IO.Comm_Error       | 0      | Haberleşme Koptu    |
| ●       | >>20.08.2022 15:04:20 | <<           | --                | Incesu.GMK.Comm_Error              | 0      | Haberleşme Koptu    |
| ●       | >>20.08.2022 15:04:20 | <<           | --                | Incesu.GMK.H03.Role.Comm_Error     | 0      | Haberleşme Koptu    |
| ●       | >>10.10.2022 12:35:17 | <<           | --                | Incesu.GMK.H02.Comm_Error          | 0      | Haberleşme Koptu    |
| ●       | >>10.10.2022 12:35:17 | <<           | --                | Incesu.GMK.SMA.Comm_Error          | 0      | Haberleşme Koptu    |
| ●       | >>27.11.2022 09:17:36 | <<           | --                | Incesu.GMK.GES.Reaktif_EnergyAlarm | 154.29 | Reaktif Enerji Sınn |
| ●       | >>1.12.2022 08:54:29  | <<           | --                | Incesu.GMK.RTU.Sync_Hatası         | 1      | Zaman Senkron Ha    |

Comment

Alarm options  
 Acknowledged: İşaretle  
 Alarm function: İşaretle

Acknowledged pane  
 İşaretle tamam  
 İşaretle

Acknow All  
 İşaretle all  
 İşaretle  
 Hata

Options  
 Print  
 Silo  
 Fxmit XML

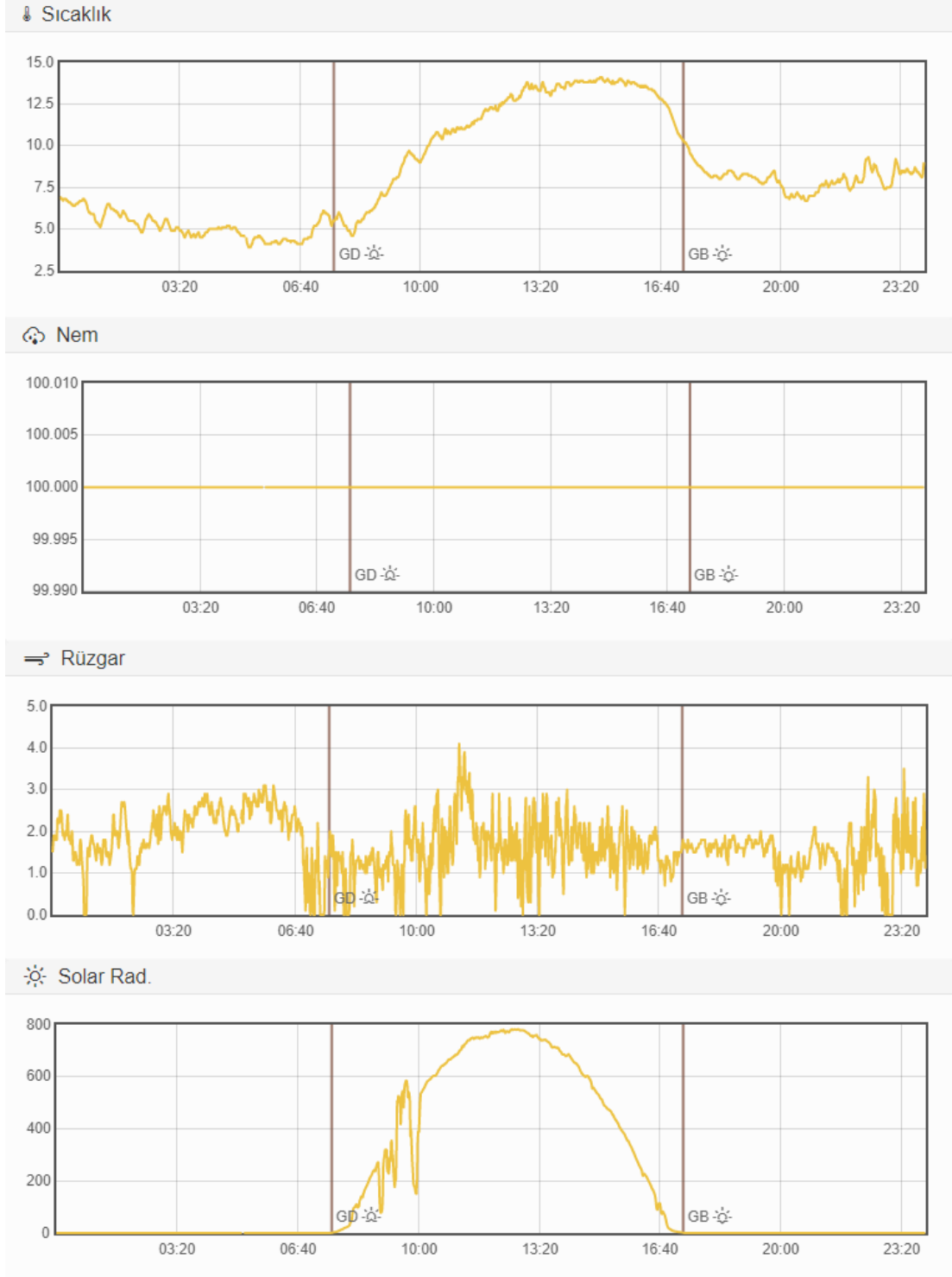
Filter options  
 Total: 4  
 Not acknowledged: 4  
 Filter: Incesu.GMK\*1\*1\*1\*1\*1  
 Profile: [Dropdown]  
 Filter

Şekil 4.7. Scada veri izleme sistemi alarm ekranı

#### 4.1.1.3. Meteorolojik Veri İzleme Sistemi

Bu sistem bir yazılım programı aracılığıyla tasarlanmış olup, santral içine kurulmuş olan ölçüm istasyonundaki veri kaydedici cihaza bağlı olan sensörler aracılığıyla ölçülmüş olan meteorolojik verilerin görselleştirilmesini, bu verilere uzaktan erişilmesini ve veriler üzerinde analiz yapılmasını sağlamaktadır. Santral sistem performans oranının hesaplanabilmesi için gerekli olan üretim verisinin yanında ışınım verisine de ihtiyaç duyulmaktadır. Gerekli olan ışınım verisi veri kaydedici cihaza bağlı piranometre sensörünün yapmış olduğu ölçümler sonucunda elde edilir. Işınım verisi haricinde veri kaydedici cihaza bağlı anemometre sensörü üzerinden

rüzgar verisi ve termometre sensörü üzerinden sıcaklık ve nem verileri de elde edilmektedir.



Şekil 4.8. Meteorolojik veri izleme sistemi

Şekil 4.8’de ölçüm alınan meteorolojik verilerin gün bazında grafikleri yer almaktadır. Grafikte görülen ölçüm verileri dakikalık olarak sisteme düşmektedir. Verilerin bu zaman aralığında alınması raporlama ve analiz çalışmaları için daha doğru ve sağlıklı sonuçlar ortaya çıkarmaktadır. Veriler dakikalık takip edilebildiği gibi, gün sonu ve ay sonu gerçekleşen ölçüm sonuçlarının da çıktısına ulaşılmaktadır. Ölçüm verilerinin dakikalık birimleri sisteme sıcaklık için °C, nem için RH%, rüzgar için m/s ve ışınım için W/m<sup>2</sup> olarak gelmektedir. Sadece ışınımın gün sonu ve ay sonu verilerindeki birimi formülüzasyona kolaylık açısından kWh/m<sup>2</sup> olarak hesaplanmaktadır. Sistemin diğer bir özelliği gündeğümü ve günbatımı arasında ölçülen ışınım miktarından ayarlanabilir zaman skalasına göre istenilen zaman aralığındaki ışınım miktarını direk olarak hesaplayıp kullanıcıya sunmasıdır. Bu özellik sayesinde raporlama için gerekli olabilecek kesinti zaman aralığındaki kayıp ışınım miktarları kolay ve hızlı bir şekilde belirlenmektedir. Proje için bu sistemde daha çok sistem performans oranının belirlenmesi adına ışınım verileri üzerinde durulmuş olup gerekli olan ışınım verileri bu sistem üzerinden temin edilmiştir.

#### **4.1.2. Saha Bakım Uygulamaları**

Bu kısımda işletme ve bakım sürecinde kestirimci, önleyici ve düzeltici bakım stratejilerinin uygulandığı, sahada bizzat periyodik süreler içerisinde veya anlık olarak fiziksel olarak elektriksel ve mekaniksel kontrollerin ve müdahalelerin yapıldığı çalışmalara yer verilmiştir. Güneş enerjisi santrallerinin performansını denetleyebilmek ve ölçümlemek için uluslar arası standartlar kapsamında testlerin gerçekleştirilmesi gereklidir. Bu projedeki saha bakım uygulamaları da HD 60364-5-54 (topraklama standartları), IEC 60364-6 (faz, dizi ve voltaj ölçümleri), IEC 61215 (kristalin silikon karasal fotovoltaik modüler güncel standartları), IEC 62446 (şebeke bağlantılı fotovoltaik sistemler) standartlarına göre gerçekleştirilmiştir.

Bakım uygulaması kapsamında ölçüm ve kontrollerde pensampermetre, topraklama cihazı ve termal kamera aletleri kullanılmıştır. Uygulama kapsamında inverter, DC toplama kutusu, güneş paneli, inverter ve scada veri iletişim panosu, AG pano, OG hücre-trafo, DC kablo ve konnektör, taşıyıcı konstrüksiyon ve ölçüm istasyonu noktalarında kontroller gerçekleştirilmiştir.

#### 4.1.2.1. İnverter ve DC Toplama Kutusu Kontrolleri

İnverterler sahada bulunan en önemli ekipmanların başında gelmektedir. Bu cihazlar DC-AC çevrim yaparak enerjinin şebekeye aktarılmasında yardımcı olduğu için arıza durumunda enerji kaybının yaşanabileceği en kritik ekipmanlardır. Bir inverter arızalandığında o inverterin gücü kadar toplam güç üzerinden bir kayıp yaşanacaktır. İnverterlere bağlı DC toplama kutuları da dizilerin toplanıp inverterlere giriş yaptığı ekipmanlardır. DC toplama kutularındaki dizilerde meydana gelen arızalar o dizi gücü kadar kayba sebep olmaktadır. DC toplama kutusunun bütününde meydana gelen arızalar ise inverterin devreye girmesi için DC tarafta gerekli olan parametreleri sağlayamacağından dolayı inverterin çalışmamasına sebep olacaktır. Bu noktada yapılan kontroller sistem performansı açısından önemlidir. İnverterler üzerinde aşağıda sıralanan kontroller gerçekleştirilmiştir.

1. İnverterlerin ön kapak sabitleme ve iç vidalarının kontrolü sağlanmıştır.
2. İnverterlerin AC-DC bağlantı noktalarının kontrolü yapılmıştır.
3. İnverterlerin AC-DC akım ve gerilim ölçümleri yapılmıştır. Ölçümler sonucunda değerler incelenmiştir.
4. İnverterlerin veri iletişim kontrolü sağlanmıştır.
5. İnverterlerin termal kamera ile aşırı ısınmaya karşı kontrolleri sağlanmıştır.
6. İnverterlerde AC ve DC parafudr kontrolleri sağlanmıştır.
7. İnverterlerin filtrelerinin kontrolleri sağlanmış olup temizlikleri yapılmıştır.
8. DC toplama kutularının temizliği yapılmıştır.
9. DC toplama kutularındaki solar kablo kontrolleri yapılmıştır.
10. DC toplama kutularındaki kartuş sigorta yuvaları ve taş sigorta kontrolleri yapılmıştır.
11. DC toplama kutularının parafudr kontrolleri sağlanmıştır.
12. DC toplama kutularının termal kamera ile aşırı ısınmaya karşı kontrolleri sağlanmıştır.



Şekil 4.9. İnverter ve DC toplama kutusu bakım kontrolleri

Şekil 4.9'daki bakım çalışmaları proje kapsamındaki 17 adet inverterin hepsinde gerçekleştirilmiştir. Yapılan çalışmalar sistem performansının sürekliliğine katkı sağlamıştır.

#### 4.1.2.2. Güneş Paneli Kontrolleri

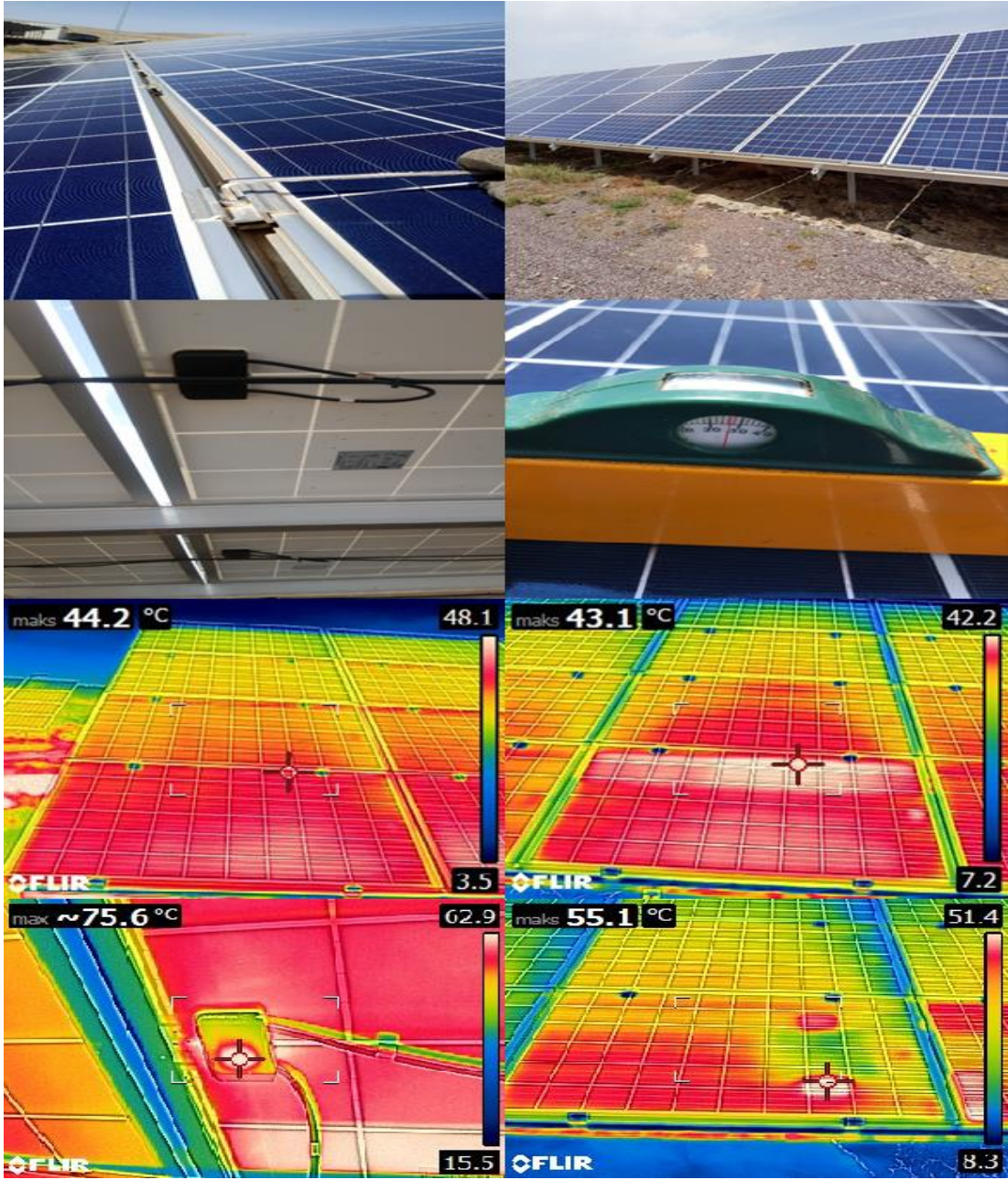
Güneş panelleri sistemin bir diğer önemli parçası olmakla birlikte uzun performans garantisine sahip olan, sistem içerisinde sayıca fazla bulunan ve uzaktan izlemeye çok elverişli olmayan ekipmanlardır. Sayıca fazla olmasından ve uzaktan takip edilme durumu olmadığı için panellerde meydana gelecek arızaların veya sorunların tespiti daha çok sahada gerçekleştirilen düzenli kontroller ve bakımlar ile yapılmaktadır. Güneş panellerinde yapılan kontrol ve bakım çalışmaları aşağıda sıralanmıştır.

1. Güneş panellerinin bağlantı klempleri kontrol edilmiştir.
2. Güneş panellerinin camında kırık veya çatlak olup olmadığı kontrol edilmiştir.
3. Güneş panellerinin bağlantı kutuları kontrol edilmiştir.
4. Güneş panellerinin akım ve gerilim ölçümleri yapılmıştır. Ölçümler sonucunda değerler incelenmiştir.
5. Güneş panellerinin aşırı ısınmaya karşı termal kontrolleri sağlanmıştır.
6. Güneş panellerinin kirlilik kontrolleri sağlanmıştır.
7. Güneş panellerinin projede uygulanan açış değeri kontrol edilmiştir.
8. Güneş panellerine olası gölge oluşturacak etkenlerin kontrolleri sağlanmıştır.

Şekil 4.10'da güneş panelleri üzerinde yapılan bakım kontrollerine ait görüntüler yer almaktadır. İlgili şekilde üstten üçüncü ve soldan ikinci sıradaki, üstten dördüncü ve soldan bir ve ikinci sıradaki fotoğraflarda diyot ve hücre arızalı paneller bulunmaktadır. Panel üzerinde iki hücre sırasındaki beyazlık ve DC toplama kutusundaki nokta beyazlık sıcaklık artışına bağlı olarak diyot arızasını göstermektedir. Bu diyot arızası panel geriliminde 1/3 oranında düşüşe sebep olmaktadır. Paneller birbirine seri bağlandığı için bu durum ayrıca tüm dizinin gerilimini etkilemektedir. Bu gerilim düşüşü aynı zamanda bir güç düşüşüne ve enerji kaybına sebep olmaktadır. Bu enerji kaybını önlemek için panelde onarım çalışması yapılmıştır. Onarım yapılamayan panellerde değışime gidilmektedir. Panel üzerinde bulunan tek hücredeki beyazlık o noktadaki hücrede sıcaklık artışına bağlı olarak bir arıza olduğunu göstermektedir. Hücrelerdeki bu sıcaklık artışı hücre üzerinde bir gölgeleme, kirlilik, çatlama veya bir hata olma durumlarında meydana



gelebilir. Hatalı hücrenin ürettiği akım diğer hücrelerin akımından düşük geldiğinde, düşük akımlı hücrede ters gerilim oluşur ve yük durumunda çalışarak hücre sıcaklığında bir artış görülmektedir. Meydana gelen bu sıcaklık artışı hotspot (sıcak nokta) olarak tanımlanmaktadır. Bu gibi durumlar panellerde yangına sebep olabilmektedir. Bu durumun önüne geçmek için hücre üzerindeki hata giderilir veya panel değişimi yapılmaktadır.



Şekil 4.10. Güneş paneli bakım kontrolleri

Şekil 4.11’de güneş paneli bağlantı kutusunun iç görüntüsü yer almaktadır. Bağlantı kutusu içerisinde 3 adet bypass diyot ve 4 adet busbar teli bulunmaktadır. Panel diyot arızalarında busbar bağlantılarında veya diyot bacaklarında lehimleme yapılarak veya diyot değişimi yapılarak arıza çözüme kavuşturulmaktadır.



Şekil 4.11. Güneş paneli bağlantı kutusu iç görüntüsü

Şekil 4.12’de güneş panelinin onarım öncesi bağlantı kutusu durumu ve ölçülen açık devre voltajı yer almaktadır. Panel üzerinde yapılan termal kontrollerde bir diyot arızası olduğu tespit edilmiştir. Bu diyot arızasından kaynaklı ölçülen voltaj değerinin panelin veri sayfasında belirtilen voltaj değerinden 1/3 oranında düşük geldiği görülmüştür.



Şekil 4.12. Güneş paneli onarım öncesi bağlantı kutusu ve voltaj durumu

Şekil 4.13’de güneş panelinin onarım sonrası bağlantı kutusu durumu ve ölçülen açık devre voltajı yer almaktadır. Bu noktada gerekli kontroller yapıldığında birinci busbar telinde zayıf lehim tespit edilmiştir. Diyotlar kontrol edildiğinde birinci ve ikinci busbar arasında yer alan diyotun hasar gördüğü tespit edilmiştir. Hasar gören diyot yeni diyot ile değiştirilmiş olup açık devre voltajı (Voc) ~ 34.7 V olarak normale dönmüştür.



Şekil 4.13. Güneş paneli onarım sonrası bağlantı kutusu ve voltaj durumu

Şekil 4.14’de onarım tamamlanan güneş panelinin bağlantı kutusu silikonlama işlemi yer almaktadır. Yapılan silikonlama işlemi ile diyotların dış ortama karşı güvenliği artırılarak görevini daha uzun ömürle yerine getirmesi sağlanmış olur.



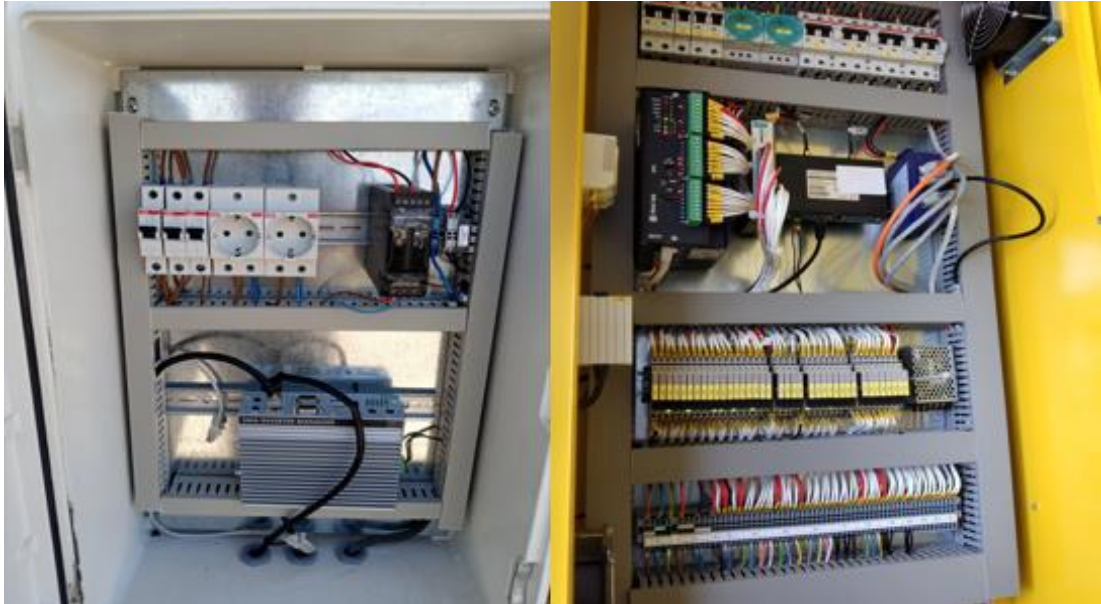
Şekil 4.14. Güneş paneli bağlantı kutusu silikonlama sonrası

Yapılan tüm bu kontrol ve çalışmalar ile panellerde yaşanan sorunlar giderilerek sistem performansının yükselmesine katkı sağlanmış ve yaşanacak sorunların en aza indirilmesi amaçlanmıştır.

#### 4.1.2.3. İverter ve Scada Veri İletişim Panosu Kontrolleri

İzleme sistemlerinin saha ile merkez arası veri iletişimleri bu panolar üzerinden sağlanmaktadır. İzleme sistemleri işletme ve bakım sürecinde çok önemli bir role sahip olduğu için bu sistemlerin sahadaki görev ekipmanlarının bakımı da o derece önemlidir. İverter ve scada veri iletişim panolarında yapılan bakım kontrolleri aşağıda sıralanmıştır.

1. Veri panolarının temizlikleri yapılmıştır.
2. Panoların sigorta giriş çıkış kablo ve rakor bağlantılarının kontrolleri yapıldı.
3. Montaj irtibat kontrolleri yapılmıştır.
4. RTU ve inverter yönetici cihazının kontrolleri yapılmıştır.
5. Modem kontrolleri yapılmıştır.
6. Scada panosu ethernet çoklayıcı cihazın kontrolü yapılmıştır.
7. Scada panosu analog ve dijital veri girişlerinin klemens kontrolleri yapılmıştır.
8. Scada panosu fan kontrolü yapılmıştır.
9. Panoların haberleşmelerine yönelik saha ile merkez arası testler yapılmıştır.



(a)

(b)

Şekil 4.15. Veri iletişim panoları görüntüsü. a) inverter panosu, b) scada panosu

Veri iletişim panolarında yapılan kontroller izleme sistemlerinin sağlıklı çalışmasına ve buna bağlantılı olarak yapılan analizlerde, incelemelerde, arıza tespitlerinde gecikme veya aksaklık yaşanmasına engel olmuştur. Tüm bu olumlu etkilerin sonucunda sistem verimliliğinin pozitif olarak sürdürülebilir olmasına katkı sağlamıştır.

#### **4.1.2.4. AG Pano Kontrolleri**

AG pano sistemde elektriğin güvenli ve kolay bir şekilde kontrol edilmesini sağlayan ekipmanlara sahiptir. Pano içerisinde ana şalter ve inverterlere ait koruyucu şalterler bulunmaktadır. Bu şalterler şebeke tarafından gelen darbelere veya oluşabilecek arızalara karşı ana sisteme ve inverterlere zarar gelmemesi için koruma sağlamaktadır. AG pano kapsamında yapılan kontrol ve bakımlar aşağıda sıralanmıştır.

1. Gövde topraklaması irtibat sağlamlığı kontrol edilmiştir.
2. Giriş ve çıkışlardaki kablo pabuçlarının gevşeklik kontrolü yapılmıştır.
3. AG röle kontrolü yapılmıştır.
4. Enerji analizörünün kontrolleri yapılmıştır.
5. AG ve inverter şalter kontrolleri yapılmıştır. Vida sıkılıkları kontrol edilmiştir.
6. Kaçak akım röle kontrolü yapılmıştır.
7. Panonun aşırı ısınmaya karşı termal kontrolleri yapılmıştır.
8. Şalterler üzerinden akım ve gerilim ölçümleri alınmıştır.

Şekil 4.16'da yapılan kontrollere ilişkin görüntüler yer almaktadır. Şalter vida sıkılıklarında olabilecek gevşemeler iletken irtibatının zayıf olmasına ve buna bağlı olarak şalter üzerinde arklara, yanmalara sebep verebilir. Bu tarz sorunlar da inverterlerin korumasız kalmasına ve şebeke üzerinden gelebilecek darbeler sonucu devreden çıkmasına sebep olabilir. Şalterler üzerinde yapılan akım ve gerilim ölçümleri ile birlikte fazlarda bir dengesizlik olup olmadığı ve kablo bağlantılarında bir sorunun olup olmadığı kontrol edilmiştir. Şalterler üzerinde ve kablo bağlantı noktalarında aşırı ısınmaya karşı termal kontrol yapılarak incelemede bulunulmuştur. Yapılan tüm bu kontroller ile enerji kayıplarının yaşanma olasılığı düşürülmüştür.



Şekil 4.16. AG pano bakım kontrolleri

#### 4.1.2.5. OG Hücre ve Trafo Kontrolleri

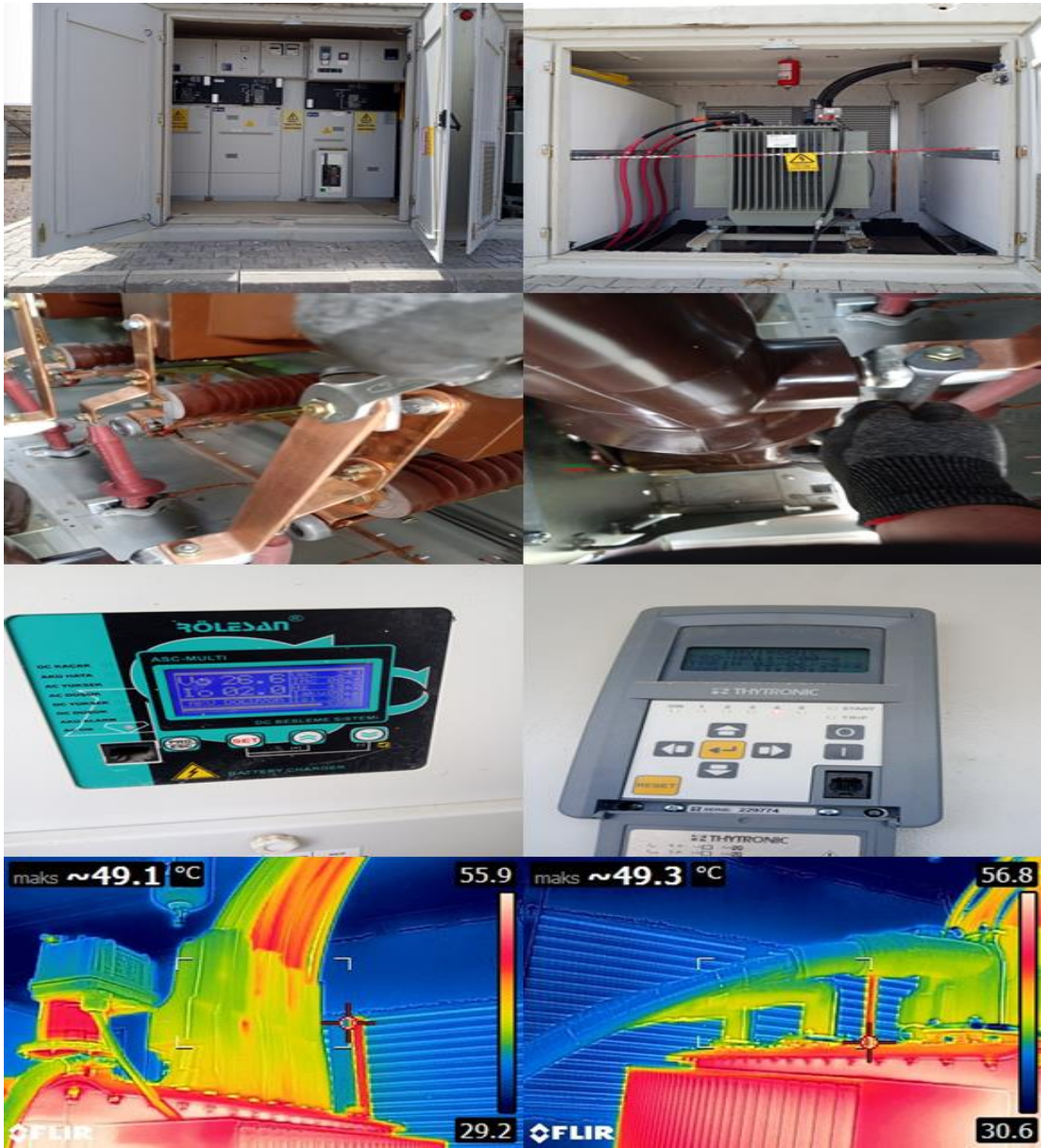
Orta gerilim seviyesindeki enerjinin güvenli ve kontrollü bir şekilde aktarılması için OG hücrelerdeki bakımlar önem arz etmektedir. Hücreler içersinde ayırıcı, kesici ve OG kablolar bulunduğu için ve bu ekipmanların tedarik veya onarımı uzun sürdüğünden dolayı bu noktada oluşacak arızalar büyük enerji kayıplarına yol açabilir.

Alçak gerilim seviyesindeki enerjinin orta gerilim seviyesine yükseltilerek şebekeye iletilmesindeki görevi trafo üstlenmektedir. Enerjinin gerilimindeki değişimi bu noktada gerçekleştiği için trafoda yapılan bakım ve kontrollerin önemi büyüktür. OG hücre bölümünde olduğu gibi trafo bölümünde de oluşabilecek arızalar malzeme tedarik ve onarım süresinin uzun sürebileceğinden kaynaklı büyük enerji kayıplarına yol açabilirler. Bu sebeplerden kaynaklı bu noktalarda yapılacak bakımlar aksatılmamalıdır. OG hücre ve trafo kapsamında yapılan kontrol ve bakımlar aşağıda sıralanmıştır.

1. Koruma ve işletme topraklamasının kontrolleri yapılmıştır.
2. OG hücre temizliği yapılmıştır.
3. Hücreler üzerindeki koruma rölelerinin kontrolleri yapılmıştır.
4. Akü-redresör grubunun kontrolleri yapılmıştır.
5. Kesici açma kapama butonlarının çalışıp çalışmadığı kontrol edilmiştir.
6. OG Analizör kontrolü yapılmıştır.
7. OG hücre vida sıkılık kontrolleri yapılmıştır.
8. OG hücrede aşırı ısınmaya karşı termal kontrolleri yapılmıştır.
9. Trafo temizliği yapılmıştır.
10. Trafonun yağ ve gösterge kontrolü yapılmıştır.
11. Trafonun vida sıkılık kontrolleri yapılmıştır.
12. Trafonun AG-OG bağlantılarının aşırı ısınmaya karşı termal kontrolleri sağlanmıştır.

Şekil 4.17’de OG hücre ve trafoda yapılan bakım kontrollerine ait görüntüler yer almaktadır. OG hücre bölmelerinde kapaklar açılıp iç kısımda bulunan kesici, ayırıcı, akım ve gerilim trafoları, kablo başlıklarına ait vidalarda sıkılık kontrolleri sağlanmıştır. Bu noktalarda olabilecek gevşeklikler ark oluşmasına ve şebekeden gelen darbelerde ilgili noktalar üzerinde patlamalara sebep olabilir. Bu yüzden belirtilen sorunların yaşanmaması için gözle ve fiziksel olarak kontrollerin sağlanması önemlidir. Redresör üzerinde akım, voltaj ve akü seviyelerine dair kontroller gerçekleştirilmiştir. OG hücrede bulunan röle enerji girişini redresör çıkışından almaktadır. Redresörde oluşabilecek bir arıza çıkış geriliminde dengesizliğe sebep olacaktır. Bu durum ise rölenin enerjisiz kalmasını ve şalteri

açmasını tetikleyecek olup santralin devre dışı kalmasına ve enerji kayıplarına yol açacaktır. Trafo üzerinde AG ve OG kablo başlıklarının, vida sıkılıklarının ve aşırı ısınmaya karşı termal kontrolleri sağlanmıştır. Kablo başlıklarında oluşabilecek sorunlar şebeke dalgalanmalarında patlamalara sebep olabilirler. Vidalarda olabilecek gevşeklikler yağ kaçaklarına ve buna bağlantılı olarak trafoda patlamaya sebep olabilirler. Bu durumlar da büyük enerji kayıplarına yol açabilirler. Termal ve yapılan diğer kontroller ile bu arızaların oluşma olasılığı azaltılarak enerji kayıplarının önüne geçilmiştir.



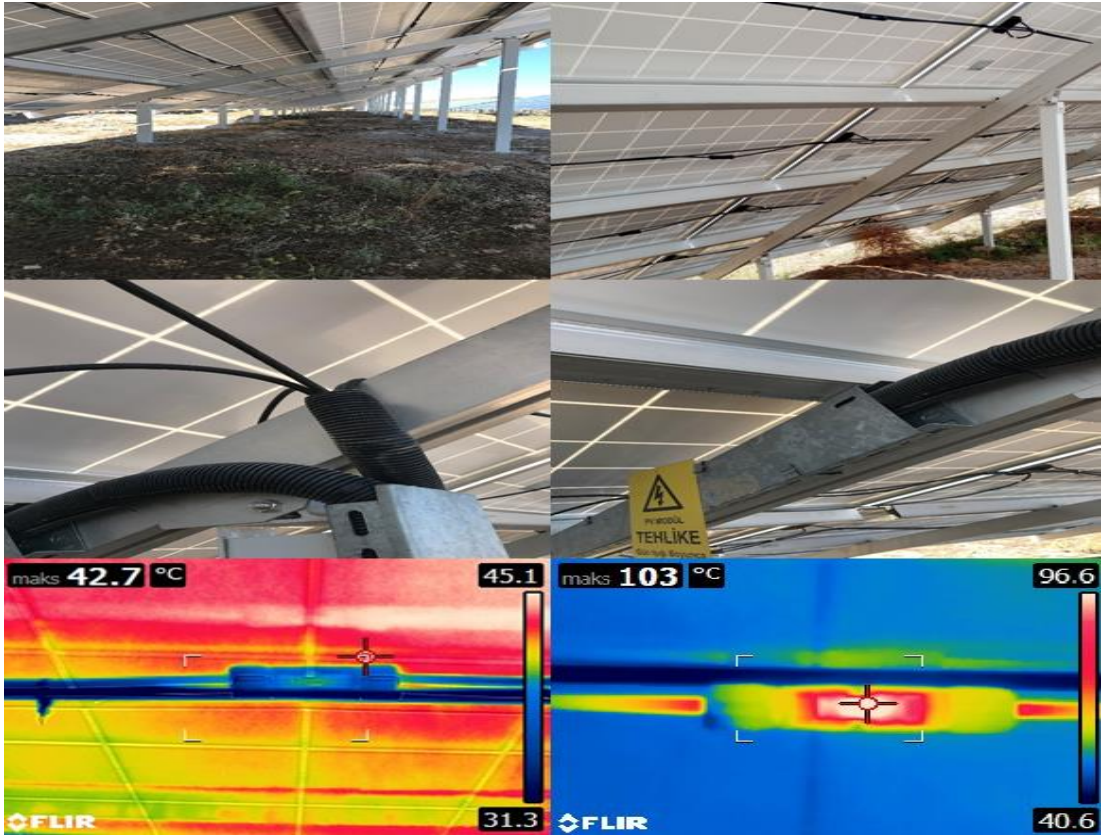
Şekil 4.17. OG hücre ve trafo bakım kontrolleri



#### 4.1.2.6. DC Kablo ve Konnektör Kontrolleri

DC kablolar yani aynı zamanda solar kablolar panellerin birbirine bağlantısını sağlayan ve panel dizi çıkışlarından invertere kadar enerjinin iletilmesinde görev alan ekipmanlardır. Paneller projede seri bağlandığından dolayı DC kablolarda ve konnektörlerde oluşabilecek arızalar panel dizilerinin seri bağlantısını ya da dizi ve inverter arasındaki bağlantıyı kopararak enerji kayıplarına sebep olabilirler. Bu enerji kayıplarının oluşmasını engellemek için aşağıda sıralanan bakım kontrolleri gerçekleştirilmiştir.

1. DC kablolarda keskin dönüş ve sarkıklık kontrolü yapılmıştır. Klipsi kopan kablolar tekrardan klipslenmiştir.
2. DC kablolarda izolasyon testi yapılmıştır.
3. Bütün DC toplama kutularında dizi ölçümleri alınmıştır.
4. DC kablo konnektörlerinde aşırı ısınmaya karşı termal kontrol yapılmıştır.



Şekil 4.18. DC kablo ve konnektör kontrolleri

Şekil 4.18’de DC kablo ve konnektörlere dair bakım görüntüleri yer almaktadır. Kabloların gerginlik seviyesi ne çok az ne de çok fazla olmamalıdır. Kablolar çok gergin olursa sıcak ve soğuk hava şartlarındaki değişimden dolayı genleşme ve büzüşme olaylarından kaynaklı malzeme üzerinde zamanla aşınmalar ve panel bağlantı kutularından çıkan noktalarda aşırı ısınmalar görülebilir. Bu durum da DC kabloların zarar görmesine ve enerji kayıplarına yol açabilir. Bu noktada kabloların gerginlik seviyesi kontrol edilerek gerekli olan yerlerde klipsleme işlemi uygulanmıştır. DC kabloların tava girişlerindeki keskin dönüşlerde zarar görmemesi için spiral borular yada kauçuk bir malzeme ile kablo tava arası izolasyonun sağlanması gereklidir. Eğer bu önlem alınmayıp kablolar tavanın keskin uçlarına maruz bırakıldığında zamanla üzerinde kesikler ve delinmeler görülebilir. Bu durum ise DC kaçakların oluşmasına ve inverterlerin devre dışı kalmasına sebep olacaktır. Bu noktada DC kabloların tava girişleri kontrol edilmiş eksik izolasyon varsa tamamlanmıştır. DC kablo konnektörlerinde kablo-pim bağlantılarında veya bağlantı sonrası doğru sıkım uygulanmaması durumunda konnektörler üzerinde zaman zaman erimeler veya kopukluklar görülebilir. Bu sorunların önüne geçebilmek için gözle ve termal kontroller yapılmıştır. Yapılan termal kontrollerde aşırı ısınma tespit edilen konnektörler görülmüştür. Sorunlu görülen konnektörler yenileri ile değiştirilmiştir. Yapılan bu kontrol ile belirtilen arızaların oluşma olasılığı azaltılarak enerji kayıplarının önüne geçilmiştir.

#### **4.1.2.7. Konstrüksiyon Kontrolleri**

Konstrüksiyonlar panellerin sabitlenip korunmasını sağlamakla görevlidir. Konstrüksiyonlarda arazi toprak yapılarından kaynaklı çökmeler veya hareketlilik meydana gelebilir. Bunun yanında konstrüksiyonda bulunan kazıklar, yatay ve dikey profillerle bağlantılı olduğu için bu noktalardaki bağlantı ekipmanlarda gevşemeler ve malzemeler üzerinde deformasyonlar görülebilir. Konstrüksiyonda oluşabilecek bu sorunlar ise panellerin zarar görmesini tetikleyerek enerji kayıplarına yol açabilir. Belirtilen bu sorunların yaşanmaması adına aşağıda sıralanan bakım kontrolleri gerçekleştirilmiştir.

1. Kazıklarda oluşabilecek deformasyon kontrolleri yapılmıştır.

2. Konstrüksiyon klemplerinin vida sıkılık kontrolleri yapılmıştır.
3. Konstrüksiyon kazık başı vidalarının sıkılık kontrolleri yapılmıştır.
4. Konstrüksiyon zemininde çökmeye yönelik kontrol yapılmıştır.



Şekil 4.19. Konstrüksiyon kontrolleri

Şekil 4.19’da konstrüksiyon bakım fotoğrafları yer almaktadır. Konstrüksiyona bağlı kazık bağlantılarında, klemplerde ve toprak zemininde yapılan kontroller ile panellerin hasar görme riski ve buna bağlı olarak enerji kayıplarının yaşanma olasılığı azaltılmıştır.

#### 4.1.2.8. Ölçüm İstasyonu Kontrolleri

Ölçüm istasyonunda bulunan sensörler meteorolojik verilerin ölçülmesini sağlamaktadır. Ölçülen meteorolojik veriler veri kaydedici cihaz yardımı ile hem kayıt altına alınmakta hem de ilgili izleme sistemi ile haberleştirilerek uzaktan erişilmesini sağlamaktadır. Bu noktada sistem performans oranının doğru bir şekilde hesaplanması için gerekli olan ışınım verisinin kesintiye uğramaması gereklidir. Sistemin sağlıklı çalışması adına ölçüm istasyonunda aşağıda sıralanan kontroller gerçekleştirilmiştir.

1. Işınım, sıcaklık, nem ve rüzgar sensörlerinin kontrolleri sağlanmıştır.
2. Işınım sensörünün açısı kontrol edilmiştir. 25 derece olarak panellerle aynı derecede olduğu görülmüştür.
3. Veri iletişim kontrolü yapılmıştır.
4. Dataloger kontrolü yapılmıştır.
5. Akü kontrolü yapılmıştır.
6. Şarj kontrol cihazının kontrolü yapılmıştır.
7. Panel temizlik ve sağlamlık kontrolü yapılmıştır.



Şekil 4.20. Ölçüm istasyonu kontrolleri

Şekil 4.20’de ölçüm istasyonuna ait kontrol görüntüleri yer almaktadır. Güneş paneli şarj kontrol cihazından geçtikten sonra aküyü şarj etmektedir. Akü ise güneş panelinden aldığı enerji ile veri kaydedici cihazı beslemektedir. Ölçüm istasyonu direğinde bulunan sensörler ise kablolar ile veri kaydedici cihaza bağlanmaktadır. Sistemde bulunan ekipmanlar birbiri ile bağlantılı olduğu için yapılan her kontrol sistemin bütününe etkilemektedir. Yapılan kontroller ile sistemin sağlıklı çalışması ve ışınım verisinden doğru sonuçlar alınması sağlanmıştır.

## **4.2. SİSTEM PERFORMANS ANALİZİ**

Projelendirilmesi yapılan ve kurulum sonrası işletme ve bakım metodlarının uygulandığı sistemin performans analizini hesaplamak için projelendirme aşamasında yapılmış olan sistem üretim öngörüsünü çıkartan simülasyon verileri ile uygulama sonrası sahadan ölçümler sonucu alınan gerçek veriler kullanılmıştır. Sistemin performans analizi santralin kabul tarihinden itibaren günümüze kadar olan süre boyunca ele alınmıştır. Bu bölümde belirtilen zaman dilimi için sistem tasarımına ve uygulanan işletme ve bakım yöntemlerine göre sonuçlanan gerçek performans oranı ile simülasyon çıktısından elde edilen performans oranı kıyaslanmıştır.

### **4.2.1. Projelendirmeye Esas Simülasyon Sonuçları**

Santralin simülasyon verileri profesyonel bir simülasyon programı olan PVsyst tarafından hesaplanmıştır. Sistem performans oranı (SPO) ve sistem üretim öngörüsü projelendirmede esas alınan elektriksel ve teknik bilgilerin, öngörülen sistem kayıp oranlarının simülasyon programına girdi olarak işlenmesi ile belirlenmiştir.

Projelendirmeye esas bilgilerin ve öngörülen sistem kayıp oranlarının PVsyst programına girilmesi sonucu elde edilen simülasyon ana sonuç tablosu ve kayıp diyagramı sırası ile Çizelge 4.1. ile Şekil 4.21’deki gibidir:

Çizelge 4.1. Tasarlanan sistemin simülasyon ana sonuç tablosu

|                  | <b>GlobHor</b><br>kWh/m <sup>2</sup> | <b>T Amb</b><br>°C | <b>GlobInc</b><br>kWh/m <sup>2</sup> | <b>GlobEff</b><br>kWh/m <sup>2</sup> | <b>EArray</b><br>MWh | <b>E_Grid</b><br>MWh |
|------------------|--------------------------------------|--------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------------|----------------------|
| <b>January</b>   | 67,6                                 | -1,50              | 102,8                                | 96,5                                 | 112,8                | 108,1                |
| <b>February</b>  | 82,3                                 | -0,80              | 112,0                                | 106,3                                | 123,8                | 118,9                |
| <b>March</b>     | 126,5                                | 3,20               | 153,0                                | 145,8                                | 164,1                | 157,6                |
| <b>April</b>     | 149,7                                | 9,10               | 163,4                                | 154,8                                | 171,3                | 164,8                |
| <b>May</b>       | 185,7                                | 13,90              | 185,9                                | 175,9                                | 190,3                | 183,2                |
| <b>June</b>      | 213,6                                | 17,80              | 205,9                                | 195,3                                | 206,3                | 198,6                |
| <b>July</b>      | 227,8                                | 20,80              | 223,2                                | 212,4                                | 221,4                | 213,2                |
| <b>August</b>    | 204,0                                | 20,50              | 216,2                                | 206,3                                | 214,7                | 206,7                |
| <b>September</b> | 158,1                                | 17,30              | 187,9                                | 179,9                                | 189,8                | 182,6                |
| <b>October</b>   | 113,5                                | 11,80              | 153,0                                | 145,8                                | 159,4                | 153,4                |
| <b>November</b>  | 72,9                                 | 4,70               | 108,9                                | 102,8                                | 116,4                | 111,9                |
| <b>December</b>  | 58,0                                 | -0,10              | 94,7                                 | 86,3                                 | 100,9                | 96,9                 |
| <b>Year</b>      | 1.659,6                              | 9,78               | 1.906,9                              | 1.808,2                              | 1.971,1              | 1.895,8              |

Çizelge 4.1'deki tabloyu inceleyecek olursak;

*GlobHor (Horizontal global irradiation)*, yani yataya düşen küresel ışınım, seçili proje alanının bölgesine göre güneş panellerine açı verilmediğinde yüzeyine düşen küresel ışınım miktarını ifade etmektedir.

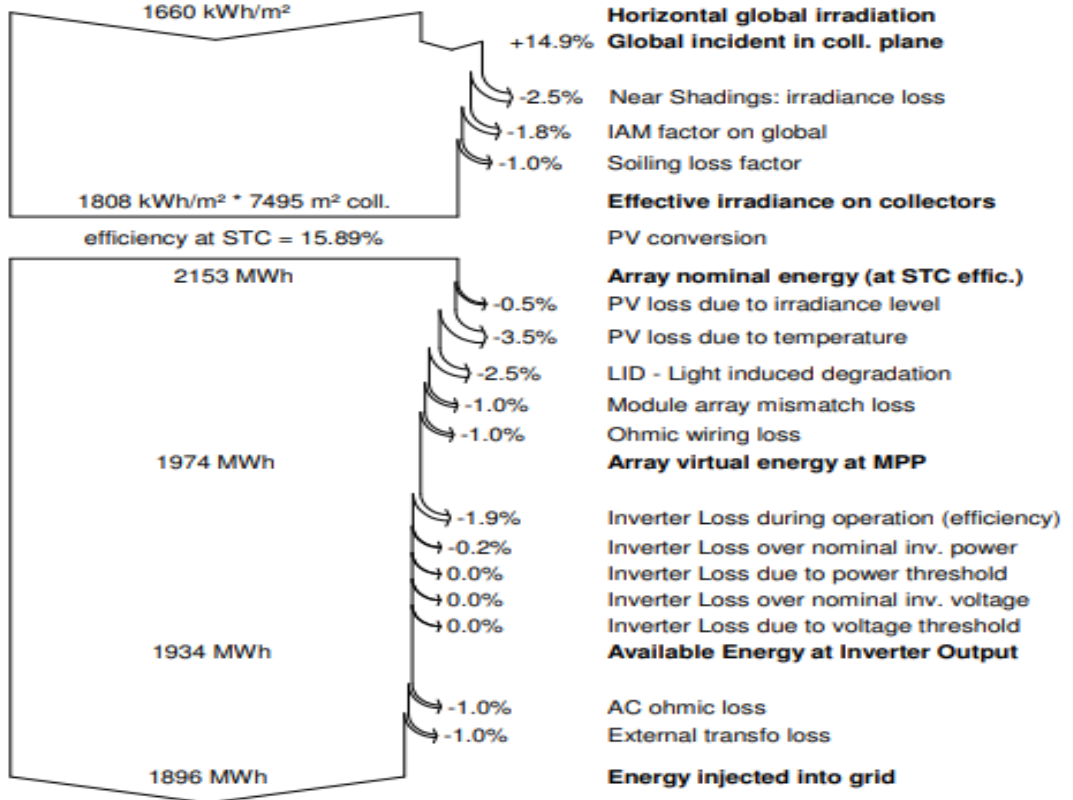
*T Amb (Ambient temperature)*, seçili bölgedeki ortam sıcaklığını ifade etmektedir.

*GlobInc (Global incident in collector plane)*, seçili proje alanının bölgesine göre güneş panellerine açı verildiğinde yüzeyine düşen küresel ışınım miktarını ifade etmektedir. Projedeki güneş panellerinin montaj açısı 25 derecedir. Bu başlık altındaki değerler 25 derece açılı güneş panellerinin yüzeyine düşecek ışınım miktarlarını göstermektedir. Simülasyon tarafındaki sistem performans oranının hesaplanmasında kullanılan ışınım miktarıdır.

*GlobEff* (Effective global corr. For IAM and shadings), güneş panellerinin yüzeyine düşen ışınım miktarının bir kısmı hücreler tarafından absorbe edilemeyerek yansımaya uğrar. Bununla birlikte güneşin geliş açısına bağlı panel yüzeylerinde gölgelenmeler yaşanabilmektedir. Bu başlık altındaki değerler, yaşanan yansımalar ve gölgelenmeler sonucu ortaya çıkan düzeltme faktörü ile hesaplanmış ışınım miktarlarını ifade etmektedir.

*EArray* (Effective energy at the output of the array), panel dizilerinin çıkışındaki henüz invertere giriş yapmadan önceki üretilen enerjiyi ifade etmektedir. Buna DC tarafta üretilen enerji de diyebiliriz.

*E\_Grid* (Energy injected into grid), şebekeye aktarılan enerjiyi ifade etmektedir. Bu başlıktaki değerler Şekil 4.21'deki kayıpların düşmesi sonucu elde edilen değerlerdir. Simülasyon tarafındaki sistem performans oranının hesaplanmasında kullanılan üretim miktarıdır.



Şekil 4.21. Tasarlanan sistemin simülasyon kayıp diyagramı

Şekil 4.21'deki kayıpları tanımlayacak olursak;

*Near Shadings Irradiance Loss (Gölgelenmeye Bağlı Işınım Kaybı):* Yapılan sistem üzerinde güneşin açısına bağlı meydana gelebilecek gölgelenmelerin sebep olacağı ışınım kayıplarını ifade etmektedir. Bu sistemde gölgelenmeye bağlı -%2,5 oranında bir ışınım kaybı oluşacağı öngörülmüştür.

*IAM Factor On Global (Küreselde Yansımaya Faktörü):* Güneş panellerinin yüzeyine düşen ışınım miktarının bir kısmı hücreler tarafından absorbe edilemeyerek yansımaya uğrar. Bu kayıp faktörü panel açısına bağlı yansımaya uğramış ışınımdan kaynaklı kayıpları ifade etmektedir. Bu kayıp faktörünü ayrıca optik kayıplar olarak isimlendirebiliriz. Bu sistemde yansımaya bağlı -%1,8 oranında bir ışınım kaybı oluşacağı öngörülmüştür.

*Soiling Loss Factor (Kirlilik Kaybı Faktörü):* Santral lokasyonuna göre farklılık oluşabilecek kirlilik seviyesine bağlı kaybı ifade etmektedir. Panel yüzeylerinde oluşan kirlilik oranına bağlı olarak panel yüzeylerine düşecek ışınım miktarında azalma görülür. Bu noktadaki -%1'lik kayıp oranı da ilgili lokasyonda öngörülen kirlilik seviyesine bağlı olarak küresel ışınım üzerinden düşecek kaybı göstermektedir.

*PV Loss Due To Irradiance Level (Işınımına Bağlı FV Kayıplar):* PV panel yüzeylerine düşen ışınımına bağlı oluşan kayıpları ifade etmektedir.

*PV Loss Due To Temperature (Sıcaklığa Bağlı FV Kayıplar):* Güneş panelleri ilk test edilirken STK değeri dediğimiz 25 °C sıcaklığa tabi tutulur. Panellerin verimleri ve elektriksel davranışları hesaplanırken sıcaklık faktöründe bu değer baz alınır. Panellerin yüzeylerine güneş ışınımı düşmesi ile birlikte hücrelerde bir gerilim oluşarak elektrik üretimi başlar. Güneşten gelen ışınımın bir kısmı elektrik enerjisine bir kısmı ise ısı enerjisine dönüşür. Burada oluşan ısı enerjisi, panellerin ısınmasına neden olarak akımın artmasını ve gerilimin düşmesini tetikler. Gerilimde ki düşüşün etkisi ile panel çıkış gücü de aynı şekilde etkilenir ve bu durum verim kaybının yaşanmasına sebep olur. Bu durum da bize sıcaklık ile güneş paneli



veriminin ters orantılı olduğunu açıklamaktadır. Projenin uygulandığı lokasyona ait yıl bazındaki ortam sıcaklığı (T<sub>Amb</sub>) verimin değişime uğramasında başlıca etkindir. Bu noktadaki -%3,5'lük değer bize sıcaklığa bağlı elektrik üretimindeki kayıp oranını göstermektedir.

*LID-Light Induced Degradation (Işınım Kaynaklı Bozulma) Kaybı:* Güneş panellerinin ilk ışınım ile teması sonucunda oluşacak bozunma kaybını göstermektedir. Bu sistemde LID kaybı -%2,5 olarak baz alınmıştır. Bu değer panellerin performans garanti dökümanlarında belirtilmektedir.

*Module Array Mismatch Loss (Modül Dizi Uyumsuzluk Kaybı):* Güneş panellerinin seri bağlanması ile oluşan dizilerde her güneş paneli birbirinden farklı akım ve gerilim değerinde çalışırlar. Bir dizinin çıkış akımı, seri bağlı olan paneller arasındaki en düşük akıma sahip güneş paneline göre hareket etmektedir. Sistemin bu çalışma mantığına göre ise en düşük akımın üstünde seyreden diğer panellerde potansiyel bir üretim kaybının meydana gelmesi söz konusu olacaktır. Bu faktör üzerindeki -%1'lik oran bu kaybı ifade etmektedir.

*Ohmic Wiring Loss (DC Kablo Kaybı):* Bu kayıp faktörü DC kabloları ait kayıpları ifade etmektedir. Bu noktada -%1 oranında bir kayıp olacağı öngörülmüştür. Kablonun kesiti, uzunluğu ve iletken türü gibi değişkenler bu kayıp oranının belirlenmesinde rol almaktadır.

*Inverter Loss During Operation (İnverter İşletme Kaybı):* İnverter verimi DC akımın AC akıma çevrilmesi esnasında belirlenen bir değerdir. Bu kayıp faktörü de inverter veriminden ötürü üretilmeyecek elektrik enerjisini tanımlamaktadır. Proje kapsamında kullanılan invertere göre bu kayıp oranı -%1,9 olarak ortaya çıkmıştır.

*Inverter Loss Over Nominal Inverter Power (İnverter Aşırı Yükleme Kaybı):* İnverterlerin DC giriş güç kapasitesinin AC çıkış güç kapasitesinden daha fazla olduğu durumlarda, üretilmesi beklenen enerjisinin bir kısmı belli zamanlarda kayba dönüşebilir. Bu kayıp faktörü de böylesi durumlarda oluşacak kayıpları ifade

etmektedir. Yapılan sistem tasarımına bağılı olarak bu kayıp faktöründe değişkenlikler olabilir.

*Inverter Loss Due To Power Threshold (İnverter Güç Eşığı Kaybı):* İnverterin teknik değerlerine göre, güç eşik değerinin belirtilen sınır kapsamında olup olmamasına bağılı oluşacak kaybı ifade etmektedir.

*Inverter Loss Over Nominal Inverter Voltage (İnverter Aşırı Anma Gerilimi Kaybı):* Sıcaklığa göre artış yada azalmanın gerçekleştiği dizi gerilimleri, bazı zamanlarda inverter teknik dökümanında belirtilen nominal gerilim değeri aralığının dışında kalabilir. Bu kayıp faktörü de böylesi durumlarda oluşacak kaybı göstermektedir.

*Inverter Loss Due To Voltage Threshold (İnverter Gerilim Eşığı Kayıpları):* İnverter teknik değerlerine göre, gerilim eşik değerinin belirtilen sınır kapsamında olup olmamasına bağılı oluşacak kaybı ifade etmektedir.

*AC Ohmic Loss (AC Kablo Kaybı):* Bu kayıp faktörü inverter çıkışından sonra elektriğin iletilmesinde yardımcı olan AC kabloları ait kayıpları ifade etmektedir. Bu noktada %1 oranında bir kayıp olacağı öngörülmüştür. Kablonun kesiti, uzunluğu ve iletken türü gibi değişkenler bu kayıp oranının belirlenmesinde rol almaktadır.

*External Transfo Loss (Harici Trafo Kaybı):* Bu kayıp faktörü trafonun kendi bünyesindeki iç tüketiminin sebep olduğu ve verimine bağılı gerçekleşen kaybı ifade etmektedir.

Çizelge 4.1’de ve Şekil 4.21’de görüldüğü üzere Kayseri ili İncesu ilçesindeki proje koordinatlarına göre belirlenmiş alan için küresel ışınım miktarı (GlobHor) 1659,6 kWh/m<sup>2</sup> iken, 25 derecelik panel açısına göre ışınım miktarı (GlobInc) % 14,9 luk bir artış göstererek 1906,9 kWh/m<sup>2</sup> seviyesine yükselmiştir. Diyagram üzerinde gösterilen kayıp ve kazanım oranları, program kapsamında sistem tasarımına göre seçilerek veya otomatik atanarak yıllık üretim öngörüsü ortaya çıkarılmıştır. Tüm bu kabul edilen şartlara göre sistemin yıllık üretimi miktarı 1895,8 kWh olarak

hesaplanırken, spesifik üretim miktarı 1594 kWh/kWp, sistem performans oranı ise %83,6 olarak hesaplanmıştır.

#### 4.2.2. Sistem Performans Oranının Hesaplanması

Sistem performans oranı (SPO), bir güneş enerji santrali için performans kalite parametresi olup, güneş enerji santrali yüzeyine ulaşan ışınım enerjisinin şebekeye verilen elektrik enerjisine dönüştürülmesine dayanır. Sistem performans oranı yüzdesel olarak ifade edilen bir parametredir.

Sistem performans oranına özetle fotovoltaik sistemlerdeki verim hesabı da diyebiliriz. Sistem performans oranı Eşitlik 4.1’de ifade edildiği gibi hesaplanmaktadır.

$$SPO = \frac{E_{ac} \times I_{stc}}{P_{nom} \times H} \quad (4.1)$$

Eşitlik 4.1’e göre;

$E_{ac}$  : Sistemin belirlenen periyot içerisinde kWh biriminde üretilen şebekeye verdiği elektrik enerjisini,

$I_{stc}$  : Standart test koşulları kapsamında 1 kWp/m<sup>2</sup> olarak baz alınan ışınım miktarını,

$P_{nom}$  : Sistemin kWp biriminde toplam kurulu güç değerini,

$H$  : Belirlenen periyot içerisinde güneş paneli üzerine düşen küresel ışınım değerini (kWh/ m<sup>2</sup>) ifade etmektedir.

Sistem performans oranı hesaplanırken sistemde kullanılan panelin lineer performans oranı garantisinde belirtilen yıllık düşümler dikkate alınır. Bu düşümlere göre sistemde kullanılan panellerin verimlerinde ilk ışığa maruz kaldığı andan itibaren ilk yıl sonunda %2,5, devam eden her yıl sonunda ise %0,7 oranında bir azalma olacağı dikkate alınmıştır. Simülasyon sonuçlarında, öngörülen üretim değerleri üzerinden bu verim düşüşleri gerçekleştirilerek SPO hesaplaması yapılırken, sahadan alınan gerçek sonuçlarda ise bu verim düşüşleri otomatik olarak gerçekleştiği için SPO

hesaplaması da sahadan alınan gerçek veriler üzerinden bir düşüş gerçekleştirilmeksizin direkt olarak yapılır.

Sistem performans oranının gerçek veriler üzerinden doğru hesaplanabilmesi için gerekli olan üretim ve ışıınım verilerinin doğru ölçümler sonucunda alınması gerekmektedir. Üretim değeri (Eac) değeri alınırken sayaç çıkışındaki üretilen enerji miktarı baz alınır. Sayaç noktasındaki üretilen enerji miktarının alınmasının sebebi ise simülasyon raporunda belirtilen kayıpların sayaç noktasında gerçekleşmiş olmasıdır. Yatay yüzeye düşen ışıınım miktarı ile belirlenen açı ile yerleştirilmiş piranometre üzerine düşen ışıınım miktarı farklı olacağından SPO'nun doğru hesaplaması için ışıınımı ölçen piranometre cihazının güneş panellerinin sahaya montajlandığı açı ile aynı derecede konumlandırılması gerekmektedir. Üretim ve ışıınım için belirtilen durumların sağlanması SPO hesabı üzerinden doğru sonuçlar almak için önem arz etmektedir.

SPO hesabı yaparken sonucu etkileyen iki önemli parametre bulunmaktadır. İstc parametresi standart test koşulları kapsamında sabit alınan bir değer olduğu ve Pnom parametresi de kWp biriminde yıllık bazda değişim gösterdiği için SPO sonucunu etkileyen iki önemli parametre Eac ve H değerleridir. Güneş panellerinin verimleri sıcaklık ile ters orantılı olduğu için SPO değerlerindeki değişim de sıcaklıkla aynı doğrultuda gerçekleşmektedir. İlkbahar ve yaz gibi sıcak olan mevsimlerde SPO oranı düşerken sonbahar ve kış mevsimlerinde SPO oranı artış göstermektedir. Yıllık SPO hesabı 12 aylık periyot için her ay özelinde üretilen elektrik ve ölçülen ışıınım miktarına göre hesaplanarak, yıl sonunda her ayın toplamı sonucundaki üretilen elektrik ve ölçülen ışıınım miktarına göre hesaplanarak değerlendirmeye alınır.

Kurulumu yapılan sistemin SPO'su kabul tarihinden bir yıl sonra yani 2018 Mart ayında başlayıp devam eden 5 yıllık periyot için simülasyon verilerine ve sahadan alınan gerçek verilere göre incelenecektir. Simülasyon verilerine göre ilgili periyot için inceleme yapılırken panelin yıllık verim düşümleri hesaba katılarak sonuçlar yansıtılır. Yıllık verim düşümleri üretim değerleri üzerinden gerçekleştirilir. Sahadan alınan gerçek verilerde bu kayıplar kendiliğinden olduğu için ek bir yıllık düşüm uygulanmaz. Sahadan alınan gerçek veriler üzerinde sadece şebeke kaynaklı elektrik

kesintilerinden ötürü kayıp ışınım ve arıza kaynaklı üretim kayıpları kazanım olarak hesaba katılmaktadır. Bunun sebebi simülasyon tarafında bu kayıpların öngörülememesidir. Simülasyon verileri ve gerçek veriler kapsamında yapılacak olan her iki inceleme sonrası çıkacak sonuçlar karşılaştırılacaktır.

#### 4.2.2.1. Simülasyon Üretim ve Işınım Verilerine Göre SPO İncelemesi

Simülasyon verilerine göre 2018 Mart ayından itibaren 5 yıllık periyot için yıl bazında aylara göre üretim, ışınım ve SPO değerleri sırası ile Çizelge 4.2, Çizelge 4.3, Çizelge 4.4, Çizelge 4.5 ve Çizelge 4.6'da gösterilmiştir.

Yukarıda numarası belirtilen çizelgelerde görüleceği üzere ilkbahar ve yaz aylarında üretim ve ışınım yüksek gelmesine rağmen SPO değerleri sonbahar ve kış aylarındaki değerlere göre daha düşüktür. Işınımın fazla geldiği aylarda SPO oranında azalmalar görülmektedir. Bu noktadaki azalmaların ana sebebi o aylarda sıcaklığın da yüksek olması ve panel verimi üzerindeki negatif etkisidir.

Çizelge 4.2. Birinci yıl sonundaki simülasyon üretim, ışınım ve SPO değerleri

| Tarih        | SPO    | Işınım (kWh/ m <sup>2</sup> ) | Üretim (kWh) |
|--------------|--------|-------------------------------|--------------|
| Mart 2018    | 86,71% | 153,00                        | 154.800,00   |
| Nisan 2018   | 84,81% | 163,40                        | 161.700,00   |
| Mayıs 2018   | 82,75% | 185,90                        | 179.500,00   |
| Haziran 2018 | 80,91% | 206,00                        | 194.500,00   |
| Temmuz 2018  | 80,06% | 223,40                        | 208.700,00   |
| Ağustos 2018 | 80,18% | 216,00                        | 202.100,00   |
| Eylül 2018   | 81,64% | 187,80                        | 178.900,00   |
| Ekim 2018    | 84,19% | 152,90                        | 150.200,00   |
| Kasım 2018   | 85,93% | 109,00                        | 109.300,00   |
| Aralık 2018  | 85,16% | 94,70                         | 94.100,00    |
| Ocak 2019    | 87,87% | 102,70                        | 105.300,00   |
| Şubat 2019   | 88,45% | 111,80                        | 115.386,60   |
| TOPLAM       | 83,36% | 1.906,60                      | 1.854.486,60 |

Çizelge 4.3. İkinci yıl sonundaki simülasyon üretim, ışınım ve SPO değerleri

| <b>Tarih</b>  | <b>SPO</b>    | <b>Işınım (kWh/ m<sup>2</sup>)</b> | <b>Üretim (kWh)</b> |
|---------------|---------------|------------------------------------|---------------------|
| Mart 2019     | 86,10%        | 153,00                             | 153.716,40          |
| Nisan 2019    | 84,21%        | 163,40                             | 160.568,10          |
| Mayıs 2019    | 82,17%        | 185,90                             | 178.243,50          |
| Haziran 2019  | 80,35%        | 206,00                             | 193.138,50          |
| Temmuz 2019   | 79,50%        | 223,40                             | 207.239,10          |
| Ağustos 2019  | 79,62%        | 216,00                             | 200.685,30          |
| Eylül 2019    | 81,07%        | 187,80                             | 177.647,70          |
| Ekim 2019     | 83,60%        | 152,90                             | 149.148,60          |
| Kasım 2019    | 85,33%        | 109,00                             | 108.534,90          |
| Aralık 2019   | 84,56%        | 94,70                              | 93.441,30           |
| Ocak 2020     | 87,25%        | 102,70                             | 104.562,90          |
| Şubat 2020    | 87,83%        | 111,80                             | 114.578,89          |
| <b>TOPLAM</b> | <b>82,77%</b> | <b>1.906,60</b>                    | <b>1.841.505,19</b> |

Çizelge 4.4. Üçüncü yıl sonundaki simülasyon üretim, ışınım ve SPO değerleri

| <b>Tarih</b>  | <b>SPO</b>    | <b>Işınım (kWh/ m<sup>2</sup>)</b> | <b>Üretim (kWh)</b> |
|---------------|---------------|------------------------------------|---------------------|
| Mart 2020     | 85,50%        | 153,00                             | 152.640,39          |
| Nisan 2020    | 83,62%        | 163,40                             | 159.444,12          |
| Mayıs 2020    | 81,59%        | 185,90                             | 176.995,80          |
| Haziran 2020  | 79,79%        | 206,00                             | 191.786,53          |
| Temmuz 2020   | 78,94%        | 223,40                             | 205.788,43          |
| Ağustos 2020  | 79,07%        | 216,00                             | 199.280,50          |
| Eylül 2020    | 80,50%        | 187,80                             | 176.404,17          |
| Ekim 2020     | 83,01%        | 152,90                             | 148.104,56          |
| Kasım 2020    | 84,74%        | 109,00                             | 107.775,16          |
| Aralık 2020   | 83,97%        | 94,70                              | 92.787,21           |
| Ocak 2021     | 86,64%        | 102,70                             | 103.830,96          |
| Şubat 2021    | 87,21%        | 111,80                             | 113.776,84          |
| <b>TOPLAM</b> | <b>82,19%</b> | <b>1.906,60</b>                    | <b>1.828.614,66</b> |

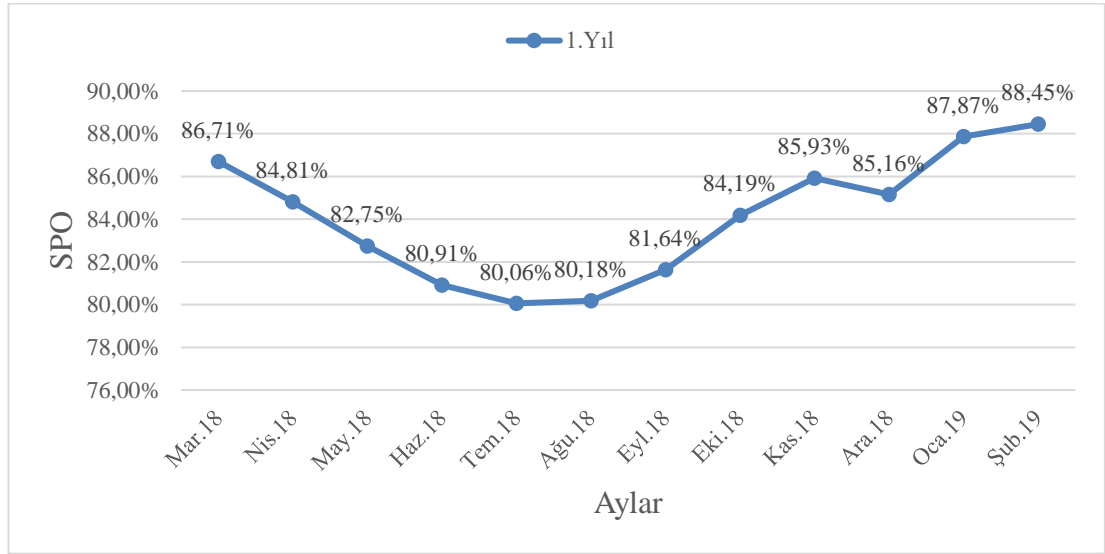
Çizelge 4.5. Dördüncü yıl sonundaki simülasyon üretim, ışınlım ve SPO değerleri

| <b>Tarih</b>  | <b>SPO</b>    | <b>Işınım (kWh/ m<sup>2</sup>)</b> | <b>Üretim (kWh)</b> |
|---------------|---------------|------------------------------------|---------------------|
| Mart 2021     | 84,90%        | 153,00                             | 151.571,90          |
| Nisan 2021    | 83,04%        | 163,40                             | 158.328,01          |
| Mayıs 2021    | 81,02%        | 185,90                             | 175.756,82          |
| Haziran 2021  | 79,23%        | 206,00                             | 190.444,02          |
| Temmuz 2021   | 78,39%        | 223,40                             | 204.347,91          |
| Ağustos 2021  | 78,51%        | 216,00                             | 197.885,54          |
| Eylül 2021    | 79,93%        | 187,80                             | 175.169,34          |
| Ekim 2021     | 82,43%        | 152,90                             | 147.067,83          |
| Kasım 2021    | 84,14%        | 109,00                             | 107.020,73          |
| Aralık 2021   | 83,38%        | 94,70                              | 92.137,70           |
| Ocak 2022     | 86,04%        | 102,70                             | 103.104,14          |
| Şubat 2022    | 86,60%        | 111,80                             | 112.980,40          |
| <b>TOPLAM</b> | <b>81,62%</b> | <b>1.906,60</b>                    | <b>1.815.814,35</b> |

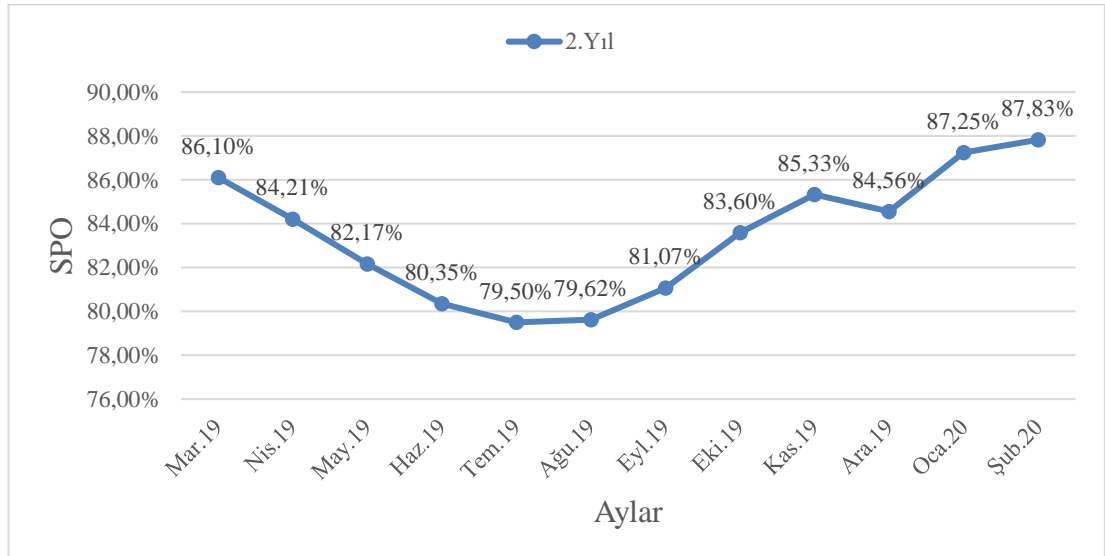
Çizelge 4.6. Beşinci yıl sonundaki simülasyon üretim, ışınlım ve SPO değerleri

| <b>Tarih</b>  | <b>SPO</b>    | <b>Işınım (kWh/ m<sup>2</sup>)</b> | <b>Üretim (kWh)</b> |
|---------------|---------------|------------------------------------|---------------------|
| Mart 2022     | 84,30%        | 153,00                             | 150.510,89          |
| Nisan 2022    | 82,46%        | 163,40                             | 157.219,72          |
| Mayıs 2022    | 80,46%        | 185,90                             | 174.526,53          |
| Haziran 2022  | 78,67%        | 206,00                             | 189.110,92          |
| Temmuz 2022   | 77,84%        | 223,40                             | 202.917,47          |
| Ağustos 2022  | 77,96%        | 216,00                             | 196.500,34          |
| Eylül 2022    | 79,38%        | 187,80                             | 173.943,15          |
| Ekim 2022     | 81,85%        | 152,90                             | 146.038,35          |
| Kasım 2022    | 83,55%        | 109,00                             | 106.271,59          |
| Aralık 2022   | 82,80%        | 94,70                              | 91.492,74           |
| Ocak 2023     | 85,43%        | 102,70                             | 102.382,41          |
| Şubat 2023    | 86,00%        | 111,80                             | 112.189,54          |
| <b>TOPLAM</b> | <b>81,05%</b> | <b>1.906,60</b>                    | <b>1.803.103,65</b> |

Yıllara göre aylık simülasyon SPO değerleri sırasıyla Şekil 4.22, Şekil 4.23, Şekil 4.24, Şekil 4.25 ve Şekil 4.26’da verilmiştir. Simülasyon verilerine göre 5 yıllık periyot incelendiğinde SPO değerleri ilk bahar ve yaz aylarında düşüş gösterirken, sonbahar ve kış aylarında artış göstermiştir. Yıl ilerledikçe aylık simülasyon SPO değerlerinde tahmini ışınım değerlerinin değişmemesinden kaynaklı lineer olarak bir düşüş görülmektedir.

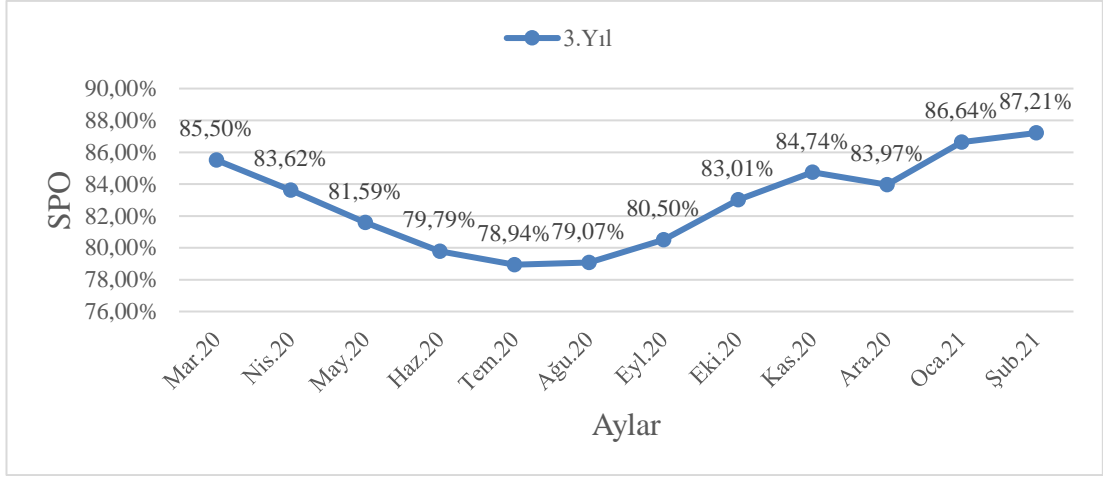


Şekil 4.22. Birinci yıl simülasyon aylık SPO değerleri

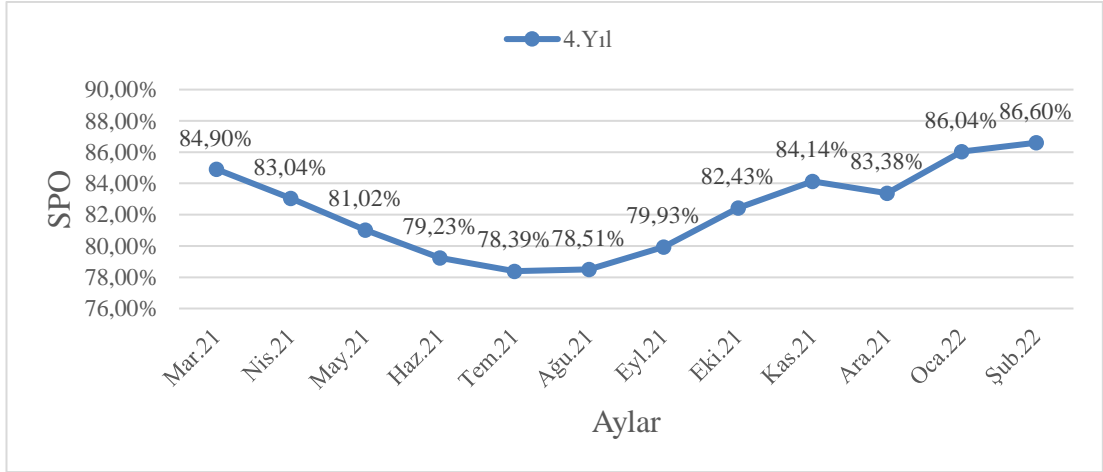


Şekil 4.23. İkinci yıl simülasyon aylık SPO değerleri

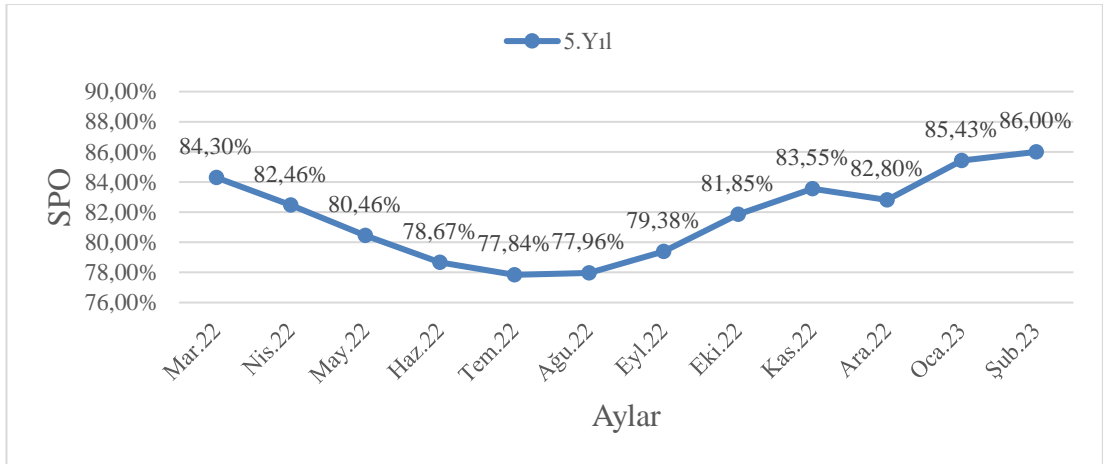




Şekil 4.24. Üçüncü yıl simülasyon aylık SPO değerleri

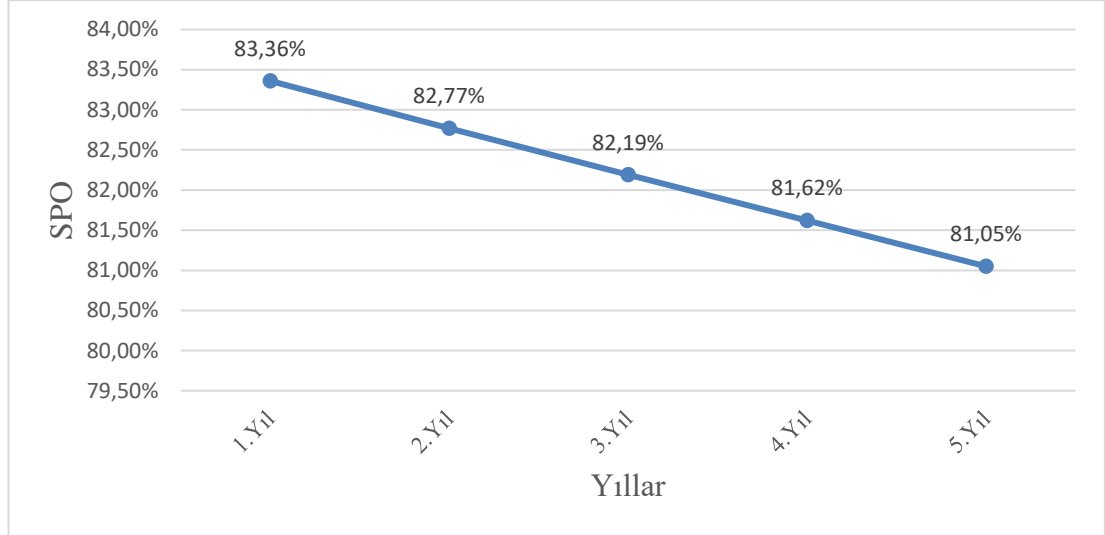


Şekil 4.25. Dördüncü yıl simülasyon aylık SPO değerleri



Şekil 4.26. Beşinci yıl simülasyon aylık SPO değerleri

Şekil 4.27’de yıl sonu simülasyon SPO değerlerinin yıllara göre değişimi verilmiştir. 5 yıllık süre boyunca ilk yıldan itibaren son yıla doğru yıllık bazdaki simülasyon SPO değerleri panelin yıllık verim düşümlerinden kaynaklı azalan bir grafik çizmiştir. İlk yıldan son yıla kadar olan sürede yıllık simülasyon SPO’da %2,31 lük bir düşüş gerçekleştiği görülmüştür.



Şekil 4.27. Yıl sonu simülasyon SPO değerlerinin yıllara göre değişimi

#### 4.2.2.2. Ölçülen Gerçek Üretim ve Işınım Verilerine Göre SPO İncelemesi

Ölçülen gerçek verilere göre 2018 Mart ayından itibaren 5 yıllık periyot için yıl bazında aylara göre üretim, ışınım ve SPO değerleri sırası ile Çizelge 4.7, Çizelge 4.8, Çizelge 4.9, Çizelge 4.10 ve Çizelge 4.11’de gösterilmiştir.

Belirtilen periyot boyunca yukarıda numarası belirtilen çizelgeler kapsamında gerçekleşen üretim, ışınım ve SPO değerleri incelendiğinde ilkbahar ve yaz aylarında üretim ve ışınımın yüksek geldiği, SPO değerlerinin ise düşük geldiği görülmektedir. Bu değerlerin sonbahar ve kış aylarında ise tam tersi olarak ortaya çıktığı görülmektedir. Üretim ve ışınımın SPO ile ters orantılı ilerlemesinin ana sebebi ise sıcaklığın panel verimi üzerindeki negatif etkisidir. Gerçekleşen üretim, ışınım ve SPO değerlerine bakıldığında ise simülasyon üretim, ışınım ve SPO değerleri ile aynı doğrultuda ilerlediği görülmektedir.

Çizelge 4.7. Birinci yıl sonundaki gerçekleşen üretim, ışınım ve SPO değerleri

| <b>Tarih</b>  | <b>SPO</b>    | <b>Işınım (kWh/ m<sup>2</sup>)</b> | <b>Üretim (kWh)</b> |
|---------------|---------------|------------------------------------|---------------------|
| Mart 2018     | 89,48%        | 135,93                             | 141.926,88          |
| Nisan 2018    | 85,99%        | 197,09                             | 197.753,94          |
| Mayıs 2018    | 86,27%        | 174,09                             | 175.247,30          |
| Haziran 2018  | 84,27%        | 202,84                             | 199.448,04          |
| Temmuz 2018   | 80,99%        | 231,50                             | 218.773,21          |
| Ağustos 2018  | 80,05%        | 237,23                             | 221.580,66          |
| Eylül 2018    | 81,59%        | 205,31                             | 195.463,10          |
| Ekim 2018     | 84,84%        | 152,63                             | 151.092,65          |
| Kasım 2018    | 87,24%        | 105,85                             | 107.757,23          |
| Aralık 2018   | 85,46%        | 62,91                              | 62.737,43           |
| Ocak 2019     | 89,76%        | 51,16                              | 53.582,85           |
| Şubat 2019    | 88,39%        | 116,24                             | 119.898,92          |
| <b>TOPLAM</b> | <b>84,44%</b> | <b>1.872,78</b>                    | <b>1.845.262,21</b> |

Çizelge 4.8. İkinci yıl sonundaki gerçekleşen üretim, ışınım ve SPO değerleri

| <b>Tarih</b>  | <b>SPO</b>    | <b>Işınım (kWh/ m<sup>2</sup>)</b> | <b>Üretim (kWh)</b> |
|---------------|---------------|------------------------------------|---------------------|
| Mart 2019     | 86,26%        | 166,53                             | 167.624,29          |
| Nisan 2019    | 86,77%        | 141,84                             | 143.606,93          |
| Mayıs 2019    | 84,04%        | 199,87                             | 196.004,83          |
| Haziran 2019  | 82,36%        | 197,16                             | 189.475,51          |
| Temmuz 2019   | 81,51%        | 229,28                             | 218.061,73          |
| Ağustos 2019  | 81,18%        | 224,82                             | 212.965,55          |
| Eylül 2019    | 83,14%        | 192,51                             | 186.766,28          |
| Ekim 2019     | 85,41%        | 169,34                             | 168.771,67          |
| Kasım 2019    | 85,37%        | 134,02                             | 133.509,63          |
| Aralık 2019   | 84,68%        | 62,03                              | 61.291,71           |
| Ocak 2020     | 85,13%        | 84,88                              | 84.316,63           |
| Şubat 2020    | 87,62%        | 92,93                              | 95.017,03           |
| <b>TOPLAM</b> | <b>83,99%</b> | <b>1.895,20</b>                    | <b>1.857.411,79</b> |

Çizelge 4.9. Üçüncü yıl sonundaki gerçekleşen üretim, ışınım ve SPO değerleri

| <b>Tarih</b>  | <b>SPO</b>    | <b>Işınım (kWh/ m<sup>2</sup>)</b> | <b>Üretim (kWh)</b> |
|---------------|---------------|------------------------------------|---------------------|
| Mart 2020     | 87,53%        | 131,81                             | 134.631,20          |
| Nisan 2020    | 85,61%        | 165,41                             | 165.233,36          |
| Mayıs 2020    | 84,70%        | 198,57                             | 196.247,15          |
| Haziran 2020  | 80,14%        | 209,96                             | 196.344,70          |
| Temmuz 2020   | 81,58%        | 247,13                             | 235.257,79          |
| Ağustos 2020  | 80,70%        | 241,51                             | 227.431,05          |
| Eylül 2020    | 81,97%        | 204,12                             | 195.246,07          |
| Ekim 2020     | 84,93%        | 176,24                             | 174.669,09          |
| Kasım 2020    | 86,18%        | 128,60                             | 129.324,29          |
| Aralık 2020   | 83,60%        | 98,86                              | 96.434,77           |
| Ocak 2021     | 87,13%        | 98,16                              | 99.804,77           |
| Şubat 2021    | 87,73%        | 139,72                             | 143.038,20          |
| <b>TOPLAM</b> | <b>83,75%</b> | <b>2.040,08</b>                    | <b>1.993.662,44</b> |

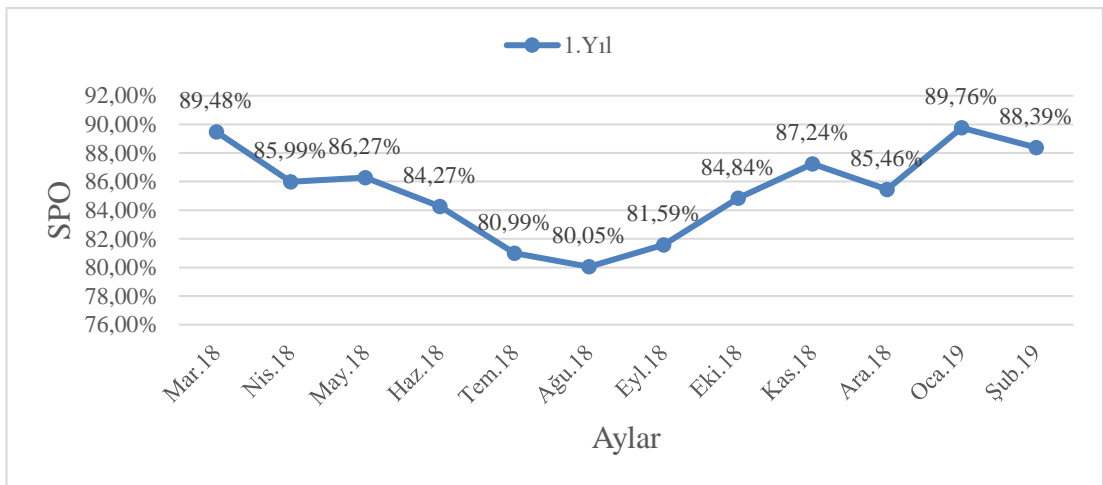
Çizelge 4.10. Dördüncü yıl sonundaki gerçekleşen üretim, ışınım ve SPO değerleri

| <b>Tarih</b>  | <b>SPO</b>    | <b>Işınım (kWh/ m<sup>2</sup>)</b> | <b>Üretim (kWh)</b> |
|---------------|---------------|------------------------------------|---------------------|
| Mart 2021     | 85,57%        | 136,09                             | 135.885,02          |
| Nisan 2021    | 85,62%        | 147,28                             | 147.138,09          |
| Mayıs 2021    | 83,22%        | 213,36                             | 207.189,27          |
| Haziran 2021  | 82,74%        | 213,25                             | 205.889,95          |
| Temmuz 2021   | 79,75%        | 235,12                             | 218.785,18          |
| Ağustos 2021  | 81,07%        | 213,51                             | 201.988,33          |
| Eylül 2021    | 83,54%        | 185,64                             | 180.954,85          |
| Ekim 2021     | 84,76%        | 181,20                             | 179.217,10          |
| Kasım 2021    | 86,66%        | 110,35                             | 111.587,59          |
| Aralık 2021   | 83,79%        | 98,43                              | 96.238,95           |
| Ocak 2022     | 83,88%        | 60,29                              | 59.012,91           |
| Şubat 2022    | 89,32%        | 93,16                              | 97.092,17           |
| <b>TOPLAM</b> | <b>83,58%</b> | <b>1.887,67</b>                    | <b>1.840.979,41</b> |

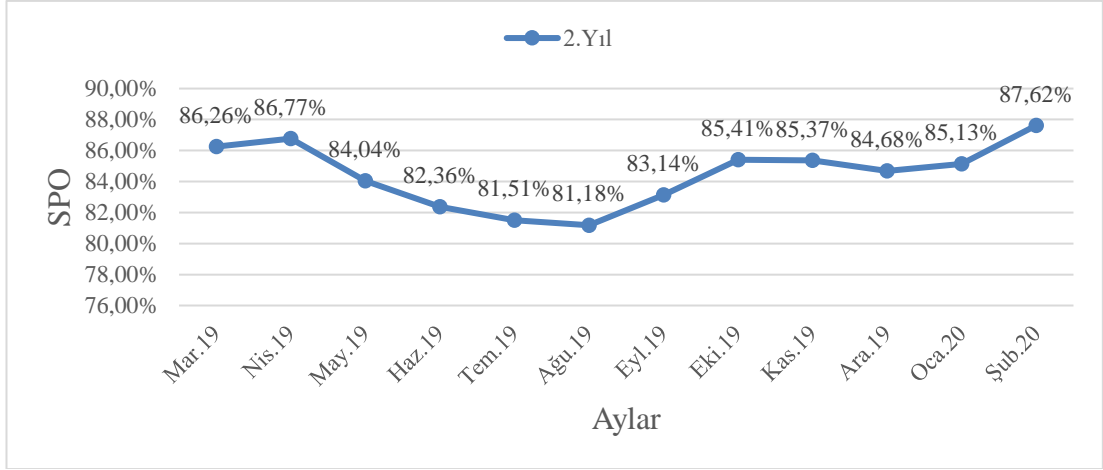
Çizelge 4.11. Beşinci yıl sonundaki gerçekleşen üretim, ışıınım ve SPO değerleri

| Tarih        | SPO    | Işınım (kWh/ m <sup>2</sup> ) | Üretim (kWh) |
|--------------|--------|-------------------------------|--------------|
| Mart 2022    | 84,29% | 126,34                        | 124.261,94   |
| Nisan 2022   | 84,82% | 175,03                        | 173.228,72   |
| Mayıs 2022   | 83,98% | 186,60                        | 182.859,06   |
| Haziran 2022 | 82,69% | 197,80                        | 190.858,00   |
| Temmuz 2022  | 80,92% | 238,76                        | 225.438,58   |
| Ağustos 2022 | 77,96% | 235,85                        | 214.543,77   |
| Eylül 2022   | 81,12% | 204,09                        | 193.183,34   |
| Ekim 2022    | 85,77% | 161,95                        | 162.088,05   |
| Kasım 2022   | 86,13% | 117,10                        | 117.691,16   |
| Aralık 2022  | 84,31% | 71,45                         | 70.291,26    |
| Ocak 2023    | 85,16% | 123,28                        | 122.498,90   |
| Şubat 2023   | 86,70% | 89,55                         | 90.604,91    |
| TOPLAM       | 83,02% | 1927,80                       | 1.867.547,69 |

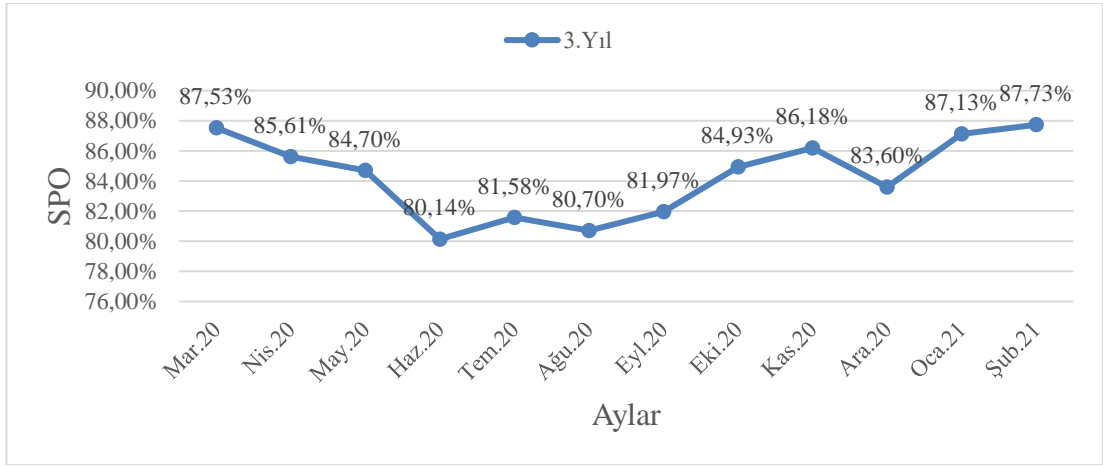
Yıllara göre aylık gerçekleşen SPO değerleri sırasıyla Şekil 4.28, Şekil 4.29, Şekil 4.30, Şekil 4.31 ve Şekil 4.32’de verilmiştir. Aylık SPO değerleri ilkbahar ve yaz aylarında düşüş gösterirken, sonbahar ve kış aylarında artış göstermiştir. Yıl ilerledikçe aylık gerçekleşen SPO değerleri, simülasyon SPO değerlerindeki lineer düşüşten farklı olarak yıldan yıla azalan veya artan yönde değişkenlik göstermiştir.



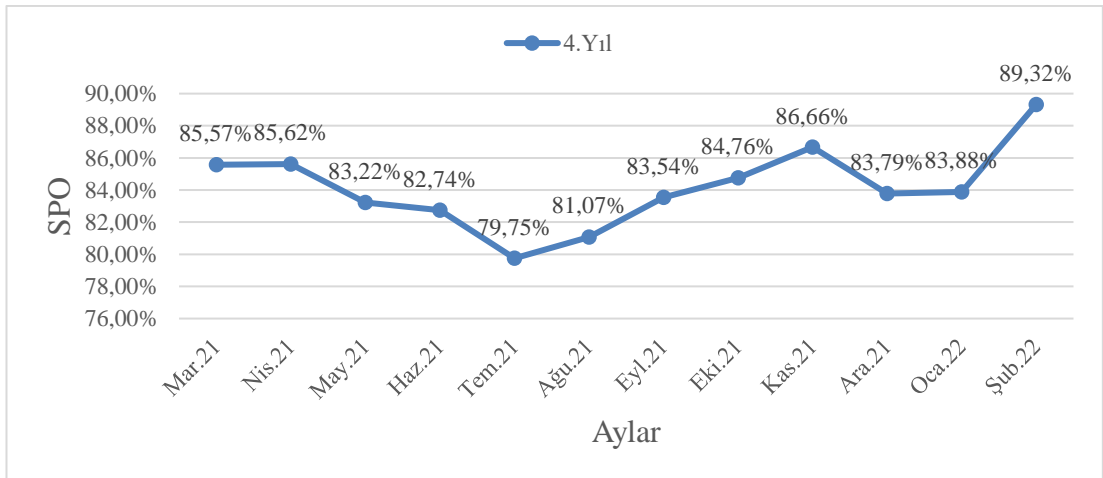
Şekil 4.28. Birinci yıl gerçekleşen aylık SPO değerleri



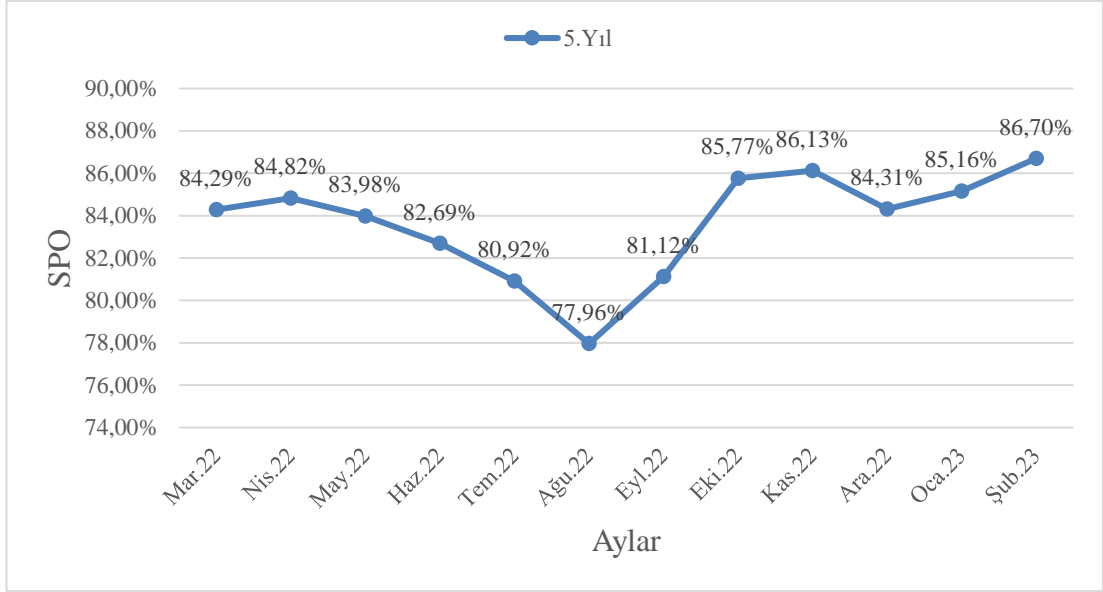
Şekil 4.29. İkinci yıl gerçekleşen aylık SPO değerleri



Şekil 4.30. Üçüncü yıl gerçekleşen aylık SPO değerleri

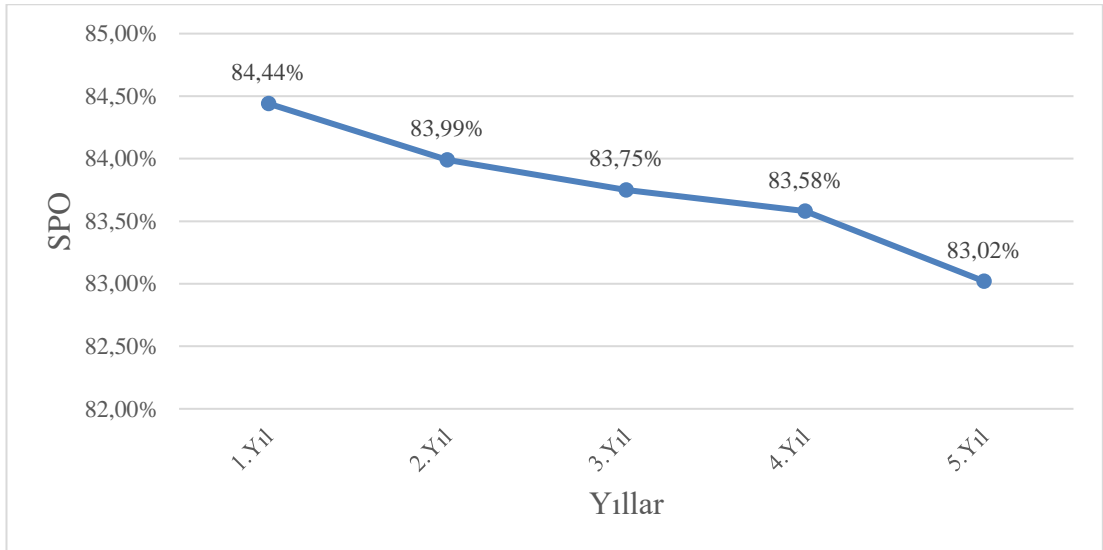


Şekil 4.31. Dördüncü yıl gerçekleşen aylık SPO değerleri



Şekil 4.32. Beşinci yıl gerçekleşen aylık SPO değerleri

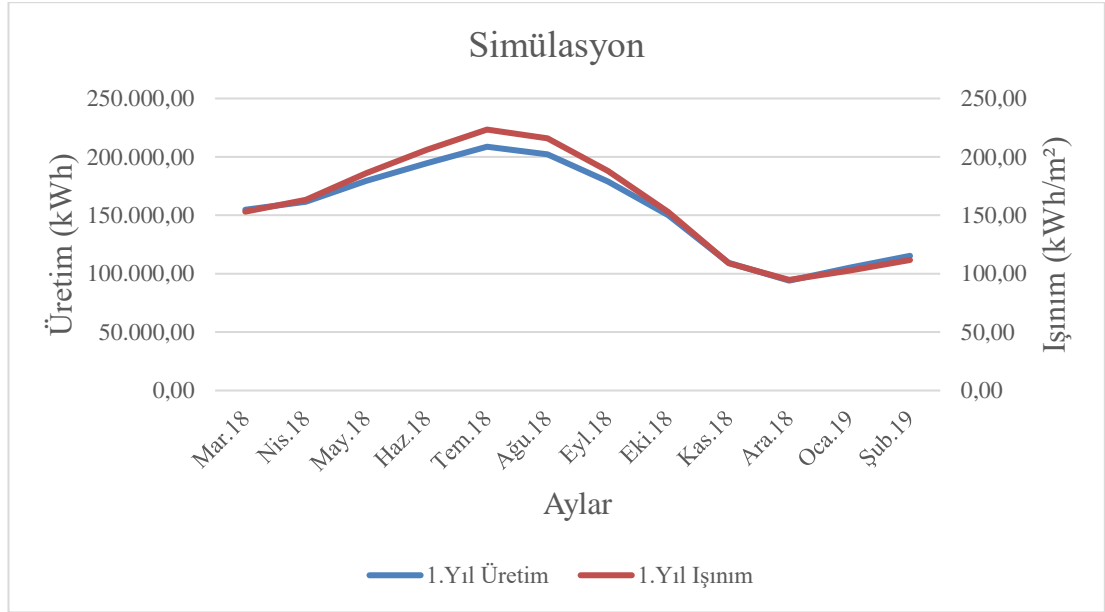
Şekil 4.33’de yıl sonu gerçekleşen SPO değerlerinin yıllara göre değişimi verilmiştir. 5 yıllık süre boyunca ilk yıldan itibaren son yıla doğru yıllık bazdaki gerçekleşen SPO değerleri panelin yıllık verim düşümlerinden kaynaklı azalan bir grafik çizmiştir. İlk yıldan son yıla kadar olan sürede yıllık SPO’da %1,42 lik bir düşüş gerçekleştiği görülmüştür.



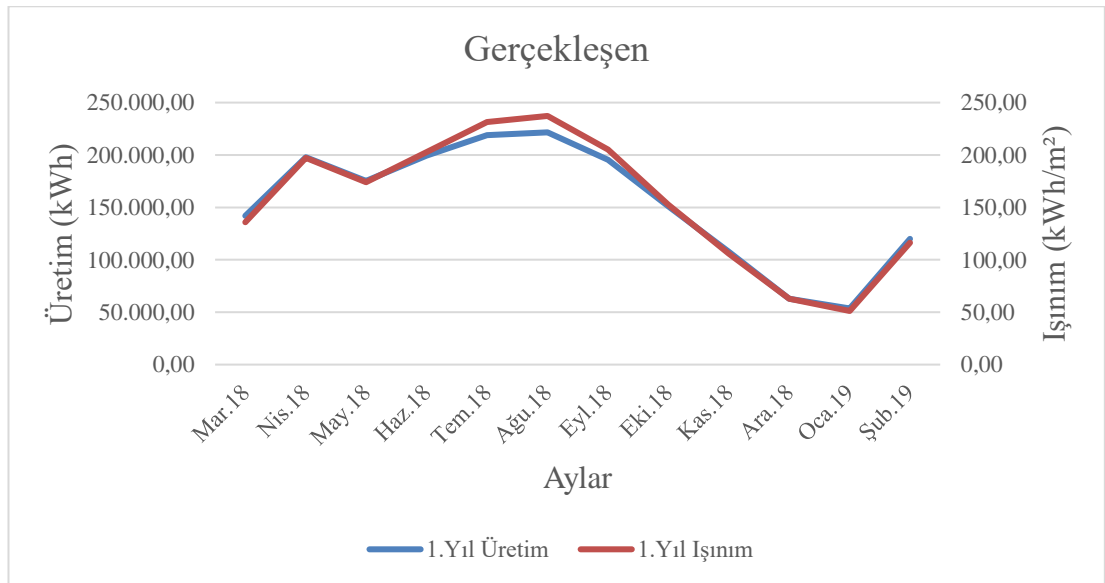
Şekil 4.33. Yıl sonu gerçekleşen SPO değerlerinin yıllara göre değişimi

#### 4.2.2.3. Simülasyon Verileri ile Sahada Gerçekleşen Verilerin Kıyaslanması

Hesaplamanın yapıldığı birinci yıl için simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen aylara göre üretim ve ışınlam değerleri Şekil 4.34 ve Şekil 4.35'te verilmiştir.



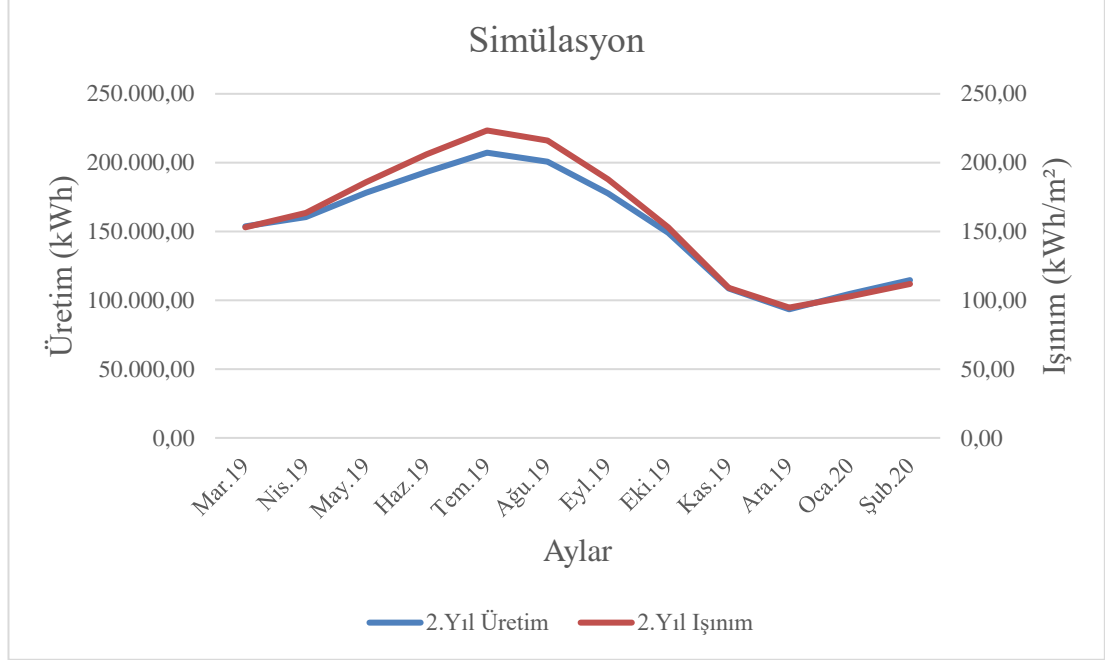
Şekil 4.34. Birinci yıl için aylara göre simülasyon üretim ve ışınlam değerleri



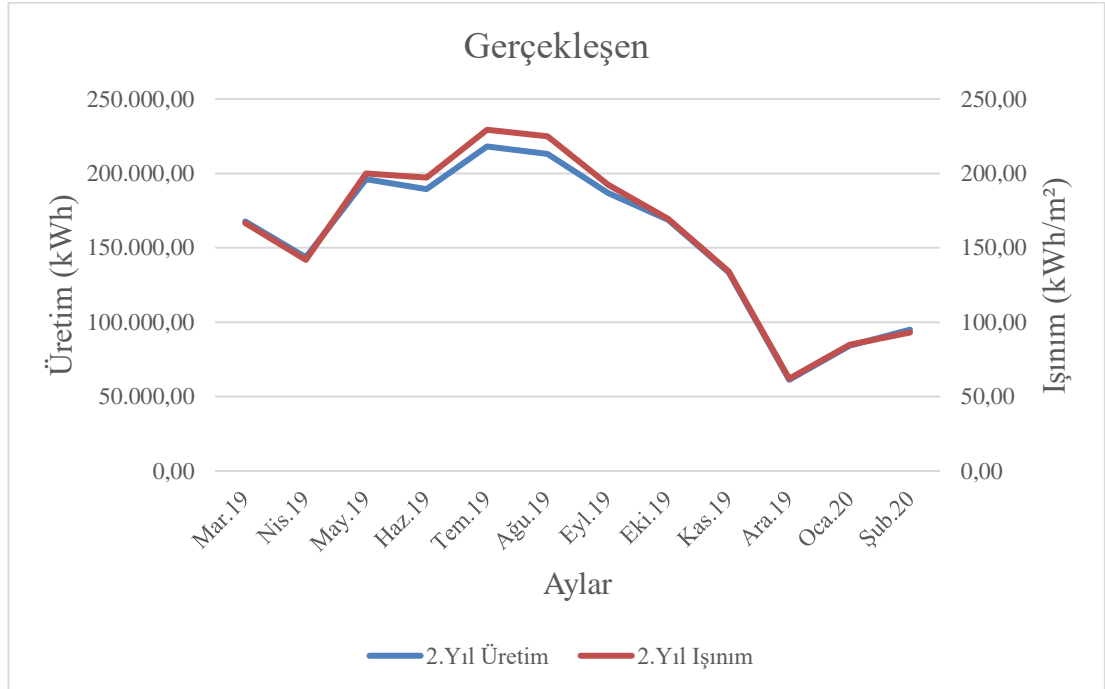
Şekil 4.35. Birinci yıl için aylara göre gerçekleşen üretim ve ışınlam değerleri



İkinci yıl için simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen aylara göre üretim ve ışıınım değerleri Şekil 4.36 ve Şekil 4.37’de verilmiştir.

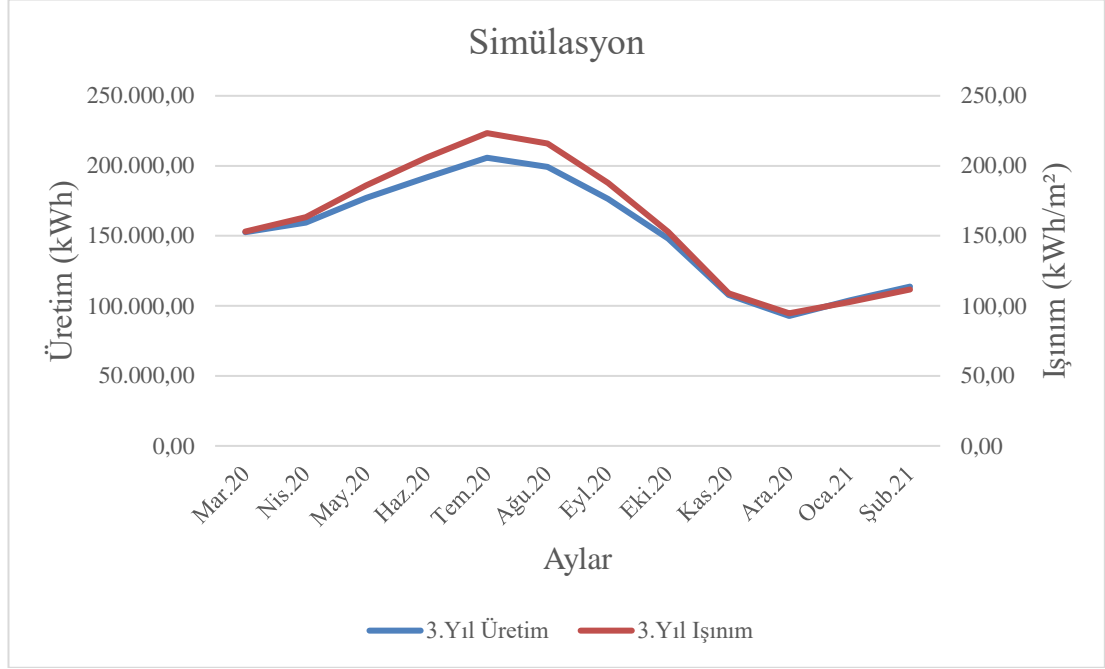


Şekil 4.36. İkinci yıl için aylara göre simülasyon üretim ve ışıınım değerleri

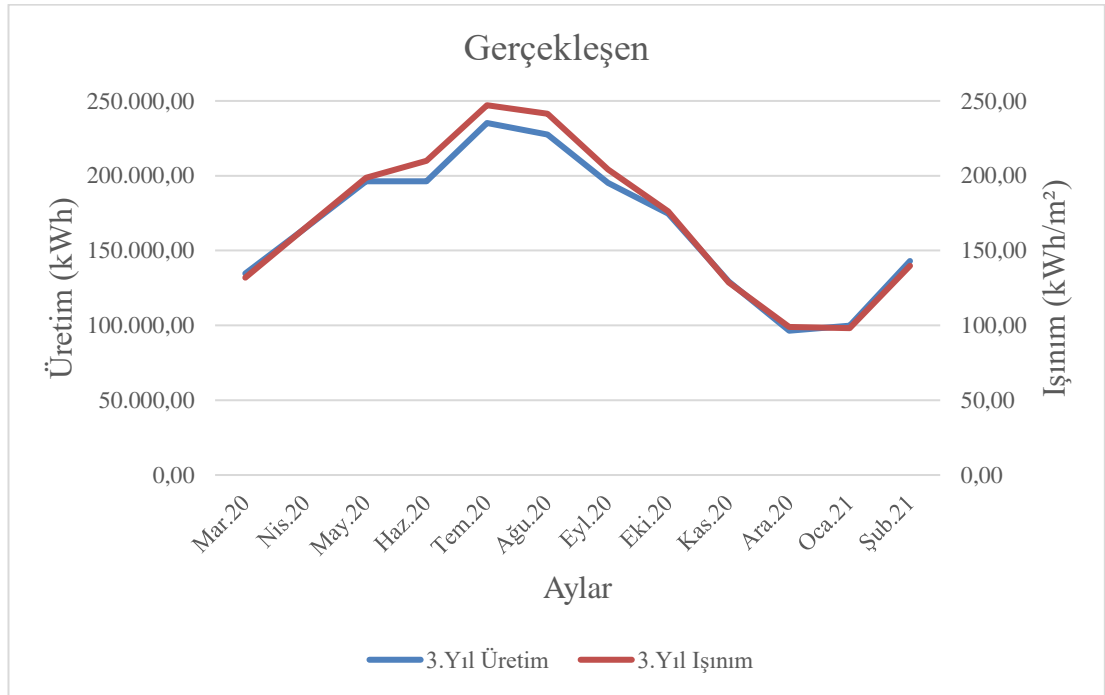


Şekil 4.37. İkinci yıl için aylara göre gerçekleşen üretim ve ışıınım değerleri

Üçüncü yıl için simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen aylara göre üretim ve ışınım değerleri Şekil 4.38 ve Şekil 4.39’da verilmiştir.

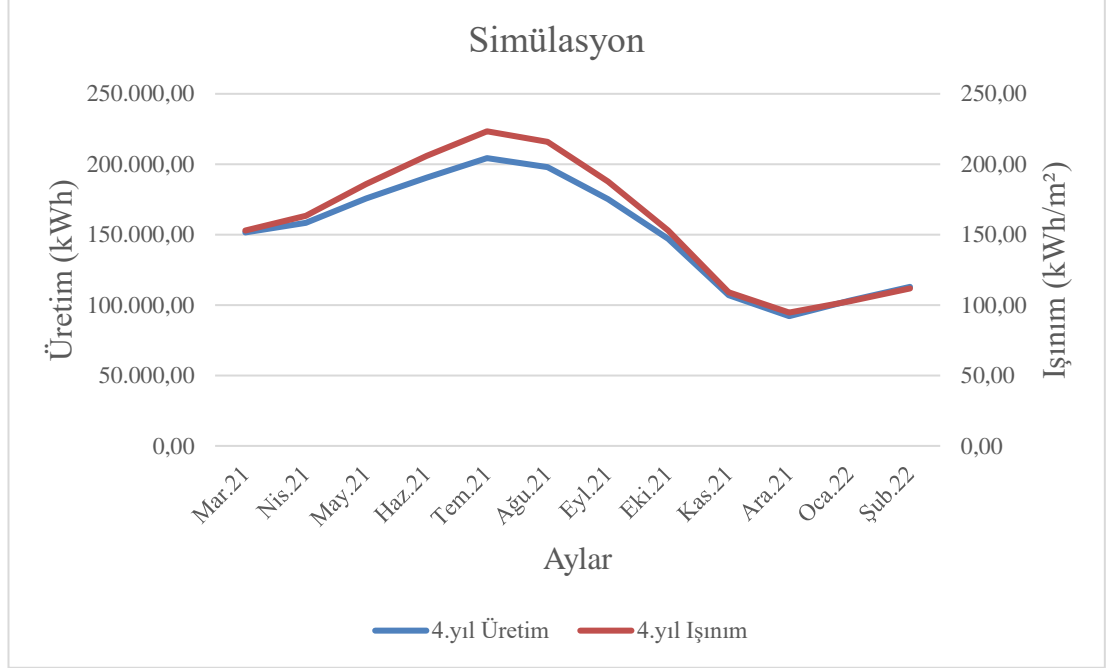


Şekil 4.38. Üçüncü yıl için aylara göre simülasyon üretim ve ışınım değerleri

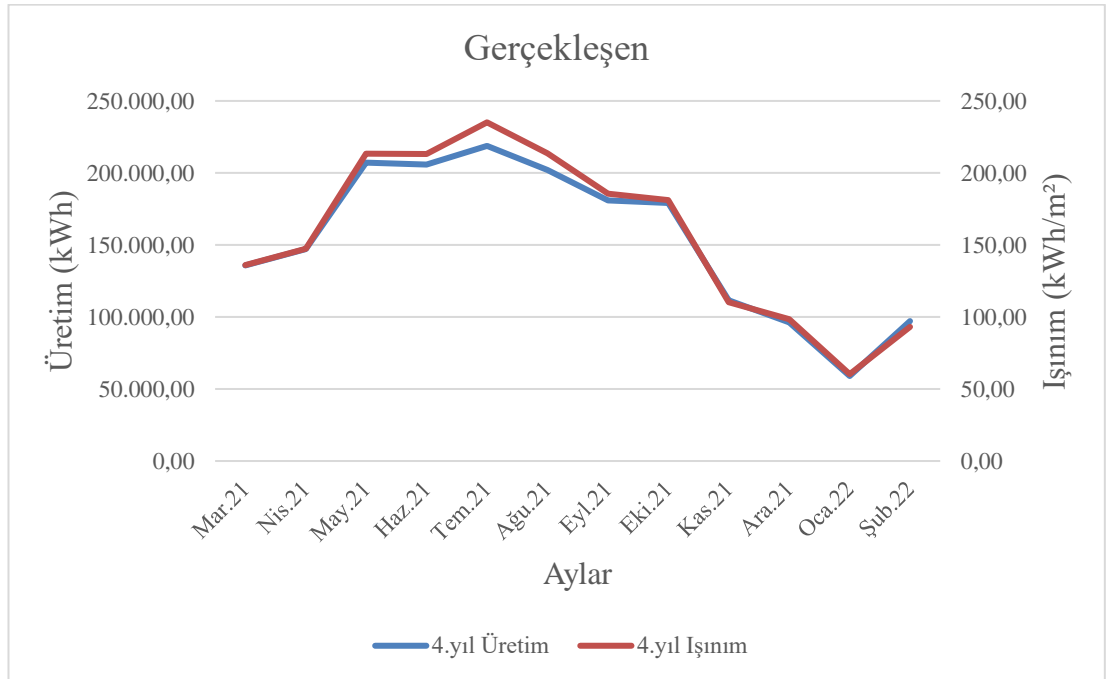


Şekil 4.39. Üçüncü yıl için aylara göre gerçekleşen üretim ve ışınım değerleri

Dördüncü yıl için simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen aylara göre üretim ve ışıınım değerleri Şekil 4.40 ve Şekil 4.41’de verilmiştir.

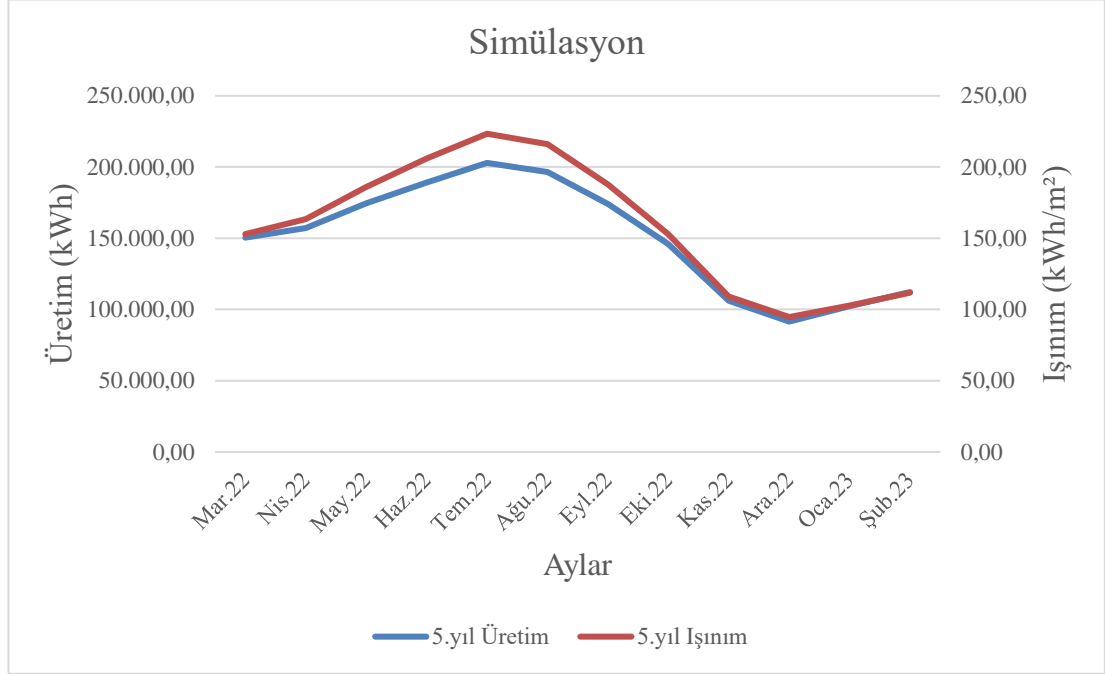


Şekil 4.40. Dördüncü yıl için aylara göre simülasyon üretim ve ışıınım değerleri

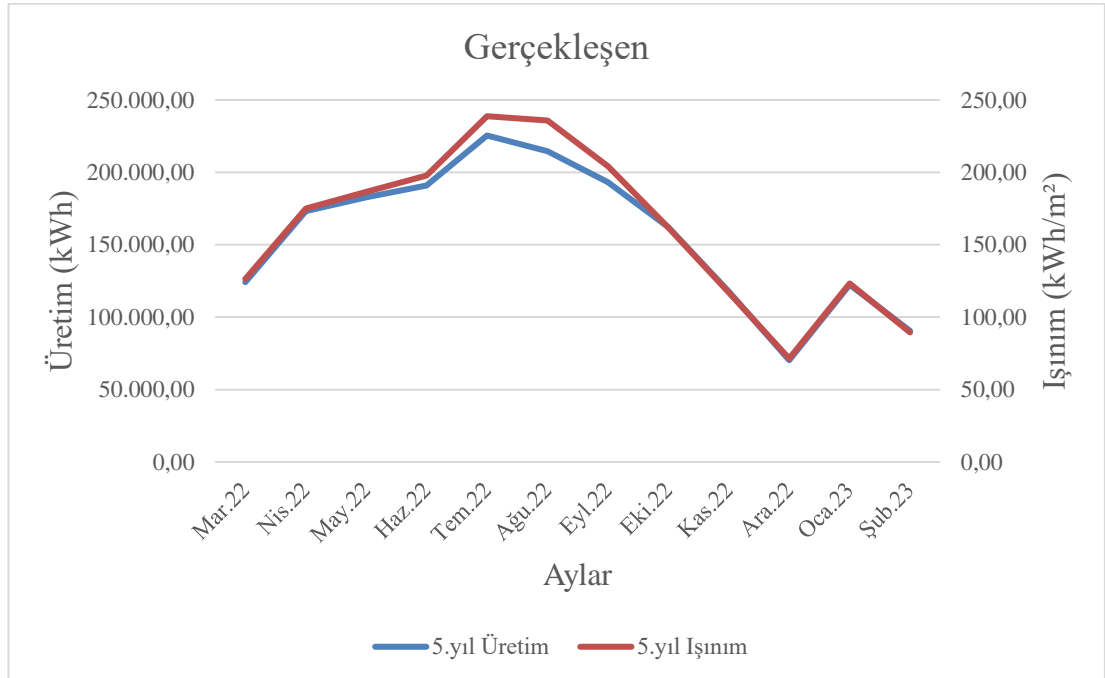


Şekil 4.41. Dördüncü yıl için aylara göre gerçekleşen üretim ve ışıınım değerleri

Beşinci yıl için simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen aylara göre üretim ve ışınım değerleri Şekil 4.42 ve Şekil 4.43’de verilmiştir.

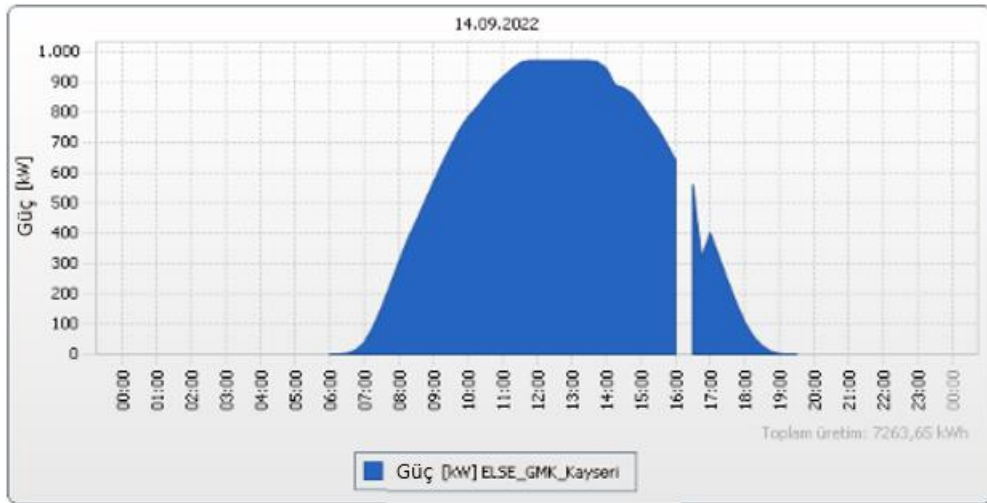


Şekil 4.42. Beşinci yıl için aylara göre simülasyon üretim ve ışınım değerleri



Şekil 4.43. Beşinci yıl için aylara göre gerçekleşen üretim ve ışınım değerleri

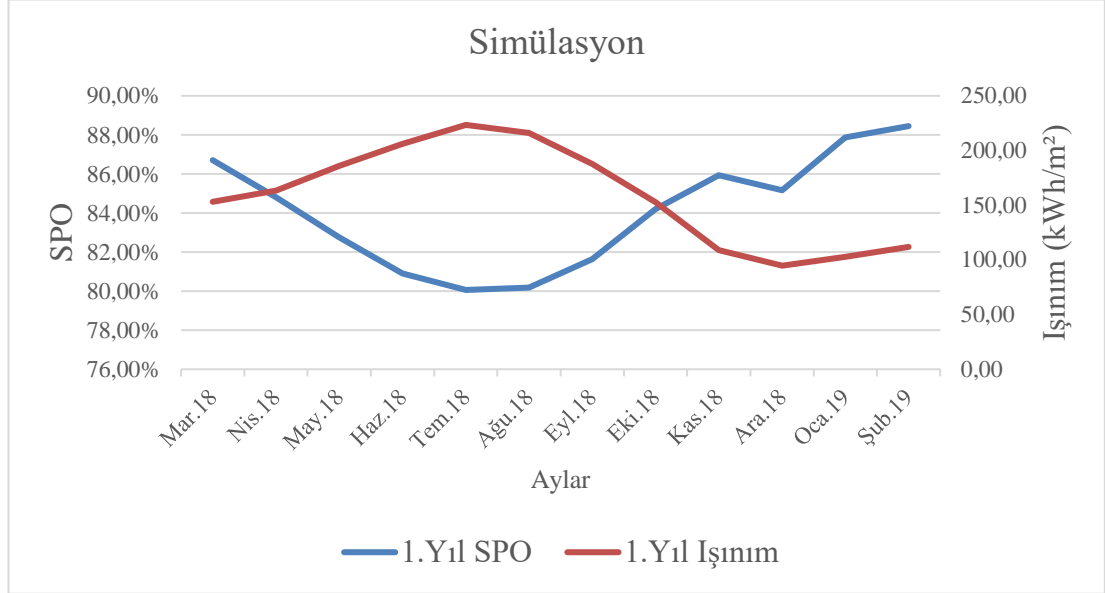
Analizin yapıldığı beş yıllık periyot için yukarıda ifade edilen şekiller dikkate alındığında tüm yıllarda simülasyondan elde edilen üretim ve ışınlım verileri ile sahada gerçekleşen üretim ve ışınlım verilerinin aynı doğrultuda ilerlediği görülmektedir. Yıl bazında bakıldığında bazı aylarda gerçekleşen değerlerin tahmini beklenen değerlerin altında geldiği, bazı aylarda ise tahmini beklenen değerlerin üstünde geldiği görülmektedir. Üretim değerleri göz önüne alındığında ise her iki durum için de ilkbahar ve yaz aylarında ışınlıma göre daha az geldiği görülmektedir. Üretimdeki bu düşüş ilkbahar ve yaz aylarında sıcaklığın etkisi ile panel veriminde yaşanan kayıplardan dolayı ortaya çıkmaktadır ve bu doğal bir gelişmedir. Üretimde düşüşe sebep olabilecek bir diğer etken ise şebekeden kaynaklı elektrik kesintileridir. Örnek olarak Şekil 4.44’de, ilgili santralin 14.09.2022 tarihine ait güç ve kesinti grafiği verilmiştir. Grafiğe bakıldığında 16:00-16:30 saatleri arasında bir elektrik kesintisi görülmektedir. Yaşanan bu elektrik kesintisinde santralin üretimi durmakta ve bu durum da üretim kaybına sebebiyet vermektedir. Kesinti yaşanan saatlerde piranometre akülü sisteme bağlı olduğu için ışınlım değerlerinde bir kayıp yaşanmamaktadır. Bu tarz durumlarda SPO hesaplanırken, kesinti yaşanan zaman aralıklarındaki ışınlım değeri gelen toplam ışınlım değerinden çıkartılarak yaşanan elektrik kesintisinden kaynaklı üretim kayıpları dikkate alınmalıdır.



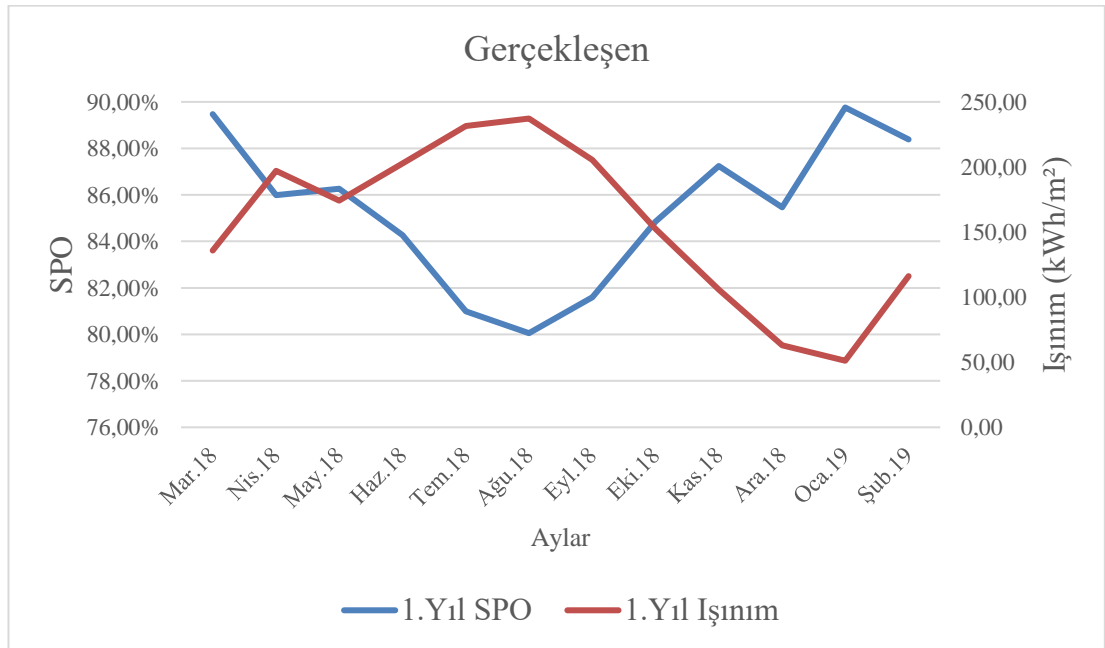
Şekil 4.44. Santralin 14.09.2022 tarihine ait güç ve kesinti grafiği

Üretim ve ışınlım bazındaki kıyaslamaya genel olarak bakıldığında sahada gerçekleşen üretim ve ışınlım eğilimleri simülasyon sonuçlarını destekler niteliktedir.

Birinci yıl için simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen aylara göre ışınlm ve sistem performans oranı grafikleri Şekil 4.45 ve Şekil 4.46'da verilmiştir.

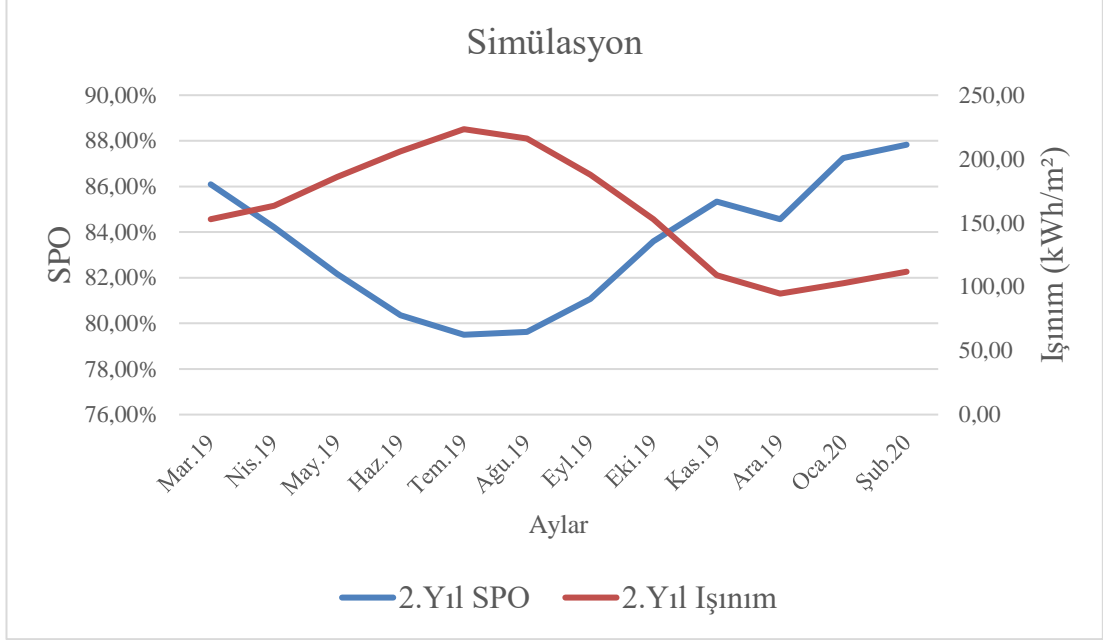


Şekil 4.45. Birinci yıl için aylara göre simülasyon ışınlm ve SPO değerleri

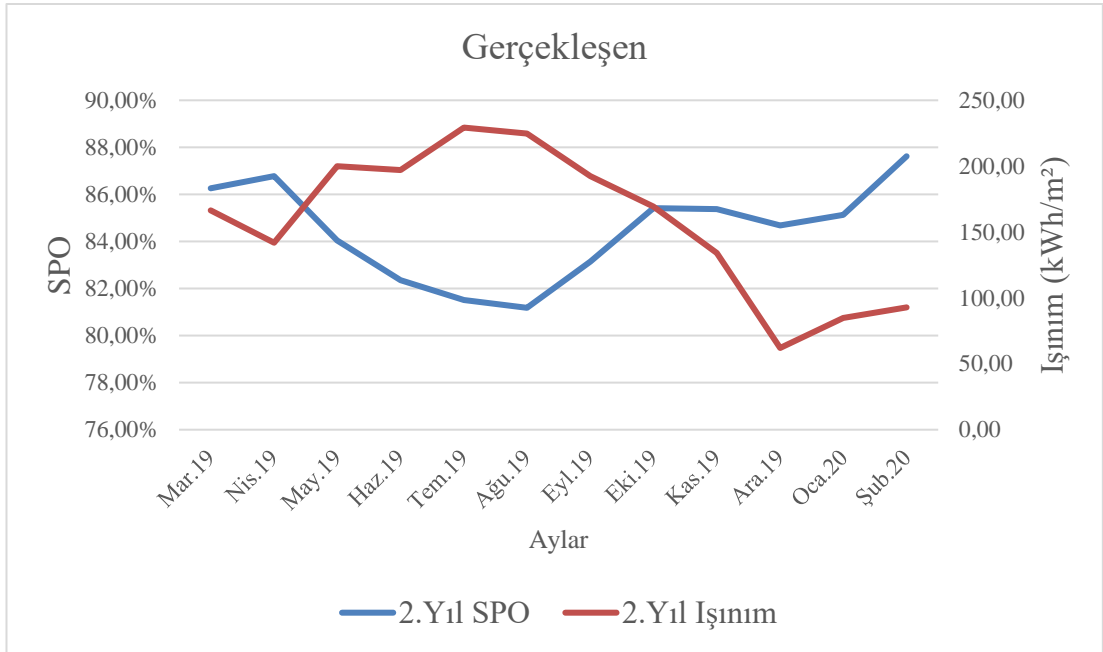


Şekil 4.46. Birinci yıl için aylara göre gerçekleşen ışınlm ve SPO değerleri

İkinci yıl için simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen aylara göre ışınlm ve sistem performans oranı grafikleri Şekil 4.47 ve Şekil 4.48'de verilmiştir.

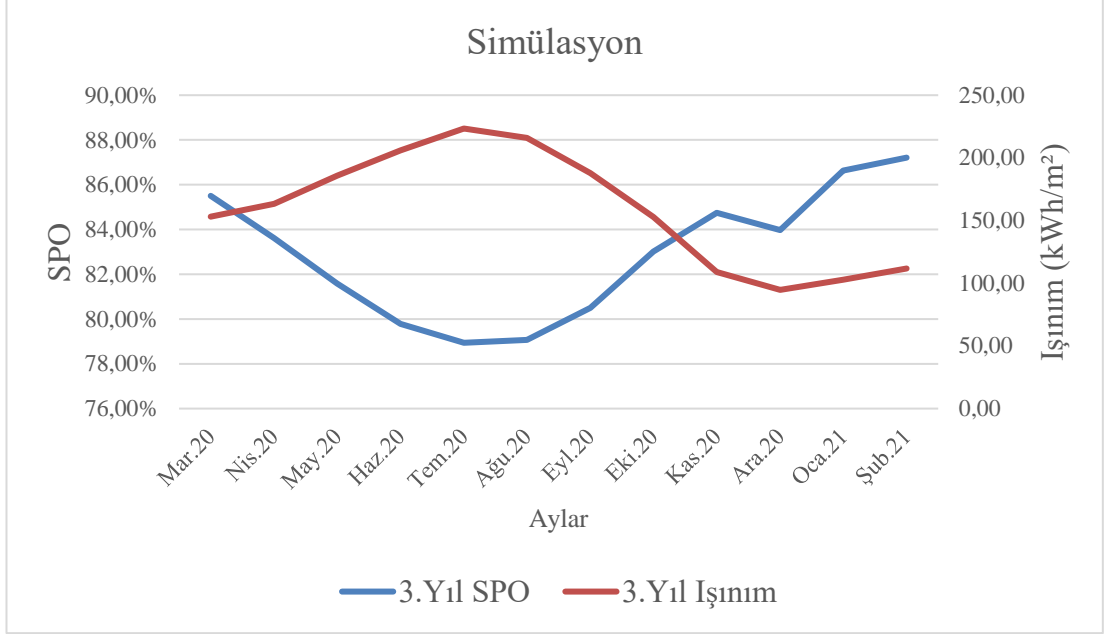


Şekil 4.47. İkinci yıl için aylara göre simülasyon ışınlm ve SPO değerleri

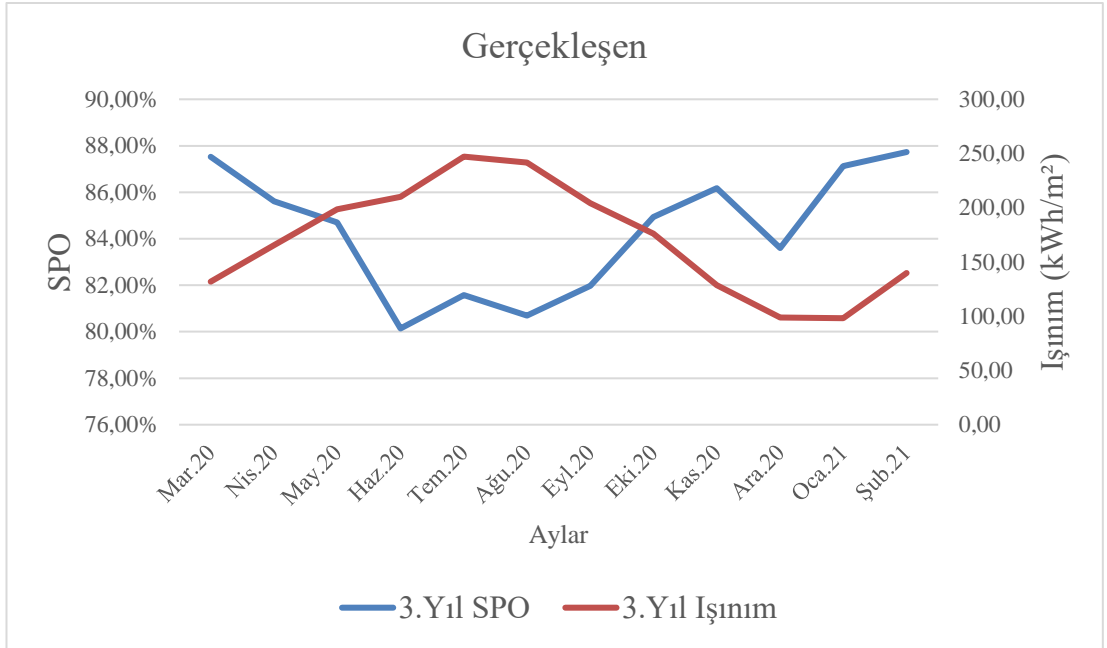


Şekil 4.48. İkinci yıl için aylara göre gerçekleşen ışınlm ve SPO değerleri

Üçüncü yıl için simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen aylara göre ışınlm ve sistem performans oranı grafikleri Şekil 4.49 ve Şekil 4.50’de verilmiştir.



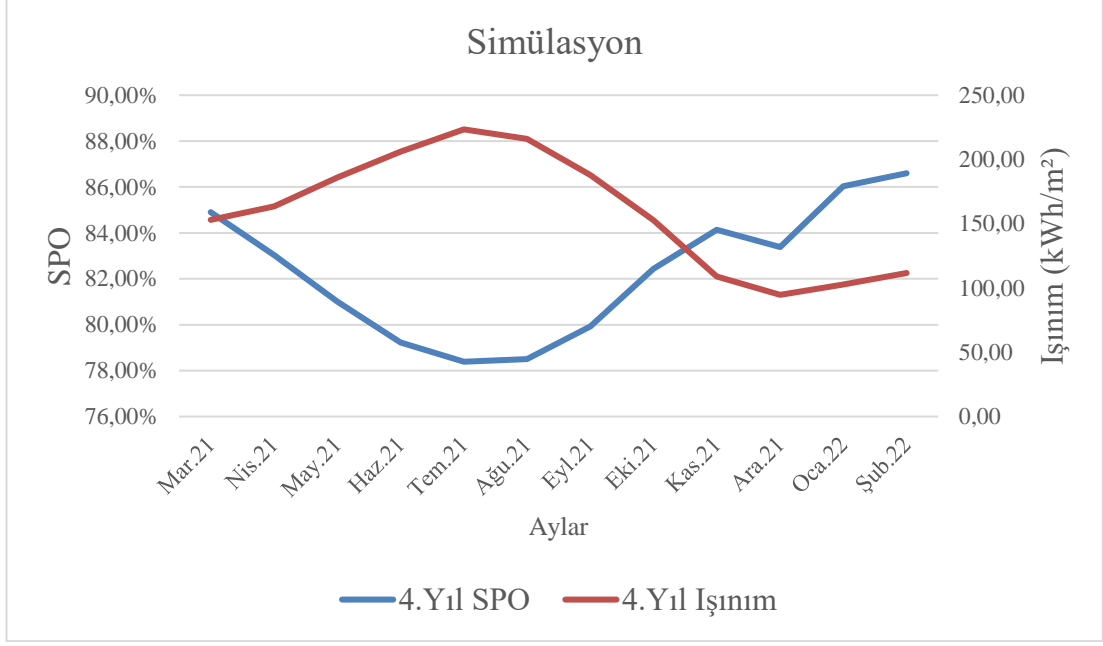
Şekil 4.49. Üçüncü yıl için aylara göre simülasyon ısıtım ve SPO değerleri



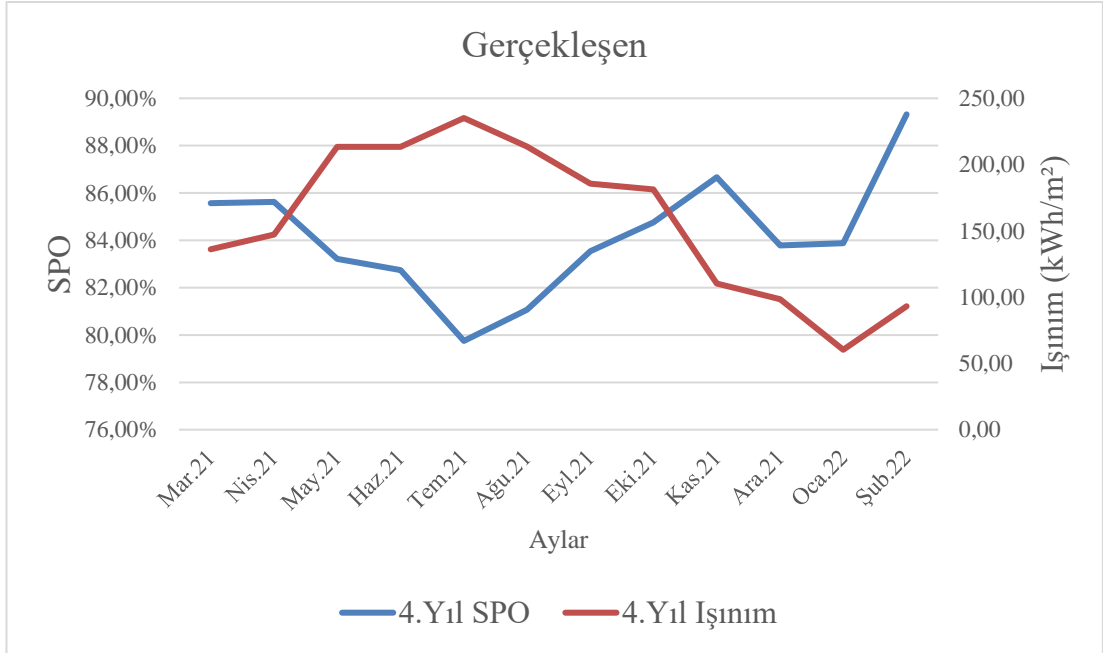
Şekil 4.50. Üçüncü yıl için aylara göre gerçekleşen ısıtım ve SPO değerleri

Dördüncü yıl için simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen aylara göre ısıtım ve sistem performans oranı grafikleri Şekil 4.51 ve Şekil 4.52’de verilmiştir.



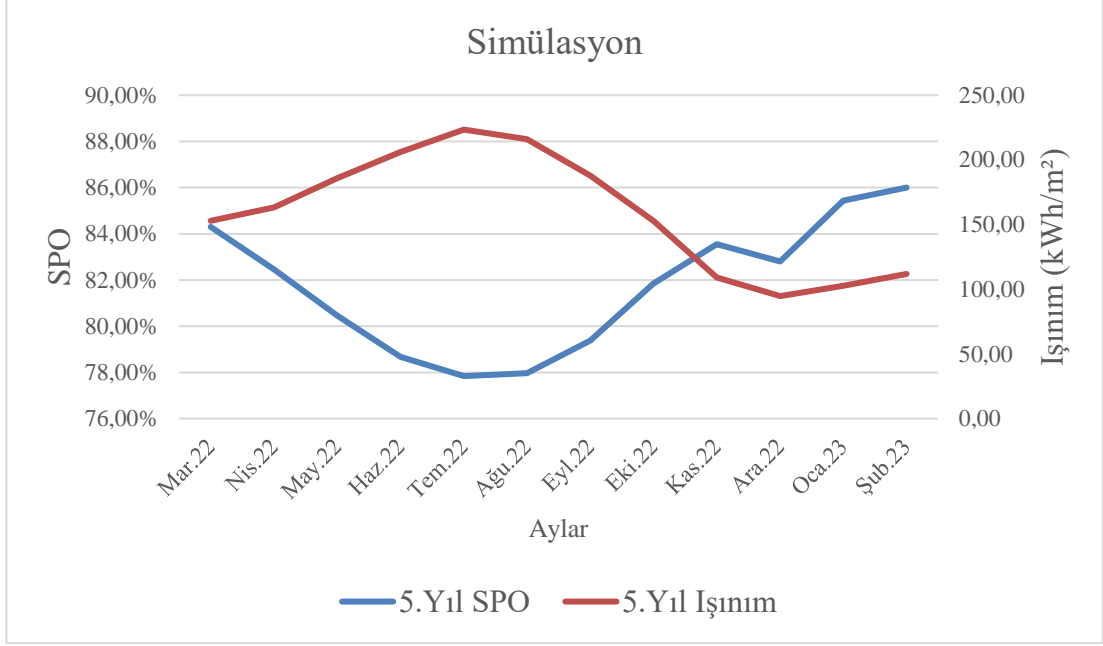


Şekil 4.51. Dördüncü yıl için aylara göre simülasyon ışınlm ve SPO değerleri

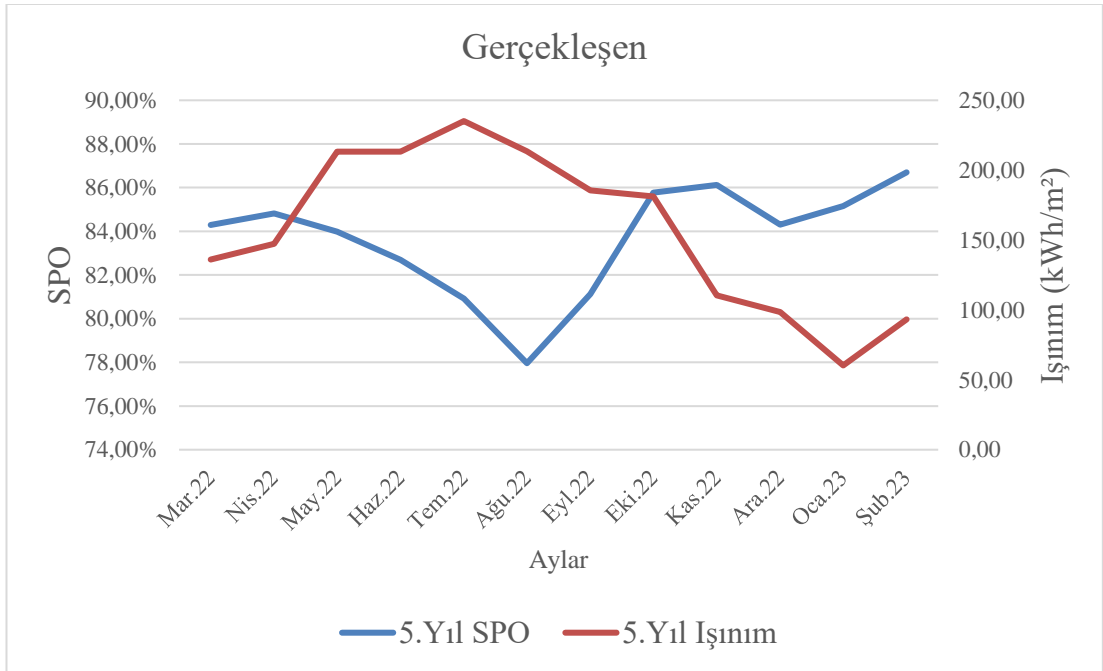


Şekil 4.52. Dördüncü yıl için aylara göre gerçekleşen ışınlm ve SPO değerleri

Beşinci yıl için simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen aylara göre ışınlm ve sistem performans oranı grafikleri Şekil 4.53 ve Şekil 4.54’de verilmiştir.



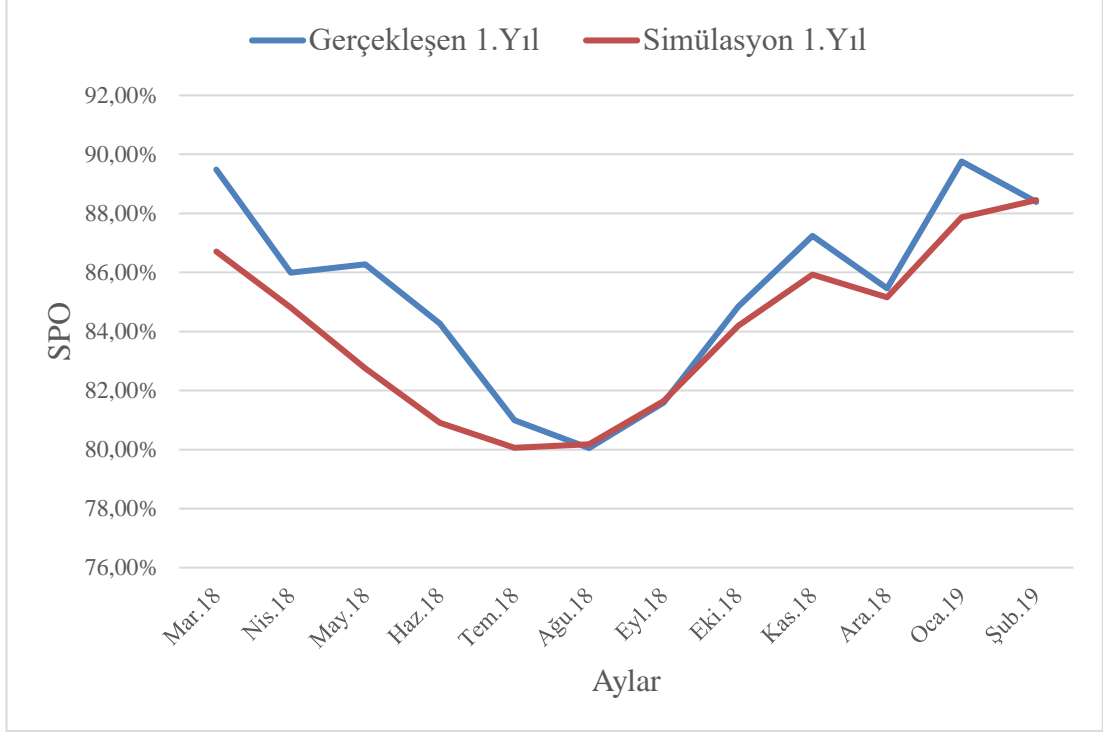
Şekil 4.53. Beşinci yıl için aylara göre simülasyon ışınım ve SPO değerleri



Şekil 4.54. Beşinci yıl için aylara göre gerçekleşen ışınım ve SPO değerleri

Beş yıllık periyot için simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen ışınım ve SPO grafikleri incelendiğinde birinci yıl için mart ve nisan ayında simülasyon ışınım değerinin sahada gerçekleşen ışınım değerine göre daha yüksek geldiği fakat simülasyon SPO oranının gerçekleşen SPO oranına göre daha düşük sonuçlandığı görülmektedir. Yaz aylarına bakıldığında her iki durum için de ışınım ve SPO

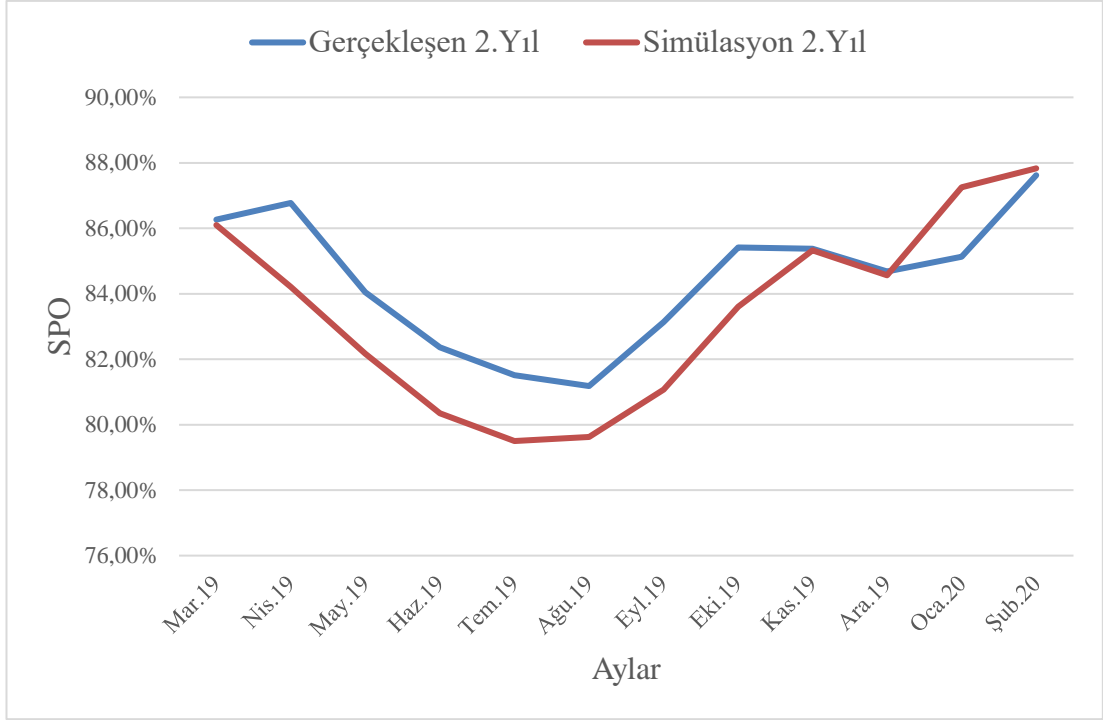
değerlerinin birbirine yakın olduğu görülmektedir. Kış aylarında sahada gerçekleşen ışınlam değerinin simülasyona göre daha düşük geldiği fakat gerçekleşen SPO oranının simülasyon SPO oranına göre daha yüksek sonuçlandığı görülmüştür. İkinci yıla bakıldığında mart ayında her iki durum için ışınlam ve SPO değerlerinin birbirine yakın olduğu fakat nisan ayında değerler arası fark olduğu görülmektedir. Yaz aylarında her iki durum için ışınlam değerlerinin yakın gelmesine rağmen SPO oranlarında gerçekleşen simülasyona göre daha yüksek sonuçlanmıştır. Kış aylarında sahada gerçekleşen ışınlamın simülasyon ışınlamına göre düşük geldiği, SPO oranlarının ise her iki durum için aynı seviyelerde olduğu görülmüştür. Üçüncü yılı incelediğimizde mart ve nisan ayında sahada gerçekleşen ışınlam değeri ile simülasyon ışınlam değeri arasında çok bir fark olmadığı fakat gerçekleşen SPO oranının simülasyon SPO oranına göre daha yüksek sonuçlandığı görülmektedir. Yaz aylarında sahada gerçekleşen ışınlam değeri simülasyon ışınlam değerinin üstünde gelirken, gerçekleşen SPO oranı da aynı şekilde simülasyon SPO oranının üstünde sonuçlanmıştır. Kış ayları için her iki durumda değerlerin birbirine yakın olduğunu söyleyebiliriz. Dördüncü yılı incelediğimizde mart ve nisan ayında sahada gerçekleşen ışınlam ve SPO değerleri ile simülasyon değerleri arasında çok bir farkın olmadığı görülmektedir. Yaz aylarında da gerçekleşen ışınlam ile simülasyon ışınlamı birbirine yakın gelmiş fakat gerçekleşen SPO oranı simülasyon SPO oranına göre yüksek sonuçlanmıştır. Kış aylarına baktığımızda ışınlamlar arası farkın olduğu fakat SPO oranlarının benzer seviyelerde sonuçlandığı görülmüştür. Son olarak beşinci yıla bakıldığında mart ve nisan ayında sahada gerçekleşen ışınlam simülasyon ışınlamına göre daha düşük gelirken, gerçekleşen SPO oranı simülasyon SPO oranına göre mart ayında yakın nisan ayında ise üstünde sonuçlanmıştır. Yaz aylarında her iki durum için de hem ışınlam değerleri hem de SPO oranları birbirine yakın gelmiştir. Ekim ve Kasım ayında gerçekleşen değerler simülasyona göre daha yüksek gelirken kış aylarında daha dengeli bir seyir yakalamıştır. Genel tabloya bakıldığında her iki durumda ışınlam ve SPO eğrilerinin benzer tepkiler gösterdiği söylenebilir. Birinci yıl için simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen aylık SPO oranları Şekil 4.55’de verilmiştir.



Şekil 4.55. Birinci yıl için aylık simülasyon ve sahada gerçekleşen SPO oranları

İlgili grafiğe bakıldığında sahada gerçekleşen SPO oranlarının 2018 Ağustos, Eylül ve 2019 Şubat ayları haricindeki tüm aylarda simülasyon SPO oranlarının üstünde sonuçlandığı görülmektedir. Belirtilen 3 ay için ise simülasyon SPO oranlarının gerçekleşen SPO oranlarının üstünde sonuçlandığı fakat oranların birbirine çok yakın olduğu görülmektedir. İlgili aylardaki SPO oranları arasındaki farkın azalması yaz aylarında sıcaklığın olumsuz etkisine bağlı, kış aylarında ise olumsuz hava şartlarına ve gölgelenmeye bağlı gerçekleştiği söylenebilir. SPO oranlarındaki farkın arttığı aylarda ise hem bakım çalışmalarının, hem de sıcaklığa bağlı hava şartlarının sistem performansı üzerinde olumlu etki sağladığı söylenebilir. SPO oranlarındaki farkın en fazla olduğu zamanlar ise ilkbahar ayları olarak görülmektedir. Gerçekleşen maksimum fark %3,52 lik bir oran ile en fazla Mayıs ayında görülmüştür. Genellikle bu aylar daha serin geçmesinden dolayı gelen ışınlama ile beraber paneller daha verimli bir performans göstermektedir.

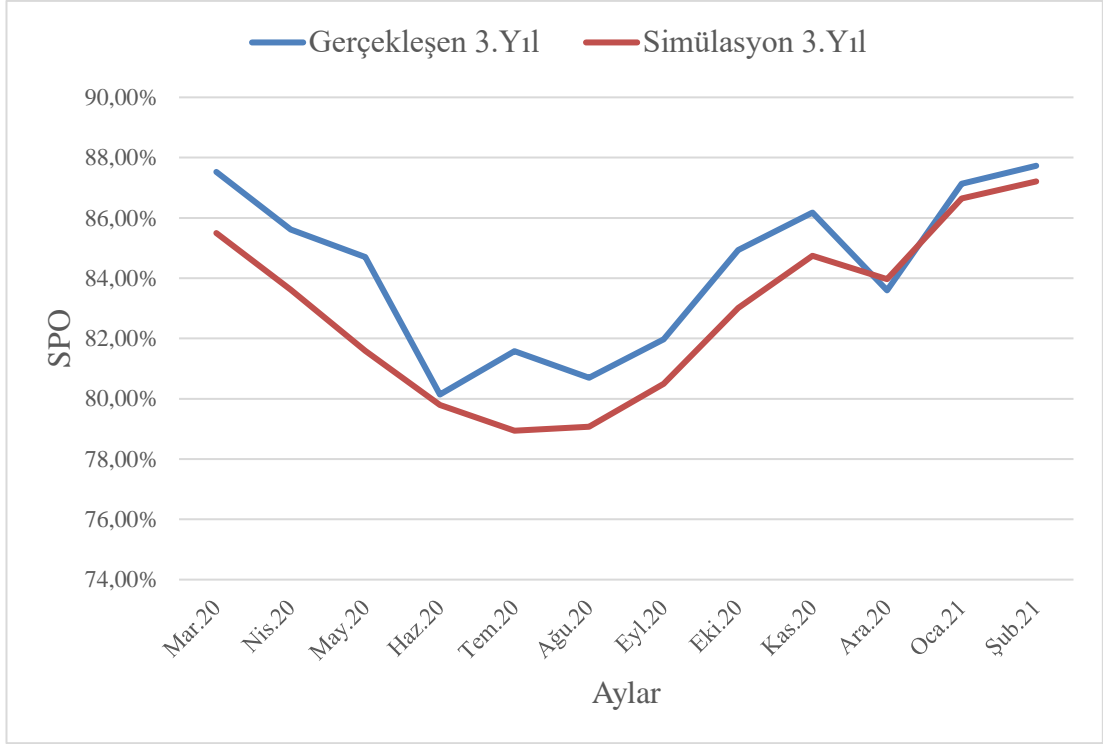
İkinci yıl için simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen aylık SPO oranları Şekil 4.56'da verilmiştir.



Şekil 4.56. İkinci yıl için aylık simülasyon ve sahada gerçekleşen SPO oranları

İlgili grafiğe bakıldığında sahada gerçekleşen SPO oranlarının 2020 Ocak ve Şubat ayları haricindeki tüm aylarda simülasyon SPO oranlarının üstünde sonuçlandığı görülmektedir. 2019 Mart, Kasım ve Aralık aylarında ise gerçekleşen SPO oranlarının simülasyon SPO oranlarının üstünde sonuçlanmasına rağmen farkların çok az neredeyse eşit olduğu görülmektedir. İlgili aylardaki SPO oranları arasındaki farkın azalması yine kış aylarında olumsuz hava şartlarına ve gölgelenmeye bağlı gerçekleştiği söylenebilir. İkinci yılda yaz aylarında SPO oranları arasında aşırı bir fark azalması olmadığı görülmektedir. Bu durumun ilgili yıl içerisinde sıcaklığa bağlı hava şartlarının yaz aylarında SPO'ya çok etki etmediği söylenebilir. SPO oranlarındaki farkın en fazla olduğu zamanlar ilkbahar ayları olarak görülmektedir. Gerçekleşen maksimum fark %2,56'lık bir oran ile en fazla Nisan ayında görülmüştür.

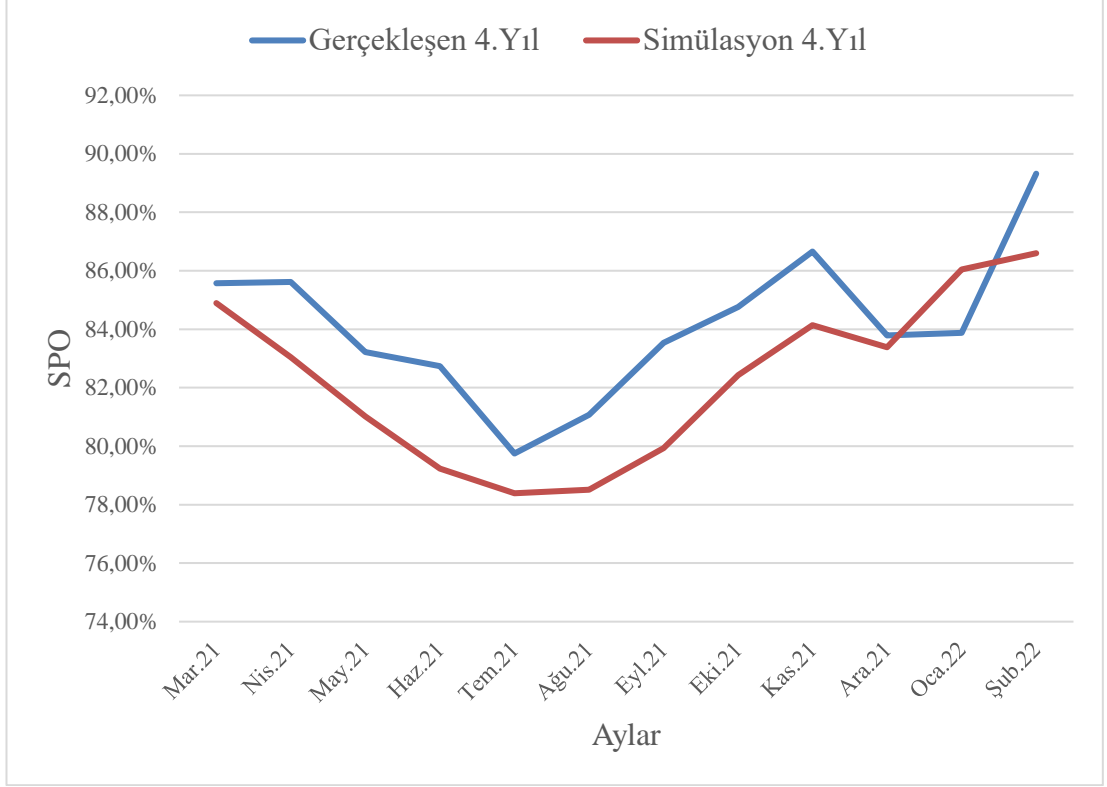
Üçüncü yıl için simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen aylık SPO oranları Şekil 4.57'de verilmiştir.



Şekil 4.57. Üçüncü yıl için aylık simülasyon ve sahada gerçekleşen SPO oranları

İlgili grafiğe bakıldığında sahada gerçekleşen SPO oranlarının 2020 Aralık ayı haricindeki tüm aylarda simülasyon SPO oranlarının üstünde sonuçlandığı görülmektedir. 2020 Haziran, 2021 Ocak ve Şubat aylarında ise gerçekleşen SPO oranlarının simülasyon SPO oranlarının üstünde sonuçlanmasına rağmen farkların çok az olduğu görülmektedir. İlgili aylardaki SPO oranları arasındaki farkın azalması ilk yılda olduğu gibi yaz aylarında sıcaklığın olumsuz etkisine bağlı, kış aylarında ise olumsuz hava şartlarına ve gölgelemeye bağlı gerçekleştiği söylenebilir. Üçüncü yılda yaz aylarında SPO oranları arasındaki fark sadece haziran ayında ciddi bir şekilde azalmıştır. Bu durumun yine sıcaklıkla bağlantılı olduğunu söylebiliriz. SPO oranlarındaki fark bu yıl için de yine en fazla ilkbahar aylarında görülmektedir. Temmuz ayında da fark yine diğer aylara göre daha fazla görülmektedir. Gerçekleşen maksimum fark %3,11 lik bir oran ile en fazla mayıs ayında görülmüştür.

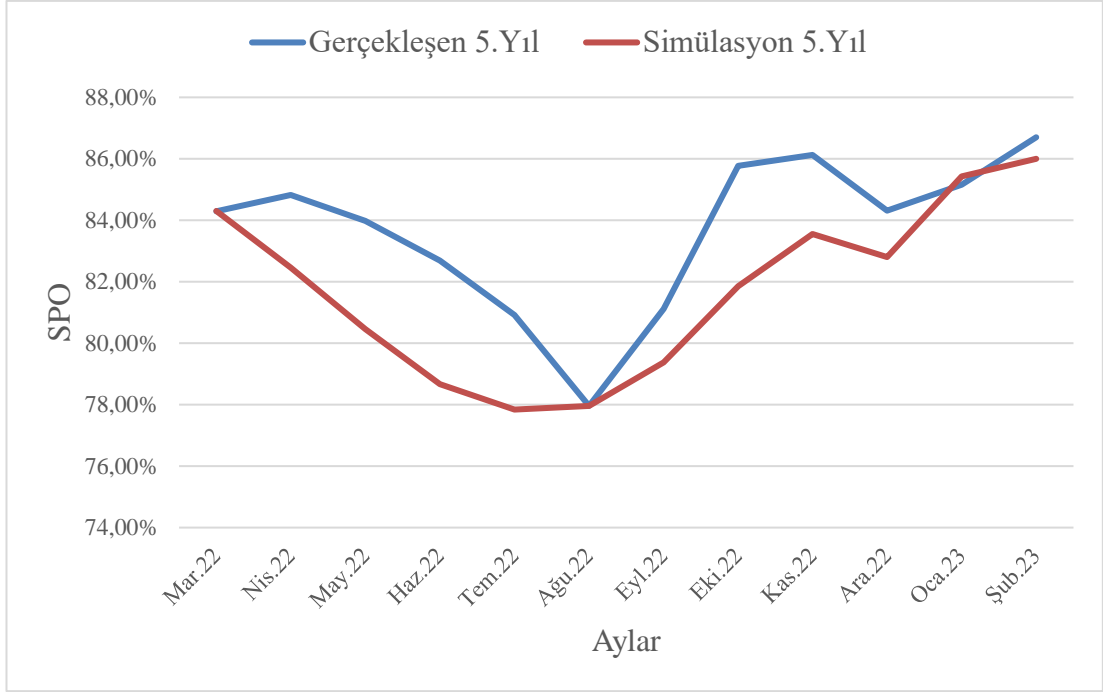
Dördüncü yıl için simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen aylık SPO oranları Şekil 4.58’de verilmiştir.



Şekil 4.58. Dördüncü yıl için aylık simülasyon ve sahada gerçekleşen SPO oranları

İlgili grafiğe bakıldığında sahada gerçekleşen SPO oranlarının 2022 Ocak ayı haricindeki tüm aylarda simülasyon SPO oranlarının üstünde sonuçlandığı görülmektedir. 2021 Mart ve Aralık aylarında ise gerçekleşen SPO oranlarının simülasyon SPO oranlarının üstünde sonuçlanmasına rağmen farkların çok az olduğu görülmektedir. Bakıldığında yine SPO oranlarında farkın azaldığı aylar kış aylarını kapsamaktadır. Yaz aylarına bakıldığında ise farkın sadece temmuz ayında azaldığı görülmektedir. Bir önceki yıllarda olduğu gibi bu yıl da belirtilen aylardaki farkın azalması yine aynı sebeplerden kaynaklı devam etmektedir. SPO oranlarındaki fark dördüncü yıl için en fazla sonbahar ve ilkbahar aylarında görülmektedir. İlkbahar döneminde farkın en fazla olduğu ay %3,51 lik bir oran ile haziran iken, gerçekleşen maksimum fark %3,61 lik bir oran ile en fazla eylül ayında görülmüştür.

Beşinci yıl için simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen aylık SPO oranları Şekil 4.59'da verilmiştir.



Şekil 4.59. Beşinci yıl için aylık simülasyon ve sahada gerçekleşen SPO oranları

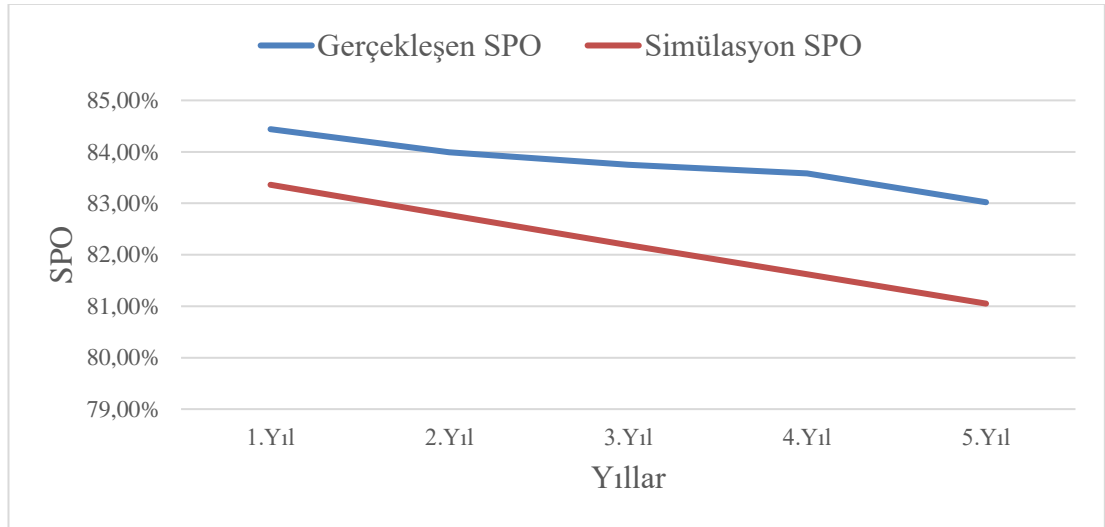
İlgili grafiğe bakıldığında sahada gerçekleşen SPO oranlarının 2022 Mart, Ağustos ve 2023 Ocak ayları haricindeki tüm aylarda simülasyon SPO oranlarının üstünde sonuçlandığı görülmektedir. 2022 Mart ayında SPO oranı sadece %0,01 lik bir oran ile simülasyon tarafında fazla sonuçlanmıştır. 2022 Ağustos ayında ise her iki SPO oranı da eşit sonuçlanmıştır. 2023 Şubat ayında ise gerçekleşen SPO oranı simülasyon SPO oranına göre üstünde sonuçlanmış fakat farkın diğer aylara göre çok daha az olduğu görülmektedir. Kış aylarında SPO oranlarındaki farklar beşinci yıl için de azalan yöndedir. Yaz döneminde bir tek ağustos ayında SPO oranları eşit gelmiş olup diğer aylarda farklar bulunmaktadır. Her yıl görüldüğü gibi beşinci yıldaki farkın azaldığı aylar benzer olduğu için farkın azalmasına sebep olan etkenleri de aynı şekilde ifade edebiliriz. SPO oranlarındaki fark beşinci yıl için en fazla ilkbahar ve sonbahar aylarında görülmektedir. Sonbahar döneminde farkın en fazla olduğu ay %3,92 lik bir oran ile ekim iken, gerçekleşen maksimum fark %4,02 lik bir oran ile en fazla haziran ayında görülmüştür.

Genel olarak beş yıllık beriyot boyunca simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen aylık SPO oranları arasında kıyaslamaya bakıldığında SPO oranlarındaki farkların kış aylarında ve bazı yaz aylarında azaldığı görülmüştür. Bu farklardaki



azalmaların temel sebepleri de belirtildiği gibi yaz aylarında sıcaklığa bağlı kış aylarında ise olumsuz hava şartları veya gölgelenmeye bağlı değişebilir. SPO oranlarındaki farkların arttığı aylara bakıldığında ilkbahar ve sonbahar dönemleri olarak görülmektedir. Bu dönemlerde sahada gerçekleşen havaların daha serin olması ve aynı zamanda yine ışınımın da yeterli gelmesi panel verimini olumlu etkilediğinden dolayı SPO oranının da artmasına sebep olmuştur. Tüm periyotta yıl bazında bir değerlendirme yapıldığında çoğu aylarda sahada gerçekleşen SPO oranlarının simülasyon SPO oranlarına göre üstünde sonuçlandığı görülmüştür. Bu duruma katkı sağlayan etkenler ise proje, işletme ve bakım süreçlerinin iyi yönetilmesidir.

Analizin yapıldığı beş yıllık periyot için sahada gerçekleşen ve simülasyondan elde edilen yıl sonu SPO oranları Şekil 4.60'de verilmiştir.



Şekil 4.60. Yıl sonu sahada gerçekleşen ve simülasyon SPO oranları

Grafiğe bakıldığında sahada gerçekleşen yıl sonu SPO oranlarının simülasyon SPO oranlarının üstünde sonuçlandığı görülmektedir. Simülasyon SPO oranlarının yıl ilerledikçe lineer bir düşüş gösterdiği, sahada gerçekleşen SPO oranlarının ise daha çok yatayda seyrederek bir düşüş gösterdiği gözlemlenmiştir. İlk yıldan itibaren son yıla doğru sahada gerçekleşen SPO oranları ile simülasyon SPO oranları arasındaki farka bakıldığında son yıla gidildikçe farkın arttığı görülmektedir. SPO oranları

arasındaki farklar ise sırasıyla birinci yıl %1,08, ikinci yıl %1,22, üçüncü yıl %1,56, dördüncü yıl %1,96, beşinci yıl %1,97 olarak kaydedilmiştir.

Sahada gerçekleşen yıl sonu SPO oranlarının simülasyon SPO oranlarının üstünde sonuçlanması ve yıl ilerledikçe SPO oranları arasındaki farkın artması sistem tasarımının doğru yapıldığını devamında ise işletme ve bakım sürecinin iyi yönetildiğini gösterir niteliktedir. Sistemin beş yıl sonundaki SPO oranına bakıldığında %83 seviyesinde olduğu görülmektedir. Bu oran %80 üzerinde kaldığı sürece performans açısından iyi olarak yorumlanmaktadır.

## BÖLÜM 5

### SONUÇLAR

Bu tez kapsamında incelenen, Kayseri ili İncesu ilçesi Beşagül mevkiinde 209 Ada, 388 parsel üzerine uygulanmış olan 1166,88 kWp/1000 kW güç kapasitesine sahip GMK fotovoltaik enerji santralının çağrı mektubu başvuru süreci, projelendirme aşaması ve proje onayı için TEDAŞ kurumunun talep ettiği veriler açıklanmıştır. Ayrıca PVSYST programı ile santralin simülasyonu yapılarak simülasyondan elde edilen ve sahada gerçekleşen verilerin aylık ve yıllık bazda kıyaslaması yapılmıştır. Bununla birlikte santral kurulumu sonrası uygulanan işletme ve bakım metotları ve bu metotların içerikleri açıklanmıştır.

Tesisin bulunduğu bölgeye ait meteorolojik veriler baz alınarak, projede kullanılan panel ve invertere ait elektriksel bilgiler doğrultusunda bir dizide seri bağlanabilecek maksimum panel sayısı 22 adet olarak ve bir invertere bağlanabilecek paralel dizi sayısı 12 adet olarak belirlenmiştir.

İlgili IEC standartları ve elektrik tesisleri uygulama esasları dikkate alınarak tesiste kullanılan DC ve AC kablolarının kesitleri belirlenmiştir. Yapılan hesaplamalara göre panel seri bağlantılarında kullanılan DC kabloda 6 mm<sup>2</sup> kesitli Flex-Sol-XL kablo, DC toplama kutusu-inverter arası kullanılan DC kabloda 50 mm<sup>2</sup> kesitli NYY kablo, inverter-ana toplama panosu arası AC kabloda 70 mm<sup>2</sup> kesitli NAYY kablo ve ana toplama panosu-trafo arası AC kabloda 240 mm<sup>2</sup> kesitli NYY kablo kullanılması uygun görülmüştür.

Sistemin bulunduğu konuma ve kullanılan ekipmanlara göre PVSYST programında simülasyon öngörülere hesaplanmıştır. Kullanılan fotovoltaik panellerde ilk yıl %2,5 ve sonraki yıllar %0,7 verim kaybı olacağı dikkate alındığında simülasyon üretim verileri sırasıyla birinci yıl için 1.854.486,60 kWh, ikinci yıl için 1.841.505,19 kWh,

üçüncü yıl için 1.828.614,66 kWh, dördüncü yıl için 1.815.814,35 kWh ve beşinci yıl için 1.803.103,65 kWh olarak bulunmuştur. Sahada gerçekleşen üretim verileri ise sırasıyla birinci yıl için 1.845.262,21 kWh, ikinci yıl için 1.857.411,79 kWh, üçüncü yıl için 1.993.662,44 kWh, dördüncü yıl için 1.840.979,41 kWh ve beşinci yıl için 1.867.547,69 kWh olarak gerçekleşmiştir. Simülasyon ve sahada gerçekleşen üretimler karşılaştırıldığında, sahada gerçekleşen üretimler simülasyon üretim öngörülerini doğrular niteliktedir.

Simülasyondan elde edilen yıl sonu SPO değerleri sırasıyla birinci yıl %83,36, ikinci yıl %82,77, üçüncü yıl %82,19, dördüncü yıl %81,62 ve beşinci yıl %81,05 olarak hesaplanmıştır. İlk yıl ile son yıla ait SPO oranı arasındaki farkın %2,31 olduğu görülmüştür. Bu %2,31'lik fark beşinci yıl sonundaki simülasyon tarafında performans oranındaki düşüşü göstermektedir. Sahada gerçekleşen yıl sonu SPO değerleri ise sırasıyla birinci yıl %84,44, ikinci yıl %83,99, üçüncü yıl %83,75, dördüncü yıl %83,58 ve beşinci yıl %83,02 olarak hesaplanmıştır. İlk yıl ile son yıla ait SPO oranı arasındaki farkın %1,42 olduğu görülmüştür. Bu %1,42'lik fark beşinci yıl sonundaki sahada gerçekleşen performans oranındaki düşüşü göstermektedir. Simülasyon ve sahada gerçekleşen yıl sonu SPO değerleri karşılaştırıldığında, sahada gerçekleşen SPO değerlerinin her yıl simülasyon SPO değerlerinin üstünde sonuçlandığı ve SPO oranları arasındaki farkın yıl ilerledikçe arttığı görülmüştür. Bu durum sahada uygulanan tasarımın doğru bir mühendislik çalışması ile yapıldığının ve devamında işletme ve bakım sürecinin iyi yönetildiğinin göstergesi niteliğindedir.

Sistemin 5 yıllık performans analizinde uygulanan işletme bakım metodları açıklanmıştır. İzleme sistemleri ile birlikte saha bakım uygulamalarının sistem performansı üzerinde etkisi incelenmiştir. Sahada gerçekleşen sistem performans oranının 5 yıllık süre boyunca simülasyon sistem performans oranının üzerinde sonuçlandığı görülmüştür. Yapılan incelemede düzenli uygulanan işletme bakım metodlarının sistem performansının yükselmesi adına önemli bir etkiye sahip olduğu ortaya çıkmıştır.

Sıcaklık faktörünün sistem performans oranını olumsuz yönde etkilediği ortaya çıkmıştır. Sahada gerçekleşen ve simülasyondan elde edilen sistem performans

oranlarında sıcaklık faktörünün aynı aylarda benzer etkiler gösterdiği görülmüştür. Sistem performans oranlarında ilkbahar ve yaz aylarında düşüş görülürken, sonbahar ve kış aylarında artış gözlemlenmiştir.

İçerisinde bulunduğumuz gezegende sürdürülebilir bir yaşam oluşturmamız için atmosfere zarar vermeyecek enerji kaynaklarını kullanmamız gerekmektedir. Teknolojinin de ilerlemesiyle enerjiye olan talep gün geçtikçe artmaktadır. Teknolojiyi kullanırken hem iklim krizi ile mücadele etmek hem de karbon ayak izinin azaltılması için temiz enerji kaynaklarını kullanmamız kaçınılmaz hale gelmektedir. Bu noktada güneş enerjisinin önemi artmaktadır. Bu sebeple güneş enerjisine dayalı projelerin desteklenmesi ve teşvik edilmesi gerekmektedir. Böylece hem dünya açısından daha temiz ve sürdürülebilir bir ortam oluşabilecek hem de ülkemiz adına enerjide dışa bağımlılık azaltılmış olacaktır.

Güneş enerjisine dayalı projeler hayata geçirilirken yatırımın daha sonrasında çöp haline dönüşmemesi için projelendirme aşamasında mühendislik ve denetleme çalışmalarının doğru yapılması gerekmektedir. Bu kapsamda gerek hesaplamalarda gerekse malzeme seçimlerinde yapılacak doğru tercihler önemlidir. Böylece yatırımın daha sağlıklı ve uzun ömürlü olması sağlanacaktır.

Kurulumu yapılan santrallerde iyi yönetilecek bir işletme ve bakım süreci sistemin verimliliğinin artmasına katkı sağlayacaktır. Bu doğrultuda planlı ve kapsamlı bakımların teknolojiye ayak uydurularak yapılması arızaların oluşmaması açısından önem teşkil etmektedir. İyi bir izleme sisteminin ve ekibin olması bu sürece olanak sağlayacaktır.

Güneş panellerinde sıcaklığın etkisiyle oluşan verim kayıpları hücre teknolojilerinde yapılacak iyileştirmeler ile azaltılabilir. Ayrıca yine sıcaklığa bağlı verim kaybının azaltılması için maliyet ve amortisman durumu göz önüne alınarak güneş panelleri ile soğutucu sistemler entegre olacak şekilde bir uygulama geliştirilebilir.

## KAYNAKLAR

1. Yeşil, M. A., “Yeşil Enerji Kaynakları Sektör Raporu”, *T.C. Serhat Kalkınma Ajansı*, 11 (2015).
2. Temiz, D. and Gokmen, A., “The importance of renewable energy sources in Turkey”, *International Journal of Economics and Finance Studies.*, 23-24, No 2: 1309-8055 (2010).
3. İnternet: REN21, “Renewables 2021 Global Status Report”, [www.ren21.net/gsr-2021](http://www.ren21.net/gsr-2021), 17, 22 Paris (2021).
4. İnternet: REN21 “Renewables 2022 Global Status Report”, [www.ren21.net/gsr-2022](http://www.ren21.net/gsr-2022), Paris, 22, 28, 50 (2022).
5. Yılmaz, M., “Türkiye’nin Enerji Potansiyeli ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Açısından Önemi”, *Ankara Üniversitesi Çevre Bilimleri Dergisi*, 4(2), 33-54 (2012).
6. İnternet: KPMG, “Enerji Sektörel Bakış”, <https://kpmg.com/tr/tr/home/gorusler/2020/03/sektorel-bakis-2020-enerji.html> (2020).
7. İnternet: KPMG, “Enerji Sektörel Bakış”, <https://kpmg.com/tr/tr/home/gorusler/2019/02/sektorel-bakis-2019-enerji.html>, (2019).
8. İnternet: KPMG, “Enerji Sektörel Bakış”, <https://kpmg.com/tr/tr/home/gorusler/2022/04/sektorel-bakis.enerji.html> (2022).
9. Kavaz, İ. ve Karagöl, E. T., “Dünyada ve Türkiye’de Yenilenebilir Enerji”, *SETA*, 7, 197 (2017).
10. Varınca, K. B. ve Varank G., “Güneş kaynaklı farklı enerji üretim sistemlerinde çevresel etkilerin kıyaslanması ve çözüm önerileri”, *Güneş Enerji Sistemleri Sempozyumu ve Sergisi*, Mersin, 2 (2015).
11. Kılıç, F. Ç., “Güneş enerjisi, Türkiye’deki son durumu ve üretim teknolojileri”, *Mühendis ve Makina*, 56, 671, 28-40 (2015).
12. Kallioğlu, M. A., Karakaya, H. and Avcı, A. S., “Analysis of sunshine hours and gobal solar radiation for Mardin of Turkey”, *3rd International Symposium on Innovative Technologies in Engineering and Science*, 2 (2015).

13. Kıyançıçek, E., “Fotovoltaik sistemlerin boyutlandırılması için PVS<sup>2</sup> paket programının gerçekleştirilmesi”, Yüksek Lisans Tezi, *Selçuk Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Konya, 1 (2013).
14. Bulut, N., Kuncan, M. ve Horoz, S., “Türkiye’de Güneş Enerjisinin Kullanım Alanları ve Siirt Güneş Enerji Potansiyeli”, *Ahtamara 1. Uluslararası Multidisipliner Çalışmalar Kongresi Tam Metin Kitabı*, Van, 1315-1319 (2018).
15. Kannan, N., and Vakeesan, D., “Solar energy for future world: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 1092-1105 (2016).
16. Görgün, T., “Yenilenebilir Enerjiler ve Teknolojileri”, *İhracatı Geliştirme Etüd Merkezi*, (2009).
17. Çetin, S., Turan, E. ve Bayrakdar, E., “Türkiye’nin güneş enerji politikaları”, *Üçüncü Sektör Sosyal Ekonomi Dergisi*, 54(2), 949-968 (2019).
18. İnternet: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, “Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası – GEPA” <https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji-gunes/> (2022).
19. Kavcıoğlu, Ş., “Yenilenebilir enerji ve Türkiye”, *Finansal Araştırmalar ve Çalışmalar Dergisi*, 11, 21, 1309-1123, 209-227 (2019)
20. İnternet: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, “Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası – GEPA” <https://gepa.enerji.gov.tr/MyCalculator/> (2022).
21. Kaya, M. N., Aksoy, M. H. and Kose, F., “Renewable energy in Turkey: Potential, current status and future aspects”, *ANNALS of Faculty Engineering Hunedoara - International Journal of Engineering Tome XV – Faascicule 1*, 1584-2665, 1584-2673 (2017)
22. İnternet: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, “Güneş Enerjisi Teknolojileri”, <https://enerji.gov.tr/eigm-yenilenebilir-enerji-kaynaklar-gunes/> (2022).
23. Girgin, M. H., “Bir fotovoltaik güneş enerjisi santralının fizibilitesi, Karaman bölgesinde 5 MW’lık güneş enerjisi santrali için enerji üretim değerlendirmesi ve ekonomik analizi”, Yüksek Lisans Tezi, *İstanbul Teknik Üniversitesi Enerji Enstitüsü*, İstanbul, (2011).
24. Thirugnanasambandam, M., Iniyan, S. and Goic, R., “A review of solar thermal technologies”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 312-322 (2010).
25. Şimşek S., “Fotovoltaik sistemlerde verimliliği etkileyen faktörlerin incelenmesi”, Yüksek Lisans Tezi, *Hacettepe Üniversitesi Temiz-Tükenmez Enerjiler Anabilim Dalı*, Ankara, (2018).

26. Keskin, S., “Enerji verimliliği kapsamında binalarda fotovoltaik güç sistemlerinin uygulamalı analizi”, Yüksek Lisans Tezi, *İstanbul Teknik Üniversitesi Enerji Enstitüsü*, İstanbul, (2015).
27. Akar, A., “Bir güneş enerji santralının kurulumu ve performansının analizi”, Yüksek Lisans Tezi, *Fırat Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Elazığ, (2016).
28. Önal, İ. Ç., “Güneş enerji santrali tasarımında fotovoltaik paneller ve eviriciler arasındaki uyumun araştırılması ve karşılaştırılması”, Tezsiz Yüksek Lisans Dönem Projesi, *Başkent Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Ankara, (2016).
29. Andrews, R. W., Pollard, A. and Pearce, J. M., “The effects of snowfall on solar photovoltaic performance”, *Solar Energy*, 92, 84-97 (2013).
30. Callejo, L. H., Saavedra, S. G. and Gomez, V. A., “A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance”, *Solar Energy*, 188, 426-440 (2019).
31. Firth, S. K., Lomas, K. J. and Rees, S. J., “A simple model of PV system performance and its use in fault detection”, *Solar Energy*, 84, 624-635 (2010).
32. Sark, W. V., Reich, N. H., Müller, B., Armbruster, A., Kiefer, K. and Reise, C., “Review of PV performance ratio development”, *World Renewable Energy Forum, WREF 2012, Including World Renewable Energy Congress XII and Colorado Renewable Energy Society (CRES) Annual Conference*, Denver, 6 (2012).
33. Kiefer, K., Farnung, B., Müller, B., Reinartz, K., Rauschen, I. And Klünter, C., “Degradation in PV power plants: Theory and practice”, *Degradation in PV Power Plants: Theory and Practice*, Marseille (2019).
34. Talayero, A., Melero, J. J., Llombart, A. and Casado, A., “Operation and maintenance in solar plants: Eight study cases”, *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, Salamanca, 16, 2172-038 X (2018).
35. Arefifar, S. A., Paz, F. and Ordonez, M., “Improving solar power PV plants using multivariate design optimization”, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, PP(99):1-1 (2017).
36. Das, S., Das, D., Banik, R., Kalita, P., Borgohain, P. and Dewan, A., “Feasibility study of installation of MW level grid connected solar photovoltaic power plant for northeastern region of India” *Sadhana*, 44(9) (2019).
37. Mediavilla, M. D., Tristan, C. A., Amigo, M. C. R., Calderon, T. G. and Velasco, M. I. D., “Performance analysis of PV plants: Optimization for improving profitability”, *Energy Conversion and Management*, 54, 1, 17-23 (2012).



38. Halwachs, M., Neumaier, L., Vollert, N., Maul, L., Dimitriadis, S., Voronko, Y., Eder, G. C., Omazic, A., Mühleisen, W., Hirschl, C., Schwark, M. and Berger, K.A., “Statistical evaluation of PV system performance and failure data among different climate zones”, *Renewable Energy*, 139, 1040-1060 (2019).
39. Szabo, L., “The history of using solar energy”, *The 7th International Conference on Modern Power Systems*, (2017).
40. Singh, G. K., “Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review”, *Energy*, 53, 1-13 (2013).
41. Tull, B., “Photovoltaic cells: Science and materials” *Columbia University*, 20(11) (2004).
42. Fraas, L., “Chapter 1: History of solar cell development”, *Low Cost Solar Electric Power 1st*, **Publisher: Springer**, Switzerland (2014).
43. İnternet: National Renewable Energy Laboratory, “Best Research-Cell Efficiency Chart”, <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html> (2023).
44. İnternet: Euronews, “Perovskitler: Yeni nesil güneş pilleri”, <https://tr.euronews.com/next/2018/02/26/perovskitler-yeni-nesil-gunes-pilleri> (2018).
45. Kibria, M. T., Ahammed, A., Sonyy, S. M., Sony, F. and Hossain, S. U. I., “A Review: Comparative studies on different generation solar cells technology”, *5th International Conference on Environmental Aspects of Bangladesh*, Banglades, Paper ID: E33 (2014).
46. Ranabhat, K., Patrikeev, L., Revina, A. A., Andrianov, K., Lapshinsky, V. and Sofronova, E., "An introduction to solar cell technology”, *Journal of Applied Engineering Science*, 14(4), 481-491 (2016).
47. Zafer, C., “Yeni nesil organik fotovoltaik teknolojiler”, *6. Güneş Enerjisi Sistemleri Sempozyumu ve Sergisi*, Mersin, (2013).
48. İnternet: T.C. Kayseri Valiliği, “İncesu İlçesi Coğrafi Yapısı”, <http://www.kayseri.gov.tr/incesu>,
49. İnternet: Türkiye Şehir Rehberi ve Bilgi Kaynağı, “Kayseri Deprem Haritası”, <https://www.e-sehir.com/turkiye-haritasi/kayseri-deprem-fay-hatti-riskharitasi.html>, (2004-2023).
50. İnternet: Meteoroloji Genel Müdürlüğü, “İllere Ait Mevsim Normalleri”, <https://mgm.gov.tr/veridegerlendirme/il-ve-ilceler-istatistik.aspx?m=KAYSERI>, (1931-2022).
51. Elektrik Mühendisleri Odası, “Elektrik Tesisleri Genel Teknik Şartnamesi ve Uygulama Esasları”, *EMO* Yayın No: TY/2011/2, 978-605-01-0254-3 Ankara, (2012).

## ÖZGEÇMİŞ

Samet GÜNDOĞMUŞ İlk, orta ve lise öğrenimini Ankara'da tamamladıktan sonra 2010 yılında Karabük Üniversitesi Enerji Sistemleri Bölümünü kazanmıştır. 2014 yılında Karabük Üniversitesi Enerji Sistemleri Bölümünden mezun olmuştur. Mezuniyet sonrası 2015 yılında güneş ve rüzgar enerjisi alanında projelendirme işi yapan FSE mühendislik şirketinde proje mühendisi olarak göreve başlamıştır. Bu şirkette kısa bir süre çalıştıktan sonra 2015 Mayıs ayında ELSE Enerji şirketinde yine proje mühendisi olarak göreve başlamıştır. Bu görev kapsamında güneş enerji santrallerinin proje çizimi, hesaplarının yapılması, proje dosyalarının hazırlanması ve onaylatılmasındaki süreçlerde bulunmuştur. Proje mühendisi olarak 3 yıl kadar çalıştıktan sonra 2018 Ocak ayında işletme ve bakım departmanına mühendis olarak geçiş yapmıştır. Bu departmanda mevcut kurulmuş santrallerin işletme ve bakım süreçlerinin takip edilmesi hususunda görev almıştır. 2022 Ocak ayında Yekta Enerji şirketine geçiş yaparak aynı görev altında çalışmaya devam etmiştir. Bu şirkette işletme ve bakım mühendisi olarak 1 yıl kadar çalıştıktan sonra 2023 yılından itibaren işletme ve bakım departmanında yönetici rütbesine yükselmiştir. Şuan itibariyle Yekta Enerji şirketinde işletme ve bakım departmanında yönetici olarak çalışmaya devam etmektedir.