**BAŞKENT ÜNİVERSİTESİ**
**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**
**ENERJİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**
**ENERJİ MÜHENDİSLİĞİ TEZLİ YÜKSEK LİSANS PROGRAMI**

# TÜRKİYE'DEKİ TERMİK SANTRALLERİN AÇIK KÖMÜR SAHALARINA GÜNEŞ TAKİPLİ VEYA SABİT FOTOVOLTAİK GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALLERİ ENTEGRASYONUNUN TEKNOEKONOMİK VE ÇEVRESEL ANALİZİ

**HAZIRLAYAN**

**RUHAT ALDEMİR**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**ANKARA- 2024**

**BAŞKENT ÜNİVERSİTESİ**
**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**
**ENERJİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**
**ENERJİ MÜHENDİSLİĞİ TEZLİ YÜKSEK LİSANS PROGRAMI**

# TÜRKİYE'DEKİ TERMİK SANTRALLERİN AÇIK KÖMÜR SAHALARINA GÜNEŞ TAKİPLİ VEYA SABİT FOTOVOLTAİK GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALLERİ ENTEGRASYONUNUN TEKNOEKONOMİK VE ÇEVRESEL ANALİZİ

**HAZIRLAYAN**

**RUHAT ALDEMİR**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**TEZ DANIŞMANI**

**DR. ÖĞR. ÜYESİ LEVENT ÇOLAK**

**ANKARA- 2024**

**BAŞKENT ÜNİVERSİTESİ**
**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

Enerji Mühendisliği Anabilim Dalı Enerji Mühendisliği Tezli Yüksek Lisans Programı çerçevesinde Ruhat ALDEMİR tarafından hazırlanan bu çalışma, aşağıdaki jüri tarafından Yüksek Lisans Tezi olarak kabul edilmiştir.

Tez Savunma Tarihi: 05/02/2024

**Tez Adı:** Türkiye'deki Termik Santrallerin Açık Kömür Sahalarına Güneş Takipli veya Sabit Fotovoltaik Güneş Enerjisi Santralleri Entegrasyonunun Teknoekonomik ve Çevresel Analizi

| **Tez Jüri Üyeleri ( Unvanı, Adı - Soyadı, Kurumu )** | **İmza** |
|---|---|
| Dr. Öğr. Üyesi Levent ÇOLAK, Başkent Üniversitesi | ……. |
| Prof. Dr. Tahir YAVUZ, Başkent Üniversitesi | …….. |
| Prof. Dr. Oğuz TURGUT, Gazi Üniversitesi | …….. |

**ONAY**

Prof. Dr. Ömer Faruk ELALDI

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

Tarih :…/…../…..……

**BAŞKENT ÜNİVERSİTESİ**
**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**
**YÜKSEK LİSANS TEZ ÇALIŞMASI ORİJİNALLİK RAPORU**

Tarih: 22/02/2024

Öğrencinin Adı, Soyadı: Ruhat ALDEMİR

Öğrencinin Numarası: 21210301

Anabilim Dalı: Enerji Mühendisliği

Programı: Enerji Mühendisliği Tezli Yüksek Lisans Programı

Danışmanın Unvanı/Adı, Soyadı: Dr. Öğr. Üyesi Levent ÇOLAK

Tez Başlığı: Türkiye'deki Termik Santrallerin Açık Kömür Sahalarına Güneş Takipli veya Sabit Fotovoltaik Güneş Enerjisi Santralleri Entegrasyonunun Teknoekonomik ve Çevresel Analizi

Yukarıda başlığı belirtilen Yüksek Lisans tez çalışmamın; Giriş, Ana Bölümler ve Sonuç Bölümünden oluşan, toplam 118 sayfalık kısmına ilişkin, 22/02/2024 tarihinde tez danışmanım tarafından Turnitin adlı intihal tespit programından aşağıda belirtilen filtrelemeler uygulanarak alınmış olan orijinallik raporuna göre, tezimin benzerlik oranı % 6'dır. Uygulanan filtrelemeler:

1. Kaynakça hariç

2. Alıntılar hariç

3. Beş (5) kelimeden daha az örtüşme içeren metin kısımları hariç

"Başkent Üniversitesi Enstitüleri Tez Çalışması Orijinallik Raporu Alınması ve Kullanılması Usul ve Esaslarını" inceledim ve bu uygulama esaslarında belirtilen azami benzerlik oranlarına tez çalışmamın herhangi bir intihal içermediğini; aksinin tespit edileceği muhtemel durumda doğabilecek her türlü hukuki sorumluluğu kabul ettiğimi ve yukarıda vermiş olduğum bilgilerin doğru olduğunu beyan ederim.

Öğrenci İmzası:…….

**ONAY**

Tarih: 22/02/2024
Öğrenci Danışmanı, İmza:
Dr. Öğr. Üyesi Levent ÇOLAK

# TEŞEKKÜR

Hayatımın her alanında sonsuz desteğini ve yol göstericiliğini her zaman hissettiren, tez sürecinde sözlü sunum yaptığım kongrelerde beni yalnız bırakmayan sevgili eşim Kadir Aldemir'e, çalışma boyunca kendisiyle ilgilenemediğim zamanlarda gösterdiği büyük sabır ve olgunluk için canım kızım Elif Sare Aldemir'e sonsuz teşekkürlerimi sunuyorum.

Tez sürecimde desteklerini esirgemeyen, öneri ve eleştirileri ile her zaman yol gösteren ve bana kıymetli zamanını ayıran Sayın hocam Dr. Öğr. Üyesi Levent Çolak' a sonsuz teşekkürlerimi sunuyorum.

Çalışmalarım süresince desteğini esirgemeyen kız kardeşim Rengin Ballanlı'ya çok teşekkür ediyorum.

# ÖZET

**Ruhat ALDEMİR**

**TÜRKİYE'DEKİ TERMİK SANTRALLERİN AÇIK KÖMÜR SAHALARINA GÜNEŞ TAKİPLİ VEYA SABİT FOTOVOLTAİK GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALLERİ ENTEGRASYONUNUN TEKNOEKONOMİK VE ÇEVRESEL ANALİZİ**

**Başkent Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü**

**Enerji Mühendisliği Anabilim Dalı**

**2024**

Bu çalışma ile ülkemizde seçilen üç farklı coğrafi bölge için: kömüre dayalı termik santrallerin açık kömür sahalarına güneş takipli veya sabit eğimli fotovoltaik güneş enerji santrali entegrasyonu ile Türkiye'nin karbonsuzlaşması yolunda fosil yakıttan çıkış, çeşitli parametreler ışığında analiz edilmiştir. Afşin Elbistan B, 18 Mart Çan ve Çayırhan termik santralleri değerlendirilmeye alınmış olup, santrallerin mevcut durumlarında kullandıkları yakıt olan linyit ile ürettiği elektriğin üretimden kaynaklanan karbondioksit emisyonları ve kalorifik değeri bakımından daha verimli olan ithal kömür kullanılması varsayılarak üretimden kaynaklanacak karbondioksit emisyonları hesaplanmıştır. Termik santrallerin açık kömür sahalarına, arazi büyüklüğü dikkate alınarak, kurulabilecek fotovoltaik güneş enerji santrallerinin tasarımı PVSYST Yazılımı aracılığı ile yapılmıştır. Tasarlanan fotovoltaik ve mevcut termik santrallerin birim enerji üretim maliyeti ve geri ödeme sürelerini hesaplamak üzere bir Excel simülasyonu geliştirilmiştir. Yapılan çalışmalar 2 ayrı senaryoda analiz edilmiş olup; Senaryo 1'de Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması ve Emisyon Ticaret Sistemi etkisi dahil edilmeden santrallerin üretim birim maliyetleri ve geri ödeme süreleri hesaplanmıştır. Senaryo 2'de Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması ve Emisyon Ticaret Sistemi'nin devreye girdiği varsayılarak, santrallerin enerji üretim birim maliyeti ve geri ödeme süreleri hesaplanmıştır.

Afşin B ve Çan Termik Santrallerinin 1123,8 hektar açılmış kömür sahalarına, 1214 MWp kurulu güçte güneş takipli ve sabit eğimli fotovoltaik santral kurulumu tasarlanmıştır. Afşin B ve Çan sahasında tasarlanan takipli fotovoltaik santrallerde; termik santrallerin kapasite faktörlerine göre 2022 yılında şebekeye verdiklerinden fazla elektrik üretilebildiği, sabit

eğimli fotovoltaik santrallerde; Afşin B sahasında, santralin 2022 yılında şebekeye verdiği elektriğin %82'sinin, Çan sahasında %94'ünün üretilebileceği görülmüştür. Çayırhan Termik Santrali'nin 239,2 hektar açılmış kömür sahasına kurulabilecek 258,3 MWp güçteki takipli fotovoltaik santral ile, termik santralin 2022 yılındaki üretiminin %22'sinin, sabit eğimli fotovoltaik santral ile %18'inin karşılanabileceği görülmüştür.

**ANAHTAR KELİMELER:** Termik santral, sabit eğimli fotovoltaik güneş enerji santrali, takipli fotovoltaik güneş enerji santrali, sera gazı salımı, emisyon ticaret sistemi, sınırda karbon düzenleme mekanizması.

# ABSTRACT

**Ruhat ALDEMİR**

**TECHNO-ECONOMIC AND ENVIRONMENTAL ANALYSIS OF THE INTEGRATION OF SOLAR TRACKED OR FIXED-TILT PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS TO OPEN COAL FIELDS OF THERMAL POWER PLANTS IN TURKEY**

**Başkent University Institute of Science**

**Department of Energy Engineering**

**2024**

In this study, the integration of solar tracked or fixed-tilt photovoltaic solar power plants into open coal fields of thermal power plants has been analyzed in the light of various parameters for three different geographical regions selected in our country. At the same time, Turkey's exit from fossil fuels on its way to decarbonization has been analyzed by this study. Afşin Elbistan B,18 Mart Çan and Çayırhan thermal power plants which produce lignite based electricity have been evaluated. The carbon dioxide emissions resulting from the production of electricity by the lignite based power plants in currently use, and when the carbon dioxide emissions that will arise from production if imported coal (that is more efficient in terms of calorific value) is used have been calculated. By taking into account the open coal field's land size, the design of solar power plants has been made through PVSYST Software. To calculate the unit energy production cost and payback periods of plants, an Excel based simulation has been developed. The studies have been analyzed under 2 different scenarios. In Scenario 1, the unit energy production costs and payback periods of the plants have been calculated while the effect of the Carbon Border Adjustment Mechanism and Emissions Trading System have not been included. In Scenario 2, it has been assumed that Carbon Border Adjustment Mechanism and Emissions Trading System have been entered into effect and energy production unit costs and payback periods have been calculated with this effect. Solar tracked and fixed-tilt photovoltaic plants with an installed power of 1214 MWp have been designed to be install in 1123.8 hectares of open coal fields of Afşin B and Çan thermal power plants. By the tracked photovoltaic power plants that designed in Afşin B and Çan areas; more electricity have been produced than they gave into the grid in 2022 according to

their capacity factor by current thermal power plants. By fixed-tilt photovoltaic plants; it has been observed that 82% of the electricity that the current plant gave into the grid in 2022 can be produced in the Afşin B field, and 94% in the Çan field. It has been observed that with a 258.3 MWp tracked photovoltaic plant that can be installed in 239.2 hectares of open coal field of Çayırhan Plant, 22% of the thermal power plant's production in 2022 can be met. With a fixed-tilt photovoltaic plant in Çayırhan open coal field, 18% of the thermal power plant's production in 2022 has been met.

**KEYWORDS:** Thermal power plant, fixed tilt photovoltaic solar power plant, tracked photovoltaic solar power plant, greenhouse gas emissions, emission trading system, carbon border adjustment mechanism.

# İÇİNDEKİLER

Sayfa

TEŞEKKÜR ..... i

ÖZET ..... ii

ABSTRACT ..... iv

İÇİNDEKİLER ..... vi

TABLOLAR LİSTESİ ..... ix

ŞEKİLLER LİSTESİ ..... xvi

SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ ..... xvii

1.GİRİŞ ..... 1

1.1 Literatür Taraması ..... 2

1.2 Tezin Amacı ve Kapsamı ..... 6

2.TÜRKİYE'DEKİ KÖMÜRLÜ TERMİK SANTRALLERİN ENERJİ ÜRETİMİ VE ÇEVRESEL ETKİ DURUMLARI ..... 9

2.1 Türkiye'deki Kömürlü Termik Santrallerin Enerji Üretimlerinin İncelenmesi ..... 9

2.2 Türkiye'deki Kömürlü Termik Santrallerin Karbondioksit Emisyonları Bakımından Değerlendirilmesi ..... 12

3. ENERJİ SEKTÖRÜ AÇISINDAN EMİSYON TİCARET SİSTEMİ VE SINIRDA KARBON DÜZENLEME MEKANİZMASININ DEĞERLENDİRİLMESİ ..... 14

4.MATEMATİKSEL MODEL ..... 17

4.1 Çevresel Parametreler ..... 21

4.1.1 Termik santrallerin karbondioksit emisyonları ..... 21

4.1.2 Güneş enerji santrallerinde karbon varlığı ..... 22

4.2 Ekonomik Parametreler ..... 24

4.2.1 Termik santrallerin yatırım ve işletme maliyetleri ..... 24

4.2.2 Fotovoltaik güneş enerji santrallerinin yatırım ve işletme maliyetleri . 29

4.2.3 Termik santrallerde karbondioksit sertifika gideri ..... 32

4.2.4 Fotovoltaik güneş enerji santrallerinde karbon varlığı geliri ..... 34

4.2.5 Santrallerin geri ödeme süresi hesabı ..... 35

4.2.6 Santrallerin seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyeti hesabı ..... 38

**4.3 Teknik Parametreler ..... 40**
**4.3.1 Termik santraller için teknik parametreler ..... 40**
**4.3.2 PV güneş enerji santralleri için teknik parametreler ..... 42**
**4.4 Geri Ödeme Süresi Amaç Fonksiyonlu Simülasyon Yazılımı ..... 45**
**5. ÖRNEK UYGULAMA ..... 49**
**5.1. Afşin Elbistan B Termik Santrali için Simülasyon Örneği ..... 49**
**5.1.1 Afşin Elbistan B Termik Santrali'nde linyite dayalı mevcut üretim örneği ..... 50**
**5.1.2 Afşin Elbistan B Termik Santrali'nde ithal kömüre dayalı üretim örneği ..... 52**
**5.2 Afşin Elbistan B Termik Santrali Açık Kömür Sahasında PV Güneş Enerji Santraline Dayalı Üretim için Simülasyon Örneği ..... 53**
**5.2.1 Afşin Elbistan B Termik Santrali açık kömür sahasında takipli PV güneş enerji santraline dayalı üretim örneği ..... 54**
**5.2.2 Afşin Elbistan B Termik Santrali açık kömür sahasında sabit eğimli PV güneş enerji santraline dayalı üretim örneği ..... 56**
**5.3 Çayırhan Termik Santrali için Simülasyon Örneği ..... 59**
**5.3.1 Çayırhan Termik Santrali'nde linyite dayalı mevcut üretim örneği .... 60**
**5.3.2 Çayırhan Termik Santrali'nde ithal kömüre dayalı üretim örneği..... 61**
**5.4 Çayırhan Termik Santrali Açık Kömür Sahasında PV Güneş Enerji Santraline Dayalı Üretim için Simülasyon Örneği ..... 63**
**5.4.1 Çayırhan Termik Santrali açık kömür sahasında takipli PV güneş enerji santraline dayalı üretim örneği ..... 63**
**5.4.2 Çayırhan Termik Santrali açık kömür sahasında sabit eğimli PV güneş enerji santraline dayalı üretim örneği ..... 65**
**5.5 18 Mart Çan Termik Santrali için Simülasyon Örneği ..... 68**
**5.5.1 18 Mart Çan Termik Santrali'nde linyite dayalı mevcut üretim örneği ..... 69**
**5.5.2 18 Mart Çan Termik Santrali'nde ithal kömüre dayalı üretim örneği ..... 70**
**5.6 18 Mart Çan Termik Santrali Açık Kömür Sahasında PV Güneş Enerji Santraline Dayalı Üretim için Simülasyon Örneği ..... 72**

**5.6.1 18 Mart Çan Termik Santrali açık kömür sahasında takipli PV güneş enerji santraline dayalı üretim örneği..... 72**
**5.6.2 18 Mart Çan Termik Santrali açık kömür sahasında sabit eğimli PV güneş enerji santraline dayalı üretim örneği..... 74**
**6. SİMÜLASYON ANA ÇIKTILARI..... 77**
**6.1 Senaryo-1 ve 2'ye Göre Afşin Elbistan B Santrali İçin Simülasyon Ana Çıktıları..... 77**
**6.2 Senaryo-1 ve 2'ye Göre Çayırhan Santrali İçin Simülasyon Ana Çıktıları..... 81**
**6.3 Senaryo-1 ve 2'ye Göre 18 Mart Çan Santrali İçin Simülasyon Ana Çıktıları..... 85**
**6.4 Simülasyon Yazılımının Doğrulanması..... 89**
**7.İRDELEMELER..... 96**
**8.SONUÇ VE ÖNERİLER..... 112**
**8.1 Sonuçlar..... 112**
**8.2 Öneriler..... 116**
**KAYNAKLAR..... 118**

**EK 1: Bölüm 2.1'deki Termik Santrallerin Emisyon Hesabına Ait Sonuçlar**
**EK 2: Afşin Elbistan B Termik Santrali Açık Kömür Sahasında Güneş Takipli ve Sabit Eğimli PV Santral Tasarımına Ait PVSYST Yazılım Sonuçları**
**EK 3: Çayırhan Termik Santrali Açık Kömür Sahasında Güneş Takipli ve Sabit Eğimli PV Santral Tasarımına ait PVSYST Yazılım Sonuçları**
**EK 4: 18 Mart Çan Termik Santrali Açık Kömür Sahasında Güneş Takipli ve Sabit Eğimli PV Santral Tasarımına ait PVSYST Yazılım Sonuçları**
**EK 5: Afşin Elbistan B Termik ve PV Santralleri için Excel Simülasyon Sonuçları**
**EK 6: PV Panel Saha Yerleşim Planı**

# TABLOLAR LİSTESİ

**Sayfa**

Tablo 2.1 Ülkemizdeki kömürlü termik santrallerin yakıt ve elektrik üretim verileri…….10

Tablo 2.2 Ülkemizdeki 50-2790 MWh kurulu güce sahip kömürlü santrallerin yıllık tahmini $CO_2$ emisyonu hesabında kullanılan parametre değerleri……..13

Tablo 4.1 Termik santral yıllık $CO_2$ emisyonu hesabına ait parametreler……...22

Tablo 4.2 Termik santral önlenen $CO_2$ emisyonu…….……...23

Tablo 4.3 Termik santral yatırım maliyeti hesabına ait parametreler……..26

Tablo 4.4 Termik santral elektrik üretim hesabına ait teknik parametreler…….26

Tablo 4.5 Termik santral işletme maliyeti hesabına ait parametreler……..27

Tablo 4.6 Termik santral yakıt tüketim miktarı hesabına ait parametreler……..28

Tablo 4.7 Termik santral yıllık yakıt maliyeti hesabına ait parametreler..……..29

Tablo 4.8 PV güneş enerji santrali yatırım maliyeti hesabına ait parametreler.....31

Tablo 4.9 PV güneş enerji santrali işletme maliyeti hesabına ait parametreler..…….....32

Tablo 4.10 Avrupa Birliği emisyon tahsisatı fiyatları…….....…….33

Tablo 4.11 Termik santral karbon sertifika maliyeti hesabına ait parametreler……...33

Tablo 4.12 PV güneş enerji santrali karbon varlığı hesabına ait parametreler…….34

Tablo 4.13 Enerji santralleri geri ödeme süresi hesabına ait girdi parametreleri…….36

Tablo 4.14 Enerji santralleri yıllık gider hesabına ait parametreler…….…….....36

Tablo 4.15 Enerji santralleri net satışlar hesabına ait parametreler....…….…….....37

Tablo 4.16 Enerji santralleri LCOE hesabına ait parametreler…...…….…….....39

Tablo 4.17 Termik santral için teknik parametreler….....…….…….....41

Tablo 4.18 PVSYST Yazılımı giriş ekranı teknik parametreler…..……..…….……..44

**Sayfa**

Tablo 4.19 Termik santral geri ödeme simülasyonu girdi parametreleri ve çıktılar…….....47

Tablo 4.20 PV santral geri ödeme simülasyonu girdi parametreleri ve çıktılar…….....48

Tablo 5.1 Afşin Elbistan B linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için çevresel parametreler…….....50

Tablo 5.2 Afşin Elbistan B linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için ekonomik parametreler…….....51

Tablo 5.3 Afşin Elbistan B linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için teknik parametreler…….....51

Tablo 5.4 Afşin Elbistan B ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için çevresel parametreler…….....52

Tablo 5.5 Afşin Elbistan B ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için ekonomik parametreler…….....52

Tablo 5.6 Afşin Elbistan B ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için teknik parametreler….....53

Tablo 5.7 Afşin Elbistan B güneş takipli PV Santral geri ödeme simülasyonu çevresel parametreleri…….....54

Tablo 5.8 Afşin Elbistan B güneş takipli PV Santral geri ödeme simülasyonu ekonomik parametreleri…….....54

Tablo 5.9 Afşin Elbistan B güneş takipli PV Santral geri ödeme simülasyonu teknik parametreleri…….....55

Tablo 5.10 Afşin Elbistan B güneş takipli PV santral için PVSYST Yazılım parametreleri.....56

Tablo 5.11 Afşin Elbistan B sabit eğimli PV Santral geri ödeme simülasyonu çevresel parametreleri…….....57

Tablo 5.12 Afşin Elbistan B sabit eğimli PV Santral geri ödeme simülasyonu ekonomik parametreleri…….....57

Tablo 5.13 Afşin Elbistan B sabit eğimli PV Santral geri ödeme simülasyonu teknik parametreleri…….....58

Tablo 5.14 Afşin Elbistan B sabit eğimli PV santral için PVSYST Yazılım parametreleri…….....58

**Sayfa**

Tablo 5.15 Çayırhan linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için çevresel parametreler…….60

Tablo 5.16 Çayırhan linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için ekonomik parametreler…….60

Tablo 5.17 Çayırhan linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için teknik parametreler…….61

Tablo 5.18 Çayırhan ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için çevresel parametreler…….61

Tablo 5.19 Çayırhan ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için ekonomik parametreler…….62

Tablo 5.20 Çayırhan ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için teknik parametreler…….62

Tablo 5.21 Çayırhan güneş takipli PV Santral geri ödeme simülasyonu çevresel parametreleri…….63

Tablo 5.22 Çayırhan güneş takipli PV Santral geri ödeme simülasyonu ekonomik parametreleri…….64

Tablo 5.23 Çayırhan güneş takipli PV Santral geri ödeme simülasyonu teknik parametreleri…….64

Tablo 5.24 Çayırhan güneş takipli PV santral için PVSYST Yazılım parametreleri……..….65

Tablo 5.25 Çayırhan sabit eğimli PV Santral geri ödeme simülasyonu çevresel parametreleri…….66

Tablo 5.26 Çayırhan sabit eğimli PV Santral geri ödeme simülasyonu ekonomik parametreleri…….66

Tablo 5.27 Çayırhan sabit eğimli PV Santral geri ödeme simülasyonu teknik parametreleri….67

Tablo 5.28 Çayırhan sabit eğimli PV santral için PVSYST Yazılım parametreleri…….67

Tablo 5.29 18 Mart Çan linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için çevresel parametreler….69

**Sayfa**

Tablo 5.30 18 Mart Çan linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için ekonomik parametreler….....69

Tablo 5.31 18 Mart Çan linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için teknik parametreler….....70

Tablo 5.32 18 Mart Çan ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için çevresel parametreler….....70

Tablo 5.33 18 Mart Çan ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için ekonomik parametreler….....71

Tablo 5.34 18 Mart Çan ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için teknik parametreler….....71

Tablo 5.35 18 Mart Çan güneş takipli PV Santral geri ödeme simülasyonu çevresel parametreleri….....72

Tablo 5.36 18 Mart Çan güneş takipli PV Santral geri ödeme simülasyonu ekonomik parametreleri….....73

Tablo 5.37 18 Mart Çan güneş takipli PV Santral geri ödeme simülasyonu teknik parametreleri….....73

Tablo 5.38 18 Mart Çan güneş takipli PV santral için PVSYST Yazılım parametreleri…….....74

Tablo 5.39 18 Mart Çan sabit eğimli PV Santral geri ödeme simülasyonu çevresel parametreleri….....75

Tablo 5.40 18 Mart Çan sabit eğimli PV Santral geri ödeme simülasyonu ekonomik parametreleri….....75

Tablo 5.41 18 Mart Çan sabit eğimli PV Santral geri ödeme simülasyonu teknik parametreleri….....76

Tablo 5.42 18 Mart Çan sabit eğimli PV santral için PVSYST Yazılım parametreleri.....76

Tablo 6.1 Senaryo-1 Afşin Elbistan B linyite dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları….....77

Tablo 6.2 Senaryo-1 Afşin Elbistan B ithal kömüre dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları….....78

**Sayfa**

Tablo 6.3 Senaryo-1 Afşin Elbistan B güneş takipli PV santral için simülasyon ana çıktıları…..…….....78

Tablo 6.4 Senaryo-1 Afşin Elbistan B sabit eğimli PV santral için simülasyon ana çıktıları…….....79

Tablo 6.5 Senaryo-2 Afşin Elbistan B linyite dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları…….....…….....79

Tablo 6.6 Senaryo-2 Afşin Elbistan B ithal kömüre dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları……..…….....80

Tablo 6.7 Senaryo-2 Afşin Elbistan B güneş takipli PV santral için simülasyon ana çıktıları…….....80

Tablo 6.8 Senaryo-2 Afşin Elbistan B sabit eğimli PV santral için simülasyon ana çıktıları…….……..……...81

Tablo 6.9 Senaryo-1 Çayırhan linyite dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları…..……..…….....81

Tablo 6.10 Senaryo-1 Çayırhan ithal kömüre dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları…….……..…….....82

Tablo 6.11 Senaryo-1 Çayırhan güneş takipli PV santral için simülasyon ana çıktıları……..…….……..…….....82

Tablo 6.12 Senaryo-1 Çayırhan sabit eğimli PV santral için simülasyon ana çıktıları…….…….……..…….....83

Tablo 6.13 Senaryo-2 Çayırhan linyite dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları…….……..…….....83

Tablo 6.14 Senaryo-2 Çayırhan ithal kömüre dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları…….……..…….....84

Tablo 6.15 Senaryo-2 Çayırhan güneş takipli PV santral için simülasyon ana çıktıları……..…….……..…….....84

Tablo 6.16 Senaryo-2 Çayırhan sabit eğimli PV santral için simülasyon ana çıktıları……...…….……..…….....85

Tablo 6.17 Senaryo-1 18 Mart Çan linyite dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları…….……...…….....85

**Sayfa**

Tablo 6.18 Senaryo-1 18 Mart Çan ithal kömüre dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları…….....86

Tablo 6.19 Senaryo-1 18 Mart Çan güneş takipli PV santral için simülasyon ana çıktıları.....86

Tablo 6.20 Senaryo-1 18 Mart Çan sabit eğimli PV santral için simülasyon ana çıktıları…….....87

Tablo 6.21 Senaryo-2 18 Mart Çan linyite dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları……..….....87

Tablo 6.22 Senaryo-2 18 Mart Çan ithal kömüre dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları…….....88

Tablo 6.23 Senaryo-2 18 Mart Çan güneş takipli PV santral için simülasyon ana çıktıları…...…….…….….....88

Tablo 6.24 Senaryo-2 18 Mart Çan sabit eğimli PV santral için simülasyon ana çıktıları.....89

Tablo 6.25 Excel simülasyonun doğrulanmasında baz alınan referans termik santral bilgileri.....90

Tablo 6.26 Geliştirilen simülasyon ile Retscreen girdi parametrelerinin karşılaştırması.....90

Tablo 6.27 Retscreen referans çalışmasının girdi parametre değerleri.....91

Tablo 6.28 Doğrulama için geliştirilen simülasyona girilen değerler.....92

Tablo 6.29 Geliştirilen simülasyon ve Retscreen ile hesaplanan referans termik santral çıktılarının karşılaştırması.....93

Tablo 7.1 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-1……..….101

Tablo 7.2 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-2……...…102

Tablo 7.3 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-3……...102

Tablo 7.4 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-4……...103

Tablo 7.5 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-5……...103

Tablo 7.6 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-6……...104

**Sayfa**

Tablo 7.7 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-7.……104

Tablo 7.8 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-8.……105

Tablo 7.9 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-9.……106

Tablo 7.10 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-10.……106

Tablo 7.11 Kömür sahalarının birim alandaki üretim potansiyellerinin sabit eğimli ve güneş takipli PV sistemlerdeki sonuçları ile sahaların direkt/toplam ışınım oranları.....108

Tablo 7.12 Kömür sahalarının güneş takipli sistemler için karşılaştırmalı sonuçları.....109

Tablo 7.13 Sabit eğimli ve güneş takipli PV sistemlerdeki üretim sonuçları ile proje ve saha alan bilgisi……..….....111

# ŞEKİLLER LİSTESİ

**Sayfa**

Şekil 2.1 Türkiye enerji üretim kaynakları 2022……9

Şekil 2.2 1990-2019 Yılları arasındaki sera gazı emisyonlarının sektörel kaynakları…….12

Şekil 4.1 Termik santrali oluşturan elemanların şematik gösterimi…….....18

Şekil 4.2 Fotovoltaik güneş enerji santralinin şematik gösterimi.....19

Şekil 4.3 Güneş takipli fotovoltaik sistemlerin şematik gösterimi…….....20

Şekil 5.1 Afşin Elbistan B Termik Santrali ve kömür sahası……...50

Şekil 5.2 Çayırhan Termik Santrali ve kömür sahası……...…….59

Şekil 5.3 18 Mart Çan Termik Santrali ve kömür sahası……...…..68

Şekil 7.1 Termik ve PV santrallerin senaryo-1'e göre geri ödeme süreleri...……..99

Şekil 7.2 Termik ve PV santrallerin senaryo-2'ye göre geri ödeme süreleri……...…....99

Şekil 7.3 Termik ve PV santrallerin senaryo-1'e göre birim enerji üretim maliyetleri…..……...….....100

Şekil 7.4 Termik ve PV santrallerin senaryo-2'ye göre birim enerji üretim maliyetleri.... ……...….....100

Şekil 7.5 Güneş takipli PV santrallerin yıllık üretim verileri……..…….....107

Şekil 7.6 Sabit eğimli PV santrallerin yıllık üretim verileri……...…….……...…….....107

Şekil 7.7 Kömür sahalarının direkt/toplam ışınım oranı ile güneş takipli PV santrallerin birim alandaki enerji üretim miktarının korelasyonu……...…110

# SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ

| | |
|---|---|
| $\alpha$ | Sermaye Kurtarma Faktörü |
| AB | Avrupa Birliği |
| $ABEİO$ | Elektriğin Avrupa Birliği'ne İhracat Oranı Yüzdesi (%) |
| $ABTCO_2$ | Avrupa Birliği Karbondioksit Tahsisat Fiyatı (USD /ton) |
| AC | Alternatif Akım (V) |
| C | Gecelik İnşaat Maliyeti (USD/ kW) |
| CBAM | Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması |
| $CO_2$ | Karbondioksit |
| CRF | Sermaye Kurtarma Faktörü |
| DC | Alternatif Akım (V) |
| $d\vartheta$ | Santralin Hizmetten Çıkarılma Birim Gideri (USD/kW) |
| $ECO_2$ | Karbondioksit Emisyonları (ton/yıl) |
| $EF$ | Yakıt Karbondioksit Emisyon Faktörü |
| $E_{Önlenen}CO_{2/yıl}$ | Önlenen Karbondioksit Emisyonları (ton/yıl) |
| $E_{PV\ GES}$ | Güneş Enerji Santrallerinde Yıllık Elektrik Üretimi (MWh/yıl) |
| $E_{TS}$ | Termik Santrallerde Yıllık Elektrik Üretimi (MWh/yıl) |
| ETS | Emisyon Ticaret Sistemi |
| $F$ | Termik Santral Yıllık Yakıt Maliyeti (USD/yıl) |
| $FC$ | Yakıt Birim Fiyatı (USD/ton) |
| FLH | Santral Tam Yük Saati (saat/yıl) |
| $FOM$ | Santralin Sabit Bakım Onarım Giderleri (USD/MW) |
| $GDÇ$ | Güç Dönüşüm Çarpanı (kcal/saat) |
| $GÖS$ | Geri Ödeme Süresi (yıl) |
| IEA | Uluslararası Enerji Ajansı |
| $I_{TS}$ | Termik Santral Yatırım Maliyeti (USD/MW) |
| $I_{PV\ GES}$ | Güneş Enerji Santrali Yatırım Maliyeti |
| IPCC | Hükümetler Arası İklim Değişikliği Paneli (USD/MW) |
| $i$ | Santral Bütçesi Üzerindeki Faiz Oranı (%) |
| $KSG$ | Karbon Sertifikası Birim Satış Geliri (USD/ton) |
| $KSM$ | Karbon Sertifika Maliyeti (USD/yıl) |
| $KVG$ | Karbon Varlığı Geliri (USD/yıl) |
| $L_B$ | Santral İnşaat Süresi (yıl) |
| $LCOE$ | Enerji Üretim Birim Maliyetleri (USD/MWh) |
| $L_T$ | Santral Ömrü (yıl) |
| MAPEG | Maden ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü |
| $\eta$ | Termik Santral Verim (%) |
| $NKD$ | Yakıt Net Kalorifik Değer (Kcal/kg) |
| $NS$ | Santrallerin Yıllık Net Elektrik Satışları (USD/yıl) |
| $NS_{PV\ GES}$ | Güneş Enerji Santrallerinin Yıllık Net Elektrik Satışları (USD/yıl) |
| $NS_{TS}$ | Termik Santrallerin Yıllık Net Elektrik Satışları (USD/yıl) |
| $OECD$ | Ekonomik Kalkınma ve İş Birliği Örgütü |
| $OM_{PV\ GES}$ | Güneş Enerji Santrali Bakım Onarım Maliyeti (USD/MW) |
| $OM_{TS}$ | Termik Santral Bakım Onarım Gideri (USD/MW) |
| $P$ | Santral Kurulu Gücü (MWh) |

| | |
|---|---|
| PPCA | İngiltere ve Kanada Kömür Sonrası Enerji İttifakı |
| PR | Fotovoltaik Santral Performans Oranı (%) |
| PTF | Piyasa Takas Fiyatı (USD/ MWh) |
| PV | Fotovoltaik |
| PVSYST | Fotovoltaik Sistem Tasarım Programı |
| r | Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (%) |
| *REV* | Santral Yan Ürün Geliri (USD/MWh) |
| SKDM | Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması |
| STC | Fotovoltaik Santral İçin Standart Test Koşulları |
| USD | Amerikan Doları |
| *VOM* | Santral Değişken Bakım Onarım Gideri |
| YEKDEMF | Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması Fiyatı (USD/ MWh) |
| YF | Yakıt Yükseltgenme Faktörü |
| *YG* | Santral Yıllık Toplam Gideri (USD/yıl) |
| $YG_{TS}$ | Termik Santral Yıllık Toplam Gideri (USD/yıl) |
| $YG_{PV\ GES}$ | Güneş Enerji Santrali Yıllık Toplam Gideri (USD/yıl) |
| *YTM* | Yakıt Tüketim Miktarı (ton/yıl) |

# 1.GİRİŞ

Bu çalışma ile ülkemizde seçilen üç farklı coğrafi bölge için; kömüre dayalı termik santrallerin açık kömür sahalarına güneş takipli veya sabit eğimli fotovoltaik (PV) güneş enerji santrali entegrasyonu ile Türkiye'nin karbonsuzlaşması yolunda fosil yakıttan çıkış, çeşitli parametreler ışığında analiz edilmiştir.

Bu tez ile; teknik, ekonomik ve çevresel analizler içeren Excel tabanlı bir simülasyon geliştirilmiş, geliştirilen simülasyon ile sonuç olarak; termik ve güneş enerji santrallerinin birim enerji üretim maliyeti (LCOE) ve geri ödeme süreleri (GÖS) hesaplanmıştır.

Seçilen termik santrallerin açık kömür sahalarına, arazi büyüklüğü dikkate alınarak kurulabilecek güneş takipli veya sabit eğimli PV güneş enerji santralleri, PVSYST Yazılımı ile tasarlanmıştır. Takipli ve sabit eğimli güneş enerji santrallerinin yatırım ve işletme maliyetleri; PVSYST Yazılımı'ndan elde edilen üretim sonuçlarına göre, Bölüm 4 Matematiksel Model altında verilen denklemler aracılığı ile hesaplanmıştır.

Seçilen termik santrallerin yatırım ve işletme maliyetleri; santralin kurulu gücü, santralin yıllık çalışma saati, santral verimi ve mevcutta kullandıkları yakıt olan linyitin kalorifik değerine ve ithal kömür kullanım varsayımındaki yakıt kalorifik değerine göre 2 farklı durum için, Bölüm 4 Matematiksel Model altında verilen denklemler aracılığı ile hesaplanmıştır.

Santrallerin yatırım ve işletme maliyetleri ile elektrik üretim sonuçları ışığında, GÖS ve LCOE değerleri hesaplanmıştır. Termik ve güneş enerji santrallerinin GÖS ve LCOE değerleri; termik santraller için karbon sertifika maliyeti doğması, güneş enerji santralleri için karbon varlığı geliri elde edilmesi durumları için 2 ayrı senaryo altında analiz edilmiştir. Senaryo 1'de Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması (SKDM) ve Emisyon Ticaret Sistemi (ETS) etkisi dahil değilken, enerji santrali yatırımlarının geri ödeme süreleri ve birim üretim maliyetleri incelenmiş, Senaryo 2'de SKDM ve ETS'nin devreye girdiği varsayılmış ve gelecek projeksiyonda çevresel etkilerin, enerji birim üretim maliyeti ve geri ödeme sürelerini nasıl etkileyeceği konusundaki farkları içeren sayısal analizler elde edilmiştir.

## 1.1 Literatür Taraması

Bu çalışma kapsamında ulusal ve uluslararası tezler, yayınlar, bildiriler, raporlar ve haberler incelenmiş olup, Türkiye'de termik santrallerin çevresel etkilerini inceleyerek, karbonsuzlaşma yolunda yenilenebilir kaynağa geçiş süreçlerini teknik, ekonomik ve çevresel analizler dahilinde modelleyen benzer bir tez çalışması yapılmadığı tespit edilmiştir.

Tanç çalışmasında, kömürlü ve doğalgazlı termik santrallerin yatırım ve işletme sırasındaki maliyetlerini, yatırımların geri dönüş süresini Retscreen Yazılımı ile hesaplamıştır. Bu çalışma, termik santraller için elde edilen üretim sonuçlarının doğrulanmasında ve santrallerin yatırım maliyetlerinin ülkemizdeki güncel durumu konusunda fayda sağlamıştır [1].

Etçi çalışmasında, PV güneş enerji santralleri için sabit eğimli ve güneş takipli sistemlerin tasarımında PVSYST Yazılımı kullanmıştır. Bu çalışma, termik santrallerin kömür sahalarına PVSYST Yazılımı kullanılarak yapılan güneş takipli ve sabit eğimli PV santral tasarımında yol gösterici olmuştur [2].

Öztürk çalışmasında, mevcutta kurulu santralin reel üretim değerleri ile aynı santral için PVSYST Yazılımı ile yapılan tasarımdan elde edilen üretim sonuçlarını karşılaştırılmıştır. Bu çalışma, termik santrallerin kömür sahalarına PVSYST Yazılımı kullanılarak yapılan sabit eğimli PV santral tasarımında yol gösterici olmuştur [3].

Demiryürek ve arkadaşları yaptıkları çalışmada, 200 kWp kurulu güce sahip Lebit Enerji güneş santraline ait bilgiler, PVSYST V6.67-Trial programına aktarılmış, simüle edilmiş ve gerçek üretim verileri ile simülasyon verileri karşılaştırılmıştır. Simülasyon sonucunda elde edilen rapor ile sisteme ait kayıplar (termal kaybı, kablolama kaybı, gölgeleme kaybı, uyumsuzluk kaybı, tozlanma ve karlanma kaybı, panel kaybı, inverter kaybı vb.) karşılaştırılmıştır. Yapılan analizde, simülasyon sonuçları ile gerçek üretim değerleri arasında yaklaşık %0.56'lık bir fark olduğu görülmüştür. Bu çalışma, PVSYST Yazılım sonuçları ile gerçek üretim değerleri arasındaki farkı göstermesi ile PVSYST Yazılımı'na ait üretim sonuçlarının doğruluğu hakkında yol göstermiştir [4].

Kocaekiz çalışmasında, Yatağan Termik Santrali'nin termodinamiğin birinci ve ikinci yasa yönünden verim analizini yapmıştır. Bu çalışmada yapılan santral verim analizleri, termik santrallerin yakıt tüketim miktarları belirlenirken, santral verim parametresinin etkisi konusunda fayda sağlamıştır [5].

IPCC (Hükümetler arası İklim Değişikliği Paneli) tarafından yayımlanan Ulusal Sera Gazı Envanterleri Rehberi Cilt 2 Enerji Giriş ve Sabit Yanma bölümlerinde fosil yakıtların net kalorifik değeri ve karbondioksit ($CO_2$) emisyon faktörü değerleri verilmiştir. Ayrıca termik santrallerin kullandığı yakıtlar sonucu oluşacak $CO_2$ emisyonlarının hesaplanmasında kullanılan yöntemlere yine bu raporda yer verilmiştir. Bu rapor, bu çalışmada yapılan termik santrallerin yıllık tahmini $CO_2$ emisyonu hesaplarında yol gösterici olmuştur [6].

Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafından yayımlanan Sera Gazı İzleme ve Raporlama Tebliği İzleme Planı Kılavuzu, bu çalışmada yapılan termik santrallerin yıllık tahmini $CO_2$ emisyon hesaplarında yol gösterici olmuştur [7].

IPCC tarafından yayımlanan İklim Değişikliği Beşinci Değerlendirme Raporu Ek-3'ünde seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyeti hesap yöntemi ve hesaba ait denklem setleri verilmiştir. Bu yöntem ve denklemlerin, simülasyon çalışmasında termik ve PV güneş enerji santrallerinin ilk yatırım, yıllık işletme (bakım, onarım ve yakıt) maliyetlerinin ve enerji santrallerinin birim elektrik üretim maliyetlerinin hesaplanmasında kullanılması ve simülasyon çalışmasının, matematiksel model bölümünde santrallerin yatırım ve işletme maliyet hesaplarında kullanılan parametrelerin değerlerine yer vermesi bakımından yol gösterici ve fayda sağlayıcı olmuştur [8] .

Uluslararası Enerji Ajansı tarafından yayımlanan Tahmini Enerji Üretim Maliyet Raporu, 3.1 numaralı tablosunda, PV güneş enerji santralleri ve kömürlü termik santrallerin ilk yatırım maliyetlerinin hesaplanmasında, santral yatırım maliyeti hesabı formülünde kullanılan gecelik sermaye maliyeti (*C* parametresi) için, IPCC İklim Değişikliği Beşinci Değerlendirme Raporu'na göre daha güncel değerlere değinmiş olması bakımından bu çalışmaya fayda sağlamıştır [9].

Garcia ve arkadaşları yaptıkları çalışmada, El Valle de Sula Honduras'ta güneş takip sistemli PV sistemler ile sabit eğimli sistemler arasındaki tekno-ekonomik parametreleri karşılaştırmışlardır. Garcia'nın bu çalışmada elde ettiği sonuçlar, termik santrallerin açık kömür sahalarına entegrasyonu kurgulanan güneş takipli ve sabit eğimli PV güneş enerji santrallerinin, ilk yatırım ve bakım onarım maliyetleri arasındaki farkın sayısal örneklerle ortaya konulması bakımından fayda sağlamıştır [10].

IPCC tarafından yayımlanan Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve İklim Değişikliğinin Azaltılması Son Yenilenebilir Enerji Maliyeti ve Performans Parametreleri Özel Raporu, Yenilenebilir Enerji Üretimi Teknolojileri İçin Maliyet-Performans Parametreleri Ek- III,

Tablo-A.III.1'de güneş takipli ve sabit eğimli PV güneş enerji santrallerinin ve termik santrallerin ilk yatırım ve bakım onarım maliyetlerine yer verilmiştir. Rapor 2011 tarihinde yayımlandığından buradaki değerler güncel olmaması nedeni ile kullanılmamıştır fakat bu rapor güneş takipli ve sabit eğimli PV güneş enerji santrallerinin, ilk yatırım ve bakım onarım maliyetlerinin arasındaki farkın analiz edilmesi bakımından fayda sağlamıştır [11].

Taş Kömürü Sektörü tarafından yayımlanan raporda ülkemizde 2022 yılında tüketilen taşkömürü verilerine yer verilmiştir. Rapora göre tüketimdeki en büyük payın %60,27'lik oranla termik santrallere, geriye kalan tüketimin %16,23'ünün kok fabrikalarına, %3,04'ünün demir- çelik fabrikalarına, %10,77'sinin sanayi (demir-çelik sanayi hariç) ve %9,68'inin ise diğer sanayiye ait olduğuna yer verilmesi bakımından, enerji sektörünün sera gazı emisyonları hakkındaki çevresel regülasyonlardan en fazla etkilenecek sektör olduğuna da dikkat çekilmiştir. Ayrıca raporda linyit ve bitümlü kömürlerin net kalorifik değerlerine yer verilmesi, simülasyon çalışmasında termik santral yakıtlarının net kalorifik değer hesaplarının teyit edilmesi bakımından fayda sağlamıştır [12].

Semtrio tarafından yapılan çalışmada, Avrupa Birliği (AB) ETS'deki tahsisatların, AB tarafından yayımlanan ve 2026 yılında AB'ye karbon yoğun ürün ihracatı yapan ülkeler için devreye girecek olan SKDM'nin nasıl etkileyeceği konusunda bilgilere yer verilmiştir. 2023 yılında yürürlüğe giren SKDM, AB tarafından ithal edilen çimento, demir çelik, alüminyum ve elektrik gibi karbon yoğun ürünler için regüle edilen bir karbon tarifesidir. Bu tarife ile AB'ye yapılan ürün ihracatlarında dolaylı yoldan, enerji ihracatında ise direkt olarak elektrik sektörüne raporlama ve sertifika satın alma yükümlülüğü getirilecektir. SKDM, Avrupa Parlamentosu tarafından 17 Mayıs 2023'te kabul edilmiş ve yürürlüğe girmiştir. Avrupa Yeşil Mutabakatı'nın bir parçası olarak yasalaştırılan bu düzenleme, 2023'te başlayacak raporlama ile 2026'da yürürlüğe girecektir. Bu çalışma, verdiği bilgiler ile SKDM ve ETS gibi çevresel regülasyonların, enerji santralleri açısından analiz edilmesi için yol gösterici olmuştur. [13].

Foreks tarafından yayımlanan haberde Biotrend Çevre ve Enerji Yatırımları adlı şirketin karbon varlığı geliştirme süreçlerine yer verilmiştir. Haberde, Biotrend Çevre ve Enerji Yatırımları adlı şirketin VERRA standardı altında karbon varlığı sertifikasyon süreçleri , 4.000.000 ton $CO_2$ önlemesi kaynaklı karbon kredisinin geliştirilmesi ve 4.000.000 ton karbon kredisinin güncel piyasa koşullarında 5 Amerikan Doları/ton ortalama birim fiyat ile yaklaşık olarak 20.000.000 ABD Doları tutarında varlık yaratması gibi

bilgilere yer verilmesi, yenilenebilir kaynaklar ile karbon varlığı geliştirme süreçlerinin analizi konusunda yol gösterici olmuştur [14].

Aydem Enerji tarafından yayımlanan yatırımcı sunumunda verilen grafikte, elektrik üreticilerinin fosil yakıt kaynaklı elektrik satış fiyatı olan spot piyasa takas fiyatı ve yenilenebilir kaynaklara dayalı üretim için verilen Yenilenebilir Kaynak Destekleme Mekanizması fiyatı (Yekdem) ve azami uzlaşma fiyatının karşılaştırılması, bu çalışmanın simülasyon bölümünde elektrik net satışları hesabında yol gösterici olmuştur [15].

WWF ve Sefia tarafından yayımlanan Yenilenebilir Enerji Çağında Kömürün Fizibilitesi Raporu-Hunutlu Termik Santrali Örneği Raporu'nda, ülkelerin bir yandan kömürden çıkış planlarını açıklarken, diğer taraftan da finans dünyasında kömürden çıkış eğiliminin hızlandığı belirtilmiştir. Raporda 2020 yılı içerisinde 56 adet küresel banka, sigorta şirketi, emeklilik fonu ve varlık yöneticisi mevcut kömürden çıkış planlarını revize etmiş yada yeni çıkış planları açıklamıştır. Böylelikle 20 tanesi küresel varlık yöneticisi, 123 tanesi ise banka, sigorta ve reasürans şirketi olmak üzere toplam 143 adet anlamlı büyüklüğe sahip finans kurumu, kömürden tamamen çıkmak ya da yatırımlarını sınırlandırmak taahhüdünde bulunmuştur. Raporda bu eğilimin, dünyada olduğu gibi Türkiye'de de kömür yatırımlarının finansman koşullarını zorlaştıracağı belirtilmiştir. Bu rapor, ülkemizde de ilerleyen zamanlarda bankaların artık fosil yakıta dayalı enerji santrali yatırımlarını desteklemek konusunda isteksiz olacaklarına dikkat çekilmesi bakımından önemlidir [16].

Solar 3 GW tarafından yayımlanan Kömür Sahalarının Güneş Potansiyeli adlı raporda Türkiye'nin karbonsuzlaşma hedefi kapsamında, önümüzdeki yıllarda güneş enerjisinin payının hızla artırması gerektiğine, kömürlü termik santrallere bağlı çalışan açık madencilik sahalarının hem kapladıkları alan itibarıyla hem de trafo merkezleri ve iletim hatlarına halihazırda bağlantılı olmalarından dolayı güneş enerji santrali kurulumuna elverişli olmaları ve dönüşümde maliyet avantajına sahip olmalarına dikkat çekilmiştir. Termik santrallerin açık kömür sahalarına entegrasyonu kurgulanan PV santrallerin tasarımı için gerekli olan alan parametresi, bu rapordaki verilere dayandırılmıştır [17].

IPCC tarafından yayımlanan İklim Değişikliği 2023 Sentez Raporu'nda 2020'ye gelindiğinde; güneş, deniz üstü ve kara rüzgâr santrali gibi üç yenilenebilir enerji teknolojisinin seviyelendirilmiş(birim) elektrik üretim maliyetlerinin, birçok yerde fosil yakıtla rekabet ettiğine hatta çok daha düşük olduğuna dikkat çekilmiştir [18].

2017 yılının Kasım ayında İngiltere ve Kanada, Kömür Sonrası Enerji İttifakı'nın (PPCA) kurulmasına önayak olmuştur. PPCA altındaki deklarasyonu imzacı hükümetler, Paris İklim Anlaşması hedefleri ile uyumlu bir şekilde Ekonomik Kalkınma ve İş Birliği Örgütü (OECD) ve AB üyesi ülkeler için 2030, diğer ülkeler için 2050 yılından sonra olmamak üzere mevcut kömür kullanımını sıfırlamayı hedeflemektedir. Bu gelişme, PPCA altındaki ülkelerin kömür kullanımını sıfıra indirgemeyi amaç edinmesi bakımından önemlidir [19].

Ülkemizde yürürlükte olan 23.01.2010 tarih ve 27471 sayılı Madencilik Faaliyetleri ile Bozulan Arazilerin Doğaya Yeniden Kazandırılması Yönetmeliği kapsamında, maden faaliyetleri biten sahalar rehabilite edilmek zorundadır. Bu yönetmeliğin yanı sıra 11.12.2022 tarih ve 32040 sayılı Resmi Gazete 'de yayımlanan Maden Yönetmeliği'nin muhtelif maddelerinde, (örneğin 32.Madde) çevre ile uyum planı çerçevesinde maden ocaklarının rehabilitasyonuna ilişkin hükümler yer almaktadır. Aynı şekilde 18.04.2014 tarih ve 28976 sayılı Resmi Gazete 'de yayımlanan Orman Kanunu'nun 16'ıncı Maddesi'nin Uygulama Yönetmeliği'nin 17, 18 ve 19. Maddelerinde rehabilitasyona ilişkin hükümler yer almaktadır. Rehabilitasyon; maden arama ve işletme faaliyetleri esnasında veya sonrasında topoğrafyası değişen alanların, çevre emniyetinin sağlanıp, projesine uygun olarak ıslah edilmesini, ilgili mevzuatta yer alan çevre ile uyumlu hâle getirilmesini ifade eder. Maden izni alınan sahalarda, ocaklar kapatıldıktan sonra o alanların nasıl rehabilite edileceğine dair onaylı rehabilitasyon projelerinin hazırlanması ve uygulanması yasal bir zorunluluktur. Eğer maden sahası, arazi vasfı olarak mera veya orman alanı üzerinde ise, bu alanların rehabilitasyon projeleri ile mera veya orman alanlarına dönüştürülmesi gerekmektedir. Bu yönetmeliklere istinaden; termik santrallerin açık kömür madencilik faaliyetleri sonlandığı zaman, kamu üstün yararı gözetilerek arazi vasfına göre gerekli iyileştirmeler yapılabilir, sahalarda yenilenebilir kaynaklara dayalı, çevre dostu enerji üretimi yapılması desteklenebilir [20], [21].

### 1.2 Tezin Amacı ve Kapsamı

Türkiye, Paris İklim Anlaşması'nı 22 Nisan 2016 tarihinde onaylayarak küresel sıcaklık artışını 1,5 derecede tutmak için çalışma taahhüdü veren ülkeler arasına katılmıştır. Anlaşmayı onayladığı aynı dönemde Türkiye, 2053 yılına kadar net sıfır emisyon hedefini de açıklamıştır. Küresel sıcaklık artışının 1,5 derecede sabitlenebilmesi, ülkelerin net sıfır

emisyon hedefleri ve uluslararası regülasyonların getireceği yükümlülükler açısından enerji sektöründe fosil yakıt kullanımından yenilenebilir enerjiye geçiş, kaçınılmaz görünmektedir. Bu tezde yapılan literatür araştırmalarına göre; ülkemizin net sıfır emisyon hedefi doğrultusunda, fosil yakıta dayalı enerji santrallerinin yenilenebilir kaynaklara geçiş süreçlerinde karar alınmasında kılavuz olabilecek, sayısal sonuçlar barındıran bir çalışmaya rastlanmamıştır. Literatürdeki çalışmalarda sonuç olarak genellikle termik ve güneş enerji santrallerin geri ödeme süreleri hesaplanmıştır. Bu çalışmada, teknolojiler (linyit ve ithal kömüre dayalı termik santraller, takipli veya sabit eğimli PV güneş enerji santralleri) arasında daha rekabetçi olan yatırıma karar vermeyi kolaylaştırabilecek ek bir parametre olan, LCOE de hesaplanmıştır.

Ayrıca bu tezde yapılan GÖS ve LCOE hesapları, çevresel regülasyonların (SKDM ve ETS) enerji santralleri için gelecek projeksiyondaki etkilerini analiz edebilmek üzere farklı bir senaryo da içermektedir. Literatürde termik santraller için, SKDM'nin gelecek projeksiyondaki maliyet ektilerinin sayısallaştırıldığı bir çalışmaya rastlanmamıştır. Bu çalışma; termik ve PV güneş enerji santralleri için çevresel regülasyon maliyet veya ek gelirlerinin ayrı bir senaryo altında incelenmesi ve farklı senaryolarda elde edilen veriler ile PV güneş enerji santrallerinin termik santrallere oranla daha rekabetçi olup olmayacağına karar verilmesini sağlayabilecek bir simülasyon geliştirilmeyi amaç edinmesi bakımından özgünlük teşkil etmektedir. Geliştirilmesi amaçlanan simülasyon yazılırken aşağıdaki metodoloji takip edilmiştir.

- PV güneş enerji santrallerinde enerji üretim parametresi için etkili olan direkt ışınım parametresinin, bölgeler arasında yaratacağı üretim sonuç farklarını net görebilmek üzere, yapılan çalışma ülkemizin üç farklı coğrafi bölgesinden seçilen kömüre dayalı termik santraller üzerinde yapılmıştır. Çalışmada Afşin Elbistan B, Çayırhan ve 18 Mart Çan termik santralleri değerlendirmeye alınmıştır.

- Seçilen termik santrallerin açık kömür sahalarına, PV santral kurulumuna elverişli olan alan bilgisi doğrultusunda, PVSYST Yazılımı kullanılarak güneş takipli ve sabit eğimli güneş enerji santralleri tasarımı yapılmış, üretim sonuçları elde edilmiştir.

- Enerji santrallerinin (linyit ve ithal kömür yakıtlı termik santraller ile takipli ve sabit eğimli güneş enerji santralleri) yatırım ve işletme maliyetlerini hesaplamak üzere

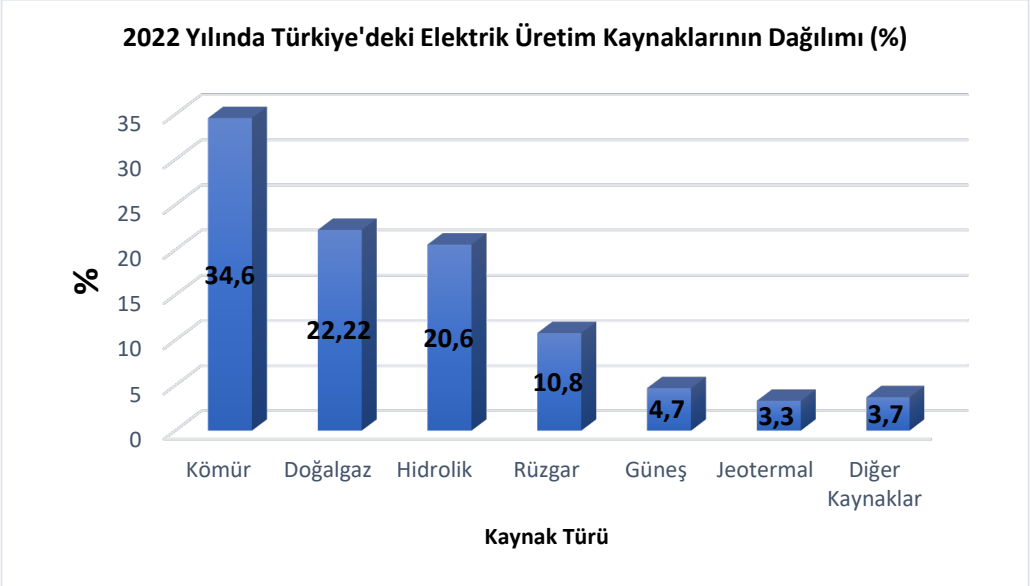
matematiksel bir model oluşturulmuştur.

- Geliştirilen matematiksel model ile, Senaryo-1'de çevresel regülasyonların enerji santrallerine getireceği maliyet veya gelirlerin dahil edilmediği durumdaki LCOE ve GÖS değerlerini hesaplayan Excel simülasyonu geliştirilmiştir.
- Geliştirilen matematiksel model ile, Senaryo-2'de çevresel regülasyonların enerji santrallerine getireceği maliyet veya gelirlerin dahil edildiği durumdaki LCOE ve GÖS değerleri, Excel simülasyonu ile hesaplanmıştır.
- Bölüm 7 İrdelemeler 'de çalışmanın matematiksel modelinde etkili olan parametreler için farklı değerler girilerek karşılaştırmalı sonuçlar irdelenmiştir. Bu parametreler; güneş takipli santraller için geçerli olan gecelik sermaye maliyetinin sabit eğimli sistemlere olan oranı, termik santraller için geçerli olan yıllık tam yük saati ve verim parametreleri ile termik ve güneş enerji santrallerinin ikisi için de geçerli olan farklı yatırım bütçesi faiz oranı ve santral ömrü parametreleridir.

# 2.TÜRKİYE'DEKİ KÖMÜRLÜ TERMİK SANTRALLERİN ENERJİ ÜRETİMİ VE ÇEVRESEL ETKİ DURUMLARI

## 2.1 Türkiye'deki Kömürlü Termik Santrallerin Enerji Üretimlerinin İncelenmesi

Ülkemizde elektrik üretiminde kullanılan kaynaklar arasında en geniş pay kömüre aittir. Ardından sırasıyla doğalgaz, hidrolik, rüzgar, güneş, jeotermal ve diğer kaynaklar kömüre dayalı üretimi takip etmektedir [22].




Şekil 2.1 Türkiye enerji üretim kaynakları 2022

Ülkemizdeki kömürlü termik santrallerde elektrik üretiminde çoğunlukla linyit ve ithal kömür kullanılmaktadır.

Türkiye'de yerli enerji kaynağı olarak desteklenmekte olan kömür, 2017 yılında açıklanan Milli Enerji ve Maden Politikası çerçevesinde kendisine yer bulmuş ve yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi yönünde atılan adımlarla desteklenmiştir. Bu kapsamda 2019 yılında fosil yakıtlara kamu tarafından 24,8 Milyar TL'lik destek sağlanmıştır. Her ne kadar sağlanan desteklerle yerli kömürün üretimdeki payının artırılması hedeflense de toplam birincil enerji arzındaki yerli kömürün payı %25-30 bandında sabit kalırken, ithal kömürün payı 1980 yılındaki %2 seviyesinden, 2017 yılında %17'ye kadar yükselmiştir. Böylelikle toplam kömür arzı içindeki ithal kömür payı %10'dan %60'a tırmanmıştır [16].

Tablo 2.1'de ülkemizde 50 MWh ve üzeri kurulu güçteki kömürlü termik santrallerin; mevcut kurulu güçleri, santrallerin kurulu oldukları coğrafi bölge, kullandıkları kömür türü ve 2022 yılındaki toplam elektrik üretim miktarları verilmiştir [23].

Tablo 2.1 Ülkemizdeki kömürlü termik santrallerin yakıt ve elektrik üretim verileri

| **No** | **Termik Santral Adı** | **Bulunduğu İl-Coğrafi Bölge** | **Kurulu Gücü (MWh)** | **Yakıt Türü** | **2022 Yılı Toplam Elektrik Üretimi (MWh/yıl)** |
|---|---|---|---|---|---|
| **1** | Zonguldak Eren | Zonguldak-Karadeniz | 2790 | İthal kömür | 16153183 |
| **2** | Afşin Elbistan B | Kahramanmaraş-Akdeniz | 1440 | Linyit | 2766577 |
| **3** | Afşin Elbistan A | Kahramanmaraş-Akdeniz | 1355 | Linyit | 3686347 |
| **4** | Cenal Karabiga | Çanakkale-Marmara | 1320 | İthal kömür | 10675324 |
| **5** | İSKEN Sugözü | Adana-Akdeniz | 1308 | İthal kömür | 8268465 |
| **6** | İskenderun Atlas | Hatay-Akdeniz | 1260 | İthal kömür | 8687064 |
| **7** | İçdaş Bekirli | Çanakkale-Marmara | 1200 | İthal kömür | 7855011 |
| **8** | Soma B | Manisa-Ege | 990 | Linyit | 3714450 |
| **9** | Kemerköy | Muğla-Ege | 698 | Linyit | 4846103 |
| **10** | Yatağan | Muğla-Ege | 630 | Linyit | 3461336 |
| **11** | Çayırhan | Ankara-İç Anadolu | 620 | Linyit | 2353083 |
| **12** | Seyitömer | Kütahya-Ege | 600 | Linyit | 3358507 |
| **13** | Soma Kolin | Manisa-Ege | 510 | Linyit | 3498363 |
| **14** | Kangal | Sivas-İç Anadolu | 457 | Linyit | 2390088 |
| **15** | Tufanbeyli | Adana-Ege | 450 | Linyit | 3465702 |
| **16** | Yeniköy | Muğla-Ege | 420 | Linyit | 3093997 |
| **17** | İçdaş Biga | Çanakkale-Marmara | 405 | İthal kömür | 2943242 |

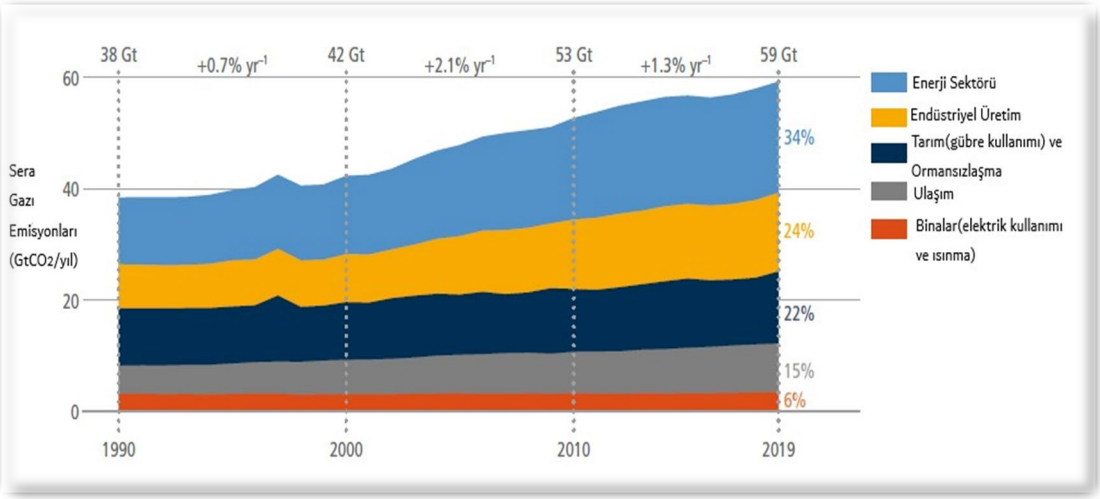
Tablo 2.1 Ülkemizdeki kömürlü termik santrallerin yakıt ve elektrik üretim verileri - Devam

| No | Termik Santral Adı | Bulunduğu İl-Coğrafi Bölge | Kurulu Gücü (MWh) | Yakıt Türü | 2022 Yılı Toplam Elektrik Üretimi (MWh/yıl) |
|---|---|---|---|---|---|
| **18** | Silopi | Şırnak-Güneydoğu Anadolu | 405 | Asfaltit | 1568085 |
| **19** | İzdemir Enerji | İzmir-Ege | 370 | İthal kömür | 2714756 |
| **20** | Tunçbilek | Kütahya-Ege | 365 | Linyit | 1605433 |
| **21** | Çan 2 | Çanakkale-Marmara | 330 | Linyit | 2304463 |
| **22** | 18 Mart Çan | Çanakkale-Marmara | 320 | Linyit | 2033550 |
| **23** | Çatalağzı | Zonguldak-Karadeniz | 315 | Taş kömürü | 1765409 |
| **24** | Aksa Bolu Göynük | Bolu-Karadeniz | 270 | Linyit | 1956575 |
| **25** | İskenderun Demir Çelik | Hatay-Akdeniz | 239 | İthal kömür | 878000 |
| **26** | Orhaneli | Bursa-Marmara | 210 | Linyit | 345820 |
| **27** | Çolakoğlu 2 | Kocaeli-Marmara | 190 | İthal kömür | 1024016 |
| **28** | Yunus Emre | Eskişehir-İç Anadolu | 145 | Linyit | 1050000 |
| **29** | Aksa Akrilik Kimya | Yalova-Marmara | 145 | İthal Kömür | 728000 |
| **30** | Kardemir | Karabük-Karadeniz | 78 | Kok kömürü | 586566 |
| **31** | Polat Termik Santral | Kütahya-Ege | 51 | Linyit | 357000 |

Tablo 2.1'de verilen 31adet kömüre dayalı termik santralin toplam kurulu gücü 19886 GW olup, 2022 yılındaki toplam üretimleri 110134520 MWh olmuştur.

## 2.2 Türkiye'deki Kömürlü Termik Santrallerin Karbondioksit Emisyonları Bakımından Değerlendirilmesi

Küresel ölçekteki enerji sektörü kaynaklı emisyonlar için en güncel veri; IPCC tarafından 2022 yılında yayımlanan İklim Değişikliği 6. Değerlendirme Raporu'nda verilmiştir. Rapora göre, 2019 yılında küresel ölçekte 59 gigaton net sera gazı emisyonu salınmış olduğu, salınan bu emisyonların %34'ünün ise (20 gigaton) enerji sektöründen kaynaklandığına yer verilmiştir.




Şekil 2.2 1990-2019 Yılları arasındaki sera gazı emisyonlarının sektörel kaynakları [24]

Çalışmanın 4.bölümünde detaylı verildiği üzere, 2006 yılında IPCC tarafından yayımlanan ulusal sera gazı yönergelerine göre; termik santralde kömür yanmasından kaynaklanan yıllık tahmini emisyonlar; santralin kullandığı yakıtın net kalorifik değeri *(NKD),* yakıt emisyon faktörü *(EF),* tüketilen yakıt miktarı *(YTM),* yakıt yükseltgenme faktörü *(YF),* termik santral verimi ($\eta$) gibi parametrelere bağlı değişmektedir.

Ülkemizde, sadece Tablo 2.1'de verilen 50-2790 MWh aralığında kurulu güce sahip kömürlü santraller değerlendirilmeye alınarak bu çalışmanın 4.1.1 bölümündeki denklem 4.1'e göre hesaplanan yıllık tahmini $CO_2$ emisyonları yaklaşık 130 milyon ton olmaktadır.

Hesaplamalarda linyit, ithal kömür, taş kömürü ve kok kömürü için kullanılan parametre değerleri IPCC 2006 Ulusal Sera Gazı Envanterleri Rehberi Cilt 2 Enerji Giriş ve Sabit Yanma bölümlerinden alınmıştır. Kullanılan parametrelerin değerleri Tablo 2.2'de verilmiştir, ithal kömür ve taş kömürü, yüksek kalorifik değeri bakımından bitümlü kömürlere benzetilmiş, net kalorifik değeri ve yakıt emisyon faktörü, bitümlü kömürler ile

aynı alınmıştır. Santrallerin 2022 yılındaki çalışma saatleri Enerji Atlası internet sayfasından alınmıştır [23].

Tablo 2.2 Ülkemizdeki 50-2790 MWh kurulu güce sahip kömürlü santrallerin yıllık tahmini $CO_2$ emisyonu hesabında kullanılan parametre değerleri

| **Termik Santral Emisyon Hesabı** | **Parametre (birim)** | **Parametre Değeri** |
|---|---|---|
| Ülkemizdeki 50-2790 MWh arasında kurulu güce sahip kömürlü termik santrallerin yıllık tahmini $CO_2$ emisyonu, $ECO_{2/yıl}$ (ton/yıl) | *EF (*ton $CO_2$/TJ) | Linyit- 101<br>İthal kömür- 94,6<br>Taş Kömürü-94,6<br>Kok Kömürü-94,6 |
| | *NKD (*TJ/Gg) | Linyit- 11,9<br>İthal kömür-25,8<br>Taş Kömürü-25,8<br>Kok Kömürü-28,2 |
| | *YF (-)* | 1 |
| | *YTM (*ton/yıl) | Denklem 4.6 |
| | *FLH* (saat/yıl) | 2022 yılındaki çalışma saatleri |
| | *P (*MWh) | Mevcut kurulu güçleri |
| | $\eta$ *(*%) | 44 (bütün santraller için %44 alınmıştır.) |
| | *GDÇ (*kcal/saat) | 859845,24 |

Tablo 2.2'deki verilere göre, ülkemizdeki 50-2790 MWh aralığında kurulu güce sahip kömürlü santrallerin değerlendirilmeye alınması ile hesaplanan yıllık tahmini $CO_2$ emisyon miktarı 130 milyon ton; IPCC tarafından 2022 yılında yayımlanan en güncel veri olan enerji sektörü kaynaklı 2019 yılı küresel $CO_2$ emisyonlarının (20 gigaton) % 0,65'ine tekabül etmektedir. Tablo 2.1'deki kömürlü termik santrallerin emisyon hesabına ait sonuçlar Ek-1'de verilmiştir.

# 3. ENERJİ SEKTÖRÜ AÇISINDAN EMİSYON TİCARET SİSTEMİ VE SINIRDA KARBON DÜZENLEME MEKANİZMASININ DEĞERLENDİRİLMESİ

AB tarafından, ETS kapsamındaki enerji santrallerine, imalat yapan sanayicilere ve havacılık sektörüne, salınabilecek toplam sera gazı hacminde bir üst sınır konulmuştur. Bu sınır, emisyon tahsisatı olarak pay edilerek önce ülkelerin yetkili birimlerine, oradan da imalatçılara dağıtılır. Sahip olunan 1 emisyon tahsisatına karşılık firmalar, 1 ton $CO_2$ veya eşdeğer miktardaki diğer sera gazlarını (azot oksit ve perflorokarbonlar vb.) salım hakkını elde etmiş olurlar [13].

Düzenlemeye tabi bir kuruluş emisyonlarını azalttıktan sonra, fazla tahsisatlarını gelecekteki ihtiyaçlarını karşılamak için elinde tutabilir veya başka bir sanayiciye satabilir. AB'de ETS kapsamına giren tesislerin işletmecileri, her yılın 30 Nisan'ına kadar, bir önceki yılda salınan her ton $CO_2$ için 1 AB Tahsisatını teslim etmelidir, salınan emisyon miktarına göre tahsisat ücretleri tıpkı emtia piyasaları gibi yılın her ayı ve günü değişkendir.1 Aralık 2022 itibarıyla 1 emisyon tahsisatının fiyatı 85,22 avrodur. Her yılın sonunda, düzenlemeye tabi kuruluşlar, tüm emisyonlarını karşılamaya yetecek kadar tahsisata sahip olmalıdır. Bu koşulu sağlamayan şirketler 1 ton $CO_2$ başına 100 avro ile cezalandırılmaktadır [13].

AB Emisyon Tahsisat düzenlemesine; kendisine karbon yoğun ürün ihracatı yapan ülkeleri, SKDM kapsamında sertifika satın aldırma yolu ile müdahil edecektir. AB, emisyondan kaynaklanan maliyetlerden kaçınmak için yatırımların başka ülkelere taşınması veya iklim hedefi olmayan ülkelerden yapılan ithalatın artması anlamına gelen karbon kaçaklarının önüne geçebilmek için 2023 yılında başlayan raporlama yükümlülüğü ile SKDM'yi devreye almış ve 2026 yılında AB'ye karbon yoğun ürün (çimento, demir çelik, aluminyum ve elektrik) ihracatı yapan üreticilere karbon sertifikası satın aldırma yolu ile yürürlüğe girmesini sağlayacaktır. Bu uygulama ile AB'ye yapılan karbon yoğun ürün ihracatlarından dolaylı yoldan, enerji ihracatında ise direkt olarak elektrik sektörüne raporlama ve sertifika satın alma yükümlülüğü getirilecektir.

Ülkemizde elektrik sektörü bu düzenlemeye tabi olacak ve bu düzenleme sektöre, dolaylı (herhangi bir ürünün üretim aşamasında kullanılan elektrikten dolayı gömülü

emisyonu kaynaklı) veya direkt yoldan yapmış olduğu elektrik ihracat oranına göre ek bir maliyet getirecektir.

Enerji üretim teknolojilerinin yenilenebilir kaynaklara geçişi ve fosil yakıtlardan çıkışı ile, elektrik üretim sektörü $CO_2$ emisyonlarını doğrudan önlemektedir. Yenilenebilir kaynağa dayalı üretim yapan enerji santralleri, önledikleri emisyon miktarına göre bir karbon varlığı geliştirmekte ve bu karbon varlığı uluslararası karbon piyasalarında değerlenmektedir.

Fosil kaynaklara dayalı üretim yapan enerji santralleri (veya sera gazı salımı olan herhangi bir üretici) bulunduğu ülke bazında veya uluslararası düzeyde tabi oldukları regülasyonlar gereği, fosil yakıt kullanımlarından kaynaklanan karbon emisyonlarının (veya herhangi bir sera gazı salımı) dengelemesini yapabilmek üzere yenilenebilir kaynağa dayalı üretim yapan enerji santrallerinin önledikleri karbon emisyonlarından kazandıkları karbon varlığına talip olabilmektedir.

Karbon kredisi, 1 ton $CO_2$ eşdeğerinde sera gazı salım azaltımını belirtmek için kullanılan emisyon azaltımı birimi olup, sahibine 1 ton $CO_2$ veya eşdeğeri sera gazı salım hakkı sağlayan, ticareti yapılabilir bir izin veya sertifikadır Simülasyonda karbon varlığı geliri olarak adlandırdığımız gelir parametresi aslında satılabilir bir karbon sertifikasıdır [25].

Karbon sertifikalarına; uluslararası piyasalarda emisyon üretici ve tüketicilerini bir araya getirebilen Gold ve Verra Standartları platformlarında projenin belgelendirilmesi akabinde değer biçilebilmektedir. Sabit bir sertifika satış fiyatı olmamakla beraber, proje bazında değişkenlik gösterebilecek şekilde satışları gerçekleşmektedir. Gold Standart internet sitesinde karbon sertifikası birim satış geliri elde etmek üzere projelerini listeleyen karbon varlığı geliştiricilerine yer verilmektedir [26].

Karbon varlığı gelişimine ülkemizden bir örnek verilecek olursa; ana üretim faaliyeti organik atıklardan biyogaz elde edilmesi olan ve karbon yan geliri sağlayan bir üreticinin, yatırımcı sunumunda verdiği 2022 yılı toplam satış hasılatındaki payın yüzde %18,6'sının karbon varlığı gelirine bağlı olduğu gözlenmiştir [27].

Foreks tarafından yayımlanan haberde yine bu üreticinin karbon varlığı geliştirme süreçlerine yer verilmiştir. Haberde, şirketin Verra Standardı altında karbon varlığı sertifikasyon süreçleri, 4000000 ton $CO_2$ önlemesi kaynaklı karbon kredisinin geliştirilmesi ve 4000000 ton karbon kredisinin güncel piyasa koşullarında 5 Amerikan Doları/ton

ortalama birim fiyat ile yaklaşık olarak 20000000 Amerikan Doları tutarında varlık yaratacağı bilgisine yer verilmiştir [14].

Bu bilgiler ışığında, bu çalışmanın 2. bölümünde hesaplaması yapılan kömürlü termik santraller kaynaklı tahmini $CO_2$ emisyonlarının miktarı göz önünde bulundurulduğunda (yaklaşık 130 milyon ton); PV santral kurulumuna elverişli olan açık kömür sahası bulunan termik santrallerin bu sahalarında, PV güneş enerjisine dayalı elektrik üretilmesi ile azımsanamayacak tutarlarda karbon varlığı geliştirebileceği, geliştirilen karbon varlığının, yenilenebilir kaynağa dayalı enerji üretim santrallerinin yatırım maliyetlerinin geri ödeme sürelerini de düşüreceği anlaşılmaktadır.

# 4.MATEMATİKSEL MODEL

Türkiye, Paris İklim Anlaşması'nı 22 Nisan 2016 tarihinde onaylayarak küresel sıcaklık artışını 1,5 derecede tutmak için çalışma taahhüdü veren ülkeler arasına katılmıştır. Anlaşmayı onayladığı aynı dönemde Türkiye, 2053 yılına kadar net sıfır emisyon hedefini de açıklamıştır [28].

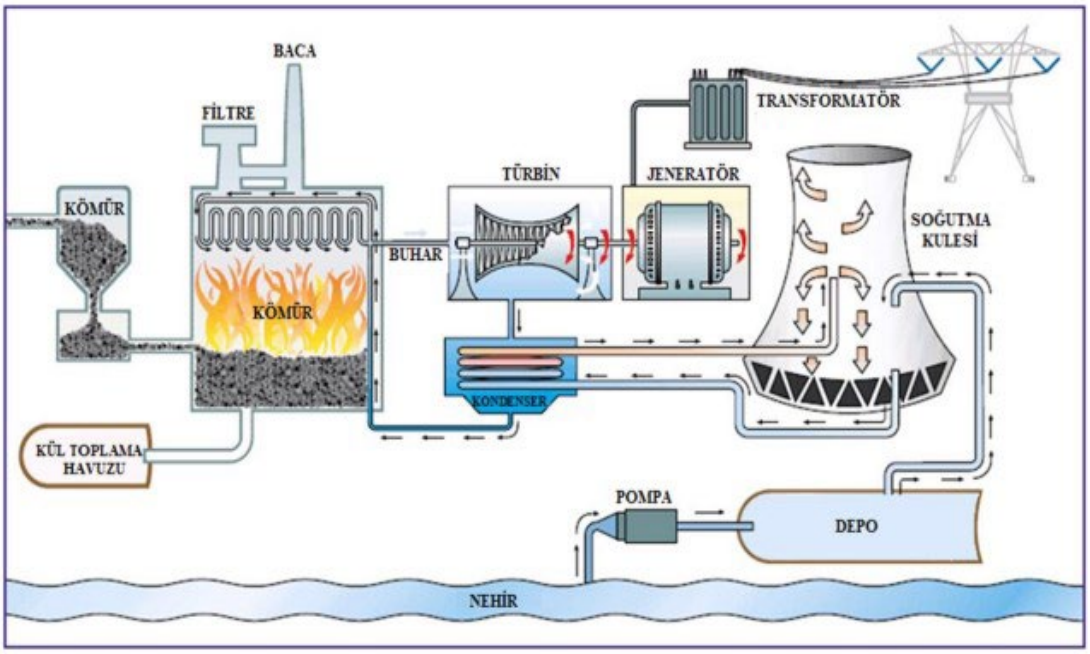
Öte yandan, SKDM, AB tarafından ithal edilen çimento, demir çelik, aluminyum ve elektrik gibi karbon yoğun ürünler için regüle edilen bir karbon tarifesi olup AB'ye yapılan ürün ihracatlarında dolaylı yoldan, enerji ihracatında ise direkt olarak elektrik sektörüne raporlama ve sertifika satın alma yükümlülüğü getirecektir. SKDM, Avrupa Parlamentosu tarafından 17 Mayıs 2023'te kabul edilmiş ve yürürlüğe girmiştir. Avrupa Yeşil Mutabakatı'nın bir parçası olarak yasalaştırılan bu düzenleme, 2023'te başlayacak raporlama ile 2026'da yürürlüğe girecektir [29].

2017 yılının Kasım ayında Kanada, Kömür Sonrası Enerji İttifakı (Powering Past Coal Alliance, PCCA) kurulmasına önayak olmuştur. Bu ittifak altındaki deklarasyonu imzacı hükümetler Paris İklim Anlaşması hedefleri ile uyumlu bir şekilde Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü (OECD) ve AB üyesi ülkeler için 2023, diğer ülkeler için 2050 yılından sonra olmamak üzere mevcut kömür kullanımını sıfırlamayı hedeflemektedir [19],[30].

Küresel sıcaklık artışının 1,5 derecede sabitlenebilmesi, ülkelerin net sıfır emisyon hedefleri ve uluslararası regülasyonların getireceği yükümlülükler açısından fosil yakıt kullanımından yenilenebilir enerjiye geçiş kaçınılmaz görünmektedir. Bu çalışma ile termik santrallerin kömürden çıkışı ve yenilenebilir bir kaynak olan güneş enerjisine dayalı üretime geçişleri kapsamında termoekonomik ve çevresel parametreleri içeren matematiksel bir model oluşturulmuştur.

Bu tez çalışması ile, ülkemizde kömüre dayalı elektrik üreten ve üç ayrı coğrafi bölgede bulunan Afşin Elbistan B (Akdeniz Bölgesi), 18 Mart Çan (Marmara Bölgesi) ve Çayırhan Termik (İç Anadolu Bölgesi) Santralleri değerlendirilmeye alınmış olup, bu santrallerin mevcut durumlarında kullandıkları yakıtın kalorifik değerine göre ürettiği elektrik ve bu üretimden kaynaklanan $CO_2$ emisyonları çeşitli parametreler ışığında (verim, yıllık tam yük saati, yakıt kalorifik değeri ve emisyon faktörü) hesaplanmıştır.

Bu santrallerin daha verimli bir kömür (ithal) türüne dayalı üretim yapmaları halinde üretebilecekleri elektrik ve kaynaklanacak $CO_2$ emisyonları ayrıca hesaplanmıştır.




Şekil 4.1 Termik santrali oluşturan elemanların şematik gösterimi [31].

Termik santraller, çeşitli mekanik komponentler ile enerji döngüsünün tamamlanıp elektrik üretiminin sağlandığı sistemlerdir. Çalışma prensibinin anlaşılması üzere verilen Şekil 4.1'de görüldüğü üzere, termik santrallerde yakıt olarak kömür kullanılarak sonucunda elektrik enerjisi elde edilmekte ve yakıtların yakılmasından kaynaklanan $CO_2$ emisyonları atmosfere salınmaktadır [31].

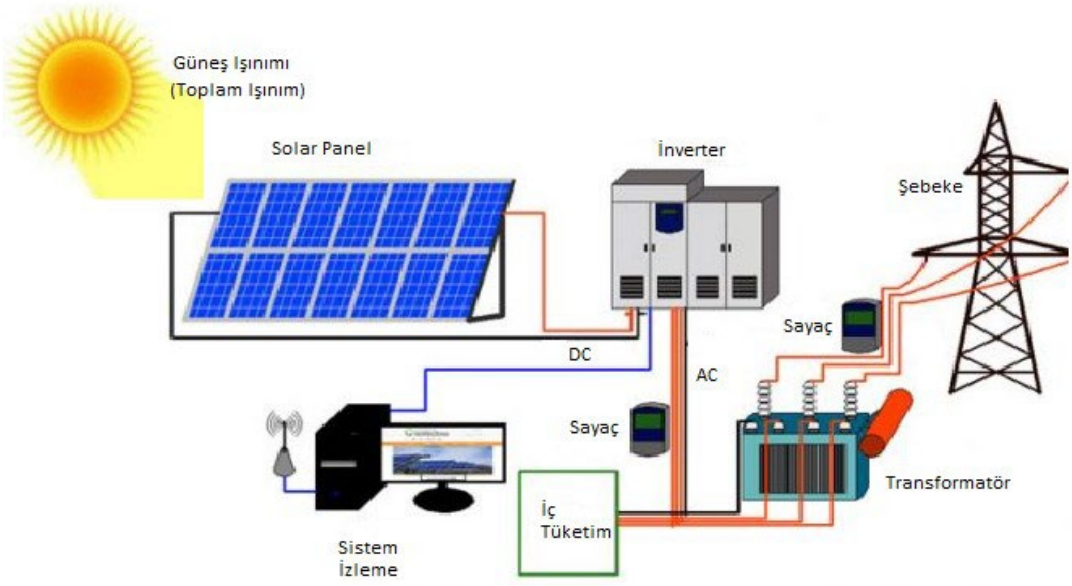
Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı'nın yaşam döngüsü değerlendirme raporuna göre, termik santraller 1 kWh enerji üretebilmek üzere yaklaşık 1000 gram $CO_2$ emisyonunu atmosfere salmakta ve bu miktarın; %1'inin termik santral komponentlerinin üretim aşamasından kaynaklandığı, %98'inin santralde elektrik üretim aşamasından kaynaklandığı, %1'inin ise santralin ömrü dolduğu zaman hizmetten alınması sonrasında santral komponentlerinin bertarafı ile kömür sahalarının rehabilite edilmesinden kaynaklandığı belirtilmiştir [32].

Çalışmanın matematiksel bölümünde seçilen termik santrallerden kaynaklanan yıllık $CO_2$ emisyonlarının hesaplanmasında; yaşam döngüsü değerlendirmesindeki santral komponentlerinin üretim ve bertarafından kaynaklanan emisyonlar ile kömür sahalarının rehabilite edilmesinden kaynaklanan emisyonlar hesaba katılmamıştır.

Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı'nın yaşam döngüsü değerlendirme raporuna göre, PV güneş enerji santralleri 1 kWh enerji üretebilmek üzere yaklaşık 40 gram $CO_2$

emisyonunu atmosfere salmakta ve bu miktarın; yaklaşık % 60'inin PV santral komponentlerinin üretim aşamasından kaynaklandığı, %21'inin santralde elektrik üretim aşamasından kaynaklandığı, %19'unun ise santralin ömrü dolduğu zaman hizmetten alınması sonrasında santral komponentlerinin bertarafından kaynaklandığı belirtilmiştir [32].

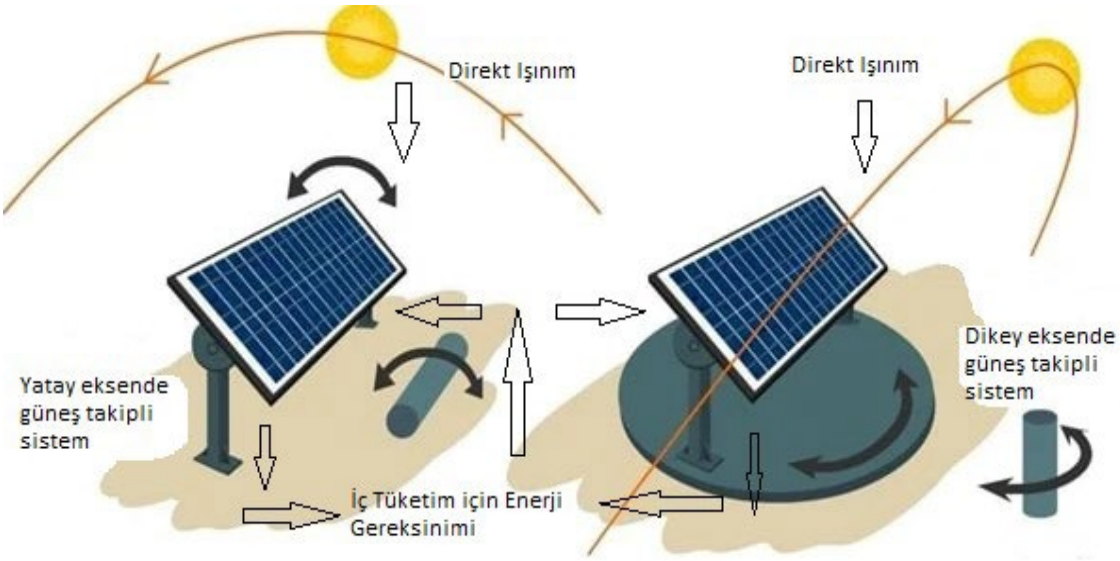
Şekil 4.2'de komponentleri verilen PV güneş enerji santrallerindeki sabit eğimli güneş panelleri; güneş ışınımını (toplam ışınım) güneş enerjisi olarak adlandırdığımız, günlük kullanıma uygun olan elektriğe dönüştürür ve bu süreç fotovoltaik etki olarak adlandırılır.




Şekil 4.2 Fotovoltaik güneş enerji santralinin şematik gösterimi

Çalışmanın matematiksel bölümünde, PV santraller tarafından önlenen yıllık $CO_2$ emisyonlarının hesaplanmasında; yaşam döngüsü değerlendirmesindeki PV santral komponentlerinin üretim ve bertarafından kaynaklanan emisyonlar, PV santrallerin önlenen emisyon parametresinden düşülmemiş, modelde hesaba katılmamıştır.

Çalışmada seçilen termik santrallerin PV güneş enerji santrali kurulumuna elverişli mevcut açık kömür sahalarına; sabit eğimli ve güneş takipli olmak üzere iki ayrı tipte PV güneş enerji santrali entegrasyonu kurgulanmış, PVSYST PV santral yazılım programı kullanılarak, entegrasyonu kurgulanan santrallerde üretilebilecek elektrik enerjisi miktarları hesaplanmıştır.




Şekil 4.3 Güneş takipli fotovoltaik sistemlerin şematik gösterimi

Şekil 4.3'te şematik gösterimi verilen güneş takipli PV sistemler; yatay ve dikey eksende güneş ışınımını takip edebilen, sabit eğimli PV sistemlere göre direkt ışınımdan daha fazla yararlanabilen ve sonucunda sabit eğimli sistemlere göre daha fazla elektrik üretebilen sistemlerdir. Direkt ışınım oranının toplam ışınıma göre yüksek olduğu sahalarda; bölgenin enerji gereksinimi doğrultusunda, sabit eğimli sistemlere göre daha fazla elektrik enerjisi elde etmek üzere takipli sistem kurulumu avantaj sağlayabilmektedir.

Güneş takipli sistemlerin; bakım onarım giderleri sabit eğimli sistemlere göre daha fazla olup, güneş takip mekanizmasına ait motoru çalıştırmak üzere bir iç tüketim kaybı da bulunmaktadır, iç tüketim için gerekli enerji sistemin ürettiğinden sağlanmaktadır. PVSYST Yazılımı'ndan takipli sistemler için elde edilen üretim sonuçları, takipli sistemlerin iç tüketim kayıpları düşüldükten sonra elde edilen sonuçlardır.

Santrallerin açık kömür sahalarında üretilebilecek elektrik miktarları, matematiksel modeldeki takipli ve sabit eğimli PV güneş enerji santrallerinin yıllık elektrik enerji üretim parametresi olarak kullanılmıştır. PVSYST Yazılımı için gereken, termik santrallerin güneş enerji santrali kurulumuna elverişli mevcut açık kömür saha büyüklükleri bilgisi, Kömür Sahalarının Güneş Potansiyeli Raporu'ndan alınmış ve Google Earth üzerinden teyit edilmiştir [17].

Bu çalışma sonucunda enerji santrali geri ödeme süresi amaç fonksiyonlu Excel tabanlı bir simülasyon yazılımı geliştirilmiş olup matematiksel modelden elde edilen sonuçlar

simülasyonda girdi parametreleri olarak kullanılmıştır. Geliştirilen bu simülasyonda; güneş takipli ve sabit eğimli PV sistemlerin üretim sonuçları, yatırım ve işletme maliyetleri, geliştirebilecekleri karbon varlığı, ilgili sahalardaki direkt ve toplam ışınım değerleri; mevcut termik santrallerin kurulu gücü, yakıt giderleri ile kullandıkları yakıta bağlı $CO_2$ salım değerleri, karbon sertifika giderleri ve net elektrik satışları gibi teknik, ekonomik ve çevresel parametreler birlikte dikkate alınmış ve Türkiye'deki üç farklı coğrafi bölgeden seçilmiş termik santraller için karşılaştırmalı sonuçlar grafikler halinde analiz edilmiştir.

## 4.1 Çevresel Parametreler

### 4.1.1 Termik santrallerin karbondioksit emisyonları

Termik santralde tüketilen yakıt miktarına göre santralin yıllık $CO_2$ emisyonu hesaplanmıştır. Bu hesaplamalar 2006 yılında Hükümetler arası İklim Değişikliği Paneli tarafından yayımlanan ulusal sera gazı yönergelerine göre yapılmıştır. Ülkemizde; Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı tarafından da sera gazı emisyonlarının izlenmesi ve raporlanmasında kullanılan metodlar bu yönergelere dayandırılmış ve kılavuz haline getirilmiştir [6], [7].

Termik santralde kömür yanmasından kaynaklanan yıllık tahmini emisyonların hesaplanmasında Denklem 4.1 kullanılmıştır. Bu yöntemde $CO_2$ emisyonları ($ECO_2$); kullanılan yakıtın $CO_2$ emisyon faktörü *(EF),* net kalorifik değeri *(NKD),* yükseltgenme faktörü *(YF)* ve yıllık yakıt tüketim miktarı *(YTM)* parametrelerinin çarpımı sonucunda, kütle veya hacim bazında hesaplanabilmektedir. Termik santral yıllık $CO_2$ emisyonu hesabına ait parametre değerleri veya kaynakları Tablo 4.1'de verilmiştir.

$$ECO_{2/yıl} = EF.NKD.YF.YTM \tag{4.1}$$

Tablo 4.1 Termik santral yıllık $CO_2$ emisyonu hesabına ait parametreler

| **Girdi** | **Parametre** | **Birim** | **Parametre değeri/kaynağı** |
|---|---|---|---|
| Termik santral yıllık $CO_2$ emisyonu, $ECO_{2/yıl}$ (ton/yıl) | *EF* | ton $CO_2$/TJ | Linyit- 101<br>İthal kömür- 94,6 |
| | *NKD* | TJ/Gg | Linyit- 11,9<br>İthal kömür-25,8 |

Tablo 4.1 Termik santral yıllık $CO_2$ emisyonu hesabına ait parametreler-Devam

| **Girdi** | **Parametre** | **Birim** | **Parametre değeri/kaynağı** |
|---|---|---|---|
| Termik santral yıllık $CO_2$ emisyonu, $ECO_{2/yıl}$ (ton/yıl) | *YF* | - | 1 |
| | *YTM* | ton/yıl | Denklem 4.6 |

IPCC 2006 Ulusal Sera Gazı Envanterleri Rehberi Cilt 2 Enerji Giriş bölümü Tablo 1.2'de ilgili yakıta ait net kalorifik değere *(NKD)*, Tablo 2.2'deki Sabit Yanma bölümünde ilgili yakıtın $CO_2$ emisyon faktörü *(EF)* değerine ulaşılmıştır. İthal kömür, yüksek kalorifik değeri bakımından, IPCC 2006 Ulusal Sera Gazı Envanterleri Rehberi'nde verilen bitümlü kömürlere benzetilmiş, $CO_2$ emisyon faktörü *(EF)* değeri buna göre kabul edilmiştir [6].

IPCC 2006 Ulusal Sera Gazı Envanterleri Rehberi Cilt 2 Enerji, Sabit Yanma 2.1 Bölümü ve T.C Çevre ve Şehircilik Bakanlığı Sera Gazı İzleme ve Raporlama Tebliği İzleme Planı Kılavuzu'na göre yakıt yükseltgenme faktörü 1 olarak kabul edilmiştir [6].

### 4.1.2 Güneş enerji santrallerinde karbon varlığı

Enerji üretim teknolojilerinin yenilenebilir kaynaklara geçişi ve fosil yakıtlardan çıkış ile, elektrik üretim sektörü $CO_2$ emisyonlarını doğrudan önlemektedir. Yenilenebilir kaynağa dayalı üretim yapan enerji santralleri, önledikleri emisyon miktarına göre bir karbon varlığı geliştirmekte ve bu karbon varlığı uluslararası karbon piyasalarında değerlenmektedir.

Fosil kaynaklara dayalı üretim yapan enerji santralleri (veya sera gazı salımı olan herhangi bir üretici) bulunduğu ülke bazında veya uluslararası düzeyde tabi oldukları regülasyonlar gereği, fosil yakıt kullanımlarından kaynaklanan karbon emisyonlarının (veya herhangi bir sera gazı salımı) dengelemesini yapabilmek üzere yenilenebilir kaynağa dayalı üretim yapan enerji santrallerinin önledikleri karbon emisyonlarından kazandıkları karbon varlığına talip olabilmektedir.

AB ETS kapsamındaki enerji santrallerine, imalat yapan fabrikalara ve havacılık sektörüne, salınabilecek toplam sera gazı hacminde bir üst sınır konulmuştur. Bu sınır, emisyon tahsisatı olarak pay edilerek önce ülkelerin yetkili birimlerine, oradan da imalatçılara dağıtılır. Sahip olunan 1 emisyon tahsisatına karşılık firmalar, 1 ton $CO_2$ veya

eşdeğer miktardaki diğer sera gazlarını (azot oksit ve perflorokarbonlar vb.) salım hakkını elde etmiş olurlar [13].

Düzenlemeye tabi bir kuruluş emisyonlarını azalttıktan sonra, fazla tahsisatlarını gelecekteki ihtiyaçlarını karşılamak için elinde tutabilir ve başkasına satabilir.1 Aralık 2022 itibarıyla 1 emisyon tahsisatının fiyatı 85,22 avrodur. Her yılın sonunda, düzenlemeye tabi kuruluşlar, tüm emisyonlarını karşılamaya yetecek kadar tahsisata sahip olmalıdır. Bu koşulu sağlamayan şirketler 1 ton $CO_2$ başına 100 avro ile cezalandırılmaktadır [13].

AB, emisyondan kaynaklanan maliyetlerden kaçınmak için yatırımların başka ülkelere taşınması veya iklim hedefi olmayan ülkelerden yapılan ithalatın artması anlamına gelen karbon kaçaklarının önüne geçebilmek üzere 2023 yılında başlayan raporlama yükümlülüğü ile SKDM'yi devreye almış ve 2026 yılında AB'ye karbon yoğun ürün (çimento, demir çelik, aluminyum ve elektrik) ihracatı yapan üreticilere karbon sertifikası satın aldırma yolu ile yürürlüğe girmesini sağlayacaktır. Bu uygulama ile AB'ye yapılan karbon yoğun ürün ihracatlarından dolaylı yoldan, enerji ihracatında ise direkt olarak elektrik sektörüne raporlama ve sertifika satın alma yükümlülüğü getirilecektir.

Termik santralde kömür yanmasından kaynaklanan yıllık tahmini emisyonlar $ECO_{2/yıl}$ parametresinin hesaplanmasında Denklem 4.1 kullanılmıştır. Bu santrallerin açık kömür sahalarında güneş enerjisine dayalı üretime geçiş yapılması halinde; PV güneş enerji santrallerinin yıllık elektrik üretim parametresi $E_{PV\ GES}$'in, termik santrallerin burada kabul edilen tam yük saatlerindeki yıllık elektrik üretim parametresi $E_{TS}$'ye oranında, kömürlü proseste kömür yakılmasından kaynaklanan $CO_2$ emisyonları önlenecektir. Önlenen emisyonlar, $E_{Önlenen}CO_{2/yıl}$ parametresi olarak Denklem 4.2 ile hesaplanmıştır. $E_{Önlenen}CO_{2/yıl}$ parametresi, simülasyonda yenilenebilir enerji santralleri için gelişecek karbon varlığı olarak kabul edilmiştir. Denklem 4.2'deki parametre değerleri veya kaynakları Tablo 4.2'de verilmiştir.

$$E_{\text{önlenen}}CO_{2/yıl} = \frac{E_{PV\ GES}}{E_{TS}} * (ECO_{2/yıl}) \tag{4.2}$$

Tablo 4.2 Termik santral önlenen $CO_2$ emisyonu

| **Girdi** | **Parametre** | **Birim** | **Parametre değeri/kaynağı** |
|---|---|---|---|
| Güneş enerji santrali karbon varlığı ( ton/yıl) | $ECO_{2/yıl}$ | ton/yıl | Denklem 4.1 |
| | $E_{PV\ GES}$ | MWh/yıl | PVSYST Yazılım verisi |
| | $E_{TS}$ | MWh/yıl | Denklem 4.4 |

## 4.2 Ekonomik Parametreler

Excel tabanlı simülasyonda kullanılmak üzere enerji santrallerinin yatırım ve işletme sırasındaki bakım onarım ve yakıt giderleri bu bölümdeki denklem setleri ile hesaplanmıştır.

IPCC İklim Değişikliği Beşinci Değerlendirme Raporu Ek-3'ünde verilen seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyeti hesap yöntemindeki denklem setleri, santrallerin LCOE ve GÖS değerlerini hesaplamak üzere bu çalışmaya entegre edilmiştir [8].

Seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyeti hesap yöntemi (birim enerji üretim maliyet hesap yöntemi), farklı ülkelerden alınan verileri uyumlu hale getirmek üzere temel bir prensibe dayanır, çeşitli teknolojilerdeki maliyet eğilimlerinin ve rekabetlerinin tutarlı olarak karşılaştırılmasına olanak sağlar.

Bu yöntem ile enerji santrallerinin; tahmini yatırım, yıllık işletme, bakım onarım ve yakıt maliyetleri hesaplanabilmekte ve ayrıca santrallerin enerji üretimine ait birim maliyetlerinin hesaplanmasına da olanak sağlanmaktadır. IPCC İklim Değişikliği Beşinci Değerlendirme Raporu Ek-3'ündeki santrallerin yatırım ve işletme maliyetleri hesabına yönelik denklem setleri ve bu çalışmada geliştirilen çevresel ve teknik analizlere ait denklem setleri birlikte kullanılarak enerji santrallerinin LCOE ve GÖS değerleri hesaplanmıştır.

### 4.2.1 Termik santrallerin yatırım ve işletme maliyetleri

Simülasyonda kullanılmak üzere termik santralin yatırım maliyeti $I_{TS}$, Denklem 4.3 aracılığı ile hesaplanmıştır. Termik santral için $C$ değeri, gecelik inşaat maliyetini temsil etmekte ve inşaat projesinin bir gecede tamamlanmış gibi kabul edildiği ve herhangi bir faiz uygulanmadığı durumdaki maliyetidir. İnşaat yatırım bütçesinin inşaat süresine göre finansman maliyetleri de dahil edilerek hesaplanması üzere, Denklem 4.3'te gecelik maliyetler inşaat süresine eşit olarak dağıtılır.

Denklemdeki $L_B$ değeri santral inşaat süresini, $L_T$ değeri santral ömrünü, $i$ değeri inşaat bütçesi üzerindeki faiz oranını, $d\vartheta$ tesisin hizmetten çıkarılma birim giderini (söküm, geri dönüşüm, bertaraf maliyetleri), $r$ ağırlıklı ortalama sermaye maliyetini (Wacc) temsil etmekte olup bu denklem için simülasyonda kabul edilen sabit parametre değerleri Tablo 4.3'te verilmiştir.

Denklemdeki *C (overnight cost)* parametresi için; Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA) 2020 yılında yayımladığı Tahmini Enerji Üretim Maliyet Raporu'nun 3.1 numaralı

tablosunda, kömürlü termik santraller için verilen değerler aralığından ülkemizin piyasa koşullarına da uygun olan en küçük ve en büyük değerlerin ortalaması alınmıştır [9].

Zira ülkemizde termik santral yatırımları için gereken ekipmanların fiyatlında, PV güneş panellerindeki gibi yerli teknoloji üreticilerinin artışına bağlı olarak yaşanan etkili düşüşler görülmemektedir. Günümüz koşullarında termik santral ekipmanlarının tedarikinde ülkemizin büyük oranda dışa bağımlı olmasından dolayı, termik santrallerin özellikle de doğalgaza oranla kömürlü termik santrallerin yatırım maliyetleri halen yüksektir. Burada kömürlü termik santral için kabul edilen $C$ değerinin, Denklem 4.3' te kullanılması ile elde edilen kömürlü termik santralin yatırım maliyeti, ülkemizin mevcut piyasa koşullarındaki termik santral yatırım maliyetlerine denk gelmektedir [1], [33].

$L_B$ santral inşaat süresi, ve $L_T$ santral ömrü parametreleri için IPCC İklim Değişikliği Beşinci Değerlendirme Raporu Ek-3 Tablo A-III-1'de verilen değer alınmıştır. Hizmetten çıkarılma birim gideri $d\vartheta$ parametresi, maliyet üzerinde çok düşük bir etki yarattığından IPCC İklim Değişikliği Beşinci Değerlendirme Raporu Ek-3'ünde sıfır kabul edilmiştir. Denklem 4.3'te de $d\vartheta$ parametresinin değeri sıfır kabul edilmiştir [8].

IPCC İklim Değişikliği Beşinci Değerlendirme Raporu Ek-3'ünde % 5 olarak verilen denklemdeki yatırım bütçesi faiz oranı $i$'nin; ülkemizde enerji santrali yatırımlarında kamu ve özel bankalar tarafından verilen leasing kredilerindeki Amerikan Doları para birimi cinsinden yapılan araştırmaya göre, bankalar arasında % 10 ile 12 oranı arasında değiştiği görülmüştür. Denklemde $i$ parametresi %10 olarak kabul edilmiştir [34].

Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti $r$'nin IPCC İklim Değişikliği Beşinci Değerlendirme Raporu Ek-3'ünde genellikle % 5 ile % 10 arasında değiştiği belirtilmiştir. Bu çalışmada sermaye maliyeti; yatırımcının sermayesini enerji yatırımından farklı bir alanda kullanması halinde, enerji santraline nispeten o alandan elde edebileceği getirileri temsil etmekte ve yatırımcı kararına göre değişken sonuçlar doğurabilecek bir parametredir. . Denklem 4.3'te $r$ parametresi, rapordaki aralığın üst bandı % 10 olarak kabul edilmiştir [8].

$$I_{TS} = \frac{C}{L_B} . \sum_{t=1}^{L_B} (1+i)^t . (1 + \frac{d\vartheta}{(1+r)^{L_T}}) \tag{4.3}$$

Tablo 4.3 Termik santral yatırım maliyeti hesabına ait parametreler

| Girdi | Parametre | Birim | Parametre değeri/kaynağı |
|---|---|---|---|
| Termik santral yatırım maliyeti, I (USD/MW) | *C (overnight cost)* | USD/kW | 2600 |
| | $L_B$ | yıl | 5 |
| | $L_T$ | yıl | 40 |
| | $i$ | % | 10 |
| | $d9$ | USD/MW | 0 |
| | *r (wacc)* | % | 10 |

$E_{TS}$ parametresi termik santralin kurulu gücü ve kapasite faktörüne göre yıllık elektrik üretim değerini temsil etmekte olup Denklem 4.4 ile hesaplanmıştır. *P* parametresi ilgili santralin mevcut kurulu gücünü, *FLH* parametresi santralin yıllık tam yük saatini ifade eden ve santral bazında değişken bir parametrelerdir. *FLH* parametresi, 3 termik santral için de sonuçların daha eşit şartlarda karşılaştırılabilmesi için aynı değerde alınmıştır. Denklem 4.4'te kullanılan termik santral elektrik üretim hesabına ait teknik parametreler, Tablo 4.4'te, verilmiştir. Termik santraller için teknik parametreler bölümünde verilmesi gereken parametrelerden bazılarının, ekonomik parametreler bölümünde verilmesi gereken denklem setlerinde yer alması nedeni ile bu parametrelerden ekonomik parametreler bölümünde de bahsedilmiştir.

$$E_{TS} = P.FLH \tag{4.4}$$

Tablo 4.4 Termik santral elektrik üretim hesabına ait teknik parametreler

| Girdi | Parametre | Birim | Parametre değeri/kaynağı |
|---|---|---|---|
| Termik santral yıllık elektrik üretim miktarı, $E_{TS}$ (MWh/yıl) | *P* | MWh | Afşin Elbistan B Termik Santrali-1440<br>Çayırhan Termik Santrali -620<br>Çan Termik Santrali -320 |
| | *FLH* | saat/yıl | 6500 |

Termik santralin bakım onarım gideri, $OM_{TS}$ parametresini hesaplamak üzere Denklem 4.5 kullanılmıştır. Denklemdeki *FOM* parametresi santralin sabit bakım onarım giderlerini, *VOM* parametresi santralin değişken bakım onarım giderlerini, *REV* parametresi santralin

varsa yan ürün gelirini, $d\vartheta$ santralin hizmetten çıkarılma birim giderini, $E_{TS}$ parametresi yukarıda verildiği üzere termik santralin kurulu gücüne göre yıllık elektrik üretim değerini temsil etmektedir.

Denklem 4.5'te simülasyonda kabul edilen sabit parametre değerleri veya kaynakları Tablo 4.5'te verilmiştir. Denklemdeki *FOM ve VOM* parametreleri için; IPCC İklim Değişikliği Beşinci Değerlendirme Raporu Ek-3 Tablo A-III-1'de verilen medyan değerler alınmıştır. Yine bu rapora göre hizmetten çıkarılma birim gideri $d\vartheta$*;* maliyet üzerinde çok düşük bir etki yarattığından sıfır alınmış olup yan ürün geliri *(REV)* olmadığı kabul edilmiştir [8].

$$OM_{TS} = FOM + (VOM - REV + d_{\vartheta}).E_{TS} \tag{4.5}$$

Tablo 4.5 Termik santral işletme maliyeti hesabına ait parametreler

| **Girdi** | **Parametre** | **Birim** | **Parametre değeri/kaynağı** |
|---|---|---|---|
| Termik santral bakım onarım ve işletme maliyeti, $OM_{TS}$ (USD/MW) | *FOM* | USD/MW | 23000 |
| | *VOM* | USD/MWh | 3,4 |
| | *REV* | USD/MWh | 0 |
| | $d\vartheta$ | USD/MWh | 0 |
| | $E_{TS}$ | MWh/yıl | Denklem 4.4 |

Simülasyonda kullanılmak üzere termik santralin yıllık yakıt tüketim miktarı *(YTM)* Denklem 4.6, yıllık yakıt maliyeti *(F)* Denklem 4.7 ile hesaplanmıştır.

Tablo 4.6'da, Denklem 4.6'da kullanılan sabit parametre değerleri verilmiş olup yakıt net kalorifik değeri *(NKD)* ve santral kurulu güç *(P)* parametreleri ilgili santrale göre değişken olan parametrelerdir. Santral tam yük saati *(FLH),* 3 santral için de 6500 saat/yıl olarak kabul edilmiştir. Güç dönüşüm çarpanı *(GDÇ)* ilgili yakıtın kcal birimindeki gücünü MW birimine çevirmek üzere kullanılmıştır.

Santral kurulu güç parametresi için mevcuttaki kurulu güç değerleri, yakıt net kalorifik değeri için IPCC 2006 Ulusal Sera Gazı Envanterleri Rehberi Cilt 2 Enerji Giriş Bölümü Tablo 1.2'de ilgili yakıtın (linyit ve bitümlü kömür) değeri kabul edilmiştir. Yakıt net

kalorifik değeri için yapılan literatür araştırmalarına göre; ithal kömürler 5390-7700 kcal/kg aralığında yüksek kalorifik değere sahip olması bakımından IPCC 2006 Ulusal Sera Gazı Envanterleri Rehberi Cilt 2 Enerji Giriş Bölümü Tablo 1.2'deki bitümlü kömürlere benzetilmiştir [6], [12].

Denklem 4.6'daki $\eta$ değeri, termik santral için teknik bir parametre olup, santral verimini temsil etmektedir. Konvansiyonel bir termik santral için, satılabilir enerjinin yakılan yakıtın ısıtma değerine olan yüzdesi olarak nitelendirilen enerji verimliliği, tipik olarak %33 ile %48 aralığındadır [35].

IPCC İklim Değişikliği Beşinci Değerlendirme Raporu'nda verim parametresi $\eta$, yine %33 ila %48 arasında kabul edilmiştir. Simülasyonda bu değer %44 olarak kabul edilmiştir.

$$YTM = (\frac{GDÇ.P}{NKD.\eta}.FLH)/(1000kg/ton) \quad (4.6)$$

Tablo 4.6 Termik santral yakıt tüketim miktarı hesabına ait parametreler

| **Girdi** | **Parametre** | **Birim** | **Sabit parametre değeri/kaynağı** |
|---|---|---|---|
| Termik santral yakıt tüketim miktarı, *YTM* (ton/yıl) | *NKD* | kcal/kg | Tablo 4.16 |
| | *GDÇ* | kcal/saat | 859845,24 |
| | *P* | MWh | -Afşin Elbistan B Termik Santrali-1440-Çayırhan Termik Santrali -620<br>-Çan Termik Santrali -320 |
| | $\eta$ | % | 44 |
| | *FLH* | saat/yıl | 6500 |

$$F = YTM.FC \quad (4.7)$$

Termik santrallerin bir yılda tükettiği yakıtın maliyeti *F*, Denklem 4.7 ile hesaplanmıştır. Bu denklemdeki *FC* değeri kullanılan yakıtın birim fiyatı, *YTM* değeri Denklem 4.6 aracılığı ile elde edilen santralin yıllık yakıt tüketim değeridir. *FC* değeri için

yapılan piyasa araştırmasına göre ithal kömür için ton başına 200 Amerikan Doları, yerli kömür için ton başına 90 Amerikan Doları birim fiyat olarak kabul edilmiştir [36],[37]. Denklem 4.7'deki parametre değerleri veya kaynakları Tablo 4.7'de verilmiştir.

İthal kömür barındırdığı yüksek kalorifik değeri bakımından, linyite göre çok daha verimli, aynı zamanda maliyetlidir. Ülkemizde 2022 yılsonu itibariyle kömür yakıtlı santrallerin yenilenebilir kaynaklar dahil toplam kurulu güçteki payı %21, ithal kömürlü termik santrallerin, ülkemizin toplam kurulu gücündeki payı %10, yerli kömürün payı ise %11 olmuştur [38].

Tablo 4.7 Termik santral yıllık yakıt maliyeti hesabına ait parametreler

| **Girdi** | **Parametre** | **Birim** | **Parametre değeri/kaynağı** |
|---|---|---|---|
| Termik santral yıllık yakıt maliyeti, *F* (USD/yıl) | *YTM* | ton/yıl | Denklem 4.6 |
| | *FC* | USD/ton | Yerli kömür-90<br>İthal kömür-200 |

### 4.2.2 Fotovoltaik güneş enerji santrallerinin yatırım ve işletme maliyetleri

PV güneş enerji santrallerinin yatırım ile işletme aşamasındaki bakım onarım maliyetleri için de termik santralde olduğu gibi yine seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyeti hesap yöntemine ait denklem setleri kullanılmıştır.

Bu bölümde yatay eksen güneş takipli ve sabit eğimli olmak üzere iki ayrı sistemdeki PV güneş enerji santralleri için yatırım ve işletme maliyeti hesaplarında kullanılan denklemlere yer verilmiştir. Yatay eksen güneş takipli ve sabit eğimli güneş enerji santrallerinin yatırım maliyeti $I_{PV\,GES}$'i hesaplamak üzere Denklem 4.8 kullanılmıştır.

Denklemdeki $L_B$ değeri santral inşaat süresini, $L_T$ değeri santral ömrünü, $i$ değeri inşaat bütçesi üzerindeki faiz oranını, $d\vartheta$ tesisin hizmetten çıkarılma maliyetini (söküm, geri dönüşüm, bertaraf maliyetleri), $r$ projenin ağırlıklı ortalama sermaye maliyetini (Wacc) temsil etmekte olup bu denklem için simülasyonda kabul edilen sabit parametre değerleri Tablo 4.8'de verilmiştir.

Denklemdeki sabitlerden *C (overnight cost)* parametresi için; Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA) 2020 yılında yayımladığı Tahmini Enerji Üretim Maliyet Raporu'nun 3.1

numaralı tablosunda; sabit eğimli PV güneş enerji santralleri için verilen değer aralığından, ülkemiz piyasa koşullarındaki yatırım maliyetlerine ulaşan en yakın değer alınmıştır [9].

Sistemin sabit eğimli veya yatay yada yatay-düşey iki eksende güneş takipli olması yatırım maliyetini değiştirmekte olup, Denklem 4.8'de bu sistemler arasındaki maliyetin değişmesindeki tek etken parametre gecelik inşaat maliyeti *C* değeridir. Yapılan araştırmalara göre yatay eksen güneş takipli sistemlerin yatırım maliyeti, sabit eğimli sistemlere göre % 14 -% 20 arasında bir oranla daha fazla olmaktadır [10],[11].

Buna göre yatay eksen güneş takipli sistemler için *C* değerinin sabit eğimli sistemlere göre % 14 - % 20 arasında daha fazla olduğu düşünülebilir. Simülasyonda *C* değeri; yatay eksen güneş takipli sistemler için sabit eğimli sistemlere göre daha maliyetli durumu analiz etmek amacıyla % 20 daha fazla alınmıştır.

$L_T$ santral ömrü parametreleri için IPCC İklim Değişikliği Beşinci Değerlendirme Raporu Ek-3 Tablo A-III-1'de verilen değer alınmıştır. Hizmetten çıkarılma birim gideri $d\vartheta$ parametresi, maliyet üzerinde çok düşük bir etki yarattığından IPCC İklim Değişikliği Beşinci Değerlendirme Raporu Ek-3'ünde sıfır kabul edilmiştir. Dolayısı ile Denklem 4.8'de de $d\vartheta$ parametresinin değeri sıfır kabul edilmiştir [8].

PV güneş enerji santrali inşaat süresi $L_{B;}$ küçük kapasiteli projeler için genellikle 6 ay olmakla beraber santralin kurulu gücünün artması ile artış göstermektedir. Büyük ticari projelerde bu süre; planlama, arazi ve iletim hattı hazırlığı gibi süreçlerle beraber 2 ile 3 yıl aralığında sürmektedir. Simülasyonda bu değer 2 yıl olarak kabul edilmiştir [39].

IPCC İklim Değişikliği Beşinci Değerlendirme Raporu Ek-3'ünde % 5 olarak verilen denklemdeki yatırım bütçesi faiz oranı $i$'nin; ülkemizde enerji santrali yatırımlarında kamu ve özel bankalar tarafından verilen leasing kredilerindeki Amerikan Doları para birimi cinsinden yapılan araştırmaya göre, bankalar arasında % 10 ile 12 oranı arasında değiştiği görülmüştür. Denklemde $i$ parametresi %10 olarak kabul edilmiştir [34].

$$I_{PV\ GES} = \frac{C}{L_B}.\sum_{t=1}^{L_B}(1+i)^t.(1+\frac{d\vartheta}{(1+r)^{L_T}}) \qquad (4.8)$$

Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti $r$'nin IPCC Beşinci Değerlendirme Raporu Ek-3'ünde genellikle %5 ile % 10 arasında değiştiği belirtilmiştir. Bu çalışmada sermaye maliyeti; yatırımcının sermayesini enerji yatırımından farklı bir alanda kullanması halinde,

enerji santraline nispeten o alandan elde edebileceği geliri temsil etmekte ve yatırımcı kararına göre değişken sonuçlar doğurabilecek bir parametredir. Denklem 4.3'te $r$ parametresi, daha maliyetli durumu analiz etmek amacı ile rapordaki aralığın üst bandı %10 olarak kabul edilmiştir [8].

Tablo 4.8 PV güneş enerji santrali yatırım maliyeti hesabına ait parametreler

| **Girdi** | **Parametre** | **Birim** | **Parametre değeri** |
|---|---|---|---|
| PV güneş enerji santrali yatırım maliyeti, $I_{PV\ GES}$ (USD/MW) | $C$ *(*overnight cost*)* | USD/kW | Sabit eğimli sistem-534<br>Yatay eksen güneş takipli sistem-640,8 |
| | $L_B$ | yıl | 2 |
| | $L_T$ | yıl | 25 |
| | $i$ | % | 10 |
| | $d\vartheta$ | USD/kW | 0 |
| | *r(wacc)* | % | 10 |

PV güneş enerji santralinin bakım onarım giderleri, $OM_{PV\ GES}$ parametresini hesaplamak üzere Denklem 4.9 kullanılmıştır. Denklemdeki *FOM* parametresi santralin sabit bakım onarım giderlerini, *VOM* parametresi santralin değişken bakım onarım giderlerini, *REV* parametresi santralin varsa yan ürün gelirini, $d\vartheta$ santralin hizmetten çıkarılma birim giderini, $E_{PV\ GES}$ parametresi güneş enerji santralinin yıllık elektrik üretim değerini temsil etmektedir. *FOM,* sabit bakım onarım giderleri; yatay eksen güneş takipli sistemlerde sabit eğimli sistemlere göre % 8 ile % 14 aralığında bir oranla daha maliyetli olmaktadır [10],[11]. Simülasyonda bu değer, yatay eksen güneş takipli sistemler için sabit eğimli sistemlere göre ortalama olarak % 11 oranında daha fazla alınmıştır.

Denklemdeki sabit bakım onarım gider parametresi, *FOM* için; IPCC İklim Değişikliği Beşinci Değerlendirme Raporu Ek-3 Tablo A-III-1'de verilen değer aralığından, büyük ticari santraller için ülkemizdeki piyasa koşullarına yakın güncel değer alınmıştır [8], [10],[9]. Yine bu rapora göre hizmetten çıkarılma birim gideri $d\vartheta$*;* maliyet üzerinde çok düşük bir etki yarattığından sıfır alınmıştır. IPCC İklim Değişikliği Beşinci Değerlendirme Raporu Ek-3 Tablo A-III-1'e göre, PV santralin yan ürün geliri olmadığından *(REV)* parametresi ve santralin değişken bakım onarım gideri (*VOM)* parametresi de sıfır alınmıştır [8].

İlgili termik santralin açık kömür sahasında, PV güneş enerji santrali kaynaklı üretilebilecek yıllık elektrik enerjisi miktarı $E_{PV\ GES}$ parametresi, PVSYST Yazılımı aracılığı ile elde edilmiştir. PV güneş enerji santrallerinin yıllık güneşlenme süreleri *(FLH)* için, santralin bulunduğu ilin yıllık güneşlenme saati değeri alınmıştır [40]. Denklem 4.8 için simülasyonda kabul edilen parametre değerleri veya kaynakları Tablo 4.9'da verilmiştir.

$$OM_{PV\ GES} = FOM + (VOM - REV + d_{\vartheta}).E_{PV\ GES} \quad (4.9)$$

Tablo 4.9 PV güneş enerji santrali işletme maliyeti hesabına ait parametreler

| Girdi | Parametre | Birim | Parametre değeri/kaynağı |
|---|---|---|---|
| PV güneş enerji santrali işletme maliyeti, $OM_{PV\ GES}$ (USD/MW) | *FOM* | USD/MW | Yatay eksen güneş takipli sistem-14430<br>Sabit eğimli sistem-13000 |
| | *VOM* | USD/MWh | 0 |
| | *REV* | USD/MWh | 0 |
| | $d_{\vartheta}$ | USD/MWh | 0 |
| | $E_{PV\ GES}$ | MWh | PVSYST Yazılım verisi |

### 4.2.3 Termik santrallerde karbondioksit sertifika gideri

AB'de ETS kapsamına giren tesislerin işletmecileri, her yılın 30 Nisan'ına kadar, bir önceki yılda salınan her ton $CO_2$ için 1 AB Tahsisatını teslim etmelidir. AB Emisyon Tahsisat düzenlemesine; kendisine karbon yoğun ürün ihracatı yapan ülkeleri, SKDM kapsamında sertifika satın aldırma yolu ile müdahil edecektir.

Ülkemizde elektrik sektörü bu düzenlemeye tabi olacak ve bu düzenleme sektöre, dolaylı (herhangi bir ürünün üretim aşamasında kullanılan elektrikten dolayı gömülü emisyonu kaynaklı) veya direkt yoldan yapmış olduğu elektrik ihracat oranına göre ek bir karbon sertifika maliyeti getirecektir. Salınan emisyon miktarına göre tahsisat ücretleri, tıpkı emtia piyasaları gibi yılın her ayı ve günü değişken olup Tablo 4.10'da AB'nin 2020 ile 2023 yılları arasındaki emisyon tahsisat fiyatları verilmiştir [41].

Tablo 4.10 Avrupa Birliği emisyon tahsisatı fiyatları

| **Yıl** | **$CO_2$ Tahsisat Fiyatı** *($ABTCO_2$* -Euro/ton $CO_2$) |
|---|---|
| Ocak 2020 | 24,98 |
| Ocak 2021 | 33,69 |
| Ocak 2022 | 84 |
| Ocak 2023 | 83 |

Simülasyon hesaplamalarında para birimi Amerikan Doları (USD) cinsinden yapıldığından AB $CO_2$ tahsisat fiyatı parametresi için yukarıdaki fiyatların ortalaması alınmış ve Euro/USD paritesi 1,05 alınarak parametre USD'ye çevrilmiştir.

Karbon sertifika maliyeti *(KSM);* termik santrallerin elektrik üretim kaynaklı yıl içerisinde salmış olduğu $CO_2$ emisyonu miktarı ($E\,CO_{2/yıl}$), üretilen elektriğin AB'ye ihracat oranı yüzdesi *(ABEİO)* ve AB $CO_2$ tahsisat fiyatı ($ABTCO_2$) parametreleri ile belirlenmiştir. AB'ye ihracat oranı yüzdesi *(ABEİO)*; termik santralin elektriğini kullanarak üretim yapan ve ürettiği herhangi bir ürünü AB'ye ihraç eden herhangi bir üreticiden kaynaklanabileceği gibi, termik santralin direkt olarak AB'ye elektrik ihracından da kaynaklanabilir, dolayısı ile simülasyonda bu oran için bir kabul yapılmış ve %25 alınmıştır.

Termik santrallerin SKDM kaynaklı karbon sertifika maliyeti, Denklem 4.10 aracılığı ile elde edilmiştir. Bu denklem için simülasyonda kabul edilen sabit parametre değerleri veya kaynağı Tablo 4.11'de verilmiştir.

$$KSM = (ECO_{2/yıl}).(ABE\dot{I}O).(ABTCO_2) \tag{4.10}$$

Tablo 4.11 Termik santral karbon sertifika maliyeti hesabına ait parametreler

| **Girdi** | **Parametre** | **Birim** | **Parametre değeri/kaynağı** |
|---|---|---|---|
| Termik santral karbon sertifika maliyeti, *KSM* (USD/yıl) | $E\,CO_{2/yıl}$ | ton/yıl | Denklem 4.1 |
| | *ABEİO* | % | 25 |
| | $ABTCO_2$ | USD/ton | 59,22 |

### 4.2.4 Fotovoltaik güneş enerji santrallerinde karbon varlığı geliri

Karbon kredisi, 1 ton $CO_2$ eşdeğerinde sera gazı salım azaltımını belirtmek için kullanılan emisyon azaltımı birimi olup, sahibine 1 ton $CO_2$ veya eşdeğeri sera gazı salım hakkı sağlayan, ticareti yapılabilir bir izin veya sertifikadır [25]. Simülasyonda karbon varlığı geliri *(KVG)* olarak adlandırdığımız gelir parametresi aslında satılabilir bir karbon sertifikasıdır.

Karbon sertifikalarına; uluslararası piyasalarda emisyon üretici ve tüketicilerini bir araya getirebilen Gold ve Verra Standartları platformlarında projenin belgelendirilmesi akabinde değer biçilebilmektedir. Sabit bir sertifika satış fiyatı olmamakla beraber, proje bazında değişkenlik gösterebilecek şekilde satışları gerçekleşmektedir. Karbon sertifikası birim satış geliri *(KSG)* parametresi için; Gold Standart internet sitesinde listelenen projeler ve ülkemizde karbon varlığı geliştiren üreticilerin çalışmaları incelenerek, en güncel piyasa fiyatları araştırılmış ve simülasyonda bu fiyat, 5 USD olarak alınmıştır [14],[26].

*KVG* gelişimine ülkemizden bir örnek verilecek olursa; ana üretim faaliyeti organik atıklardan biyogaz elde edilmesi olan ve karbon yan geliri sağlayan bir üreticinin, yatırımcı sunumunda verdiği 2022 yılı toplam satış hasılatındaki payın yüzde %18,6'sının karbon varlığı gelirine bağlı olduğu gözlenmiştir [27].

Simülasyonda kabul edilen PV güneş enerji santrallerindeki karbon varlığı geliri *(KVG);* güneş enerji santrallerinin yenilenebilir kaynağa dayalı elektrik üretimi yapması nedeni ile önlediği ve belgelediği $CO_2$ emisyonu miktarı ($E_{\ önlenen\ CO_{2/yıl}}$) ile, karbon sertifikası birim satış geliri *(KSG)* parametrelerinin çarpımı ile belirlenmiş ve Denklem 4.11'de verilmiştir. Denklem 4.11 için simülasyonda kabul edilen parametre değerleri veya kaynağı Tablo 4.12'de verilmiştir.

$$KVG = (E_{önlenen\ CO_{2/yıl}}).(KSG) \tag{4.11}$$

Tablo 4.12 PV güneş enerji santrali karbon varlığı hesabına ait parametreler

| Girdi | Parametre | Birim | Parametre değeri |
|---|---|---|---|
| PV güneş enerji santrali yıllık karbon varlığı geliri *(KVG)* (USD/yıl) | $E_{\ önlenen\ CO_{2/yıl}}$ | ton/yıl | Denklem 4.2 |
| | Karbon sertifikası birim satış geliri *(KSG)* | USD/ton | 5 |

### 4.2.5 Santrallerin geri ödeme süresi hesabı

Enerji santrali yatırımcısının, yapacağı yatırım harcamalarının geri dönüş süresini ve kar etmeye başlayacağı zamanlamayı bilmesi, yatırımcının finansal gücüne ve yatırım teknolojisine göre ne derecede uygulanabilir bir yatırım olduğuna karar vermesi açısından önem teşkil etmektedir.

Bu çalışmada ülkemizin net sıfır emisyon hedeflerine ulaşabilmesi yolunda, fosil yakıtlardan PV güneş enerjisi kaynaklı üretime geçişin, kömüre dayalı termik santrallerde ne derecede uygulanabilir olduğu detaylı olarak incelenmiştir.

Santrallerin açık kömür sahalarına yatay eksen güneş takipli ve sabit eğimli PV güneş enerji santrallerinin entegrasyonu; çevresel teknik ve ekonomik parametreler ışığında analiz edilmiş ve bu santrallerin geri ödeme sürelerini iki ayrı senaryoda görmeyi hedefleyen Excel tabanlı bir simülasyon geliştirilmiştir.

Senaryo-1'de santrallerin LCOE ve GÖS değerleri; PV güneş enerji santrallerinde ETS gelirleri, termik santrallerde SKDM kapsamındaki giderler dahil edilmeden hesap edilmiştir.

Senaryo-2'de santrallerin LCOE ve GÖS değerleri; PV güneş enerji santrallerinde ETS'den elde edilen karbon varlığı gelirleri ile, termik santrallerde SKDM kapsamındaki $CO_2$ sertifika giderleri dahil edilerek ayrıca hesap edilmiştir.

Sabit eğimli ve güneş takipli PV santraller ile mevcut durumdaki termik santrallerin günümüz piyasa koşullarındaki geri ödeme süresi, Denklem 4.12 aracılığı ile hesaplanmıştır. Denklemdeki *I* parametresi santrallerin yatırım maliyetini, *NS* parametresi santrallerin yıllık net elektrik satışları ile varsa yıllık karbon varlığı gelirleri toplamını, *YG* parametresi santrallerin yıllık toplam bakım, onarım ve varsa yakıt ve $CO_2$ sertifika giderleri toplamını ifade etmektedir.

Tablo 4.13'te simülasyonda kullanılan girdi parametrelerinin kaynakları verilmiştir.

$$G\ddot{O}S = I/(NS - YG) \tag{4.12}$$

Tablo 4.13 Enerji santralleri geri ödeme süresi hesabına ait girdi parametreleri

| **Simülasyon sonuç** | **Parametre** | **Birim** | **Girdi parametreleri kaynakları** |
|---|---|---|---|
| Enerji santrali geri ödeme süresi, *GÖS* (yıl) | *I* | USD | Termik santral-Denklem 4.3<br>PV güneş enerji santrali- Denklem 4.8 |
| | *NS* | USD/yıl | Termik santral-Denklem 4.15<br>PV güneş enerji santrali-Denklem 4.16 |
| | *YG* | USD/yıl | Termik santral-Denklem 4.14<br>PV güneş enerji santrali-Denklem 4.13 |

Termik santraller için *YG* parametresi yukarıda bahsedilen 2 ayrı senaryoya göre hesaplanmıştır. PV güneş enerji santrallerindeki *YG* parametresi sadece yıllık bakım onarım parametresi olan *OM'*ye bağlıdır, bu senaryolara göre değişiklik göstermemektedir.

Termik santraller için *YG* parametresi SKDM'de karbon sertifika maliyetinin dahil edilmediği durumda Senaryo 1 olarak, dahil edildiği durumda ise Senaryo 2 olarak hesaplanmıştır. YG parametresi PV güneş enerji santralinde Denklem 4.13, termik santralde Denklem 4.14 aracılığı ile hesaplanmıştır. Tablo 4.14'te, Denklem 4.13 ve 4.14'te kullanılan yıllık gider hesabına ait parametre kaynakları verilmiştir.

$$YG_{PV\ GES} = OM_{PV\ GES} \tag{4.13}$$

$$YG_{TS} = OM_{TS} + F + (KSM) \tag{4.14}$$

Tablo 4.14 Enerji santralleri yıllık gider hesabına ait parametreler

| **Girdi** | **Parametre** | **Birim** | **Parametre değeri/kaynağı** |
|---|---|---|---|
| Enerji santrali yıllık gider, *YG* (USD/yıl) | $OM_{PV\ GES}$ | USD/MW | Denklem 4.9 |
| | $OM_{TS}$ | USD/MW | Denklem 4.5 |
| | *F* | USD/yıl | Termik santral-Denklem 4.7 |
| | *KSM* | USD/yıl | Denklem 4.10 |

Termik santral ve PV güneş enerji santrali elektrik net satışları Denklem 4.15 ve 4.16 aracılığı ile hesaplanmıştır. PV güneş enerji santralleri için $NS_{PV\ GES}$ parametresi 2 ayrı senaryoya göre; ETS'nin dahil edilmediği durumda Senaryo 1 olarak, dahil edildiği durumda ise Senaryo 2 olarak hesaplanmıştır. Termik santrallerdeki $NS_{TS}$ parametresi Denklem 4.15 aracılığı ile hesaplanmakta olup sadece yıllık elektrik satışlarından kaynaklanmakta ve bu senaryolara göre değişiklik göstermemektedir.

Termik santrallerde elektrik satış fiyatı için Piyasa Takas Fiyatı *(PTF),* PV güneş enerji santrallerinde ise Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması Uzlaşma Fiyatı *(YEKDEMF)* baz alınmıştır [15], [42], [43].

Bu denklemlerde şebekeye verilen elektrik parametresi $E_{TS}$ için; seçilen termik santrallerin mevcut kurulu güçleri ile kabul edilen tam yük saatlerine göre ürettikleri ve şebekeye verdikleri elektrik miktarı alınmış, termik santrallerin açık kömür sahalarına kurulduğu varsayılan PV güneş enerji santrallerinde ise $E_{PV\ GES}$ parametresi PVSYST Yazılımı'ndan elde edilmiştir.

$$NS_{TS} = PTF.E_{TS} \tag{4.15}$$

$$NS_{PV\ GES} = YEKDEMF.E_{PV\ GES} + (KVG) \tag{4.16}$$

Tablo 4.15'te, Denklem 4.15 ve 4.16'da kullanılan parametre değerleri ve kaynakları verilmiştir.

Tablo 4.15 Enerji santralleri net satışlar hesabına ait parametreler

| **Girdi** | **Parametre** | **Birim** | **Parametre değeri/kaynağı** |
|---|---|---|---|
| Enerji santrali net satışları, *NS* (USD/yıl) | *PTF* | USD/ MWh | 112 |
| | *YEKDEMF* | USD/ MWh | 87 |
| | $E_{TS}$ *ve* $E_{PV\ GES}$ | MWh/yıl | -Termik santral- Denklem 4.4<br>-PV güneş enerji santrali- PVSYST Yazılım sonuçları |
| | *KVG* | USD/yıl | Denklem 4.11 |

### 4.2.6 Santrallerin seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyeti hesabı

Seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyeti, farklı teknolojilerdeki elektrik üretim maliyet eğilimlerinin, temel bir prensibe dayandırılarak teknolojiler arasında karşılaştırmasına olanak sağlar. Buradaki temel prensip, her bir teknoloji türü için elektrik üretiminin birim maliyetinin hesaplanmasıdır.

Bu yöntem birim maliyete indirgenmesinden ötürü, ülkeler arasında da farklı teknoloji kaynaklarından üretilen elektrik birim üretim maliyetlerinin kolay bir şekilde karşılaştırılmasına da olanak sağlamaktadır.

Bu çalışmada, Senaryo 1'de termik santrallerin mevcut durumlarında kullandıkları yakıta (linyit) dayalı üretimlerinin, daha verimli bir yakıt (ithal kömür) kullandıkları halde yapabilecekleri üretimlerinin, yine Senaryo 1'de PV güneş enerji santrallerinin güneş takipli ve sabit eğimli olmak üzere iki ayrı tipteki üretimlerinin ve termik ile PV güneş enerji santrallerinin SKDM ve ETS dahil edildiğinde Senaryo 2'deki elektrik üretimlerinin birim maliyetleri hesaplanmıştır. Elde edilen seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyeti sonuçları ile, geri ödeme süresine ek olarak teknolojiler arası optimum seçimi yapma aşamasında faydalı olabilecek farklı bir sonuç da ortaya konulmuştur.

Bu çalışmada *LCOE*, Denklem 4.17 aracılığı ile hesaplanmış olup, denklemdeki α parametresi sermaye kurtarma faktörünü (CRF) temsil etmektedir. α parametresi; yatırımın ekonomik ömrü $L_T$ ve yatırım bütçesinin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti *r (*Wacc) parametrelerini dikkate alarak, projenin toplam yatırım maliyetini bir senelik eşdeğer yatırım maliyetine dönüştürür. Bazı kaynaklarda sermaye geri kazanım faktörü olarak da geçen α parametresi, projenin faydalı ömrü boyunca yatırım maliyetlerinde zarar edilmeyen ve yatırım maliyetlerinin kurtarıldığı (geri kazanıldığı) senelik eşdeğer maliyet anlamına gelmektedir.

*OM* parametresi santralin bir senelik bakım onarım operasyon maliyetini, *F* parametresi yatırım yapılan santralin bir senede tükettiği baz yakıt miktarını, *KSM* parametresi termik santrallerin elektrik üretim kaynaklı yıl içerisinde salmış olduğu $CO_2$ emisyonu ve AB emisyon tahsisat fiyatına bağlı olan karbon sertifika maliyetini, *KVG* parametresi güneş enerji santrallerinin yenilenebilir kaynağa dayalı elektrik üretimi yapması nedeni ile önlediği ve belgelediği $CO_2$ emisyon miktarı ve karbon sertifikası birim satış gelirine bağlı olan karbon varlığı gelirini, *E* parametresi santralin bir senede ürettiği elektrik enerjisi miktarını temsil etmektedir.

*LCOE* hesabında 2 farklı senaryoda elde edilen sonuçlarda, *KSM* ve *KVG* parametreleri Senaryo 1'de dahil edilmemekte, Senaryo 2'de SKDM ve ETS'nin devreye girdiği varsayılarak dahil edilmektedir.

Denklem 4.18'de sermaye kurtarma faktörü hesabı verilmiştir. Denklem 4.17 ve 4.18 için kabul edilen parametre değerleri ve kaynakları Tablo 4.16'da verilmiştir.

$$LCOE = \frac{\alpha.I + OM + F + (KSM) - (KVG)}{E} \tag{4.17}$$

$$\alpha = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-L_T}} \tag{4.18}$$

Tablo 4.16 Enerji santralleri LCOE hesabına ait parametreler

| | **Parametre** | **Birim** | **Parametre değeri veya kaynağı** |
|---|---|---|---|
| Enerji santralleri için seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyeti, *LCOE* (USD/MWh) | *α (CRF)* | - | Denklem 4.18 |
| | *I* | USD | $I_{TS}$- Denklem 4.3<br>$I_{PV\ GES}$-Denklem 4.8 |
| | *OM* | USD/yıl | $OM_{TS}$ -Denklem 4.5<br>$OM_{PV\ GES}$ - Denklem 4.9 |
| | *F* | USD/yıl | Termik santral-Denklem 4.7 |
| | *KSM* | USD/yıl | Denklem 4.10 |
| | *KVG* | USD/yıl | Denklem 4.11 |
| | *E* | MWh/yıl | $E_{TS}$ -Denklem 4.4<br>$E_{PV\ GES}$ -PVSYST Yazılımı |
| | *r (Wacc)* | % | 10 |
| | $L_T$ | yıl | Termik santral-40<br>PV güneş enerji santrali-25 |

Bu çalışmada, *LCOE* değerleri geri ödeme süresi simülasyon sonucundan bağımsız bir parametre olup, simülasyon için elde edilen ara çıktılar bu parametrenin hesaplanmasında kullanılmıştır.

Seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyetinin hesaplanmasındaki amaç; farklı teknolojilerin (fosil yakıt bazlı termik santral ile güneş enerji santralleri), aynı teknolojilerin farklı sistemlerinin ( linyit ve ithal kömür baz yakıtlı termik santraller ile güneş takipli ve sabit eğimli PV güneş enerji santralleri) ve çeşitli regülasyon maliyetlerinin (termik santrallerde SKDM kapsamında $CO_2$ sertifika giderleri) ve kazanımlarının (PV güneş enerji santrallerinde ETS ek geliri), santral birim elektrik enerjisi üretim maliyetini nasıl etkilediğini görmektir.

## 4.3 Teknik Parametreler

### 4.3.1 Termik santraller için teknik parametreler

Bu çalışmada; seçilen termik santrallerin mevcut durumlarında ve güncel piyasa koşullarında; kullandıkları yakıt türleri, kapasite faktörleri ve elektrik üretim miktarlarına göre, SKDM'nin devrede olduğu ve olmadığı iki ayrı durumda geri ödeme süreleri hesaplanmıştır. Bu santraller halihazırda yakıt olarak linyit kullanmakta olup, kullandıkları yakıtın kalorifik değeri daha yüksek olan ithal kömür ile değişildiği varsayılmış ve bu doğrultuda geri ödeme süreleri tekrar hesaplanmıştır. Kalorifik değeri daha yüksek olan bir yakıt kullanılması halinde, termik santral $CO_2$ emisyonları da azalacak olup SKDM açısından da bu değişimin geri ödeme süresi üzerindeki etkisi analiz edilmiştir. Bu kapsamda, simülasyonda termik santraller için girdi olarak kullanılan yakıt tüketim miktarı *(YTM)* parametresinde değişiklik yaratan ve sonuç olarak geri ödeme süresi üzerinde etkili olan termik santral yakıt net kalorifik değeri parametresi *(NKD)* için kabul edilen ısıl değerler Tablo 4.17'de verilmiştir [6].

Simülasyonda linyit için yapılan yıllık tahmini $CO_2$ emisyon $(ECO_{2/yıl})$ hesaplamalarında, IPCC 2006 Ulusal Sera Gazı Envanterleri Rehberi'nde tek bir linyit türü verilen için yakıt emisyon faktörü kullanılmış, termik santrallerin bulunduğu bölgelerden çıkarılan (Çan, Elbistan ve Çayırhan) farklı linyit için bir ayrım yapılmamış ve aynı yakıt

emisyon faktörü kullanılmıştır, bu sebeple linyit kalorifik değerinin de farklı bölgelere göre ayrımı yapılmamış ve rehberde tek bir linyit türü için verilen değer kullanılmıştır [6].

İthal kömür yüksek kalorifik değeri bakımından, IPCC 2006 Ulusal Sera Gazı Envanterleri Rehberi'nde verilen bitümlü kömürlere benzetilmiş ve yakıt kalorifik değeri ile yakıt emisyon faktörü bu benzetime göre kabul edilmiştir. Yapılan literatür araştırmaları ile de bu değerlerin doğruluğu kontrol edilmiştir [12].

Simülasyonda termik santraller için kullanılan teknik parametreler Tablo 4.17'de verilmiştir. Santral kurulu güçleri, santrallerin mevcuttaki kurulu güçleri olup simülasyon sonuçlarının daha eşit şartlarda karşılaştırılabilmesi açısından santral yıllık tam yük saati (*FLH)* ve santral verimi ($\eta$) üç santral için de aynı değerde kabul edilmiştir. Konvansiyonel bir termik santral için, satılabilir enerjinin yakılan yakıtın ısıtma değerine olan yüzdesi olarak nitelendirilen enerji verimliliği $\eta$, % 44 alınmıştır [8], [35].

Tablo 4.17 Termik santral için teknik parametreler

| **Girdi** | **Parametre** | **Birim** | **Parametre değeri/kaynakları** |
|---|---|---|---|
| Termik santral yakıtının net kalorifik değeri | *NKD* | TJ/ Gg | Çan Linyit- 11,9<br>Elbistan Linyit-11,9<br>Çayırhan Linyit-11,9<br>İthal kömür- 25,8 |
| | | Kcal/kg | Çan Linyit- 2841,72<br>Elbistan Linyit- 2841,72<br>Çayırhan Linyit- 2841,72<br>İthal kömür- 6161,04 |
| | ***P*** | **MWh** | Çan Termik Santrali- 320<br>Afşin Elbistan B Termik Santrali- 1440<br>**Çayırhan Termik Santrali - 620** |
| | ***FLH*** | **saat/yıl** | Çan Termik Santrali- 6500<br>Afşin Elbistan B Termik Santrali- 6500<br>**Çayırhan Termik Santrali - 6500** |
| | $\eta$ | **%** | Çan Termik Santrali- 44<br>Afşin Elbistan B Termik Santrali- 44<br>**Çayırhan Termik Santrali - 44** |

### 4.3.2 PV güneş enerji santralleri için teknik parametreler

Simülasyonda girdi parametresi olarak kullanılan, termik santrallerin açık kömür sahalarına entegrasyonu kurgulanan güneş takipli ve sabit eğimli PV güneş enerji santrallerinde bir yılda üretilebilecek elektrik enerjisi miktarı olan $E_{PV\ GES}$ parametresi, PVSYST Yazılımı aracılığı ile elde edilmiştir.

Simülasyonda değerlendirilmeye alınan Afşin Elbistan B (Akdeniz B.), 18 Mart Çan (Marmara B.) ve Çayırhan Termik (İç Anadolu B.) santrallerinin, PV güneş enerji santrali kurulumuna elverişli mevcut açık kömür saha büyüklükleri için Kömür Sahalarının Güneş Potansiyeli Raporu'ndaki değerler alınmış ve Google Earth üzerinden teyit edilmiştir [17].

PVSYST Yazılımı ilgili coğrafi bölgenin harita üzerinde seçilmesine olanak vermekte ve bu coğrafi konuma göre ilgili sahanın direkt ve toplam ışınım oranlarını, yazılımın entegre çalıştığı Meteonorm 8.1 programı aracılığı ile sistemine çekmektedir. Meteonorm 8.1; IPCC ileri senaryolarını kullanarak iklim değişikliğini simüle eden, saatlik ve aylık bazda geniş bir iklim veri tabanı sağlayan bir programdır.

PVSYST Yazılım'ında ilgili sahanın coğrafi konumu işaretlenmekte, paneller arası mesafelerin de göz önünde bulundurulduğu uygun saha büyüklüğü girilmekte, saha konumuna göre sistem tarafından önerilen optimum yönlendirme açıları (eğim, azimut ve hareketli sistemde güneş takip açısı) girilmekte, panel ve evirici tipi, gücü ve markası seçilmekte, coğrafi konuma göre uzak gölgeleme (ufuk tanımlaması) kriterleri tanımlanmaktadır. PVSYST Yazılım'ında sabit eğimli sistem için panel eğim açısı; yıllık ışınlanma verimine göre ilgili bölgenin optimizasyonu yapılarak seçilmiştir.

Yazılımda; PV dizisi nominal gücü ile eviricinin nominal gücü arasındaki oran olarak adlandırılan DC/AC oranının optimum değerde olduğu ve aşırı yük kaybı yaratmadığı aralığa göre bir PV dizisi tasarlanmaktadır. PVSYST Yazılım'ına göre DC/AC oranı, önemli aşırı yük kayıplarından kaçınmak için 1,25, en fazla 1,3'ü aşmamalıdır. DC/AC oranı bu limite uygun iken yük kayıpları %3 sınırını aşmamaktadır.

PVSYST, kullanılan eviricinin minimum ve maksimum gerilim limitleri dahilinde kayıpların önüne geçilmesi için gerekli sistem uyarılarını yapmaktadır. Yazılım, evirici gerilim limitlerine göre boyutlandırılan projedeki optimum dizi sayısını, bir serideki modül sayısını, güneş paneli sayısını ve evirici sayısını önermektedir. Bu önerilere uygun bir proje oluşturulmadığı takdirde, yazılımın çalışmasına izin verilmemekte ve kırmızı renkli düzeltme uyarısı verilmektedir. Panel özellikleri kataloğundan alınmıştır [44].

Bu çalışmada yapılan boyutlandırmalar, PVSYST dizi gerilimi boyutlaması, evirici çıkış dağılım diyagramlarındaki kurallar ve sistem uyarılarına uyularak yapılmıştır. Diyagramların optimum şekilde olmasına dayalı olarak, aşırı yük kayıplarının önüne geçilen bir sistem tasarımı yapılmıştır.

PVSYST Yazılım girişinde kabul edilen coğrafi konuma göre elde edilen üretim sonuçları için yazılım girişinde kullanılan ve etkili olan teknik parametreler Tablo 4.18'de verilmiştir. Çalışmanın sonuç bölümünde Tablo 4.18'deki parametrelere göre, güneş takipli sistemlerin hangi koşullarda (özellikle coğrafi konuma bağlı olarak hava durumu ve ışınım verileri açısından) daha verimli çalışabilecekleri ayrıca değerlendirilmiştir.

Tablo 4.18'deki performans oranı parametresi *(PR),* sistemde etkin olarak üretilen enerjinin, sistemin sürekli olarak standart test koşulları *(STC)* verimliliğinde çalışması durumunda üretilecek olan enerjiye oranıdır.

Bu simülasyondaki gibi çok büyük kurulu güçteki projelerin 3 boyutlu saha tasarımında, PVSYST Yazılımı yakın gölgeleme kriterlerinin kullanımı elverişli olmamıştır. Dolayısı ile panellerin gölge mesafesi dahilinde sahaya yerleşimi ve kaplayacağı alanı belirlemek için bir genelleme yapılmış, birim saha alanındaki panel sayısı Autocad programı çizimi ile belirlenmiştir. Bu çizimde gölge mesafeleri göz önünde buldurularak Çayırhan Termik Santrali açık kömür sahasının 1075 dönümlük kısmına yerleştirilebilecek panel sayısı belirlenmiştir. Belirlenen 1075 dönüm alandaki referans panel sayısı üzerinden, Afşin Elbistan B, Çayırhan ve 18 Mart Çan Termik Santrali açık kömür sahalarında kullanılacak panel sayısına göre, PV santral proje alanları hesaplanmıştır.

Güneş takipli ve sabit eğimli PV santraller için tasarımlar aynı güç üzerinden yapılmış, paneller arası gölge mesafeleri takipli sistemleri tolere edecek şekilde bırakılmıştır. Yakın gölgeleme kriterlerinde; bir panel sehpasında 36 adet güneş paneli olduğu, panel sehpaları arasındaki seri boşluğun 20 cm, paneller arasındaki clamp boşluğunun 2 cm, panel sehpaları arasındaki paralel gölge mesafesinin 5 m olduğu şekilde tasarım yapılmıştır. Bu kriterler eşliğinde, 1075 dönüm proje sahasına 171576 adet panel yerleştirilmiş ve 1 dönüm alanda gölge mesafeleri de bırakılarak 160 adet panel yerleşimi yapılabildiği referans bilgisi elde edilmiştir. Elde edilen referans bilgi ve PVSYST Yazılımı sonuçlarındaki panel sayılarına göre projelerin alan hesabı yapılmıştır. Tasarıma ait PV panel saha yerleşim planı Ek-6'da verilmiştir.

Dünyada bu çapta büyük güneş enerji santrallerine örnek verilecek olursa, Birleşik Arap Emirlikleri'ndeki Al Dhafra PV Güneş Enerji Santrali'nde 4 milyondan fazla güneş paneli 20000 dönüm çöl alanına projelendirilmiştir. 2 GW kurulu güçteki PV santral, tek eksen güneş takipli sistemde tasarlanmış ve dünyanın en büyük tek sahalı PV güneş enerji santralidir. Al Dhafra PV Güneş Enerji Santrali'nde, 1 dönüm alanda yaklaşık 200 adet güneş paneli bulunmaktadır [45].

Ülkemizdeki en büyük tek sahalı PV güneş enerji santrali Konya Karapınar'da, Kalyon Güneş Enerjisi Üretim A.Ş. tarafından kurulmuştur. Kalyon Karapınar Güneş Enerji Santrali 1,4 GW kurulu güçte olup yaklaşık 3,5 milyon adet güneş paneli kullanılarak 19200 dönüm arazi üzerinde güneş takipli sistem ile tasarlanmıştır. Konya Karapınar Kalyon Güneş Enerji Santrali'nde 1 dönüm alanda yaklaşık 183 adet güneş paneli bulunmaktadır [46], [47].

Tablo 4.18 PVSYST Yazılımı giriş ekranı teknik parametreler

| **Girdi** | **Parametre** | **Birim** |
|---|---|---|
| PV güneş enerji santrali yıllık elektrik üretim miktarı, $E_{PV\,GES}$ (MWh/yıl) | Coğrafi konum | Enlem: Boylam: |
| | Proje saha alanı (Panel sayısı/ (1600 adet panel/ hektar) | ha (hektar) |
| | Saha rakımı | metre |
| | PV güneş enerji santrali sistem tipi | Sabit eğimli/yatay eksen güneş takipli |
| | Toplam ışınım | $kWh/m^2$ |
| | Direkt ışınım | $kWh/m^2$ |
| | Direkt ışınım/toplam ışınım oranı | - |
| | Ortalama ortam sıcaklığı | °C |
| | Panel eğim açısı | ° |
| | Panel azimuth açısı | ° |
| | Takipli sistem için güneş takip açısı | ° |
| | Panel markası | |
| | Panel verimi | % |
| | Panel maksimum gücü | Watt peak |
| | Panel sayısı | adet |
| | Toplam panel yüzey alanı | ha |

Tablo 4.18 PVSYST Yazılımı giriş ekranı teknik parametreler-Devam

| **Girdi** | **Parametre** | **Birim** |
|---|---|---|
| PV güneş enerji santrali yıllık elektrik üretim miktarı, $E_{PV\ GES}$ (MWh/yıl) | Evirici gücü | kW |
| | Evirici sayısı | adet |
| | DC/AC oranı (Pnom oranı ) | - |
| | Performans oranı (PR) | % |
| | Yazılım standart test koşulları(STC)<br>Işınım=1000W/m$^2$, Panel Sıcaklığı T=25 °C | |

Yukarıda bahsedilen tasarım kriteri ve Tablo 4.18'deki parametreler dahilinde tasarlanan güneş takipli ve sabit eğimli PV güneş enerji santrallerinde bir yılda üretilebilecek elektrik enerjisi miktarı olan $E_{PV\ GES}$ parametresi, enerji santralleri geri ödeme süresi amaç fonksiyonlu Excel tabanlı simülasyonda girdi olarak kullanılmıştır. Simülasyonda hesaba katılan santraller için PVSYST Yazılım'ından elde edilen üretim sonuçları ekler kısmında verilmiştir.

## 4.4 Geri Ödeme Süresi Amaç Fonksiyonlu Simülasyon Yazılımı

Bu çalışma ile ülkemizin net sıfır emisyon hedefleri kapsamında, kömüre dayalı termik santrallerden, PV güneş enerji santrallerine (sabit eğimli ve yatay eksen güneş takipli) geçiş süreci hakkında; çevresel, ekonomik ve teknik analizler yapılmıştır. Yapılan analizler neticesinde elde edilen veriler ve bu verilerin girdi olarak kullanıldığı denklem setleri ile; enerji santrali geri ödeme sürelerini görmeyi amaçlayan, bir karar verme algoritması içeren Excel tabanlı simülasyon yazılımı geliştirilmiştir.

Geliştirilen simülasyon yazılımında, Afşin Elbistan B (Akdeniz Bölgesi), 18 Mart Çan (Marmara Bölgesi) ve Çayırhan Termik (İç Anadolu Bölgesi) Santralleri değerlendirilmeye alınmış olup; bu santrallerin mevcut durumlarında kullandıkları yakıt olan linyite dayalı termik santral yatırım maliyetlerinin, günümüz koşullarındaki güncel fiyatlarla yeniden santral yatırımı yapılmış gibi düşünülerek geri ödeme süreleri hesaplanmıştır.

Santrallerin mevcutta kullandıkları kömür türü olan linyitin, kalorifik değeri bakımından daha verimli bir kömür olan ithal kömür ile değişilmesi halinde, santrallerin geri ödeme süresi üzerinde farklı bir sonuç elde edilip edilmeyeceği de analiz edilmiştir.

Ülkemizin net sıfır emisyon hedefleri ve temiz enerjiye geçiş doğrultusuna; bahse konu santrallerin güneş enerji santrali kurulumu için kullanılabilecek açılmış kömür sahalarına, yatay eksende güneş takipli ve sabit eğimli olmak üzere iki ayrı sistemde PV güneş enerji santrali entegrasyonu kurgulanmış ve PVSYST Yazılımı kullanılarak kurgulanan PV santrallerin elektrik üretim sonuçları elde edilmiştir. Her santral için; sabit eğimli ve yatay eksende güneş takipli olarak modellenen iki ayrı PV santralin yatırım maliyetlerinin, enerji üretim sonuçlarına göre geri ödeme süreleri hesaplanmıştır.

Küresel sera gazı takibi hakkındaki regülasyonların, tesislerin geri ödeme sürelerini nasıl değiştirebileceğini görebilmek üzere, 2 farklı senaryoda analizler yapılmıştır. Senaryo 1'de termik ve PV güneş enerji santralleri için herhangi bir regülasyon maliyeti veya geliri dahil edilmemiştir. Senaryo 2'de termik santral hesaplamalarında; 2026 yılında devreye girecek olan SKDM kapsamında termik santrallerden AB'ye direkt elektrik ihracatı kaynaklı veya dolaylı yoldan Türkiye'den AB'ye ihraç edilebilecek bir ürünün imalat sürecinde, bu tesislerde üretilen elektrik enerjisinin kullanımı kaynaklı gömülü emisyon bulunması kabulü ile, $CO_2$ sertifika maliyeti oluşumu dahil edilmiştir.

Senaryo 2'de PV güneş enerji santrallerinin hesaplamalarında ise; üretilen elektrik miktarına ve kömüre dayalı üretime göre önlenebilecek emisyonlar için, ETS kapsamında elde edilebilecek yıllık karbon varlığı geliri oluşumu dahil edilmiş ve santrallerin geri ödeme süreleri bu mekanizma kapsamında ayrıca hesaplanmıştır.

Çalışmaların sonuçlarında elde edilen santral geri ödeme süreleri; termik santrallerin elektrik üretim sonuçları açısından mevcutta kullanılan yakıt ve daha verimli farklı bir yakıt bazında, emisyonlar açısından; mevcut yakıt ve daha verimli bir yakıt tüketiminde salınacak farklı $CO_2$ emisyon miktarları bazında, güneş enerji santralleri için önlenebilecek $CO_2$ emisyonu miktarı bazında, yine güneş enerji santralleri için elektrik üretim sonuçları açısından önem teşkil eden coğrafi bölgelere göre değişecek ışınım verileri ve farklı PV santral tipi (sabit eğimli veya güneş takipli) bazında çok yönlü olarak analiz edilmiştir.

Yapılan analizlerden elde edilen sonuçlar, çalışmanın sonuç bölümünde grafiklerle değerlendirilmiştir. Geliştirilen simülasyonda kullanılan girdi parametreleri ve çıktılar; termik santraller için Tablo 4.19'da, PV güneş enerji santralleri için Tablo 4.20'de verilmiştir. Simülasyon sonuçları çalışma ekinde ayrıca verilmiştir.

Tablo 4.19 Termik santral geri ödeme simülasyonu girdi parametreleri ve çıktılar

| **Girdi parametreleri** | **Çıktılar** |
|---|---|
| **Çevresel parametreler** | |
| -Termik santral yakıtı $CO_2$ emisyon faktörü *(EF)*<br><br>-Termik santral yakıtı emisyon yükseltgenme faktörü *(YF)* | -Termik santral yıllık $CO_2$ emisyonu ($ECO_{2/yıl}$) |
| **Ekonomik parametreler** | |
| -Termik santral gecelik inşaat maliyeti (*C-overnight cost* )<br>- Termik santral inşaat süresi *($L_B$)*<br>- Termik santral ömrü *($L_T$)*<br>-Termik santralin inşaat bütçesi üzerindeki faiz oranı ($i$ )<br>-*T*ermik santralin hizmetten çıkarılma birim gideri (geri dönüşüm, bertaraf gideri-*dϑ)*<br>-Termik santral inşaat bütçesinin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (*r-Wacc)*<br>-Termik santral yatırım bütçesinin sermaye kurtarma faktörü *(α)*<br>-Termik santralin varsa yıllık yan ürün geliri *(REV)*<br>-Termik santralin yıllık sabit bakım onarım giderleri (*FOM)*<br>-Termik santralin yıllık değişken bakım onarım gideri (*VOM)*<br>-Termik santralde kullanılan yakıtın birim fiyatı (*FC*)<br>-Elektrik Piyasa Takas Fiyatı *(PTF)*<br>-AB $CO_2$ tahsisat fiyatı ($ABTCO_2$) | -Termik santralin yatırım maliyeti ($I_{TS}$)<br>-Termik santral yıllık işletme maliyeti ($OM_{TS}$)<br>-Termik santral yıllık yakıt maliyeti *(F)*<br>-Termik santral yıllık karbon sertifika maliyeti (*KSM)*<br>-Termik santrallerin yıllık net elektrik satışları ($NS_{TS}$)<br>-Termik santrallerin yıllık toplam giderleri (Y$G_{TS}$)<br>-Termik santralde seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyeti ( *LCOE)* |
| **Teknik parametreler** | |
| -Termik santral yıllık tam yük saati *(FLH)*<br>-Termik santralin kurulu gücü (*P)*<br>-Termik santralin verimi ($\eta$)<br>-Termik santral yakıtı net kalorifik değeri*(NKD)* | -Termik santral yıllık yakıt tüketim miktarı *(YTM)*<br>-Termik santral yıllık elektrik üretimi ($E_{TS}$) |

Tablo 4.20 PV santral geri ödeme simülasyonu girdi parametreleri ve çıktılar

| **Girdi parametreleri** | **Çıktılar** |
|---|---|
| **Çevresel parametreler** | |
| -Kurulu güce oranla termik santralden PV güneş enerji santraline geçişte önlenecek yıllık $CO_2$ emisyonu ($E_{Önlenen}CO_{2/yıl}$) | -PV güneş enerji santrali karbon yıllık varlığı (ton/yıl) |
| **Ekonomik parametreler** | |
| -PV güneş enerji santrali gecelik inşaat maliyeti (*C-overnight cost* )<br>-PV güneş enerji santrali inşaat süresi *($L_B$)*<br>-PV güneş enerji santrali ömrü *($L_T$)*<br>-PV güneş enerji santrali inşaat bütçesi üzerindeki faiz oranı ($i$ )<br>-PV güneş enerji santralinin hizmetten çıkarılma birim gideri (geri dönüşüm, bertaraf gideri-*dϑ)*<br>-PV güneş enerji santrali inşaat bütçesinin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (*r-Wacc)*<br>-PV güneş enerji santrali yatırım bütçesinin sermaye kurtarma faktörü *(α)*<br>-PV güneş enerji santralinde varsa yıllık yan ürün geliri *(REV)*<br>-PV güneş enerji santrali yıllık sabit bakım onarım giderleri (*FOM)*<br>-PV güneş enerji santrali yıllık değişken bakım onarım gideri (*VOM)*<br>-Yenilenebilir enerji kaynakları destekleme mekanizması kapsamında elektrik satış fiyatı *(YEKDEMF)*<br>-PV güneş enerji santrali karbon sertifikası birim satış geliri *(KSG)* | -PV güneş enerji santrali yatırım maliyeti ($I_{PV\,GES}$)<br>-PV güneş enerji santrali yıllık işletme maliyeti ($OM_{PV\,GES}$ )<br>-PV güneş enerji santrali yıllık karbon varlığı geliri *(KVG)*<br>-PV güneş enerji santrali yıllık net elektrik satışları ($NS_{PV\,GES}$)<br>-PV güneş enerji santrali yıllık toplam giderleri (Y$G_{PV\,GES}$)<br>-PV güneş enerji santralinde seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyeti ( *LCOE)* |
| **Teknik parametreler** | |
| -PV güneş enerji santrali yıllık tam yük saati *(FLH)*<br>-PV güneş enerji santrali kurulu gücü (*P)*<br>-PVSYST Yazılım girdileri (Tablo 4.18) | - PV güneş enerji santrali yıllık elektrik üretimi ($E_{PV\,GES}$) |

# 5. ÖRNEK UYGULAMA

Geliştirilen simülasyon yazılımında, Afşin Elbistan B,18 Mart Çan ve Çayırhan Termik Santralleri değerlendirilmeye alınmıştır. Santrallerin açılmış kömür sahaları; Afşin Elbistan B Santrali'nde 1954, 3 hektar, 18 Mart Çan Santrali'nde 1862,5 hektar, Çayırhan Santrali'nde 239,2 hektardır. Santral kurulu gücü ve mevcut durumda kullandıkları yakıt; Afşin Elbistan B Santrali'nde 1440 MWh-Linyit, 18 Mart Çan Santrali'nde 320 MWh-Linyit, Çayırhan Santrali'nde 620 MWh-Linyit şeklindedir [17].

Maden ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (MAPEG) kaynaklarından yapılan sorgulamalara göre bahse konu sahaların ihale edilebilecek ruhsat alan büyüklükleri sırasıyla; Afşin Elbistan B Santrali'nde 29672 hektar, 18 Mart Çan Santrali'nde 24372 hektar, Çayırhan Santrali'nde 9159,53 hektardır [48].

Mevcut durumda linyite dayalı olan ve varsayımda ithal kömüre dayalı enerji ürettiği düşünülen 3 termik santral ile, PVSYST'ten elde edilen verilere göre 3 termik santralin açılmış kömür sahalarına kurulabilecek güçteki takipli veya sabit eğimli PV güneş enerji santrallerinin LCOE ve GÖS değerleri, Bölüm 5'te ilgili santral için listelenen parametreler, Excel simülasyonuna girilerek hesaplanmıştır. Afşin Elbistan B Santrali'ne ait simülasyon sonuçları, örnek olarak Ek-5'te verilmiştir.

## 5.1. Afşin Elbistan B Termik Santrali için Simülasyon Örneği

Afşin Elbistan B Termik Santrali, Kahramanmaraş İli Elbistan İlçesi'nde 2004 yılında devreye alınmış olup linyite dayalı elektrik üretimi yapmaktadır. İlgili santrali yeniden yapılacak bir yatırım gibi düşünerek, günümüz piyasa koşullarında seçilebilir bir yatırım olup olmadığını analiz etmek üzere; kullandığı mevcut yakıt linyit bazlı ve daha verimli olan ithal kömür kullandığı varsayımdaki iki ayrı yakıt tipi ile, bu bölümde termik santral için verilen çevresel, ekonomik ve teknik parametre değerleri simülasyona girilerek, geri ödeme süresi hesaplanmıştır.

Aynı santralin açılmış kömür sahasına entegrasyonu kurgulanan takipli veya sabit eğimli PV güneş enerji santrallerinin, çalışmanın 4. bölümünde PV santraller için listelenen çevresel, ekonomik ve teknik parametreler için, 5.2'deki değerler girilerek geri ödeme süreleri hesaplanmıştır. Ayrıca bu santral için 3 teknolojideki (termik, güneş takipli ve sabit

eğimli PV santral), birim enerji üretim maliyetlerinin karşılaştırmasını yapabilmek üzere, LCOE değerleri hesaplanmıştır. LCOE sonuçları, Simülasyon Ana Çıktıları Bölüm 6'da verilmiştir.

Şekil 5.1 Afşin Elbistan B Termik Santrali ve kömür sahası

Şekil 5.1'de Afşin Elbistan B Termik Santrali ve kömür sahası görülmekte olup santralin açılmış kömür sahası büyüklüğü 1954, 3 hektardır.

### 5.1.1 Afşin Elbistan B Termik Santrali'nde linyite dayalı mevcut üretim örneği

Linyite dayalı santralin geri ödeme süresi hesabına yönelik simülasyonda, çevresel analiz dâhilinde kullanılan parametreler ve değerleri Tablo 5.1'de, ekonomik analizler dahilinde kullanılan parametreler ve değerleri Tablo 5.2'de ve teknik analizler dahilinde kullanılan parametreler ve değerleri ise Tablo 5.3'te verilmiştir.

Tablo 5.1 Afşin Elbistan B linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için çevresel parametreler

| **Çevresel parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Kullanılan yakıt | Linyit | - |
| Termik santral yakıtı $CO_2$ emisyon faktörü *(EF)* | 101 | ($tCO_2$/TJ) |
| Termik santral yakıtı emisyon yükseltgenme faktörü *(YF)* | 1 | - |

Tablo 5.2 Afşin Elbistan B linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için ekonomik parametreler

| **Ekonomik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| -Termik santral gecelik inşaat maliyeti (*C-overnight cost* ) | 2600 | USD/kW |
| Termik santral inşaat süresi *($L_B$)* | 5 | yıl |
| Termik santral ömrü *($L_T$)* | 40 | yıl |
| -Termik santralin inşaat bütçesi üzerindeki faiz oranı (*i* ) | 10 | % |
| *T*ermik santralin hizmetten çıkarılma birim gideri (geri dönüşüm, bertaraf gideri-*dϑ)* | 0 | USD/kW |
| Termik santral inşaat bütçesinin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (*r-Wacc)* | 10 | % |
| Termik santral yatırım bütçesinin sermaye kurtarma faktörü *(α)* | 0,1022 | - |
| Termik santralin varsa yıllık yan ürün geliri *(REV)* | 0 | USD/MWh |
| Termik santralin yıllık sabit bakım onarım giderleri (*FOM)* | 23000 | USD/MW |
| Termik santralin yıllık değişken bakım onarım gideri (*VOM)* | 3,4 | USD/MWh |
| Termik santralde kullanılan yakıtın birim fiyatı (*FC*) | 90 | USD/ton |
| Elektrik Piyasa Takas Fiyatı *(PTF)* | 112 | USD/MWh |
| AB $CO_2$ tahsisat fiyatı ($ABTCO_2$) | 59,22 | USD/ton $CO_2$ |

Tablo 5.3 Afşin Elbistan B linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için teknik parametreler

| **Teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Termik santral yıllık tam yük saati *(FLH)* | 6500 | saat/yıl |
| Termik santralin kurulu gücü(*P)* | 1440 | MWh |
| Termik santralin verimi (*η*) | 44 | % |
| Termik santral linyit yakıtı net kalorifik değeri*(NKD)* | 2841,72 | (kcal/kg) |

### 5.1.2 Afşin Elbistan B Termik Santrali'nde ithal kömüre dayalı üretim örneği

İthal kömüre dayalı santralin geri ödeme süresi hesabına yönelik simülasyonda, çevresel analiz dâhilinde kullanılan parametreler ve değerleri Tablo 5.4'te, ekonomik analizler dahilinde kullanılan parametreler ve değerleri Tablo 5.5'te ve teknik analizler dahilinde kullanılan parametreler ve değerleri ise Tablo 5.6'te verilmiştir.

Tablo 5.4 Afşin Elbistan B ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için çevresel parametreler

| **Çevresel parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Kullanılan yakıt | İthal kömür | - |
| Termik santral yakıtı $CO_2$ emisyon faktörü *(EF)* | 94,6 | ($tCO_2$/TJ) |
| Termik santral yakıtı emisyon yükseltgenme faktörü *(YF)* | 1 | - |

Tablo 5.5 Afşin Elbistan B ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için ekonomik parametreler

| **Ekonomik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Termik santral gecelik inşaat maliyeti (*C-overnight cost* ) | 2600 | USD/kW |
| Termik santral inşaat süresi *($L_B$)* | 5 | yıl |
| Termik santral ömrü *($L_T$)* | 40 | yıl |
| Termik santralin inşaat bütçesi üzerindeki faiz oranı (*i* ) | 10 | % |
| *T*ermik santralin hizmetten çıkarılma birim gideri (*d9)* | 0 | USD/kW |
| Termik santral inşaat bütçesinin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (*r-Wacc)* | 10 | % |
| Termik santral yatırım bütçesinin sermaye kurtarma faktörü *(α)* | 0,1022 | - |
| Termik santralin varsa yıllık yan ürün geliri *(REV)* | 0 | USD/MWh |
| Termik santralin yıllık sabit bakım onarım giderleri (*FOM)* | 23000 | USD/MW |

Tablo 5.5 Afşin Elbistan B ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için ekonomik parametreler- Devam

| **Ekonomik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Termik santralin yıllık değişken bakım onarım gideri (*VOM)* | 3,4 | USD/MWh |
| Termik santralde kullanılan yakıtın birim fiyatı (*FC*) | 200 | USD/ton |
| Elektrik Piyasa Takas Fiyatı *(PTF)* | 112 | USD/MWh |
| AB $CO_2$ tahsisat fiyatı (*ABTCO₂*) | 59,22 | USD/ton $CO_2$ |

Tablo 5.6 Afşin Elbistan B ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için teknik parametreler

| **Teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Termik santral yıllık tam yük saati *(FLH)* | 6500 | saat/yıl |
| Termik santralin kurulu gücü(*P)* | 1440 | MWh |
| Termik santralin verimi ($\eta$) | 44 | % |
| Termik santral ithal kömür yakıt net kalorifik değeri*(NKD)* | 6161,04 | (kcal/kg) |

## 5.2 Afşin Elbistan B Termik Santrali Açık Kömür Sahasında PV Güneş Enerji Santraline Dayalı Üretim için Simülasyon Örneği

Afşin Elbistan B Termik santralinin linyite dayalı mevcut üretim durumundaki ve ithal kömüre dayalı üretim senaryosundaki geri ödeme süresi hesabı için kullanılan parametreler bölüm 5.1'de verilmiştir. Santralin PV güneş enerjisine dayalı üretim kurgusu, sistemin sabit eğimli veya güneş takipli sistemde tasarlanmasına göre 2 ayrı tipte analiz edilmiş, LCOE ve GÖS değerleri hesabı için simülasyonda kullanılan parametre değerleri Bölüm 5.2'de verilmiştir.

Afşin B takipli PV güneş enerji santralinin geri ödeme süresi hesabına yönelik simülasyonda, çevresel analiz dâhilinde kullanılan parametre değerleri Tablo 5.7'de, ekonomik analiz dahilinde kullanılan parametre değerleri Tablo 5.8'de ve teknik analiz dahilinde kullanılan parametre değerleri ise Tablo 5.9'da verilmiştir. Sahanın güneş enerjisi üretim potansiyelini güneş takipli sistem ile hesaplamak üzere PVSYST Yazılım'ında kullanılan parametre değerleri Tablo 5.10'da verilmiştir.

Afşin B sabit eğimli PV güneş enerji santralinin geri ödeme süresi hesabına yönelik simülasyonda, çevresel analiz dâhilinde kullanılan parametre değerleri Tablo 5.11'de, ekonomik analiz dahilinde kullanılan parametre değerleri Tablo 5.12'de ve teknik analiz dahilinde kullanılan parametre değerleri ise Tablo 5.13'te verilmiştir. Sahanın güneş enerjisi üretim potansiyelini sabit eğimli sistem ile hesaplamak üzere PVSYST Yazılım'ında kullanılan parametre değerleri Tablo 5.14'te verilmiştir. PVSYST Yazılım sonuçları Ek-2'de verilmiştir.

### 5.2.1 Afşin Elbistan B Termik Santrali açık kömür sahasında takipli PV güneş enerji santraline dayalı üretim örneği

Afşin Elbistan B Termik Santrali'nde mevcut durumda linyit kullanılmakta olduğundan, önlenecek emisyonlar linyitin kullanılmadığı duruma göre kabul edilmiştir.

Tablo 5.7 Afşin Elbistan B güneş takipli PV Santral geri ödeme simülasyonu çevresel parametreleri

| **Çevresel parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Takipli PV güneş enerji santraline geçişte önlenecek yıllık $CO_2$ emisyonu ($E_{Önlenen}CO_{2/yıl}$) | 2341585,28 | ton/yıl |

Tablo 5.8 Afşin Elbistan B güneş takipli PV santral geri ödeme simülasyonu ekonomik parametreleri

| **Ekonomik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Takipli PV güneş enerji santrali gecelik inşaat maliyeti (*C-overnight cost* ) | 640,8 | USD/kW |
| PV güneş enerji santrali inşaat süresi ($L_B$) | 2 | yıl |
| PV güneş enerji santrali ömrü ($L_T$) | 25 | yıl |
| PV güneş enerji santralinin inşaat bütçesi üzerindeki faiz oranı ($i$ ) | 10 | % |

Tablo 5.8 Afşin Elbistan B güneş takipli PV santral geri ödeme simülasyonu ekonomik parametreleri - Devam

| **Ekonomik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| PV güneş enerji santralinin hizmetten çıkarılma birim gideri (geri dönüşüm, bertaraf gideri-*dϑ)* | 0 | USD/kW |
| PV güneş enerji santrali inşaat bütçesinin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (*r-Wacc)* | 10 | % |
| PV güneş enerji santrali yatırım bütçesinin sermaye kurtarma faktörü *(α)* | 0,110 | - |
| PV güneş enerji santrali varsa yıllık yan ürün geliri *(REV)* | 0 | USD/MWh |
| PV güneş enerji santralinin yıllık sabit bakım onarım giderleri (*FOM)* | 14430 | USD/MW |
| PV güneş enerji santralinin yıllık değişken bakım onarım gideri (*VOM)* | 0 | USD/MWh |
| Yenilenebilir enerji kaynakları destekleme mekanizması kapsamında elektrik satış fiyatı *(YEKDEMF)* | 87 | USD/MWh |
| PV güneş enerji santrali karbon sertifikası birim satış geliri *(KSG)* | 5 | USD/ton $CO_2$ |

Tablo 5.9 Afşin Elbistan B güneş takipli PV santral geri ödeme simülasyonu teknik parametreleri

| **Teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| PV güneş enerji santrali yıllık tam yük saati *(FLH)* | 2913 | saat/yıl |
| PVSYST'ten elde edilen takipli PV güneş enerji santrali kurulu gücü (*P)* | 1214 | MWp |

Tablo 5.10 Afşin Elbistan B güneş takipli PV santral için PVSYST Yazılım parametreleri

| **PVSYST Yazılımı teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Coğrafi konum- Enlem: | 38,3194 | Ondalık |
| Coğrafi konum- Boylam: | 36,9998 | Ondalık |
| Proje saha alanı | 1123,8 | hektar |
| Saha rakımı | 1170 | metre |
| PV güneş enerji santrali sistem tipi | Güneş takipli sistem | |
| Toplam ışınım | $kWh/m^2$ | 1862,9 |
| Direkt ışınım | $kWh/m^2$ | 1333,7 |
| Direkt ışınım/toplam ışınım oranı | 0,72 | - |
| Ortalama ortam sıcaklığı | 12,6 | °C |
| Panel eğim açısı | 0 | ° |
| Panel azimuth açısı | 0 | ° |
| Yatay eksen takipli sistem için güneş takip açısı | -60° ile + 60° aralığı | |
| Panel markası | CW Enerji CWT675 güneş paneli | |
| Panel verimi | 21,73 | % |
| Panel maksimum gücü | 675 | Watt peak |
| Panel sayısı | 1798000 | adet |
| Toplam panel yüzey alanı | 558,5 | ha |
| Evirici gücü | 8232 | kW |
| Evirici sayısı | 138 | adet |
| DC/AC oranı (Pnom oranı ) | 1,07 | - |
| Performans oranı (PR) | 87,08 | % |

### 5.2.2 Afşin Elbistan B Termik Santrali açık kömür sahasında sabit eğimli PV güneş enerji santraline dayalı üretim örneği

Afşin Elbistan B Termik Santrali'nde mevcut durumda linyit kullanılmakta olduğundan, önlenecek emisyonlar linyitin kullanılmadığı duruma göre hesaplanmıştır.

Tablo 5.11 Afşin Elbistan B sabit eğimli PV santral geri ödeme simülasyonu çevresel parametreleri

| **Çevresel parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Sabit eğimli PV güneş enerji santraline geçişte önlenecek yıllık $CO_2$ emisyonu ($E_{Önlenen}CO_{2/yıl}$) | 1880417,97 | ton/yıl |

Tablo 5.12 Afşin Elbistan B sabit eğimli PV santral geri ödeme simülasyonu ekonomik parametreleri

| **Ekonomik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Sabit eğimli PV güneş enerji santrali gecelik inşaat maliyeti (*C-overnight cost* ) | 534 | USD/kW |
| PV güneş enerji santrali inşaat süresi ($L_B$) | 2 | yıl |
| PV güneş enerji santrali ömrü ($L_T$) | 25 | yıl |
| PV güneş enerji santralinin inşaat bütçesi üzerindeki faiz oranı ($i$ ) | 10 | % |
| PV güneş enerji santralinin hizmetten çıkarılma birim gideri (geri dönüşüm, bertaraf gideri-$d\vartheta$) | 0 | USD/kW |
| PV güneş enerji santrali inşaat bütçesinin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (*r-Wacc)* | 10 | % |
| PV güneş enerji santrali yatırım bütçesinin sermaye kurtarma faktörü ($\alpha$) | 0,110 | - |
| PV güneş enerji santrali varsa yıllık yan ürün geliri *(REV)* | 0 | USD/MWh |
| PV güneş enerji santralinin yıllık sabit bakım onarım giderleri (*FOM)* | 13000 | USD/MW |
| PV güneş enerji santralinin yıllık değişken bakım onarım gideri (*VOM)* | 0 | USD/MWh |
| Yenilenebilir enerji kaynakları destekleme mekanizması kapsamında elektrik satış fiyatı *(YEKDEMF)* | 87 | USD/MWh |
| PV güneş enerji santrali karbon sertifikası birim satış geliri *(KSG)* | 5 | USD/ton $CO_2$ |

Tablo 5.13 Afşin Elbistan B sabit eğimli PV santral geri ödeme simülasyonu teknik parametreleri

| **Teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| PV güneş enerji santrali yıllık tam yük saati *(FLH)* | 2913 | saat/yıl |
| PVSYST'ten elde edilen sabit eğimli PV güneş enerji santrali kurulu gücü (*P)* | 1214 | MWp |

Tablo 5.14 Afşin Elbistan B sabit eğimli PV santral için PVSYST Yazılım parametreleri

| **PVSYST Yazılımı teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Coğrafi konum- Enlem: | 38,3194 | Ondalık |
| Coğrafi konum- Boylam: | 36,9998 | Ondalık |
| Proje saha alanı | 1123,8 | hektar |
| Saha rakımı | 1170 | metre |
| PV güneş enerji santrali sistem tipi | Sabit eğimli sistem | |
| Toplam ışınım | $kWh/m^2$ | 1862,9 |
| Direkt ışınım | $kWh/m^2$ | 1333,7 |
| Direkt ışınım/toplam ışınım oranı | 0,72 | - |
| Ortalama ortam sıcaklığı | 12,6 | °C |
| Panel eğim açısı | 34 | ° |
| Panel azimuth açısı | 0 | ° |
| Panel markası | CW Enerji CWT675 güneş paneli | |
| Panel verimi | 21,73 | % |
| Panel maksimum gücü | 675 | Watt peak |
| Panel sayısı | 1798000 | adet |
| Toplam panel yüzey alanı | 558,5 | ha |
| Evirici gücü | 8232 | kW |
| Evirici sayısı | 138 | adet |
| DC/AC oranı (Pnom oranı ) | 1,07 | - |
| Performans oranı (PR) | 86,74 | % |

## 5.3 Çayırhan Termik Santrali için Simülasyon Örneği

Çayırhan Termik Santrali, Ankara İli Nallıhan İlçesi'nde 1987 yılında devreye alınmış olup linyite dayalı elektrik üretimi yapmaktadır. İlgili santrali yeniden yapılacak bir yatırım gibi düşünerek, günümüz piyasa koşullarında seçilebilir bir yatırım olup olmadığını analiz etmek üzere; kullandığı mevcut yakıt linyit bazlı ve daha verimli olan ithal kömür kullandığı varsayımdaki iki ayrı yakıt tipi ile, bu bölümde termik santral için verilen çevresel, ekonomik ve teknik parametre değerleri simülasyona girilerek, geri ödeme süresi hesaplanmıştır.

Aynı santralin açılmış kömür sahasına entegrasyonu kurgulanan takipli veya sabit eğimli PV güneş enerji santrallerinin, çalışmanın 4.bölümünde PV santraller için listelenen çevresel, ekonomik ve teknik parametreler için, 5.4'teki değerler girilerek geri ödeme süreleri hesaplanmıştır. Ayrıca bu santral için 3 teknolojideki (termik, güneş takipli ve sabit eğimli PV santral), birim enerji üretim maliyetlerinin karşılaştırmasını yapabilmek üzere, LCOE değerleri hesaplanmıştır. LCOE sonuçları, Simülasyon Ana Çıktıları Bölüm 6'da verilmiştir.

Şekil 5.2 Çayırhan Termik Santrali ve kömür sahası

Şekil 5.2'de Çayırhan Termik Santrali ve kömür sahası görülmekte olup santralin açılmış kömür sahası büyüklüğü 239,2 hektardır.

### 5.3.1 Çayırhan Termik Santrali'nde linyite dayalı mevcut üretim örneği

Linyite dayalı santralin geri ödeme süresi hesabına yönelik simülasyonda, çevresel analiz dâhilinde kullanılan parametreler ve değerleri Tablo 5.15'te, ekonomik analizler dahilinde kullanılan parametreler ve değerleri Tablo 5.16'da ve teknik analizler dahilinde kullanılan parametreler ve değerleri ise Tablo 5.17'de verilmiştir.

Tablo 5.15 Çayırhan linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için çevresel parametreler

| **Çevresel parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Kullanılan yakıt | Linyit | - |
| Termik santral yakıtı $CO_2$ emisyon faktörü *(EF)* | 101 | ($tCO_2$/TJ) |
| Termik santral yakıtı emisyon yükseltgenme faktörü *(YF)* | 1 | - |

Tablo 5.16 Çayırhan linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için ekonomik parametreler

| **Ekonomik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Termik santral gecelik inşaat maliyeti (*C-overnight cost* ) | 2600 | USD/kW |
| Termik santral inşaat süresi *($L_B$)* | 5 | yıl |
| Termik santral ömrü *($L_T$)* | 40 | yıl |
| Termik santralin inşaat bütçesi üzerindeki faiz oranı (*i* ) | 10 | % |
| *T*ermik santralin hizmetten çıkarılma birim gideri (geri dönüşüm, bertaraf gideri-*dϑ)* | 0 | USD/kW |
| Termik santral inşaat bütçesinin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (*r-Wacc)* | 10 | % |
| Termik santral yatırım bütçesinin sermaye kurtarma faktörü *(α)* | 0,1022 | - |
| Termik santralin varsa yıllık yan ürün geliri *(REV)* | 0 | USD/MWh |
| Termik santralin yıllık sabit bakım onarım giderleri (*FOM)* | 23000 | USD/MW |

Tablo 5.16 Çayırhan linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için ekonomik parametreler –Devam

| **Ekonomik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Termik santralin yıllık değişken bakım onarım gideri (*VOM)* | 3,4 | USD/MWh |
| Termik santralde kullanılan yakıtın birim fiyatı (*FC*) | 90 | USD/ton |
| Elektrik Piyasa Takas Fiyatı *(PTF)* | 112 | USD/MWh |
| AB $CO_2$ tahsisat fiyatı ($ABTCO_2$) | 59,22 | USD/ton $CO_2$ |

Tablo 5.17 Çayırhan linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için teknik parametreler

| **Teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Termik santral yıllık tam yük saati *(FLH)* | 6500 | saat/yıl |
| Termik santralin kurulu gücü(*P)* | 620 | MWh |
| Termik santralin verimi ($\eta$) | 44 | % |
| Termik santral linyit yakıtı net kalorifik değeri*(NKD)* | 2841,72 | (kcal/kg) |

### 5.3.2 Çayırhan Termik Santrali'nde ithal kömüre dayalı üretim örneği

İthal kömüre dayalı santralin geri ödeme süresi hesabına yönelik simülasyonda, çevresel analiz dâhilinde kullanılan parametreler ve değerleri Tablo 5.18'de, ekonomik analizler dahilinde kullanılan parametreler ve değerleri Tablo 5.19'da ve teknik analizler dahilinde kullanılan parametreler ve değerleri ise Tablo 5.20'de verilmiştir.

Tablo 5.18 Çayırhan ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için çevresel parametreler

| **Çevresel parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Kullanılan yakıt | İthal kömür | - |
| Termik santral yakıtı $CO_2$ emisyon faktörü *(EF)* | 94,6 | ($tCO_2$/TJ) |
| Termik santral yakıtı emisyon yükseltgenme faktörü *(YF)* | 1 | - |

Tablo 5.19 Çayırhan ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için ekonomik parametreler

| **Ekonomik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Termik santral gecelik inşaat maliyeti (*C-overnight cost* ) | 2600 | USD/kW |
| Termik santral inşaat süresi *($L_B$)* | 5 | yıl |
| Termik santral ömrü *($L_T$)* | 40 | yıl |
| Termik santralin inşaat bütçesi üzerindeki faiz oranı (*i* ) | 10 | % |
| *T*ermik santralin hizmetten çıkarılma birim gideri (*dϑ)* | 0 | USD/kW |
| Termik santral inşaat bütçesinin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (*r-Wacc)* | 10 | % |
| Termik santral yatırım bütçesinin sermaye kurtarma faktörü *(α)* | 0,1022 | - |
| Termik santralin varsa yıllık yan ürün geliri *(REV)* | 0 | USD/MWh |
| Termik santralin yıllık sabit bakım onarım giderleri (*FOM)* | 23000 | USD/MW |
| Termik santralin yıllık değişken bakım onarım gideri (*VOM)* | 3,4 | USD/MWh |
| Termik santralde kullanılan yakıtın birim fiyatı (*FC*) | 200 | USD/ton |
| Elektrik Piyasa Takas Fiyatı *(PTF)* | 112 | USD/MWh |
| AB $CO_2$ tahsisat fiyatı (*$ABTCO_2$*) | 59,22 | USD/ton $CO_2$ |

Tablo 5.20 Çayırhan ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için teknik parametreler

| **Teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Termik santral yıllık tam yük saati *(FLH)* | 6500 | saat/yıl |
| Termik santralin kurulu gücü(*P)* | 620 | MWh |
| Termik santralin verimi (*η*) | 44 | % |
| Termik santral ithal kömür yakıtı net kalorifik değeri*(NKD)* | 6161,04 | (kcal/kg) |

## 5.4 Çayırhan Termik Santrali Açık Kömür Sahasında PV Güneş Enerji Santraline Dayalı Üretim için Simülasyon Örneği

Çayırhan Termik santrali linyite dayalı mevcut üretim durumundaki ve ithal kömüre dayalı üretim senaryosundaki geri ödeme süresi hesabı için kullanılan parametreler bölüm 5.3'te verilmiştir. Santralin PV güneş enerjisine dayalı üretim kurgusu, sistemin sabit eğimli veya güneş takipli sistemde tasarlanmasına göre 2 ayrı tipte analiz edilmiş, LCOE ve GÖS değerleri hesabı için simülasyonda kullanılan parametre değerleri Bölüm 5.4'te verilmiştir.

Çayırhan takipli PV güneş enerji santralinin geri ödeme süresi hesabına yönelik simülasyonda, çevresel analiz dâhilinde kullanılan parametre değerleri Tablo 5.21'de, ekonomik analiz dahilinde kullanılan parametre değerleri Tablo 5.22'de ve teknik analiz dahilinde kullanılan parametre değerleri ise Tablo 5.23'te verilmiştir. Sahanın güneş enerjisi üretim potansiyelini güneş takipli sistem ile hesaplamak üzere PVSYST Yazılım'ında kullanılan parametre değerleri Tablo 5.24'te verilmiştir.

Çayırhan sabit eğimli PV güneş enerji santralinin geri ödeme süresi hesabına yönelik simülasyonda, çevresel analiz dâhilinde kullanılan parametre değerleri Tablo 5.25'te, ekonomik analiz dahilinde kullanılan parametre değerleri Tablo 5.26'da ve teknik analiz dahilinde kullanılan parametre değerleri ise Tablo 5.27'de verilmiştir. Sahanın güneş enerjisi üretim potansiyelini sabit eğimli sistem ile hesaplamak üzere PVSYST Yazılım'ında kullanılan parametre değerleri Tablo 5.28'de verilmiştir. PVSYST Yazılım sonuçları Ek-3'te verilmiştir.

### 5.4.1 Çayırhan Termik Santrali açık kömür sahasında takipli PV güneş enerji santraline dayalı üretim örneği

Çayırhan Termik Santrali'nde mevcut durumda linyit kullanılmakta olduğundan, önlenecek emisyonlar linyitin kullanılmadığı duruma göre hesaplanmıştır.

Tablo 5.21 Çayırhan güneş takipli PV santral geri ödeme simülasyonu çevresel parametreleri

| **Çevresel parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Takipli PV güneş enerji santraline geçişte önlenecek yıllık $CO_2$ emisyonu ($E_{Önlenen}CO_{2/yıl}$) | 426627,76 | ton/yıl |

Tablo 5.22 Çayırhan güneş takipli PV santral geri ödeme simülasyonu ekonomik parametreleri

| **Ekonomik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Takipli PV güneş enerji santrali gecelik inşaat maliyeti (*C-overnight cost* ) | 640,8 | USD/kW |
| PV güneş enerji santrali inşaat süresi *($L_B$)* | 2 | yıl |
| PV güneş enerji santrali ömrü *($L_T$)* | 25 | yıl |
| PV güneş enerji santralinin inşaat bütçesi üzerindeki faiz oranı (*i* ) | 10 | % |
| PV güneş enerji santralinin hizmetten çıkarılma birim gideri (geri dönüşüm, bertaraf gideri-*dϑ)* | 0 | USD/kW |
| PV güneş enerji santrali inşaat bütçesinin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (*r-Wacc)* | 10 | % |
| PV güneş enerji santrali yatırım bütçesinin sermaye kurtarma faktörü *(α)* | 0,110 | - |
| PV güneş enerji santrali varsa yıllık yan ürün geliri *(REV)* | 0 | USD/MWh |
| PV güneş enerji santralinin yıllık sabit bakım onarım giderleri (*FOM)* | 14430 | USD/MW |
| PV güneş enerji santralinin yıllık değişken bakım onarım gideri (*VOM)* | 0 | USD/MWh |
| Yenilenebilir enerji kaynakları destekleme mekanizması kapsamında elektrik satış fiyatı *(YEKDEMF)* | 87 | USD/MWh |
| PV güneş enerji santrali karbon sertifikası birim satış geliri *(KSG)* | 5 | USD/ton $CO_2$ |

Tablo 5.23 Çayırhan güneş takipli PV santral geri ödeme simülasyonu teknik parametreleri

| **Teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| PV güneş enerji santrali yıllık tam yük saati *(FLH)* | 2611 | saat/yıl |
| PVSYST'ten elde edilen takipli PV güneş enerji santrali kurulu gücü (*P)* | 258,3 | MWp |

Tablo 5.24 Çayırhan güneş takipli PV santral için PVSYST Yazılım parametreleri

| **PVSYST Yazılımı teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Coğrafi konum- Enlem: | 40,1141 | Ondalık |
| Coğrafi konum- Boylam: | 31,7066 | Ondalık |
| Proje saha alanı | 239,2 | hektar |
| Saha rakımı | 601 | metre |
| PV güneş enerji santrali sistem tipi | Güneş takipli sistem | |
| Toplam ışınım | $kWh/m^2$ | 1639,8 |
| Direkt ışınım | $kWh/m^2$ | 1041,4 |
| Direkt ışınım/toplam ışınım oranı | 0,64 | - |
| Ortalama ortam sıcaklığı | 12,2 | °C |
| Panel eğim açısı | 0 | ° |
| Panel azimuth açısı | 0 | ° |
| Yatay eksen takipli sistem için güneş takip açısı | -60° ile + 60° aralığı | |
| Panel markası | CW Enerji CWT675 güneş paneli | |
| Panel verimi | 21,73 | % |
| Panel maksimum gücü | 675 | Watt peak |
| Panel sayısı | 382676 | adet |
| Toplam panel yüzey alanı | 118,8 | ha |
| Evirici gücü | 7732 | kW |
| Evirici sayısı | 28 | adet |
| DC/AC oranı (Pnom oranı) | 1,19 | - |
| Performans oranı (PR) | 86,46 | % |

### 5.4.2 Çayırhan Termik Santrali açık kömür sahasında sabit eğimli PV güneş enerji santraline dayalı üretim örneği

Çayırhan Termik Santrali'nde mevcut durumda linyit kullanılmakta olduğundan, önlenecek emisyonlar linyitin kullanılmadığı duruma göre hesaplanmıştır.

Tablo 5.25 Çayırhan sabit eğimli PV santral geri ödeme simülasyonu çevresel parametreleri

| **Çevresel parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Sabit eğimli PV güneş enerji santraline geçişte önlenecek yıllık $CO_2$ emisyonu ($E_{Önlenen}CO_{2/yıl}$) | 352025,01 | ton/yıl |

Tablo 5.26 Çayırhan sabit eğimli PV santral geri ödeme simülasyonu ekonomik parametreleri

| **Ekonomik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Sabit eğimli PV güneş enerji santrali gecelik inşaat maliyeti (*C-overnight cost* ) | 534 | USD/kW |
| PV güneş enerji santrali inşaat süresi ($L_B$) | 2 | yıl |
| PV güneş enerji santrali ömrü ($L_T$) | 25 | yıl |
| PV güneş enerji santralinin inşaat bütçesi üzerindeki faiz oranı ($i$ ) | 10 | % |
| PV güneş enerji santralinin hizmetten çıkarılma birim gideri (geri dönüşüm, bertaraf gideri-$d\vartheta$) | 0 | USD/kW |
| PV güneş enerji santrali inşaat bütçesinin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (*r-Wacc)* | 10 | % |
| PV güneş enerji santrali yatırım bütçesinin sermaye kurtarma faktörü ($\alpha$) | 0,110 | - |
| PV güneş enerji santrali varsa yıllık yan ürün geliri *(REV)* | 0 | USD/MWh |
| PV güneş enerji santralinin yıllık sabit bakım onarım giderleri (*FOM)* | 13000 | USD/MW |
| PV güneş enerji santralinin yıllık değişken bakım onarım gideri (*VOM)* | 0 | USD/MWh |
| Yenilenebilir enerji kaynakları destekleme mekanizması kapsamında elektrik satış fiyatı *(YEKDEMF)* | 87 | USD/MWh |
| PV güneş enerji santrali karbon sertifikası birim satış geliri *(KSG)* | 5 | USD/ton $CO_2$ |

Tablo 5.27 Çayırhan sabit eğimli PV santral geri ödeme simülasyonu teknik parametreleri

| **Teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| PV güneş enerji santrali yıllık tam yük saati *(FLH)* | 2611 | saat/yıl |
| PVSYST'ten elde edilen takipli PV güneş enerji santrali kurulu gücü (*P)* | 258,3 | MWp |

Tablo 5.28 Çayırhan sabit eğimli PV santral için PVSYST Yazılım parametreleri

| **PVSYST Yazılımı teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Coğrafi konum- Enlem: | 40,1141 | Ondalık |
| Coğrafi konum- Boylam: | 31,7066 | Ondalık |
| Proje saha alanı | 239,2 | hektar |
| Saha rakımı | 601 | metre |
| PV güneş enerji santrali sistem tipi | Sabit eğimli sistem | |
| Toplam ışınım | $kWh/m^2$ | 1639,8 |
| Direkt ışınım | $kWh/m^2$ | 1041,4 |
| Direkt ışınım/toplam ışınım oranı | 0,64 | - |
| Ortalama ortam sıcaklığı | 12,2 | °C |
| Panel eğim açısı | 35 | ° |
| Panel azimuth açısı | 0 | ° |
| Panel markası | CW Enerji CWT675 güneş paneli | |
| Panel verimi | 21,73 | % |
| Panel maksimum gücü | 675 | Watt peak |
| Panel sayısı | 382676 | adet |
| Toplam panel yüzey alanı | 118,8 | ha |
| Evirici gücü | 7732 | kW |
| Evirici sayısı | 29 | adet |
| Panel verimi | 21,73 | % |
| DC/AC oranı (Pnom oranı) | 1,15 | - |
| Performans oranı (PR) | 87,23 | % |

## 5.5 18 Mart Çan Termik Santrali için Simülasyon Örneği

18 Mart Çan Termik Santrali, Çanakkale İli Çan İlçesi'nde 2006 yılında devreye alınmış olup linyite dayalı elektrik üretimi yapmaktadır. İlgili santrali yeniden yapılacak bir yatırım gibi düşünerek, günümüz piyasa koşullarında seçilebilir bir yatırım olup olmadığını analiz etmek üzere; kullandığı mevcut yakıt linyit bazlı ve daha verimli olan ithal kömür kullandığı varsayımdaki iki ayrı yakıt tipi ile, bu bölümde termik santral için verilen çevresel, ekonomik ve teknik parametre değerleri simülasyona girilerek, geri ödeme süresi hesaplanmıştır.

Aynı santralin açılmış kömür sahasına entegrasyonu kurgulanan takipli veya sabit eğimli PV güneş enerji santrallerinin, çalışmanın 4. bölümünde PV santraller için listelenen çevresel, ekonomik ve teknik parametreler için, 5.6'daki değerler girilerek geri ödeme süreleri hesaplanmıştır.

Ayrıca bu santral için 3 teknolojideki (termik, güneş takipli ve sabit eğimli PV santral), birim enerji üretim maliyetlerinin karşılaştırmasını yapabilmek üzere, LCOE değerleri hesaplanmıştır. LCOE sonuçları, Simülasyon Ana Çıktıları Bölüm 6'da verilmiştir.

Şekil 5.3 18 Mart Çan Termik Santrali ve kömür sahası

Şekil 5.3'te 18 Mart Çan Termik Santrali ve kömür sahası görülmekte olup santralin açılmış kömür sahası büyüklüğü 1862,5 hektardır.

### 5.5.1 18 Mart Çan Termik Santrali'nde linyite dayalı mevcut üretim örneği

Linyite dayalı santralin geri ödeme süresi hesabına yönelik simülasyonda, çevresel analiz dâhilinde kullanılan parametreler ve değerleri Tablo 5.29'da, ekonomik analizler dahilinde kullanılan parametreler ve değerleri Tablo 5.30'da ve teknik analizler dahilinde kullanılan parametreler ve değerleri ise Tablo 5.31'de verilmiştir.

Tablo 5.29 18 Mart Çan linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için çevresel parametreler

| **Çevresel parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Kullanılan yakıt | Linyit | - |
| Termik santral yakıtı $CO_2$ emisyon faktörü *(EF)* | 101 | ($tCO_2$/TJ) |
| Termik santral yakıtı emisyon yükseltgenme faktörü *(YF)* | 1 | - |

Tablo 5.30 18 Mart Çan linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için ekonomik parametreler

| **Ekonomik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Termik santral gecelik inşaat maliyeti (*C-overnight cost* ) | 2600 | USD/kW |
| Termik santral inşaat süresi *($L_B$)* | 5 | yıl |
| Termik santral ömrü *($L_T$)* | 40 | yıl |
| Termik santralin inşaat bütçesi üzerindeki faiz oranı (*i* ) | 10 | % |
| *T*ermik santralin hizmetten çıkarılma birim gideri (geri dönüşüm, bertaraf gideri-*dϑ)* | 0 | USD/kW |
| Termik santral inşaat bütçesinin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (*r-Wacc)* | 10 | % |
| Termik santral yatırım bütçesinin sermaye kurtarma faktörü *(α)* | 0,1022 | - |
| Termik santralin varsa yıllık yan ürün geliri *(REV)* | 0 | USD/MWh |
| Termik santralin yıllık sabit bakım onarım giderleri (*FOM)* | 23000 | USD/MW |

Tablo 5.30 18 Mart Çan linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için ekonomik parametreler- Devam

| **Ekonomik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Termik santralin yıllık değişken bakım onarım gideri (*VOM)* | 3,4 | USD/MWh |
| Termik santralde kullanılan yakıtın birim fiyatı (*FC*) | 90 | USD/ton |
| Elektrik Piyasa Takas Fiyatı *(PTF)* | 112 | USD/MWh |
| AB $CO_2$ tahsisat fiyatı (*ABTCO₂*) | 59,22 | USD/ton $CO_2$ |

Tablo 5.31 18 Mart Çan linyit yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için teknik parametreler

| **Teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Termik santral yıllık tam yük saati *(FLH)* | 6500 | saat/yıl |
| Termik santralin kurulu gücü(*P)* | 320 | MWh |
| Termik santralin verimi ($\eta$) | 44 | % |
| Termik santral linyit yakıtı net kalorifik değeri*(NKD)* | 2841,72 | (kcal/kg) |

### 5.5.2 18 Mart Çan Termik Santrali'nde ithal kömüre dayalı üretim örneği

İthal kömüre dayalı santralin geri ödeme süresi hesabına yönelik simülasyonda, çevresel analiz dâhilinde kullanılan parametreler ve değerleri Tablo 5.32'de, ekonomik analizler dahilinde kullanılan parametreler ve değerleri Tablo 5.33'te ve teknik analizler dahilinde kullanılan parametreler ve değerleri ise Tablo 5.34'te verilmiştir.

Tablo 5.32 18 Mart Çan ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için çevresel parametreler

| **Çevresel parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Kullanılan yakıt | İthal kömür | - |
| Termik santral yakıtı $CO_2$ emisyon faktörü *(EF)* | 94,6 | ($tCO_2$/TJ) |
| Termik santral yakıtı emisyon yükseltgenme faktörü *(YF)* | 1 | - |

Tablo 5.33 18 Mart Çan ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için ekonomik parametreler

| **Ekonomik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Termik santral gecelik inşaat maliyeti (*C-overnight cost* ) | 2600 | USD/kW |
| Termik santral inşaat süresi *($L_B$)* | 5 | yıl |
| Termik santral ömrü *($L_T$)* | 40 | yıl |
| Termik santralin inşaat bütçesi üzerindeki faiz oranı (*i* ) | 10 | % |
| *T*ermik santralin hizmetten çıkarılma birim gideri (*dϑ)* | 0 | USD/kW |
| Termik santral inşaat bütçesinin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (*r-Wacc)* | 10 | % |
| Termik santral yatırım bütçesinin sermaye kurtarma faktörü *(α)* | 0,1022 | - |
| Termik santralin varsa yıllık yan ürün geliri *(REV)* | 0 | USD/MWh |
| Termik santralin yıllık sabit bakım onarım giderleri (*FOM)* | 23000 | USD/MW |
| Termik santralin yıllık değişken bakım onarım gideri (*VOM)* | 3,4 | USD/MWh |
| Termik santralde kullanılan yakıtın birim fiyatı (*FC*) | 200 | USD/ton |
| Elektrik Piyasa Takas Fiyatı *(PTF)* | 112 | USD/MWh |
| AB $CO_2$ tahsisat fiyatı ($ABTCO_2$) | 59,22 | USD/ton $CO_2$ |

Tablo 5.34 18 Mart Çan ithal kömür yakıtlı termik santral geri ödeme simülasyonu için teknik parametreler

| **Teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Termik santral yıllık tam yük saati *(FLH)* | 6500 | saat/yıl |
| Termik santralin kurulu gücü(*P)* | 320 | MWh |
| Termik santralin verimi (*η*) | 44 | % |
| Termik santral ithal kömür yakıtı net kalorifik değeri*(NKD)* | 6161,04 | (kcal/kg) |

## 5.6 18 Mart Çan Termik Santrali Açık Kömür Sahasında PV Güneş Enerji Santraline Dayalı Üretim için Simülasyon Örneği

18 Mart Çan Termik santrali linyite dayalı mevcut üretim durumundaki ve ithal kömüre dayalı üretim senaryosundaki geri ödeme süresi hesabı için kullanılan parametreler bölüm 5.5'te verilmiştir. Santralin PV güneş enerjisine dayalı üretim kurgusu, sistemin sabit eğimli veya güneş takipli sistemde tasarlanmasına göre 2 ayrı tipte analiz edilmiş, LCOE ve GÖS değerleri hesabı için simülasyonda kullanılan parametre değerleri Bölüm 5.6'da verilmiştir.

18 Mart Çan takipli PV güneş enerji santralinin geri ödeme süresi hesabına yönelik simülasyonda, çevresel analiz dâhilinde kullanılan parametre değerleri Tablo 5.35'te, ekonomik analiz dahilinde kullanılan parametre değerleri Tablo 5.36'da ve teknik analiz dahilinde kullanılan parametre değerleri ise Tablo 5.37'de verilmiştir. Sahanın güneş enerjisi üretim potansiyelini güneş takipli sistem ile hesaplamak üzere PVSYST Yazılım'ında kullanılan parametre değerleri Tablo 5.38'de verilmiştir.

18 Mart Çan sabit eğimli PV güneş enerji santralinin geri ödeme süresi hesabına yönelik simülasyonda, çevresel analiz dâhilinde kullanılan parametre değerleri Tablo 5.39'da, ekonomik analiz dahilinde kullanılan parametre değerleri Tablo 5.40'ta ve teknik analiz dahilinde kullanılan parametre değerleri ise Tablo 5.41'de verilmiştir. Sahanın güneş enerjisi üretim potansiyelini sabit eğimli sistem ile hesaplamak üzere PVSYST Yazılım'ında kullanılan parametre değerleri Tablo 5.42'de verilmiştir. PVSYST Yazılım sonuçları Ek-4'te verilmiştir.

### 5.6.1 18 Mart Çan Termik Santrali açık kömür sahasında takipli PV güneş enerji santraline dayalı üretim örneği

18 Mart Çan Termik Santrali'nde mevcut durumda linyit kullanılmakta olduğundan, önlenecek emisyonlar linyitin kullanılmadığı duruma göre hesaplanmıştır.

Tablo 5.35 18 Mart Çan güneş takipli PV santral geri ödeme simülasyonu çevresel parametreleri

| **Çevresel parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Takipli PV güneş enerji santraline geçişte önlenecek yıllık $CO_2$ emisyonu ($E_{Önlenen}CO_{2/yıl}$) | 1719166,74 | ton/yıl |

Tablo 5.36 18 Mart Çan güneş takipli PV santral geri ödeme simülasyonu ekonomik parametreleri

| **Ekonomik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Takipli PV güneş enerji santrali gecelik inşaat maliyeti (*C-overnight cost* ) | 640,8 | USD/kW |
| PV güneş enerji santrali inşaat süresi *($L_B$)* | 2 | yıl |
| PV güneş enerji santrali ömrü *($L_T$)* | 25 | yıl |
| PV güneş enerji santralinin inşaat bütçesi üzerindeki faiz oranı (*i* ) | 10 | % |
| PV güneş enerji santralinin hizmetten çıkarılma birim gideri (geri dönüşüm, bertaraf gideri-*dϑ)* | 0 | USD/kW |
| PV güneş enerji santrali inşaat bütçesinin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (*r-Wacc)* | 10 | % |
| PV güneş enerji santrali yatırım bütçesinin sermaye kurtarma faktörü *(α)* | 0,110 | - |
| PV güneş enerji santrali varsa yıllık yan ürün geliri *(REV)* | 0 | USD/MWh |
| PV güneş enerji santralinin yıllık sabit bakım onarım giderleri (*FOM)* | 14430 | USD/MW |
| PV güneş enerji santralinin yıllık değişken bakım onarım gideri (*VOM)* | 0 | USD/MWh |
| Yenilenebilir enerji kaynakları destekleme mekanizması kapsamında elektrik satış fiyatı *(YEKDEMF)* | 87 | USD/MWh |
| PV güneş enerji santrali karbon sertifikası birim satış geliri *(KSG)* | 5 | USD/ton $CO_2$ |

Tablo 5.37 18 Mart Çan güneş takipli PV santral geri ödeme simülasyonu teknik parametreleri

| **Teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| PV güneş enerji santrali yıllık tam yük saati *(FLH)* | 2807 | saat/yıl |
| PVSYST'ten elde edilen takipli PV güneş enerji santrali kurulu gücü (*P)* | 1214 | MWp |

Tablo 5.38 18 Mart Çan güneş takipli PV santral için PVSYST Yazılım parametreleri

| **PVSYST Yazılımı teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Coğrafi konum- Enlem: | 40,0262 | Ondalık |
| Coğrafi konum- Boylam: | 27,0189 | Ondalık |
| Proje saha alanı | 1123,8 | hektar |
| Saha rakımı | 160 | metre |
| PV güneş enerji santrali sistem tipi | Güneş takipli sistem | |
| Toplam ışınım | $kWh/m^2$ | 1613,2 |
| Direkt ışınım | $kWh/m^2$ | 964,4 |
| Direkt ışınım/toplam ışınım oranı | 0,60 | - |
| Ortalama ortam sıcaklığı | 15,0 | °C |
| Panel eğim açısı | 0 | ° |
| Panel azimuth açısı | 0 | ° |
| Yatay eksen takipli sistem için güneş takip açısı | -60° ile + 60° aralığı | |
| Panel markası | CW Enerji CWT675 güneş paneli | |
| Panel verimi | 21,73 | % |
| Panel maksimum gücü | 675 | Watt peak |
| Panel sayısı | 1798000 | adet |
| Toplam panel yüzey alanı | 558,5 | ha |
| Evirici gücü | 8232 | kW |
| Evirici sayısı | 125 | adet |
| DC/AC oranı (Pnom oranı) | 1,18 | - |
| Performans oranı (PR) | 86,51 | % |

### 5.6.2 18 Mart Çan Termik Santrali açık kömür sahasında sabit eğimli PV güneş enerji santraline dayalı üretim örneği

18 Mart Çan Termik Santrali'nde mevcut durumda linyit kullanılmakta olduğundan, önlenecek emisyonlar linyitin kullanılmadığı duruma göre hesaplanmıştır.

Tablo 5.39 18 Mart Çan sabit eğimli PV santral geri ödeme simülasyonu çevresel parametreleri

| **Çevresel parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Sabit eğimli PV güneş enerji santraline geçişte önlenecek yıllık $CO_2$ emisyonu ($E_{Önlenen}CO_{2/yıl}$) | 1583953,45 | ton/yıl |

Tablo 5.40 18 Mart Çan sabit eğimli PV santral geri ödeme simülasyonu ekonomik parametreleri

| **Ekonomik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Sabit eğimli PV güneş enerji santrali gecelik inşaat maliyeti (*C-overnight cost* ) | 534 | USD/kW |
| PV güneş enerji santrali inşaat süresi *($L_B$)* | 2 | yıl |
| PV güneş enerji santrali ömrü *($L_T$)* | 25 | yıl |
| PV güneş enerji santralinin inşaat bütçesi üzerindeki faiz oranı (*i* ) | 10 | % |
| PV güneş enerji santralinin hizmetten çıkarılma birim gideri (geri dönüşüm, bertaraf gideri-*dϑ)* | 0 | USD/kW |
| PV güneş enerji santrali inşaat bütçesinin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (*r-Wacc)* | 10 | % |
| PV güneş enerji santrali yatırım bütçesinin sermaye kurtarma faktörü *(α)* | 0,110 | - |
| PV güneş enerji santrali varsa yıllık yan ürün geliri *(REV)* | 0 | USD/MWh |
| PV güneş enerji santralinin yıllık sabit bakım onarım giderleri (*FOM)* | 13000 | USD/MW |
| PV güneş enerji santralinin yıllık değişken bakım onarım gideri (*VOM)* | 0 | USD/MWh |
| Yenilenebilir enerji kaynakları destekleme mekanizması kapsamında elektrik satış fiyatı *(YEKDEMF)* | 87 | USD/MWh |
| PV güneş enerji santrali karbon sertifikası birim satış geliri *(KSG)* | 5 | USD/ton $CO_2$ |

Tablo 5.41 18 Mart Çan sabit eğimli PV santral geri ödeme simülasyonu teknik parametreleri

| **Teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| PV güneş enerji santrali yıllık tam yük saati *(FLH)* | 2807 | saat/yıl |
| PVSYST'ten elde edilen takipli PV güneş enerji santrali kurulu gücü (*P)* | 1214 | MWp |

Tablo 5.42 18 Mart Çan sabit eğimli PV santral için PVSYST Yazılım parametreleri

| **PVSYST Yazılımı teknik parametreler** | **Değer** | **Birim** |
|---|---|---|
| Coğrafi konum- Enlem: | 40,0262 | Ondalık |
| Coğrafi konum- Boylam: | 27,0189 | Ondalık |
| Proje saha alanı | 1123,8 | hektar |
| Saha rakımı | 160 | metre |
| PV güneş enerji santrali sistem tipi | Sabit eğimli sistem | |
| Toplam ışınım | $kWh/m^2$ | 1613,2 |
| Direkt ışınım | $kWh/m^2$ | 964,4 |
| Direkt ışınım/toplam ışınım oranı | 0,60 | - |
| Ortalama ortam sıcaklığı | 15 | °C |
| Panel eğim açısı | 33 | ° |
| Panel azimuth açısı | 0 | ° |
| Panel markası | CW Enerji CWT675 güneş paneli | |
| Panel verimi | 21,73 | % |
| Panel maksimum gücü | 675 | Watt peak |
| Panel sayısı | 1798000 | adet |
| Toplam panel yüzey alanı | 558,5 | ha |
| Evirici gücü | 8232 | kW |
| Evirici sayısı | 125 | adet |
| DC/AC oranı (Pnom oranı) | 1,18 | - |
| Performans oranı (PR) | 86,75 | % |

# 6. SİMÜLASYON ANA ÇIKTILARI

## 6.1 Senaryo-1 ve 2'ye Göre Afşin Elbistan B Santrali İçin Simülasyon Ana Çıktıları

Termik santraller ve PV güneş enerji santralleri için geliştirilen geri ödeme simülasyonu için Senaryo-1'de santrallerin LCOE ve GÖS değerleri; PV güneş enerji santrallerinde ETS gelirleri, termik santrallerde SKDM kapsamındaki giderler dahil edilmeden hesap edilmiştir.

Senaryo-2'de santrallerin LCOE ve GÖS değerleri; PV güneş enerji santrallerinde ETS'den elde edilen karbon varlığı gelirleri ile, termik santrallerde SKDM kapsamındaki $CO_2$ sertifika giderleri dahil edilerek ayrıca hesap edilmiştir.

Senaryo-1'e göre Afşin Elbistan B Termik Santrali için mevcutta yakıt olarak linyit kullandığı durum ve farklı bir kurguda daha verimli olan ithal kömür kullandığı durum için hesaplanan LCOE ve GÖS sonuçları; sırasıyla Tablo 6.1 ve Tablo 6.2'de verilmiştir.

Tablo 6.1 Senaryo-1 Afşin Elbistan B linyite dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları

| **Termik Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 9360000,00 | 5028648768,00 | 1048320000,00 | 644245548,31 | 12,4 | 123,77 |

Tablo 6.2 Senaryo-1 Afşin Elbistan B ithal kömüre dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları

| **Termik Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 9360000,00 | 5028648768,00 | 1048320000,00 | 658715612,82 | 12,9 | 125,31 |

Senaryo-1'e göre Afşin Elbistan B Termik Santrali açık kömür sahasının 1123,8 hektarlık kısmına entegrasyonu kurgulanan güneş takipli veya sabit eğimli PV güneş enerji santralleri için hesaplanan simülasyon ana sonucu LCOE ve GÖS değerleri; sırasıyla Tablo 6.3 ve Tablo 6.4'te verilmiştir.

Tablo 6.3 Senaryo-1 Afşin Elbistan B güneş takipli PV santral için simülasyon ana çıktıları

| **PV Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{PV\ GES}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 2833057,00 | 898510536,00 | 246475959,00 | 17518020,00 | 3,9 | 41,12 |

Tablo 6.4 Senaryo-1 Afşin Elbistan B sabit eğimli PV santral için simülasyon ana çıktıları

| **PV Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{PV\ GES}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 2275096,00 | 748758780,00 | 197933352,00 | 15782000,00 | 4,1 | 43,19 |

Senaryo-2'ye göre termik santraller için SKDM'nin etkili olduğu duruma göre Afşin Elbistan B Termik Santrali için mevcutta yakıt olarak linyit kullandığı durum ve farklı bir kurguda daha verimli olan ithal kömür kullandığı durum için hesaplanan simülasyon ana sonucu LCOE ve GÖS değerleri; sırasıyla Tablo 6.5 ve Tablo 6.6'da verilmiştir.

Tablo 6.5 Senaryo-2 Afşin Elbistan B linyite dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları

| **Termik Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 9360000,00 | 5028648768,00 | 1048320000,00 | 758780734,64 | 17,4 | 136,01 |

Tablo 6.6 Senaryo-2 Afşin Elbistan B ithal kömüre dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları

| **Termik Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 9360000,00 | 5028648768,00 | 1048320000,00 | 765993123,98 | 17,8 | 136,78 |

Senaryo-2'de Afşin Elbistan B Termik Santrali'nde mevcut durumda linyit kullanılmakta olduğundan güneş enerji santrallerinde önlenecek emisyonlar için linyitin kullanılmadığı durum baz alınmıştır. Senaryo-2'ye göre, güneş takipli ve sabit eğimli PV güneş enerji santralleri için hesaplanan simülasyon ana sonucu olan LCOE ve GÖS değerleri; sırasıyla Tablo 6.7 ve Tablo 6.8'da verilmiştir.

Tablo 6.7 Senaryo-2 Afşin Elbistan B güneş takipli PV santral için simülasyon ana çıktıları

| **PV Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{PV\ GES}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 2833057,00 | 898510536,00 | 258183885,38 | 17518020,00 | 3,7 | 36,99 |

Tablo 6.8 Senaryo-2 Afşin Elbistan B sabit eğimli PV santral için simülasyon ana çıktıları

| **PV Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{PV\ GES}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 2275096,00 | 748758780,00 | 207335441,86 | 15782000,00 | 3,9 | 39,06 |

## 6.2 Senaryo-1 ve 2'ye Göre Çayırhan Santrali İçin Simülasyon Ana Çıktıları

Senaryo-1'de santrallerin LCOE ve GÖS değerleri; PV güneş enerji santrallerinde ETS gelirleri, termik santrallerde SKDM kapsamındaki giderler dahil edilmeden hesap edilmiştir.

Senaryo-2'de santrallerin LCOE ve GÖS değerleri; PV güneş enerji santrallerinde ETS'den elde edilen karbon varlığı gelirleri ile, termik santrallerde SKDM kapsamındaki $CO_2$ sertifika giderleri dahil edilerek ayrıca hesap edilmiştir.

Senaryo-1'e göre Çayırhan Termik Santrali için mevcutta yakıt olarak linyit kullandığı durum ve farklı bir kurguda daha verimli olan ithal kömür kullandığı durum için hesaplanan LCOE ve GÖS sonuçları; sırasıyla Tablo 6.9 ve Tablo 6.10'da verilmiştir.

Tablo 6.9 Senaryo-1 Çayırhan linyite dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları

| **Termik Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 4030000,00 | 2165112664,00 | 451360000,00 | 277383499,97 | 12,4 | 123,77 |

Tablo 6.10 Senaryo-1 Çayırhan ithal kömüre dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları

| **Termik Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 4030000,00 | 2165112664,00 | 451360000,00 | 283613666,63 | 12,9 | 125,31 |

Senaryo-1'e göre Çayırhan Termik Santralinin 239,2 hektarlık açık kömür sahasına entegrasyonu kurgulanan güneş takipli veya sabit eğimli PV güneş enerji santralleri için; hesaplanan simülasyon ana sonucu LCOE ve GÖS değerleri; sırasıyla Tablo 6.11 ve Tablo 6.12'de verilmiştir.

Tablo 6.11 Senaryo-1 Çayırhan güneş takipli PV santral için simülasyon ana çıktıları

| **PV Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{PV\ GES}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl), *GÖS*** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 516172,00 | 191174029,20 | 44906964,00 | 3727269,00 | 4,6 | 48,02 |

Tablo 6.12 Senaryo-1 Çayırhan sabit eğimli PV santral için simülasyon ana çıktıları

| **PV Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{PV\ GES}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl), *GÖS*** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 425911,00 | 159311691,00 | 37054257,00 | 3357900,00 | 4,7 | 49,09 |

Senaryo-2'ye göre termik santraller için SKDM'nin etkili olduğu duruma göre Çayırhan Termik Santrali için mevcutta yakıt olarak linyit kullandığı durum ve farklı bir kurguda daha verimli olan ithal kömür kullandığı durum için hesaplanan simülasyon ana sonucu LCOE ve GÖS değerleri; sırasıyla Tablo 6.13 ve Tablo 6.14'te verilmiştir.

Tablo 6.13 Senaryo-2 Çayırhan linyite dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları

| **Termik Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 4030000,00 | 2165112664,00 | 451360000,00 | 326697260,75 | 17,4 | 136,01 |

Tablo 6.14 Senaryo-2 Çayırhan ithal kömüre dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları

| **Termik Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 4030000,00 | 2165112664,00 | 451360000,00 | 329802595,05 | 17,8 | 136,78 |

Senaryo-2'de Çayırhan Termik Santrali'nde mevcut durumda linyit kullanılmakta olduğundan güneş enerji santrallerinde önlenecek emisyonlar için linyitin kullanılmadığı durum baz alınmıştır. Senaryo-2'ye göre, güneş takipli ve sabit eğimli PV güneş enerji santralleri için hesaplanan simülasyon ana sonucu olan LCOE ve GÖS değerleri; sırasıyla Tablo 6.15 ve Tablo 6.16'da verilmiştir.

Tablo 6.15 Senaryo-2 Çayırhan güneş takipli PV santral için simülasyon ana çıktıları

| **PV Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{PV\ GES}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 516172,00 | 191174029,20 | 47040102,79 | 3727269,00 | 4,3 | 43,89 |

Tablo 6.16 Senaryo-2 Çayırhan sabit eğimli PV santral için simülasyon ana çıktıları

| **PV Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{PV\ GES}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 425911,00 | 159311691,00 | 38814382,06 | 3357900,00 | 4,5 | 44,96 |

## 6.3 Senaryo-1 ve 2'ye Göre 18 Mart Çan Santrali İçin Simülasyon Ana Çıktıları

Senaryo-1'de santrallerin LCOE ve GÖS değerleri; PV güneş enerji santrallerinde ETS gelirleri, termik santrallerde SKDM kapsamındaki giderler dahil edilmeden hesap edilmiştir.

Senaryo-2'de santrallerin LCOE ve GÖS değerleri; PV güneş enerji santrallerinde ETS'den elde edilen karbon varlığı gelirleri ile, termik santrallerde SKDM kapsamındaki $CO_2$ sertifika giderleri dahil edilerek ayrıca hesap edilmiştir.

Senaryo-1'e göre 18 Mart Çan Termik Santrali için mevcutta yakıt olarak linyit kullandığı durum ve farklı bir kurguda daha verimli olan ithal kömür kullandığı durum için hesaplanan LCOE ve GÖS sonuçları; sırasıyla Tablo 6.17 ve Tablo 6.18'de verilmiştir.

Tablo 6.17 Senaryo-1 18 Mart Çan linyite dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları

| **Termik Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 2080000,00 | 1117477504,00 | 232960000,00 | 143165.677,40 | 12,4 | 123,77 |

Tablo 6.18 Senaryo-1 18 Mart Çan ithal kömüre dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları

| **Termik Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 2080000,00 | 1117477504,00 | 232960000,00 | 146381247,29 | 12,9 | 125,31 |

Senaryo-1'e göre 18 Mart Çan Termik Santrali açık kömür sahasının 1123,8 hektarlık kısmına entegrasyonu kurgulanan güneş takipli veya sabit eğimli PV güneş enerji santralleri için hesaplanan simülasyon ana LCOE ve GÖS değerleri; sırasıyla Tablo 6.19 ve Tablo 6.20'de verilmiştir.

Tablo 6.19 Senaryo-1 18 Mart Çan güneş takipli PV santral için simülasyon ana çıktıları

| **PV Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl), $E_{PV\ GES}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl), *GÖS*** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 2330760,00 | 898510536,00 | 202776120,00 | 17518020,00 | 4,9 | 49,99 |

Tablo 6.20 Senaryo-1 18 Mart Çan sabit eğimli PV santral için simülasyon ana çıktıları

| **PV Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{PV\ GES}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl), *GÖS*** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 1916407,00 | 748758780,00 | 166727409,00 | 15782000,00 | 5,0 | 51,28 |

Senaryo-2'ye göre termik santraller için SKDM'nin etkili olduğu duruma göre 18 Mart Çan Termik Santrali için mevcutta yakıt olarak linyit kullandığı durum ve farklı bir kurguda daha verimli olan ithal kömür kullandığı durum için hesaplanan simülasyon ana sonucu LCOE ve GÖS değerleri; sırasıyla Tablo 6.21 ve Tablo 6.22'de verilmiştir.

Tablo 6.21 Senaryo-2 18 Mart Çan linyite dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları

| **Termik Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 2080000,00 | 1117477504,00 | 232960000,00 | 168617941,03 | 17,4 | 136,01 |

Tablo 6.22 Senaryo-2 18 Mart Çan ithal kömüre dayalı termik santral için simülasyon ana çıktıları

| **Termik Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl, $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 2080000,00 | 1117477504,00 | 232960000,00 | 170220694,22 | 17,8 | 136,78 |

Senaryo-2'de 18 Mart Çan Termik Santrali'nde mevcut durumda linyit kullanılmakta olduğundan güneş enerji santrallerinde önlenecek emisyonlar için linyitin kullanılmadığı durum baz alınmıştır. Senaryo-2'ye göre, güneş takipli ve sabit eğimli PV güneş enerji santralleri için hesaplanan simülasyon ana sonucu LCOE ve GÖS değerleri; sırasıyla Tablo 6.23 ve Tablo 6.24'te verilmiştir.

Tablo 6.23 Senaryo-2 18 Mart Çan güneş takipli PV santral için simülasyon ana çıktıları

| **PV Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{PV\ GES}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 2330760,00 | 898510536,00 | 211371953,71 | 17518020,00 | 4,6 | 46,30 |

Tablo 6.24 Senaryo-2 18 Mart Çan sabit eğimli PV santral için simülasyon ana çıktıları

| **PV Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{PV\ GES}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 1916407,00 | 748758780,00 | 174647176,26 | 15782000,00 | 4,7 | 47,15 |

## 6.4 Simülasyon Yazılımının Doğrulanması

Geliştirilen Excel tabanlı simülasyon yazılımında; PV santraller için elektrik üretim verisi; lisanslı bir yazılım olan PVSYST Yazılımı'ndan çekilmekte, termik santraller için ise Bölüm 4 Matematiksel Model'de yer alan denklemlerde; termik santral verimi ($\eta$), kurulu gücü *(P),* yıllık çalışma saati *(FLH)* ve santralin kullandığı yakıtın net kalorifik değerine *(NKD)* göre yakıt tüketim miktarı *(YTM)* parametreleri girilerek elde edilmektedir.

Literatür taramasında bahsedilen kaynaklardan da anlaşıldığı üzere PVSYST Yazılımı'ndan doğrulanmış üretim sonuçları elde edildiği gerekçesi ile, PV santraller için elektrik üretim verisinde doğrulama yapılmasına gerek görülmemiştir.

Geliştirilen Excel tabanlı simülasyon yazılımının emisyonlar açısından doğruluğu irdelenecek olursa; termik santrallerde salınan emisyonlar ile PV santrallerde önlenen emisyonlar için simülasyonda, Bölüm 4 Matematiksel Model'de IPCC kaynaklarında verilen Denklem 4.1 kullanılmıştır. Excel simülasyonunda kullanılan Denklem 4.1 ve denklemde yer alan parametre değerleri IPCC 2006 Kılavuzu'ndan alınmıştır.

Excel simülasyonu ana sonuçları olan *LCOE* ve *GÖS* denklemlerindeki *NS* ve *YG* parametrelerinde etkili olan, elektrik satışı *PTF* ve *YEKDEMF* parametreleri ile, termik santrallerde kullanılan yakıtın birim fiyatı *FC* parametresi, zamanla değişen parametreler olabilir. Bu doğrultuda, simülasyon sonuçlarında yıllar içerisinde sapma yaratabilecek fiyat

unsurunu içeren parametrelere bakılmasından ziyade, elektrik üretim ve yakıt tüketim miktarı verilerinin doğruluğunu görmek yeterli olacaktır.

Geliştirilen Excel simülasyonun doğrulanması için; Retscreen Yazılımı'nın lisanslı ve kabul görmüş bir yazılım olması nedeniyle, Tanç'ın Retscreen Yazılımı'nı kullanarak kömürlü bir termik santralin yatırım ve işletme maliyetlerini hesapladığı çalışması kullanılmıştır. Tanç, çalışmasında 1000 MWh kurulu güçte olan kömürlü bir termik santralin; yatırım ve işletme maliyetleri ile $CO_2$ emisyonlarını Retscreen Yazılımı'nı kullanarak hesaplamıştır [1].

Tanç'ın çalışmasında Retscreen Yazılımı'na girdiği referans termik santrale ait bilgiler, bu tez ile geliştirilen Excel simülasyonuna girildiği takdirde elde edilen veriler karşılaştırılmış ve sapma değerleri incelenmiştir.

Tablo 6.25 Excel simülasyonun doğrulanmasında baz alınan referans termik santral bilgileri [1]

| **Kurulu Güç, P-(MWh)** | **Yıllık Elektrik Üretimi $E_{TS}$-(MWh/yıl)** | **Yakıt Türü** | **Yakıt Tüketim Miktarı YTM-(ton/yıl)** |
|---|---|---|---|
| 1000 MWh | 7891156 | Kömür | 2950607 |

Tablo 6.26'da geliştirilen simülasyon ve Retscreen Yazılımı'nda giriş yapılabilen ve yapılamayan parametrelere, karşılaştırmalı şekilde yer verilmiştir.

Tablo 6.26 Geliştirilen simülasyon ile Retscreen girdi parametrelerinin karşılaştırması

| **Girdi parametreleri** | **Geliştirilen Simülasyon** | **Retscreen Yazılımı** |
|---|---|---|
| Termik santral tam yük saati | **✓** | **x** |
| Termik santral verimi | **✓** | **x** |
| Santralde kullanılan yakıt türü | **✓** | **✓** |
| Santralde kullanılan yakıtın birim fiyatı | **✓** | **✓** |
| Santralde kullanılan yakıtın IPCC 2006 kılavuzlarına göre emisyon faktörü | **✓** | **x** |

Tablo 6.26 Geliştirilen simülasyon ile Retscreen girdi parametrelerinin karşılaştırması-Devam

| Girdi parametreleri | Geliştirilen Simülasyon | Retscreen Yazılımı |
|---|---|---|
| Santralde kullanılan yakıtın birim enerji üretimi başına kabul edilen emisyon faktörü | x | v |
| Yakıt net kalorifik değer | v | x |
| Termik santral ömrü | v | v |
| Termik santral inşaat süresi | v | x |
| Termik santral gecelik inşaat maliyeti | v | x |
| Santral yıllık sabit bakım onarım birim gideri | v | v |
| Vergi öncesi içsel getiri oranı | x | v |
| Enflasyon oranı | x | v |
| Santral yatırım bütçesi faiz oranı | v | v |
| Santral yatırım bütçesi sermaye maliyeti | v | x |

Retscreen referans çalışmasının girdi parametrelerinin değerleri Tablo 6.27'de verilmiştir.

Tablo 6.27 Retscreen referans çalışmasının girdi parametre değerleri

| Girdi parametreleri | Retscreen Referans Değerleri | Birim |
|---|---|---|
| Termik santral tam yük saati | - | saat/yıl |
| Termik santral verimi | - | % |
| Santralde kullanılan yakıt türü | kömür | - |
| Santralde kullanılan yakıtın birim fiyatı | 89 | USD/ton |
| Santralde kullanılan yakıtın IPCC 2006 kılavuzlarına göre emisyon faktörü | - | t $CO_2$/ TJ |
| Santralde kullanılan yakıtın birim enerji üretimi başına kabul edilen emisyon faktörü | 0,472 | t $CO_2$/ MWh |
| Yakıt net kalorifik değer | - | kcal/kg |

Tablo 6.27 Retscreen referans çalışmasının girdi parametre değerleri-Devam

| | | |
|---|---|---|
| Termik santral ömrü | 20 | yıl |
| Termik santral inşaat süresi | - | yıl |
| Termik santral gecelik inşaat maliyeti | - | USD/kW |
| Santral yıllık sabit bakım onarım birim gideri | 87078965 | USD/yıl |
| Vergi öncesi içsel getiri oranı | 21,4 | % |
| Enflasyon oranı | 2 | % |
| Santral yatırım bütçesi faiz oranı | 7 | % |
| Santral yatırım bütçesi sermaye maliyeti | - | % |

Bir yılda tam yükte çalışan bir termik santralin *FLH* parametresinin 8640 saat olduğu düşünülerek; Retscreen referans çalışması için, Tablo 6.25'te verilen 1000 MWh kurulu güçteki referans termik santralin bir yılda ürettiği elektrik enerjisi miktarına baktığımızda, referans santralin %91,3 kapasitede çalıştığı ve *FLH* parametresinin 7891 saat olduğu hesaplanmıştır. Simülasyonda; ilgili yakıt türüne göre IPCC Kılavuzları ışığında yakıt kalorifik değeri hesaplanmakta, hesaplanan net yakıt kalorifik değer ve termik santral verim parametreleri birlikte kullanılarak yıllık yakıt tüketim miktarı elde edilmektedir. Literatüre göre % 33 - % 44 aralığında değişen termik santral verim parametresi, referans santral için %37,5 alındığında, referans Retscreen çalışmasında verilen yakıt tüketim miktarı elde edilmektedir. IPCC 5.Değerlendirme Raporu'nda santral sabit bakım onarım birim gider parametresi *FOM*, raporda verilen aralığa göre (0/23000/75000) 60000 USD/MW olarak alınmıştır. Retscreen referans çalışmasının, geliştirilen simülasyona giriş yapılan parametre değerleri, Tablo 6.28'de verilmiştir.

Tablo 6.28 Doğrulama için geliştirilen simülasyona girilen değerler

| **Girdi parametreleri** | **Retscreen Referans Değerleri** | **Birim** |
|---|---|---|
| Termik santral tam yük saati | 7891 | saat/yıl |
| Termik santral verimi | 37,5 | % |
| Santralde kullanılan yakıt türü | ithal kömür | - |

Tablo 6.28 Doğrulama için geliştirilen simülasyona girilen değerler-Devam

| **Girdi parametreleri** | **Retscreen Referans Değerleri** | **Birim** |
|---|---|---|
| Santralde kullanılan yakıtın birim fiyatı | 89 | USD/ton |
| Santralde kullanılan yakıtın IPCC 2006 kılavuzlarına göre emisyon faktörü | 94,6 | t $CO_2$/ TJ |
| Santralde kullanılan yakıtın birim enerji üretimi başına kabul edilen emisyon faktörü | - | t $CO_2$/ MWh |
| Yakıt net kalorifik değer | 6161,04 | kcal/kg |
| Termik santral ömrü | 20 | yıl |
| Termik santral inşaat süresi | 5 | yıl |
| Termik santral gecelik inşaat maliyeti | 2600 | USD/kW |
| Santral yıllık sabit bakım onarım birim gideri | 86829101 | USD/yıl |
| Vergi öncesi içsel getiri oranı | - | % |
| Enflasyon oranı | - | % |
| Santral yatırım bütçesi faiz oranı | 7 | % |
| Santral yatırım bütçesi sermaye maliyeti | 10 | % |

Tablo 6.28'de girilen değerlere göre geliştirilen simülasyondan elde edilen ana sonuçlar, Retscreen referans çalışmasının ana sonuçları ve bu sonuçlar arasındaki sapma oranları, Tablo 6.29'da verilmiştir.

Tablo 6.29 Geliştirilen simülasyon ve Retscreen ile hesaplanan referans termik santral çıktılarının karşılaştırması

| **Doğrulama Parametreleri (Birim)** | **Geliştirilen Simülasyona Göre Sonuçlar** | **Referans Termik Santralin Retscreen Yazılım Sonuçları** | **Sapma Değeri (%)** |
|---|---|---|---|
| Bir yılda üretilecek elektrik miktarı, (MWh/ yıl)-$E_{TS}$ | 7890912,0 | 7891156,0 | 0,0031 |

Tablo 6.29 Geliştirilen simülasyon ve Retscreen ile hesaplanan referans termik santral çıktılarının karşılaştırması-Devam

| **Doğrulama Parametreleri (Birim)** | **Geliştirilen Simülasyona Göre Sonuçlar** | **Referans Termik Santralin Retscreen Yazılım Sonuçları** | **Sapma Değeri (%)** |
|---|---|---|---|
| Yakıt (ithal kömür) tüketim miktarı, (ton/yıl)- YTM | 2936737,0,0 | 2950607,0 | -0,5 |
| Santral yıllık yakıt maliyeti, (USD/yıl)-F | 261369569,0 | 262604024 | -0,5 |
| Santral yıllık CO2 emisyonları, (ton/yıl) -ECO2/yıl | 7167714,54 | 4000782,1 | 79,2 |
| Santral bakım onarım maliyeti, (USD/yıl)-OMTS | 86829101,0 | 87078965,0 | -0,3 |
| Santral yatırım maliyeti, (USD)-ITS | 3492117200 | 3503176768,0 | -0,3 |
| Geri ödeme süresi, (yıl)-GÖS | 6,5 | 8 | -18,5 |

Excel simülasyonu ile referans çalışma karşılaştırıldığında; santral elektrik üretimi ve yatırım maliyeti parametrelerinde sapma oranı neredeyse yok denecek kadar az çıkmıştır. Tablo 6.26'da görüldüğü üzere, Retscreen Yazılımı'nda termik santral verim parametresi eksikliği, ilgili yakıt emisyon faktörü ve kalorifik değer parametreleri (IPCC 2006 Kılavuzu'ndaki gibi) eksikliği sonucunda kapsamlı olmayan bir yöntem ile $CO_2$ emisyonunu hesaplaması ile geliştirilen simülasyonda; enflasyon ve vergi öncesi getiri oranı parametrelerinin eksikliği gibi farklılıkların olduğu gözlenmiştir.

Retscreen Yazılımı'nda $CO_2$ emisyonları için, termik santralde üretilecek birim elektrik başına, tüm yakıtlar (kömür, doğalgaz) için aynı alınan genel bir kabul yapılmaktadır. Retscreen Yazılımı'nda emisyonların hesaplanmasında; santralde kullanılan yakıt türü, miktarı ve emisyon faktörüne göre; ülkemizde Çevre Şehircilik ve İklim

Değişikliği Bakanlığı tarafından da kullanılan IPCC 2006 kılavuzuna göre, detaylı bir hesaplama yapılmamaktadır. Geliştirilen simülasyonun $CO_2$ emisyonu hesaplama yöntemi, IPCC 2006 kılavuzunu kullandığından ve yakıt türüne göre hesaplama yapmasından dolayı Retscreen Yazılımı'na göre daha kapsamlıdır.

Tablo 6.29'da elde ede edilen sonuçlar; geliştirilen simülasyon için, Senaryo 1'e göre yapılmıştır. Geliştirilen simülasyonun $CO_2$ emisyonları, Retscreen sonuçlarına göre % 79,2 sapma içermektedir.

Bu sonuçlara göre *GÖS* değerinin sapması; % - 18,5 olarak hesaplanmıştır. Bu sapma, Retscreen Yazılımı'nın, geliştirilen simülasyondan farklı olarak içerdiği enflasyon (%2 ) ve vergi öncesi içsel getiri oranı (%21,4) parametrelerinden kaynaklanmıştır, $CO_2$ emisyonları Senaryo 1'de GÖS parametresi üzerinde etkili olmadığında GÖS sapma oranı üzerinde etki yaratmamaktadır.

Excel simülasyonun Retscreen'e göre; daha detaylı ve esnek veri giriş alanı içermesi, elde ettiği *GÖS* ana parametre sonucunun ülkemiz piyasa koşullarındaki termik santral için daha yakın değerleri vermesi, $CO_2$ emisyonları için ilgili yakıta ait daha güvenilir sonuçları vermesi, yenilenebilir ve fosil kaynaklara dayalı birim enerji üretim maliyet sonuçlarını gelecek projeksiyonda SKDM ve ETS gibi regülasyonların etkisi dahilinde de vermesi ve teknolojiler arasında rekabete dayalı karşılaştırma olanağı sağlaması gibi nedenler, geliştirilen simülasyonun kapsamlı ve güvenilir olduğunu göstermektedir.

# 7.İRDELEMELER

Bu çalışma kapsamında geliştirilen Excel tabanlı simülasyon programına yapılan veri girişleri neticesinde termik ve PV güneş enerji santrallerinin geri ödeme sürelerinin ve birim enerji üretim maliyetlerinin, termik santraller için yakıtlar bazında, PV güneş enerji santralleri için sabit eğimli veya güneş takipli sistemler bazında nasıl değiştiği hakkında iki farklı senaryo altında kapsamlı sonuçlar elde edilmiştir.

Günümüzde, fosil yakıtlardan çıkılarak yenilenebilir kaynaklar aracılığı ile enerji üretim yöneliminin önemi vurgulanmaktayken, bu çalışma ile Afşin Elbistan B (Akdeniz Bölgesi), 18 Mart Çan (Marmara Bölgesi) ve Çayırhan Termik (İç Anadolu Bölgesi) Santralleri için yapılan analizler aracılığı ile; termik santrallerin açık kömür sahalarında, fosil yakıta alternatif olarak ülkemizin 2050 yılı net sıfır emisyon taahhüdünü destekleyecek şekilde, PV güneş enerji santrallerine geçiş durumunda sağlanacak avantajlar sayısal analizlerle ortaya konmuştur.

Senaryo-1'e göre SKDM'nin dahil edilmediği durumda, farklı kurulu güçteki 3 termik santralin aynı kapasite oranında çalıştıkları varsayılarak linyite dayalı üretim santrallerinin günümüz koşullarındaki *GÖS'*leri 12,4 yıl, *LCOE*'leri ise 123,77 USD/MWh olarak hesaplanmıştır. Yine senaryo-1'e göre bu termik santrallerin daha verimli ve daha düşük emisyonlu ithal kömüre dayalı üretim kurgusundaki *GÖS'*leri 12,9 yıl, *LCOE*'leri ise 125,31 USD/MWh olarak hesaplanmıştır.

Senaryo-2'ye göre SKDM'nin yürürlüğe girdiği ve termik santrallerin yıllık toplam üretimlerinin %25'ini AB'ye direkt veya dolaylı yoldan ihraç ettikleri varsayımı ile hesaplamalara dahil edildiği durumda; farklı kurulu güçteki 3 termik santralin aynı kapasite oranında çalıştıkları varsayılarak linyite dayalı üretim santrallerinin günümüz koşullarındaki *GÖS'*leri 17,4 yıl, *LCOE'*leri ise 136,01 USD/MWh olarak hesaplanmıştır. Yine senaryo-2'ye göre bu termik santrallerin daha verimli ve daha düşük emisyonlu ithal kömüre dayalı üretim kurgusundaki *GÖS'*leri 17,8 yıl, *LCOE*'leri ise 136,78 USD/MWh olarak hesaplanmıştır.

Termik santrallerin açık kömür sahalarında PV güneş enerji santrallerine dayalı elektrik üretim potansiyeli, PVSYST Yazılımı aracılığı ile elde edilmiştir. Üretim sonuçları üzerinde, bölgelerin toplam ve direkt ışınım, sıcaklık, rakım ve uzak gölgeleme kayıpları

gibi bölgesel faktörler değişiklik yarattığından dolayı, 3 termik santralin açık kömür sahası için farklı üretim sonuçları elde edilmiştir. Çayırhan Termik Santrali açık kömür sahası, 18 Mart Çan ve Afşin Elbistan B Termik Santrallerinin açık kömür sahaları kadar büyük olmadığından, elde edilen sonuçların bölgesel bazda eşit şartlarda karşılaştırılabilmesi açısından, 3 bölgenin de birim alandaki ($m^2$) enerji üretim miktarları üzerinden değerlendirmeler yapılmıştır.

Afşin Elbistan B Termik Santrali'nin açılmış 1954, 3 hektar kömür maden alanının 1123,8 hektarlık kısmında kurulabilecek 1214 MWp kurulu güçteki, yıllık üretimin 2833057 MWh olduğu Afşin Elbistan B takipli PV güneş enerji santrali için, Senaryo-1'e göre ETS'nin dahil edilmediği durumda *GÖS* 3,9 yıl, *LCOE* 41,12 USD/MWh olarak hesaplanmıştır. Senaryo-2'ye göre Afşin Elbistan B takipli PV güneş enerji santrali için ETS'nin dahil edildiği ve mevcuttaki linyit kullanımının sıfıra indirgenmesi nedenli karbon varlığı geliri *(KVG)* elde edilen üretim kurgusundaki *GÖS* 3,7 yıl, *LCOE* ise 36,99 USD/MWh olarak hesaplanmıştır.

Afşin Elbistan B Termik Santrali'nin açılmış 1954, 3 hektar kömür maden alanının 1123,8 hektarlık kısmında kurulabilecek 1214 MWp kurulu güçteki, yıllık üretimin 2275096 MWh olduğu Afşin Elbistan B sabit eğimli PV güneş enerji santrali için, Senaryo-1'e göre ETS'nin dahil edilmediği durumda *GÖS* 4,1 yıl, *LCOE* 43,19 USD/MWh olarak hesaplanmıştır. Senaryo-2'ye göre Afşin Elbistan B sabit eğimli PV güneş enerji santrali için ETS'nin dahil edildiği ve mevcuttaki linyit kullanımının sıfıra indirgenmesi nedenli karbon varlığı geliri elde edilen üretim kurgusundaki *GÖS* 3,9 yıl, *LCOE* ise 39,06 USD/MWh olarak hesaplanmıştır.

Çayırhan Termik Santrali'nin açılmış 239,2 hektar kömür maden alanının tamamına kurulabilecek 258,3 MWp Kurulu güçteki, yıllık üretimin 516172 MWh olduğu Çayırhan takipli PV güneş enerji santrali için, Senaryo-1'e göre ETS'nin dahil edilmediği durumda *GÖS* 4,6 yıl, *LCOE* 48,02 USD/MWh olarak hesaplanmıştır. Senaryo-2'ye göre Çayırhan takipli PV güneş enerji santrali için ETS'nin dahil edildiği ve mevcuttaki linyit kullanımının sıfıra indirgenmesi nedenli karbon varlığı geliri elde edilen üretim kurgusundaki *GÖS* 4,4 yıl, *LCOE* ise 43,89 USD/MWh olarak hesaplanmıştır.

Çayırhan Termik Santrali'nin açılmış 239,2 hektar kömür maden alanının tamamına kurulabilecek 258,3 MWp kurulu güçteki, yıllık üretimin 425911 MWh olduğu Çayırhan sabit eğimli PV güneş enerji santrali için, Senaryo-1'e göre ETS'nin dahil edilmediği

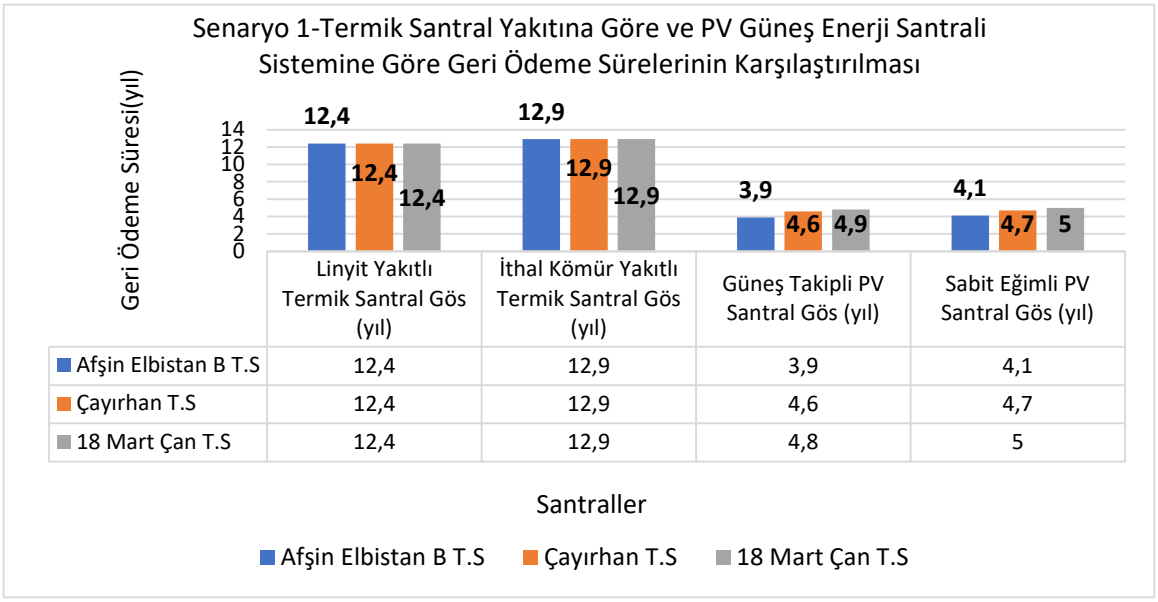
durumda *GÖS* 4,7 yıl, *LCOE* 49,09 USD/MWh olarak hesaplanmıştır. Senaryo-2'ye göre Çayırhan sabit eğimli PV güneş enerji santrali için ETS'nin dahil edildiği ve mevcuttaki linyit kullanımının sıfıra indirgenmesi nedenli karbon varlığı geliri elde edilen üretim kurgusundaki *GÖS* 4,5 yıl, *LCOE* ise 44,96 USD/MWh olarak hesaplanmıştır.

18 Mart Çan Termik Santrali'nin açılmış 1862,5 hektar kömür maden alanının 1123,8 hektarlık kısmında kurulabilecek 1214 MWp kurulu güçteki, yıllık üretimin 2330760 MWh olduğu 18 Mart Çan takipli PV güneş enerji santrali için, Senaryo-1'e göre ETS'nin dahil edilmediği durumda *GÖS* 4,9 yıl, *LCOE* 49,99 USD/MWh olarak hesaplanmıştır. Senaryo-2'ye göre 18 Mart Çan takipli PV güneş enerji santrali için ETS'nin dahil edildiği ve mevcuttaki linyit kullanımının sıfıra indirgenmesi nedenli karbon varlığı geliri elde edilen üretim kurgusundaki *GÖS* 4,6 yıl, *LCOE* ise 46,30 USD/MWh olarak hesaplanmıştır.

18 Mart Çan Termik Santrali'nin açılmış 1862,5 hektar kömür maden alanının 1123,8 hektarlık kısmında kurulabilecek 1214 MWp kurulu güçteki, yıllık üretimin 1916407 MWh olduğu 18 Mart Çan sabit eğimli PV güneş enerji santrali için, Senaryo-1'e göre ETS'nin dahil edilmediği durumda *GÖS* 5,0 yıl, *LCOE* 51,28 USD/MWh olarak hesaplanmıştır. Senaryo-2'ye göre 18 Mart Çan sabit eğimli PV güneş enerji santrali için ETS'nin dahil edildiği ve mevcuttaki linyit kullanımının sıfıra indirgenmesi nedenli karbon varlığı geliri elde edilen üretim kurgusundaki geri ödeme süresi 4,7 yıl, birim enerji üretim maliyeti ise 47,15 USD/MWh olarak hesaplanmıştır.

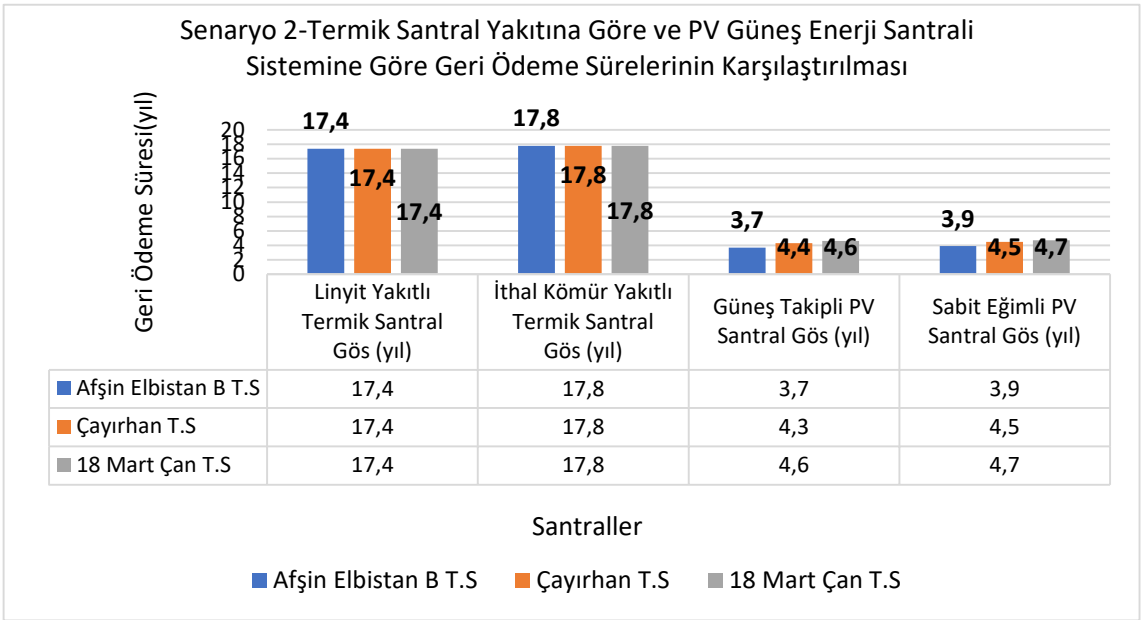
Termik ve PV güneş enerji santrallerinin geri ödeme sürelerinin SKDM ve ETS 'ye bağlı senaryolara göre nasıl değiştiği Şekil 7.1 ve 7.2'deki grafikler aracılığı ile net bir şekilde ortaya konmuştur. Şekillerden görüldüğü üzere SKDM'nin, termik santraller tarafından bir yılda salınan $CO_2$ emisyonlarının %25 orandaki sorumluluğu alınarak devreye girdiğinin varsayıldığı durumda, termik santrallerin geri ödeme sürelerinin 1/4 orandaki sorumluluk dahilinde bile önemli miktarda arttığı, ETS devreye girdiğinde ise PV güneş enerji santrallerinin geri ödeme sürelerinin azaldığı görülmüştür.

Şekil 7.1'de termik ve PV güneş enerji santrallerinin Senaryo 1 kapsamındaki geri ödeme süreleri verilmiştir.



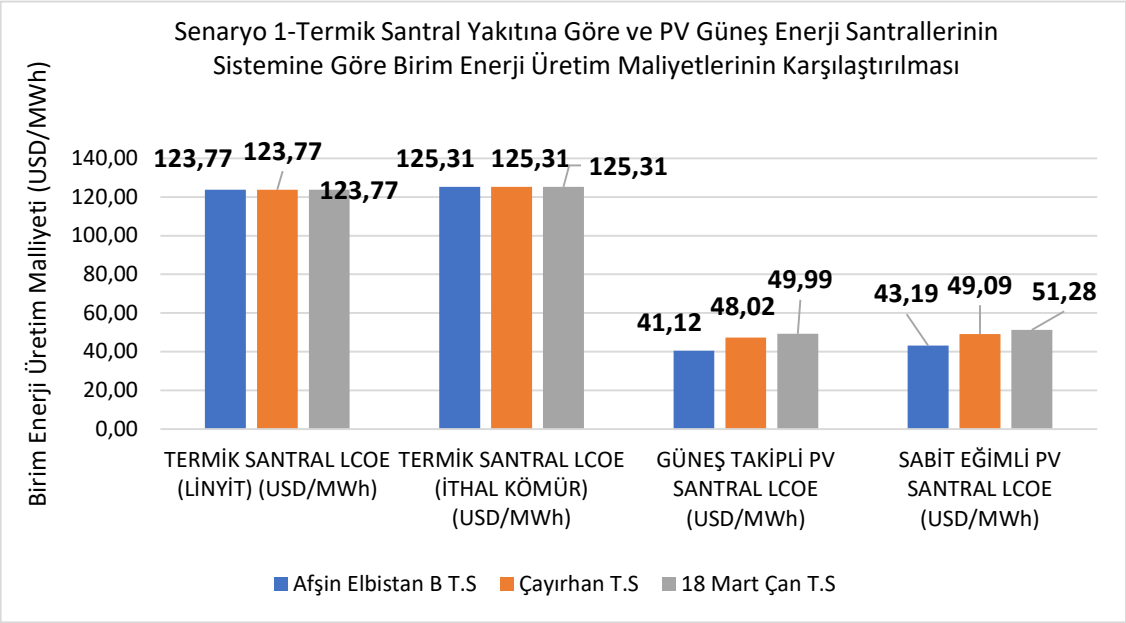

Şekil 7.1 Termik ve PV santrallerin Senaryo-1'e göre geri ödeme süreleri

Şekil 7.2'de termik ve PV güneş enerji santrallerinin Senaryo 2 kapsamındaki geri ödeme süreleri verilmiştir.



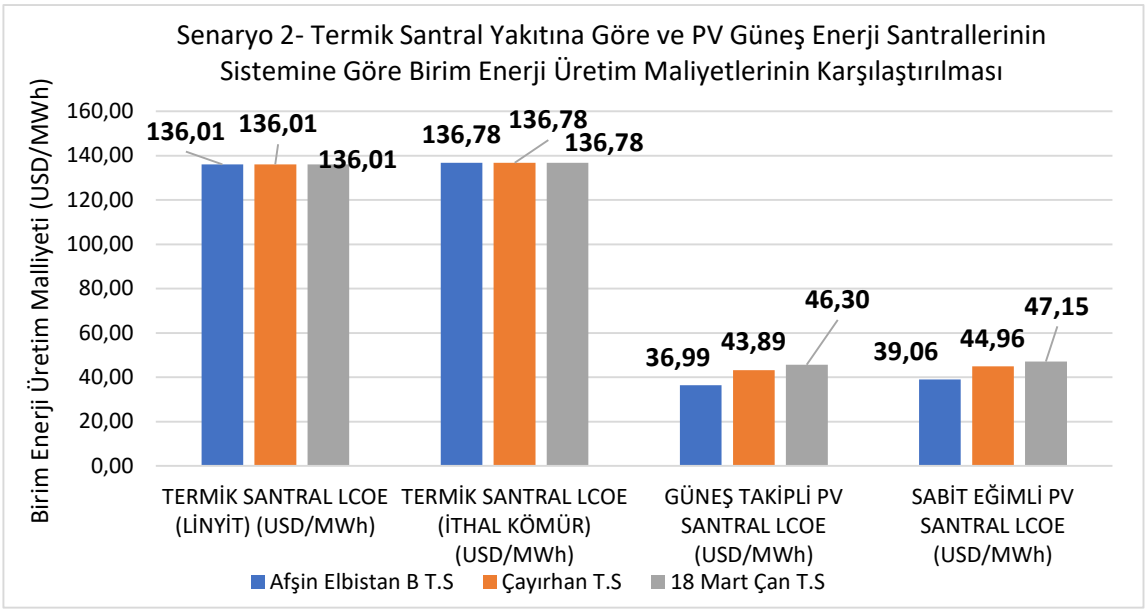

Şekil 7.2 Termik ve PV santrallerin Senaryo-2'ye göre geri ödeme süreleri

Şekil 7.3'te termik ve PV güneş enerji santrallerinin Senaryo 1 kapsamındaki birim enerji üretim maliyetleri verilmiştir.




Şekil 7.3 Termik ve PV santrallerin Senaryo-1'e göre birim enerji üretim maliyetleri

Şekil 7.4'te termik ve PV güneş enerji santrallerinin Senaryo 2 kapsamındaki birim enerji üretim maliyetleri verilmiştir.




Şekil 7.4 Termik ve PV santrallerin Senaryo-2'ye göre birim enerji üretim maliyetleri

Termik santraller için matematiksel modelde etkili olan ; *i,* $\eta$ , *FLH,* $L_T$ parametreleri ile güneş takipli PV santrallerin *i* ve *C* parametresinin sabit eğimli sistemlere göre artış oranı literatürdeki aralıklara göre değiştiğinde, $L_T$ parametresinin termik santral için PVsantral ile eşit (25 yıl) alındığı durumlara göre, Excel simülasyonu ana sonuçlarının değişimi irdelenmiş ve sonuçlar aşağıdaki tablolarda verilmiştir.

Termik santraller için IPCC 5. Değerlendirme Raporu'nda *FLH* parametresi 3700 ile 7400 saat/yıl aralığında verilmiş, örnek simülasyonda 6500 saat/yıl alınmıştır. Örnek olarak; Senaryo 1'e göre linyit bazlı Afşin Elbistan B Termik Santrali için *FLH* parametresi dışındaki parametreler korunmuş ($i$ %10, $L_T$ 40 yıl, $\eta$ % 44 ) ve simülasyon çalıştırılmıştır. *FLH* için; 3700 saat/yıl'a göre sonuçlar Tablo 7.1'de, 7400 saat/yıl'a göre sonuçlar Tablo 7.2'de verilmiştir.

Tablo 7.1 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-1

| **Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl),** $E_{TS}$ | **Yatırım Maliyeti (USD),** ***I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl),** ***NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl),** ***YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl),** ***GÖS*** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh),** ***LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 5328000,00 | 5028648768,00 | 596.736.000,00 | 380991465,96 | 23,3 | 168,02 |

Tablo 7.1'deki sonuçlara göre; *FLH* parametresi 3700 saat/yıl'a düşürüldüğünde, linyite dayalı Afşin Elbistan B Termik Santrali için *GÖS* 12,4 yıldan 23,3 yıla, *LCOE* 123,77'den 168,02 USD/MWh'ye yükselmiştir.

Tablo 7.2'deki sonuçlara göre; *FLH* parametresi 7400 saat/yıl'a çıkarıldığında linyite dayalı Afşin Elbistan B Termik Santrali için *GÖS* 12,4 yıldan 10,8 yıla, *LCOE* 123,77'den 116,66 USD/MWh'ye düşmüştür.

Tablo 7.2 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-2

| **Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl), *GÖS*** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 5328000,00 | 5028648768,00 | 1193472000,00 | 728862931,92 | 10,8 | 116,66 |

Termik santraller için IPCC 5. Değerlendirme Raporu'nda $\eta$ parametresi %33 ile %48 aralığında verilmiş, simülasyonda % 44 alınmıştır. Örnek olarak; Senaryo 1'e göre linyit bazlı Afşin Elbistan B Termik Santrali için $\eta$ parametresi dışındaki parametreler korunmuş (*FLH* 6500 saat/yıl, $i$ %10, $L_T$ 40 yıl), $\eta$ %33 ve % 48 girilerek iki farklı irdelemede simülasyon çalıştırılmış ve %33'e göre sonuçlar Tablo 7.3'te ve % 48'e göre sonuçlar Tablo 7.4'te irdelenmiştir.

Tablo 7.3 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-3

| **Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl), *GÖS*** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 9360000,00 | 5028648768,00 | 1048320000,00 | 837346064,41 | 23,8 | 144,4 |

Tablo 7.3'e göre $\eta$ parametresi % 44'ten % 33'e düşürüldüğünde linyite dayalı Afşin Elbistan B Termik Santrali için *GÖS* 12,4 yıldan 23,8 yıla, *LCOE* 123,77'den 144,4 USD/MWh 'ye yükselmiştir.

Tablo 7.4 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-4

| **Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl), *GÖS*** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 9360000,00 | 5028648768,00 | 1048320000,00 | 595970419,28 | 11,1 | 118,61 |

Tablo 7.4'e göre $\eta$ parametresi %44'ten % 48'e çıkarıldığında linyite dayalı Afşin Elbistan B Termik Santrali için *GÖS* 12,4 yıldan 11,1 yıla, *LCOE* 123,77'den 118,61 USD/MWh 'ye düşmüştür.

IPCC 5. Değerlendirme Raporu'nda $L_T$ parametresi termik santraller için 40 yıl, PV santraller için 25 yıl verilmiştir, simülasyonda $L_T$ parametresi termik santralde 40 yıl alınmıştır. Örnek olarak; Senaryo 1'e göre linyit bazlı Afşin Elbistan B Termik Santrali için $L_T$ parametresi dışındaki parametreler korunmuş ($\eta$ % 44, *FLH* 6500 saat/yıl, $i$ %10), $L_T$ parametresi PV santrallerdeki gibi 25 yıl alınarak simülasyon çalıştırılmış, Tablo 7.5'te sonuçlar irdelenmiştir.

Tablo 7.5 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-5

| **Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl), *GÖS*** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 9360000,00 | 5028648768,00 | 1048320000,00 | 644245548,31 | 12,4 | 128,02 |

Tablo 7.5'e göre $L_T$ parametresi 25 yıla düşürüldüğünde linyite dayalı Afşin Elbistan B Termik Santrali için *GÖS* 12,4 yıl olarak değişmezken, *LCOE* 123,77'den 128,02 USD/MWh 'ye yükselmiştir.

IPCC 5. Değerlendirme Raporu'nda $i$ faiz parametresi enerji santralleri için %5 verilmiştir, ülkemizde enerji santrali yatırımları için yapılan araştırma sonucuna göre matematiksel modelde $i$ parametresi %10 girilmiştir. Örnek olarak; Senaryo 1'e göre linyit bazlı Afşin Elbistan B Termik Santrali için $i$ parametresi dışındaki parametreler korunmuş ($\eta$ % 44, *FLH* 6500 saat/yıl, $L_T$ 40 yıl), $i$ parametresi % 5 ve 15 girilerek simülasyon çalıştırılmış, % 5' e göre sonuçlar Tablo 7.6'da, % 15' e göre sonuçlar Tablo 7.7'de irdelenmiştir.

Tablo 7.6 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-6

| **Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl), *GÖS*** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 9360000,00 | 4344472314,00 | 1048320000,00 | 644245548,31 | 10,8 | 116,29 |

Tablo 7.7 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-7

| **Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{TS}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl), *GÖS*** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 9360000,00 | 5805999342,00 | 1048320000,00 | 644245548,31 | 14,4 | 132,26 |

Tablo 7.6'daki sonuçlara göre; $i$ parametresi %5'e düşürüldüğünde, linyite dayalı Afşin Elbistan B Termik Santrali için *GÖS* 12,4 yıldan 10,8 yıla, *LCOE* 123,77'den 116,29 USD/MWh'ye düşmüştür.

Tablo 7.7'deki sonuçlara göre; $i$ parametresi %15'e çıkarıldığında linyite dayalı Afşin Elbistan B Termik Santrali için *GÖS* 12,4 yıldan 14,4 yıla, *LCOE* 123,77'den 132,26 USD/MWh'ye yükselmiştir.

Güneş takipli PV santrallerin gecelik sermaye maliyeti *C* parametresinin sabit sistemlere göre artış oranı, literatürdeki aralığa göre modelde % 20 girilmiştir. Örnek olarak; Senaryo 1'e göre Afşin Elbistan B güneş takipli PV santralde, *C* için % 14 oranında artış girilmiş, *C* dışındaki parametreler korunmuş ($i$ %10, $L_T$ 25 yıl), sonuçlar Tablo 7.8'de irdelenmiştir.

Tablo 7.8 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-8

| **PV Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{PV\ GES}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 2833057,00 | 853585009,20 | 246475959,00 | 17518020,00 | 3,7 | 39,38 |

Tablo 7.8'deki sonuçlara göre *C* parametresinin sabit eğimli sistemlere göre artış oranı % 14'e düşürüldüğünde, Afşin Elbistan B güneş takipli PV santrali için *GÖS* 3,9 yıldan 3,7 yıla, *LCOE* 41,12'den 39,38 USD/MWh'ye düşmüştür.

IPCC 5. Değerlendirme Raporu'nda $i$ faiz parametresi enerji santralleri için %5 verilmiştir, ülkemizde enerji santrali yatırımları için yapılan araştırma sonucuna göre matematiksel modelde $i$ parametresi %10 girilmiştir. Örnek olarak; Senaryo 1'e göre Afşin Elbistan B güneş takipli PV santrali için $i$ parametresi dışındaki parametreler korunmuş ($i$ %10, $L_T$ 25 yıl, *C* için % 20 artış hali), $i$ parametresi % 5 ve 15 girilerek simülasyon

çalıştırılmış, % 5' e göre sonuçlar Tablo 7.9'da, % 15' e göre sonuçlar Tablo 7.10'da irdelenmiştir.

Tablo 7.9 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-9

| **PV Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{PV\,GES}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 2833057,00 | 879062256,00 | 246475959,00 | 17518020,00 | 3,8 | 40,37 |

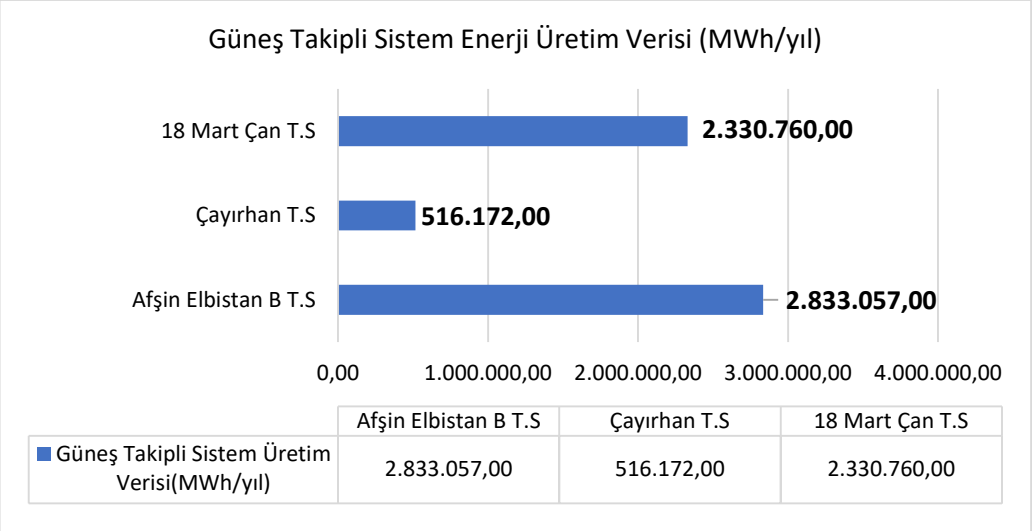
Tablo 7.10 Senaryo-1 Afşin Elbistan B için simülasyon ana çıktıları irdelme-10

| **PV Santral Yıllık Elektrik Üretim Miktarı (MWh/yıl) , $E_{PV\,GES}$** | **Yatırım Maliyeti (USD), *I*** | **Yıllık Net Satışlar (USD/Yıl), *NS*** | **Yıllık Toplam Gider (USD/Yıl), *YG*** | **Geri Ödeme Süresi (Yıl)** | **Birim Enerji Üretim Maliyeti (USD/MWh), *LCOE*** |
|---|---|---|---|---|---|
| 2833057,00 | 917958816,00 | 246475959,00 | 17518020,00 | 4,0 | 41,88 |

Tablo 7.9'daki sonuçlara göre $i$ parametresi PV santralde % 5'e düşürüldüğünde, Afşin Elbistan B güneş takipli PV santrali için *GÖS* 3,9 yıldan 3,8 yıla, *LCOE* 41,12'den 40,37 USD/MWh'ye düşmüştür.

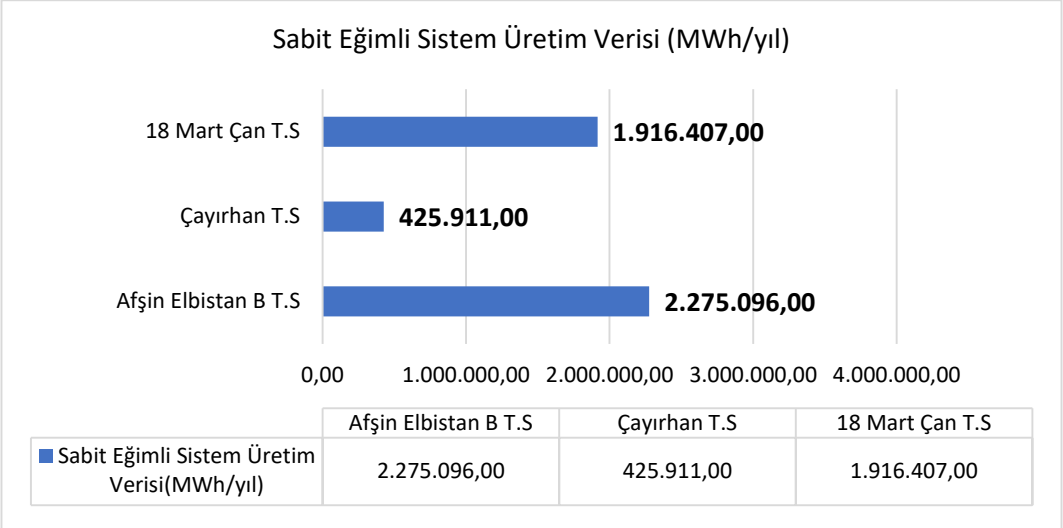
Tablo 7.10'daki sonuçlara göre $i$ parametresi PV santralde % 15'e çıkarıldığında, Afşin Elbistan B güneş takipli PV santrali için *GÖS* 3,9 yıldan 4,0 yıla, *LCOE* 41,12'den 41,88 USD/MWh'ye çıkmıştır.

Simülasyon örnek uygulamasında PVSYST Yazılımı'na girilen parametrelere göre; güneş takipli PV santrallerin, ilgili termik santral açık kömür sahasında 1 yılda üretilebilecekleri enerji miktarları Şekil 7.5'te verilmiştir.




Şekil 7.5 Güneş takipli PV santrallerin yıllık üretim verileri

Simülasyon örnek uygulamasında PVSYST Yazılımı'na girilen parametrelere göre; sabit eğimli PV santrallerin, ilgili termik santral açık kömür sahasında 1 yılda üretilebilecekleri enerji miktarları Şekil 7.6'da verilmiştir.




Şekil 7.6 Sabit eğimli PV santrallerin yıllık üretim verileri

Çalışmada seçilen Afşin Elbistan B ve 18 Mart Çan Termik Santrallerinin açılmış kömür saha büyüklüklerinin 1214 MWp Kurulu güçte güneş takipli veya sabit eğimli PV santral kurulumu için yeterli olmasından dolayı, 2 bölgedeki santralin aynı alan büyüklüğü ile tasarlanması bakımından, kömür sahalarındaki üretim sonuçlarının eşit şartlarda karşılaştırılmasına olanak sağlanmıştır. Fakat Çayırhan Termik Santrali'nin açılmış kömür saha büyüklüğü bu iki santrale oranla çok daha küçük olduğundan, sahaya kurulabilecek santral daha düşük kurulu güçte olmaktadır. Bu bağlamda, PV santral üretim sonuçlarının 3 termik santralin açık kömür sahası için de eşit şartlarda karşılaştırılabilmesi için; santrallerde 1 yılda birim alan ($m^2$) başına üretilebilecek enerji miktarına bakılmıştır.

Tablo 7.11 Kömür sahalarının birim alandaki üretim potansiyellerinin sabit eğimli ve güneş takipli PV sistemlerdeki sonuçları ile sahaların direkt/toplam ışınım oranları

| **Açık Kömür Sahası** | **Sabit Eğimli Santral Bir Yılda Üretilen Enerji/Alan (MWh/m$^2$)** | **Güneş Takipli Santral Bir Yılda Üretilen Enerji/Alan (MWh/m$^2$)** | **Direkt Işınım/Toplam Işınım Oranı** |
|---|---|---|---|
| Afşin Elbistan B Termik Santrali | 0,20 | 0,25 | 0,72 |
| Çayırhan Termik Santrali | 0,18 | 0,22 | 0,64 |
| 18 Mart Çan Termik Santrali | 0,17 | 0,21 | 0,60 |

Tablo 7.11'de görüldüğü üzere, direkt ışınım/toplam ışınım oranının en yüksek olduğu Afşin Elbistan B termik santrali açık kömür sahasında 1 yılda birim alandaki enerji üretim potansiyel miktarı; takipli santralde 0,25 MWh/m$^2$, sabit eğimli santralde 0,20 MWh/m$^2$ olmuştur.

Afşin Elbistan B Santrali'ni; direkt ışınım/toplam ışınım oranının Çan Termik Santrali'ne göre daha yüksek olduğu Çayırhan Termik santrali takip etmektedir. Çayırhan Termik Santrali açık kömür sahasında 1 yılda birim alandaki enerji üretim potansiyel miktarı; güneş takipli sistem için 0,22 MWh/m$^2$, sabit eğimli sistem için 0,18 MWh/m$^2$ olmuştur.

Üç santral arasında direkt ışınım/toplam ışınım oranının en düşük olduğu 18 Mart Çan Termik Santrali açık kömür sahası için birim alandaki enerji üretim potansiyel miktarı; takipli santralde 0,21 MWh/m$^2$, sabit eğimli santralde 0,17 MWh/m$^2$ olmuştur.

Çalışmada, PV güneş enerji santrallerin sistemlerine ve kuruldukları bölgelere göre geri ödeme süreleri ve birim enerji üretim maliyetlerinde önemli değişiklik olduğu analiz edilmiştir.

Tablo 7.12'de güneş takipli PV sistemlerin ilgili sahada bir yılda birim alanda üretebildikleri enerji miktarları, kömür sahalarının direkt ışınım/toplam ışınım oranları ve santral geri ödeme süreleri verilmiştir.

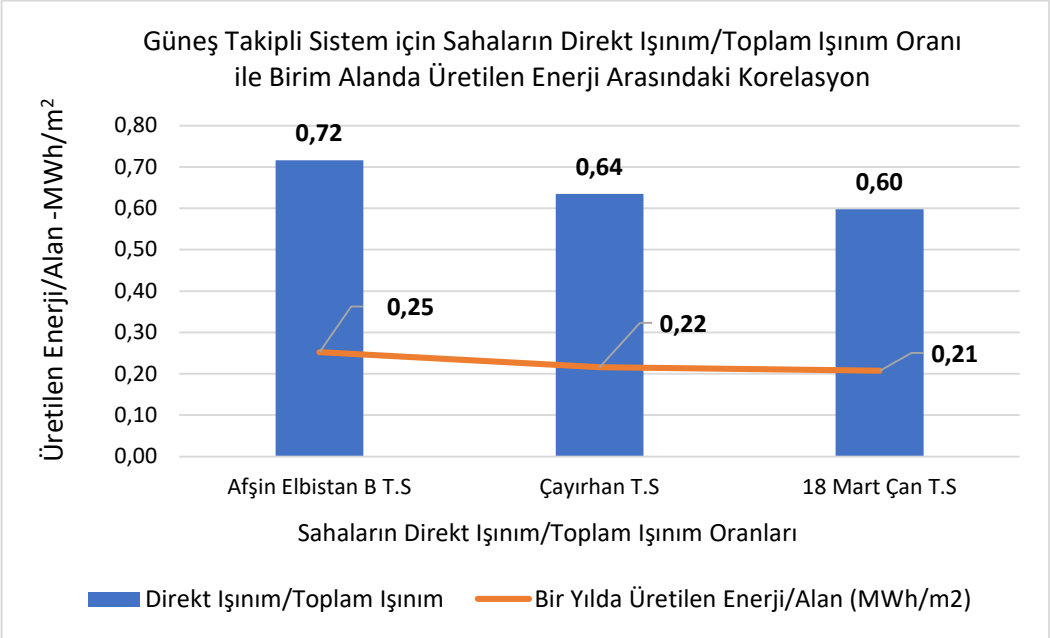
Tablo 7.12 Kömür sahalarının güneş takipli sistemler için karşılaştırmalı sonuçları

| **Açık Kömür Sahası** | **Direkt Işınım/Toplam Işınım Oranı** | **Bir Yılda Üretilen Enerji/Alan (MWh/m$^2$)** | **Santral Geri Ödeme Süresi(yıl)** |
|---|---|---|---|
| Afşin Elbistan B Termik Santrali | 0,72 | 0,25 | 3,9 |
| Çayırhan Termik Santrali | 0,64 | 0,22 | 4,6 |
| 18 Mart Çan Termik Santrali | 0,60 | 0,21 | 4,8 |

Tablo 7.12'deki sonuçlardan görüldüğü üzere; ışınım oranının en düşük olduğu Çan Termik Santral sahasındaki direkt ışınım/toplam ışınım oranı, Çayırhan Termik Santrali'ne geçişte 0,04 artarken, takipli PV santrallerde birim alandaki enerji üretim miktarı bir yılda 0,01 MWh artmıştır. Çayırhan Termik Santrali'nden, Afşin B Santrali'ne geçişte sahaların direkt ışınım/toplam ışınım oranı 0,08 artarken, takipli PV santrallerde birim alandaki enerji üretim miktarı bir yılda 0,03 MWh artmıştır. Analiz edildiği üzere; bölgeler arasındaki direkt ışınım/toplam ışınım oranı arttıkça, birim enerji üretimindeki artış da daha fazla olmuştur.

Güneş takipli sistemlerin toplam (direkt ve difüz) ışınımdan daha çok faydalanma amacı ile tasarlandığı düşünüldüğünde, bu çalışmada bölgenin direkt ışınım/toplam ışınım oranı arttıkça, takipli sistemlerin bölgeler arasındaki üretim oranının da arttığı gözlenmiş ve dolayısı ile takipli sistemlerin tasarım amaçları çalışma sonuçlarına göre de desteklenmiştir. Direkt ışınım/toplam ışınım oranının yüksek olduğu bölgelerde, güneş takipli PV enerji santralin yatırımı sabit eğimli sisteme göre daha kısa sürede ödediği ve birim enerji üretim maliyetinin de daha düşük olduğu analiz edilmiştir. Şekil 7.7'de, güneş takipli PV

santrallerin; kurulduğu bölgenin birim alanındaki enerji üretim miktarı ile bölgenin direkt ışınım/toplam ışınım oranı arsasındaki korelasyon, grafik üzerinde gösterilmiştir.




Şekil 7.7 Kömür sahalarının direkt/toplam ışınım oranı ile güneş takipli PV santrallerin birim alandaki enerji üretim miktarının korelasyonu

Afşin Elbistan B, Çayırhan ve 18 Mart Çan Termik Santralleri tarafından 2022 yılında şebekeye verilen elektrik miktarları ile; santrallerin açık kömür sahalarına entegrasyonu kurgulanan güneş takipli veya sabit eğimli PV santrallere dayalı üretilebilecek elektrik enerjisi miktarları, bu PV santrallerin kaplayacağı alan ve termik santrallerin toplam açık kömür saha alanı bilgileri Tablo 7.13'te verilmiştir [17], [23].

Tablo 7.13'e göre açılmış kömür sahası büyüklüğünün, mevcut termik santralin yıllık üretim miktarlarına ulaşabilecek PV santral kurulumuna yeterli olduğu Afşin Elbistan B ve 18 Mart Çan Termik Santral sahaları için PVSYST Yazılımı'ndan elde edilen sonuçlara göre entegrasyonu kurgulanan 1214 MWp kurulu güçteki takipli PV santrallerin, bu termik santrallerin 2022 yılında şebekeye verdikleri elektrik miktarlarının üzerinde bir üretim potansiyeli olduğu görülmüştür.

Tablo 7.13'e göre, PVSYST Yazılımı'ndan elde edilen sonuçlara dahilinde, bu sahalara entegrasyonu kurgulanan 1214 MWp kurulu güçteki sabit eğimli PV santrallerde ise, Afşin Elbistan B Termik Santrali'nin 2022 yılındaki üretiminin %82'sinin, Çan Termik

Santrali'nin 2022 yılındaki üretiminin %94'ünün sağlanabileceği bir üretim potansiyeli olduğu görülmüştür.

Yine Tablo 7.13'e göre, Çayırhan Termik Santrali'nin açılmış kömür saha büyüklüğünün izin verdiği ölçüde, PVSYST Yazılımı'ndan elde edilen sonuçlara göre kurulabilecek 258,3 MWp güçteki takipli PV santral ile, termik santralin 2022 yılındaki üretiminin %22'sinin, yine 258,3 MWp kurulu güçteki sabit eğimli PV santral ile termik santralin 2022 yılındaki üretiminin %18'inin üretilebilir potansiyeli olduğu görülmüştür.

Tablo 7.13 Sabit eğimli ve güneş takipli PV sistemlerdeki üretim sonuçları ile proje ve saha alan bilgisi

| **Termik Santral/Açık Kömür Sahası** | **2022 Yılında Şebekeye Verilen Elektrik Miktarı (MWh/yıl)** | **Güneş Takipli PV Santral ile Şebekeye Verilebilecek Elektrik Miktarı (MWh/yıl)** | **Sabit Eğimli PV Santral ile Şebekeye Verilebilecek Elektrik Miktarı (MWh/yıl)** | **Açık Kömür Saha Alanı (Hektar)** | **PV Proje Saha Alanı (Hektar)** |
|---|---|---|---|---|---|
| Afşin Elbistan B Termik Santrali | 2766577,00 | 2833057,00 | 2275096,00 | 1954,3 | 1123,8 |
| Çayırhan Termik Santrali | 2353083,00 | 516172,00 | 425911,00 | 239,2 | 239,2 |
| 18 Mart Çan Termik Santrali | 2033550,00 | 2330760,00 | 1916407 | 1862,5 | 1123,8 |

# 8.SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışma ile ülkemizde farklı coğrafi bölgelerden seçilen ve PV santral entegrasyonu kurgulanan üç termik santralin açık kömür sahalarındaki PV güneş enerjisine dayalı üretim potansiyelleri, PVSYST Yazılımı kullanılarak analiz edilmiştir. Entegrasyonu kurgulanan PV santrallerin geri ödeme süreleri ve elektrik üretim birim maliyetleri ile mevcuttaki termik santrallerde iki farklı yakıt türü için (linyit ve ithal kömür) termik santrallerin geri ödeme süreleri ve elektrik üretim birim maliyetlerini hesaplamak üzere; çevresel, teknik ve ekonomik süreç analizleri içeren bir Excel simülasyonu geliştirilmiştir.

Simülasyon 2 ayrı senaryoda çalıştırılmış olup, Senaryo 1'de SKDM ve ETS'nin devreye girmemiş olduğu durum, Senaryo 2'de ise termik santrallerde SKDM, PV santrallerde ETS'nin devreye girmiş olduğu durum ile önlenen ve salınan emisyonlar sonucunda, enerji santrallerinin geri ödeme süreleri ve elektrik üretim birim maliyetlerinin nasıl değişebileceği analiz edilmiştir. Çevresel regülasyonların enerji santralleri için gelecek projeksiyondaki etkilerinin simülasyon yazılımı aracılığıyla sayısallaştırması, ülkemizin Avrupa Yeşil Mutabakatı kapsamında çevre dostu enerji üretimine geçiş süreci için de yol gösterici nitelikte olmuştur.

## 8.1 Sonuçlar

- Çalışma sonucunda elde edilen bilgilere göre açılmış kömür sahası büyüklüğünün, mevcut termik santralin yıllık üretim miktarlarına ulaşabilecek PV santral kurulumuna yeterli olduğu Afşin Elbistan B ve 18 Mart Çan Termik Santral sahaları için PVSYST Yazılımı'ndan elde edilen sonuçlara göre entegrasyonu kurgulanan 1214 MWp kurulu güçteki takipli PV santrallerin, bu termik santrallerin 2022 yılında şebekeye verdikleri elektrik miktarlarının üzerinde bir üretim potansiyeli olduğu görülmüştür.
- PVSYST Yazılımı'ndan elde edilen sonuçlara göre bu sahalara entegrasyonu kurgulanan 1214 MWp kurulu güçteki sabit eğimli PV santrallerde ise, Afşin Elbistan B Termik Santrali'nin 2022 yılındaki üretiminin %82'sinin, Çan Termik Santrali'nin 2022 yılındaki üretiminin %94'ünün sağlanabileceği bir üretim potansiyeli olduğu görülmüştür.

- Çayırhan Termik Santrali'nin açılmış kömür saha büyüklüğünün izin verdiği ölçüde, PVSYST Yazılımı'ndan elde edilen sonuçlara göre kurulabilecek 258,3 MWp güçteki takipli PV santral ile; termik santralin 2022 yılındaki üretiminin %22'sinin, yine 258,3 MWp kurulu güçteki sabit eğimli PV santral ile termik santralin 2022 yılındaki üretiminin %18'inin üretilebilir potansiyeli olduğu görülmüştür.
- ETS ve SKDM'nin dahil edilmediği Senaryo 1'e göre; termik santrallerin geri ödeme süresi linyit kullanımında 12,4 yıl, ithal kömür kullanımında 12,9 yıl olarak hesaplanmıştır.
- Senaryo 2'de SKDM'nin devreye girmesi ile geri ödeme süresi, linyite dayalı termik santrallerde 17,4 yıla, ithal kömüre dayalı termik santrallerde 17,8 yıla çıkmıştır.
- Senaryo-1'de SKDM'nin dahil edilmediği durumda, linyite dayalı termik santrallerin birim enerji üretim maliyeti 123,77 USD/MWh, ithal kömüre dayalı üretim kurgusundaki birim enerji üretim maliyetleri ise 125,31 USD/MWh olarak hesaplanmıştır.
- Senaryo-2'de SKDM'nin dahil edildiği durumda linyite dayalı termik santrallerin birim enerji üretim maliyeti 136,01 USD/MWh'ye ithal kömüre dayalı üretim kurgusundaki birim enerji üretim maliyetleri ise 136,78 USD/MWh'ye çıkmıştır.
- Senaryo 1'de takipli PV güneş enerji santrallerin geri ödeme süresi; Afşin Elbistan B Santrali için 3,9 yıl, 18 Mart Çan Santrali için 4,9 yıl, Çayırhan Santrali için 4,6 yıl olarak hesaplanmıştır.
- Senaryo 2'de ETS'nin devreye girmesi ile takipli PV güneş enerji santralleri geri ödeme süresi; Afşin B Santrali'nde 3,7 yıla, Çan Santrali'nde 4,6 yıla, Çayırhan Santrali'nde 4,4 yıla düşmüştür.
- Senaryo-1'de sabit eğimli PV güneş enerji santrallerinin geri ödeme süresi; Afşin Elbistan B santrali için 4,1 yıl, 18 Mart Çan Santrali için 5 yıl, Çayırhan Santrali için 4,7 yıl olarak hesaplanmıştır.
- Senaryo 2'de ETS'nin devreye girmesi ile sabit eğimli PV güneş enerji santralleri geri ödeme süresi; Afşin B Santrali'nde 3,9 yıla, Çan Santrali'nde 4,7 yıla, Çayırhan Santrali'nde 4,5 yıla düşmüştür.

- Senaryo-1'de ETS'nin dahil edilmediği durumda birim enerji üretim maliyeti; Afşin Elbistan B takipli PV güneş enerji santrali için, 41,12 USD/MWh, sabit eğimli PV güneş enerji santrali için 43,19 USD/MWh olarak hesaplanmıştır.

- Senaryo-2'ye göre ETS'nin dahil edildiği ve mevcuttaki linyit kullanımının sıfıra indirgenmesi avantajı ile karbon varlığı geliri elde edilen üretim kurgusunda birim enerji üretim maliyeti*;* Afşin Elbistan B takipli PV güneş enerji santrali için, 36,99 USD/MWh'ye, sabit eğimli PV güneş enerji santrali için 39,06 USD/MWh'ye düşmüştür.

- Senaryo-1'de ETS'nin dahil edilmediği durumda birim enerji üretim maliyeti; Çayırhan takipli PV güneş enerji santrali için 48,02 USD/MWh, sabit eğimli PV güneş enerji santrali için 49,09 USD/MWh olarak hesaplanmıştır.

- Senaryo-2'ye göre ETS'nin dahil edildiği ve mevcuttaki linyit kullanımının sıfıra indirgenmesi avantajı ile karbon varlığı geliri elde edilen üretim kurgusunda birim enerji üretim maliyeti*;* Çayırhan takipli PV güneş enerji santrali için 43,89 USD/MWh'ye, sabit eğimli PV güneş enerji santrali için 44,96 USD/MWh'ye düşmüştür.

- Senaryo-1'de ETS'nin dahil edilmediği durumda birim enerji üretim maliyeti; 18 Mart Çan takipli PV güneş enerji santrali için 49,99 USD/MWh, sabit eğimli PV güneş enerji santrali için 51,28 USD/MWh olarak hesaplanmıştır.

- Senaryo-2'ye göre ETS'nin dahil edildiği ve mevcuttaki linyit kullanımının sıfıra indirgenmesi avantajı ile karbon varlığı geliri elde edilen üretim kurgusunda birim enerji üretim maliyeti*;* 18 Mart Çan takipli PV güneş enerji santrali için 46,30 USD/MWh'ye, sabit eğimli PV güneş enerji santrali için 47,15 USD/MWh'ye düştüğü görülmüştür.

- Senaryo-2'de SKDM devreye girdiğinde Çan Termik Santrali'nin birim enerji üretim maliyeti yaklaşık %10 artarken, PV santralde ETS'nin devreye girmesi ile ışınım oranının en düşük olduğu Çan Sahasında birim enerji üretim maliyeti yaklaşık % 8 düşmektedir.

- Bölüm 2'de, ülkemizdeki 50-2790 MWh aralığında kurulu güce sahip kömürlü santrallerin yıllık tahmini $CO_2$ emisyonları hesaplanmıştır. Hesaba göre yıllık 130 milyon ton $CO_2$ emisyonunu atmosfere salan bu santrallerin, var ise PV santral kurulumuna elverişli olan açık kömür sahalarında, PV güneş enerjisine dayalı elektrik

üretilmesi ile azımsanamayacak tutarlarda karbon varlığı geliştirebileceği, geliştirilen karbon varlığının, yenilenebilir kaynağa dayalı enerji üretim santrallerinin yatırım maliyetlerinin geri ödeme sürelerini kısaltacağı analiz edilmiştir.

- PV santral entegrasyonu kurgulanan bölgelerin direkt ışınım/toplam ışınım oranı arttıkça, bölgeler arasındaki elektrik üretim oranının da arttığı gözlenmiştir. Simülasyon ana sonuçları olan enerji santrali geri ödeme süresi ve birim enerji üretim maliyetlerinde; PV santraller için direkt ışınım/toplam ışınım oranı arttıkça düşüş gözlenmiştir.
- PV güneş enerji santralinde elektrik üretim birim maliyetleri sadece ilk yatırım ve bakım onarım giderlerine bağlı olduğundan, bu santrallerin gelecek projeksiyondaki elektrik üretim birim maliyeti, yakıt maliyetlerinin olmamasından dolayı termik santrallere göre çok daha öngörülebilirdir. Zira fosil yakıta dayalı elektrik üretim birim maliyeti, yakıt fiyatıyla doğrudan ilgilidir.
- Yenilenemeyen kaynaklara dayalı enerji üretimi; fosil kaynakların tükenmeye yaklaşması, tükenen kaynaktaki piyasa arz dengesinin bozulması ve kaynak fiyatının artması nedenleriyle fosil yakıta dayalı elektrik üretim birim maliyetleri gelecek için öngörülemeyen bir artış durumu barındırmaktadır.
- Simülasyon çalışmasında yapılan analizler ile elde edilen sonuçlara göre; linyit ve ithal kömüre dayalı elektrik üretim birim maliyetinin, kalorifik değeri bakımından daha verimli olan ithal kömürde az da olsa daha fazla olduğu görülmüştür.
- Kalorifik değeri bakımından tercih sebebi olacak ithal kömür fiyatının linyite göre yüksek olması, elektrik üretim maliyetlerinde artış yaratmakta ve dışa bağlı olduğumuz ithal kömür fiyatında yaşanacak her artış, ithal kömüre bağlı elektrik üreten santrallerin elektrik üretim birim maliyetini artıracaktır.
- Termik santrallerde üretilen elektrik için devlet tarafından üreticisine ödenen piyasa takas fiyatının, güneş enerjisine dayalı üretim için Yenilenebilir Kaynakları Destekleme Mekanizması kapsamında garanti edilen alım fiyatından daha yüksek olduğu görülmüştür. Buna göre devletin elektrik arzını fosil yakıta dayalı termik santrallerden sağlaması, PV santrallerden sağlamasına göre daha maliyetli olmaktadır.
- Bölüm 7'de yapılan irdelemelere göre, termik santrallerin elektrik üretim maliyetlerinde ilk yatırım maliyetleri haricinde; $\eta$ ve *FLH* parametrelerinin düşmesi ile ciddi oranda

artışlar görülmüştür. Santrallerin yüksek verim ve mevcutta kurulu olan tam kapasitesine yakın çalışması halinde enerji üretim birim maliyetlerinin düştüğü analiz edilmiştir,

- PV güneş enerjisine dayalı elektrik üretimi; ETS ile sağlanabilecek ek karbon varlığı geliri, fosil yakıta dayalı üretiminin azaltılması sonucunda $CO_2$ emisyonlarının azaltılarak ülkemizin 2050 yılı net sıfır emisyon taahhüdüne katkı yapılması gibi avantajlar barındırırken, AB tarafından regüle edilen SKDM'nin 2023 yılında raporlama yükümlülüğü ile devreye girmiş olması ve 2026 yılında sertifika satın aldırma yolu ile devreye girecek olması ve bu mekanizma ile fosil yakıtlara dayalı elektrik üretiminde ve tüketiminde, AB ile ticareti olan ülkelere karbon sertifikası ek maliyetleri doğacak olması, net sıfır emisyon hedeflerinden uzaklaşılması gibi nedenler, termik santrallerde kömüre dayalı elektrik üretimini günümüz şartlarında dezavantajlı hale getirmektedir.

## 8.2 Öneriler

- PV santrallere geçiş için simülasyondan elde edilen avantajlı sonuçlar dahilinde, ülkemizin yenilenebilir kaynaklara dayalı elektrik üretimini artırma planlamalarında termik santrallerin açık kömür sahalarının potansiyeli göz önünde bulundurulmalı, bu sahalara PV güneş enerji santrali kurulumu ile enerjide yenilenemeyen ve fiyat öngörüsü net olmayan ithal kaynaklara bağımlılık azaltılmalı, sürdürülebilir bir çevre ve öngörülebilir enerji üretim maliyet dengesi için fosil yakıtlardan çıkış desteklenmelidir.
- Bu çalışmaya dahil edilen santrallerden Çayırhan gibi açılmış kömür saha büyüklüğünün yeterli olmadığı kömür sahalarında; tamamen yenilenebilir kaynağa dayalı enerji üretilebilmesi için kamu üstün yararı gözetilerek ruhsat sahası dahilindeki arazinin de kısmi olarak kullanılabilmesi için optimum bir planlama yapılabilir veya güneş ve termik santral bir arada hibrit çalıştırılarak, fosil yakıtlara bağımlılık ve $CO_2$ emisyonları azaltılabilir.
- Bu çalışmanın matematiksel modelinde, IPCC kılavuzlarındaki seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyet yöntemi kullanılmış olup bu yöntemde, yatırım maliyetlerinin geri dönüş süresi üzerinde; yatırım bütçesinin sermaye maliyeti ve faiz oranı dışında enflasyon etkisi hesaba katılmamıştır, bundan sonra yapılacak çalışmalarda enflasyon etkisi de hesaplara dahil edilebilir.

- Bölüm 7'de yapılan irdelemelere göre, termik santrallerin elektrik üretim maliyetlerinde ilk yatırım maliyetleri haricinde; $\eta$ ve *FLH* parametrelerinin düşmesi ile ciddi oranda artışlar görülmüştür. Santrallerin yüksek verim ve mevcutta kurulu olan tam kapasitesine yakın çalışması halinde, enerji üretim birim maliyetlerinin düştüğü analiz edilmiştir, bu sebeple termik santrallerde verim artırma konusunda çalışmalara önem verilmeli, santraller bölgenin enerji ihtiyacına göre mümkünse tam kapasitelerine yakın çalışmalıdır.
- Bu çalışmanın matematiksel modelindeki $CO_2$ emisyonu hesaplarında, termik ve PV santrallerin komponent üretim aşamaları ve santral ömrü dolduğunda hizmetten alındıktan sonra ortaya çıkabilecek atık bertarafı ve maden sahası rehabilitasyon (termik santraller için) faaliyetlerinden kaynaklanabilecek $CO_2$ emisyonları hesaba katılmamıştır. Bundan sonra yapılacak çalışmalarda, santrallerin yaşam döngüsünün tamamının hesaba katıldığı bir yöntem geliştirilebilir.
- Bu çalışmada, güneş enerji santral yatırımları için ek bir depolama maliyeti hesaba katılmamış olup, bundan sonra yapılacak çalışmalarda, ilgili bölgenin ay bazlı elektrik tüketim verileri ışığında depolama maliyetleri eklenebilir.
- PV santral kurulum alanının küçük ve elektrik gereksiniminin fazla olduğu sahalarda, güneş takipli PV sistemler aynı alanda, sabit eğimli sistemlere göre daha fazla elektrik üretebilirler. Çalışmadan elde edilen sonuçlara göre PV sistem seçiminde, bölgenin direkt/toplam ışınım oranı ve enerji gereksinimi birlikte dikkate alınmalı, bu çalışmada yapıldığı gibi; ilgili sahanın üretim potansiyeline göre sabit ve takipli sistemler arasındaki birim enerji üretim maliyetleri ve geri ödeme süreleri hesaplanmalı, karşılaştırılmalı ve daha fizibil olan seçenek uygulanmalıdır.

# KAYNAKLAR


[1] T. Tanç, "Kömür ve Doğalgaz İle Çalışan Termik Santrallerin Retscreen Programı İle Çevresel Etkilerinin Karşılaştırılmalı İncelenmesi," Yüksek Lisans Tezi, Makine Mühendisliği, İskenderun Teknik Üniversitesi, Hatay, Türkiye, 2020.

[2] A. Etçi, "PVSYST Programı İle Modellenen Konya ve Van İllerinde Ges Santrallerinin Üretim Verilerinin Karşılaştırılması," Yüksek Lisans Tezi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği, Nevşehir Hacı Bektaş Veli Üniversitesi, Nevşehir, Türkiye, 2022

[3] H. Öztürk, "Bir Güneş Enerji Santralinin Üretim İle Simülasyon Değerlerinin Karşılaştırılması ve Kayıp Analizi: Beştepe Enerji Örneği," Yüksek Lisans Tezi, Çevre Bilimleri ve Enerji Yönetimi, Hasan Kalyoncu Üniversitesi, Gaziantep, Türkiye, 2021

[4] H.Demiryürek-1, U.Arifoğlu-1 ve M. Bolat-2, "Lebit Enerji Güneş Santralinin PVSYST Programı ile Analizi," 2020. [Online]. https://dergipark.org.tr/en/download/article-file/861806 (Erişim: Mart 15, 2023)

[5] B. Kocaekiz, "Bir Termik Santralin Enerji ve Verim Analizi," Yüksek Lisans Tezi, Makine Mühendisliği, Dokuz Eylül Üniversitesi, İzmir, Türkiye, 2010

[6] IPCC, "Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (Ulusal Sera Gazı Envanteri Rehberi Cilt-2 Enerji)," Volume 2 Energy, Introduction, pp. 18-19, Stationary Combustion, pp 16-17, 2006. [Online]. https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/ (Erişim: Mart 17,2023)

[7] T.C Çevre ve Şehircilik Bakanlığı, "Sera Gazı İzleme ve Raporlama Tebliği İzleme Planı Kılavuzu," 2014. [Online]. https://webdosya.csb.gov.tr/db/sera/editordosya/izleme_plani_kilavuzu_v1.pdf (Erişim: Mart 18, 2023)

[8] IPCC, "Mitigation of Climate Change Fifth Assessment Report (İklim Değişikliği Beşinci Değerlendirme Raporu)," Annex-III, pp 1331-1335, 2014. [Online]. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_full.pdf (Erişim: Mart 19, 2023)

[9] Uluslararası Enerji Ajansı, "International Energy Agency Projected Costs of Generating Electricity Report (Tahmini Enerji Üretim Maliyet Raporu)," 2020. [Online]. https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2020-12/egc-2020_2020-12-09_18-26-46_781.pdf (Erişim: Mart 19,2023)

[10] H. García-1, A.R.Duke-2 and H. Villatoro Flores-3, "Techno-economic comparison between photovoltaic systems with solar trackers and fixed structure in El Valle de Sula Honduras," 2020, DOI: 10.1088/1755-1315/776/1/012011

[11] IPCC, "Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Report," Annex-III, Recent Renewable Energy Cost and Performance Parameters, pp 1004-1107, 2011. [Online]. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/Annex-III-Recent-Renewable-Energy-Cost-and-Performance-Parameters-1.pdf (Erişim: Mart 20, 2023)

[12] Türkiye Taş Kömürü Kurumu, "2022 Yılı Taş Kömürü Sektör Raporu," pp 1-2, 2023. [Online]. http://taskomuru.net/tr/whiseezu/2023/05/2022YiliTaskomuruSektorRaporu..pdf (Erişim: Haziran 2, 2023)

[13] Semtrio, Avrupa Birliği ETS'deki ücretsiz tahsisatların Sınırda Karbon Düzenlemesi Mekanizması'na etkisi, https://www.semtrio.com/blog/ab-etsdeki-ucretsiz-tahsisatlar-sinirda-karbon-duzenlemesi-mekanizmasini-nasil-etkileyecek (Erişim: Nisan 1, 2023)

[14] Foreks, Biotrend Çevre ve Enerji Yatırımları A.Ş Karbon Varlığı Geliştirme Süreci, https://foreks.com/haber/detay/6344e1d0dc0e8200015cd298/FRKS/tr/biotrend-karbon-varligi-gelistirilmesine-ve-satisina-iliskin-mundo-verde-climate-ile-danismanlik-sozlesmesi-imzaladi/, (Erişim: Nisan 2, 2023)

[15] Aydem Enerji, "Aydem Enerji Yatırımcı Sunum Raporu, 2023-Q1" 2023. [Online]. https://www.aydemyenilenebilir.com.tr/yatirimciiliskileri/raporlar-ve-sunumlar/7/sunumlar (Erişim: Nisan 21, 2023)

[16] WWF ve Sefia, "Yenilenebilir Enerji Çağında Kömürün Fizibilitesi Raporu-Hunutlu Termik Santrali Örneği," 2021. [Online]. https://www.wwf.org.tr/?10440/Yenilenebilir-Enerji-Caginda-Komurun-Fizibilitesi-Hunutlu-Termik--Santrali-Ornegi (Erişim: Nisan 3, 2023)

[17] Solar 3 GW, "Kömür Sahalarının Güneş Potansiyeli," 2022. [Online]. https://www.wwf.org.tr/?12900/Komur-sahalarinin-gunes-potansiyeli (Erişim: Nisan 7, 2023)

[18] IPCC, "Climate Change Synthesis Report (İklim Değişikliği Sentez Raporu)," Section 2, 54, 2023. [Online]. https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_LongerReport.pdf (Erişim: Nisan 7, 2023)

[19] Europe Beyond Coal, "Avrupa'da Kömürden Çıkış Duyurularına Genel Bakış Raporu," 2021. [Online]. https://beyondfossilfuels.org/wp-content/uploads/2021/03/AB-ko%CC%88mu%CC%88rden-c%CC%A7ikis%CC%A7-liste_2103.pdf (Erişim: Nisan 10, 2023)

[20] Resmi Gazete, 23.01.2010 tarih ve 27471 sayılı "Madencilik Faaliyetleri ile Bozulan Arazilerin Doğaya Yeniden Kazandırılması Yönetmeliği," https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2010/01/20100123-1.htm (Erişim: Nisan 14, 2023)

[21] Resmi Gazete, 11.12.2022 tarih ve 32040 sayılı "Maden Yönetmeliği," https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2022/12/20221211-1.htm (Erişim: Nisan 15, 2023)

[22] T.C Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı, https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji-elektrik#:~:text=2022%20y%C4%B1l%C4%B1nda%20elektrik%20%C3%BCretimimizin%2C%20%34,%C3%BC%20di%C4%9Fer%20kaynaklardan%20elde%20edilmi%C5%9Ftir. (Erişim: Nisan 18, 2023)

[23] Enerji Atlası, Kömür ve Linyit Yakıtlı Termik Santraller, https://www.enerjiatlasi.com/komur/ (Erişim: Nisan 19, 2023)

[24] IPCC, "Climate Change 2022 Mitigation of Climate Change Report," Global net anthropogenic green house gas emissions 1990-2019, pp 6-7, 2022. [Online] https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_FullReport.pdf (Erişim: Nisan 23, 2023)

[25] Biotrend Enerji, Karbon Ticareti, https://www.biotrendenerji.com.tr/mevcut-faaliyetler/karbon-ticareti, (Erişim: Nisan 30, 2023)

[26] Gold Standard, Offset Your Emissions-Certified Carbon Credits https://marketplace.goldstandard.org/collections/projects , (Erişim: Temmuz 3, 2023)

[27] Biotrend Enerji, "30.06.2023 Tarihli Biotrend Yatırımcı Sunum Raporu," 2023. [Online] https://www.biotrendenerji.com.tr/yatirimci-sunumlari, (Erişim: Temmuz 3, 2023)

[28] T.C Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı, Paris Anlaşması https://iklim.gov.tr/paris-anlasmasi-i-34 (Erişim: Temmuz 3, 2023)

[29] The European Parliament and of 10 May 2023, Regulation (Eu) 2023/956, "CBAM Regulation (Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması)," https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R0956 (Erişim: Temmuz 4, 2023)

[30] Europe Beyond Coal, "Avrupa'da Kömürden Çıkış Ulusal Kömürden Çıkış Taahhütlerine Genel Bakış Raporu," 2021. [Online] https://beyondfossilfuels.org/wp-content/uploads/2021/11/Avrupa-Komurden-Cikis-.pdf (Erişim: Temmuz 5, 2023)

[31] T. Özdemir, "Kömür Yakıtlı Bir Termik Santralin Sistem Modellemesi," Yüksek Lisans Tezi, Enerji Enstitüsü, İstanbul Teknik Üniversitesi, İstanbul, Türkiye, 2015.

[32] NREL, "Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics Fact Sheet," 2012. [Online] https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56487.pdf (Erişim: Temmuz 6, 2023)

[33] Esfc Investment Group, Coal-fired power plant construction costs https://esfccompany.com/en/articles/thermal-energy/coal-fired-power-plant-construction-costs/ (Erişim: Temmuz 6, 2023)

[34] Garanti Bankası, Leasing Hesapla, https://www.garantibbvaleasing.com.tr/leasing-hesaplama, (Erişim: Temmuz 6, 2023)

[35] Vikipedi, Termik Santral Verimlilik, https://tr.wikipedia.org/wiki/Termik_santral, (Erişim: Temmuz 6, 2023)

[36] Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu, kömür fiyatları https://www.tki.gov.tr/komur-fiyatlari, (Erişim: Temmuz 8, 2023)

[37] Kömür Burada, ithal kömür fiyatı, https://www.komurburada.com/bamak-komur.html, (Erişim: Temmuz 8, 2023)

[38] Türkiye Elektrik İletim A.Ş, "Üretim Kapasite Projeksiyonu Raporu 2021-2025," pp 44-54, 2022. [Online] https://webim.tki.gov.tr/file/1da785ad-141f-42a1-9c4c-c83914a1664d?download (Erişim: Temmuz 9, 2023)

[39] IRENA, "Renewable Power Generation Costs In 2020," pp 23-24, 2021. [Online] https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf- (Erişim: Temmuz 10, 2023)

[40] Gns Solar, Türkiye Güneş Haritası, https://www.gnssolar.com/icerik/860/turkiye-gunes-haritasi, (Erişim: Temmuz 12, 2023)

[41] Ember, Carbon Price Trcaker The latest data on EU ETS carbon prices, https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/, (Erişim: Temmuz 13, 2023)

[42] EPİAŞ, Yek bedeli, https://seffaflik.epias.com.tr/electricity/renewables-support-mechanism/licensed-generation-feed-in-cost (Erişim: Temmuz 13, 2023)

[43] EPİAŞ, termik santral elektrik satışı piyasa takas fiyatı, https://seffaflik.epias.com.tr/electricity/electricity-markets/day-ahead-market-dam/market-clearing-price-mcp (Erişim: Temmuz 13, 2023)

[44] CW Enerji, "Monokristal Panel Kataloğu," 2023.[Online] https://cw-enerji.com/images/down_file/cwt-m12-132-blackwhite-series-gunes-panelleri-893-tr.pdf (Erişim: Temmuz 15, 2023)

[45] Dhafrah Energy, Birleşik Arap Emirlikleri Al Dhafra PV güneş enerji santrali örneği, https://www.adpv2.ae/solar-project, (Erişim: Temmuz 19, 2023)

[46] Kalyon Güneş Enerjisi Üretim A.Ş, "Türkiye Karapınar Güneş Enerjisi Santrali Teknik Olmayan Özet Rapor," 2021. [Online] https://kalyonpv.com/documents/teknik-olmayan-ozet.pdf (Erişim: Temmuz 24, 2023)

[47] Yeniasır, Kalyon Konya Karapınar Güneş Enerji Santrali, https://www.yeniasir.com.tr/ekonomi/2022/08/05/colde-12-kilometrelik-gunes-tarlasi-kalyon-karapinar-gunes-enerji-santrali-turkiyeye-enerji-veriyor, (Erişim: Temmuz 24, 2023)

[48] Maden ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, İhalelik ruhsatlı sahalar sorgulaması https://www.mapeg.gov.tr/Home/Announcements/1/21, (Erişim: Ağustos 3, 2023)

# EK 1: Bölüm 2.1'deki Termik Santrallerin Emisyon Hesabına Ait Sonuçlar

## BÖLÜM 2 TABLO 2.1'DEKİ TERMİK SANTRALLERİN TAHMİNİ KARBONDİOKSİT EMİSYONLARI

| S. | Santral Adı | İl-Bölge | İşletmeci | Devreye Alınma Yılı | Yakıt Tipi | Kurulu Güç(MWh) | Yıllık Net Elektrik Üretimi(2022-KW/yıl) | Kapasite Faktörü(%) | Yakıt Kalorifik Değeri (Kcal/kg) | Termik Santral Verim(%) | Yakıt Tüketimi (ton/yıl) | Yakıt Tüketimi (ton/saat) | Yakıt Emisyon Faktörü (kg CO2/TJ) | Net Kalorifik Değer(TJ/Gg) | Karbondioksit Emisyonu (ton CO2/yıl) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Zonguldak Eren (ZETES) | Zonguldak-Karadeniz | Eren Enerji | 2010 | İthal Kömür | 2790 | 16.153.183.800,00 | 0,67 | 4500 | 44 | 7.014.766,77 | 1.211,60 | 94.600,00 | 25,8 | 17.120.800,96 |
| 2 | Afşin - Elbistan B Termik Santrali | Kahramanmaraş-Akdeniz | EÜAŞ | 2004 | Linyit | 1440 | 2.766.577.010,00 | 0,22 | 2842 | 44 | 1.902.331,96 | 990,16 | 101.000,00 | 11,9 | 2.286.412,79 |
| 3 | Afşin Elbistan A Termik Santrali | Kahramanmaraş-Akdeniz | Çelikler Enerji | 1987 | Linyit | 1355 | 3.686.347.000,00 | 0,31 | 1100 | 44 | 6.548.941,99 | 2.407,21 | 101.000,00 | 11,9 | 7.871.173,37 |
| 4 | Cenal Karabiga Termik Santrali | Çanakkale-Marmara | Alarko Enerji | 2017 | İthal Kömür | 1320 | 10.675.324.000,00 | 0,94 | 4500 | 44 | 4.635.922,49 | 573,23 | 94.600,00 | 25,8 | 11.314.803,30 |
| 5 | İSKEN Sugözü Termik Santrali | Adana-Akdeniz | Steag Enerji | 1998 | İthal Kömür | 1308 | 8.268.465.300,00 | 0,73 | 4500 | 44 | 3.590.707,34 | 568,02 | 94.600,00 | 25,8 | 8.763.767,59 |
| 6 | İskenderun Atlas Termik Santrali | Hatay-Akdeniz | Diler Holding Enerji Grubu | 2014 | İthal Kömür | 1260 | 8.687.064.090,00 | 0,80 | 4500 | 44 | 3.772.490,26 | 547,17 | 94.600,00 | 25,8 | 9.207.441,52 |
| 7 | İÇDAŞ Bekirli Termik Santrali | Çanakkale-Marmara | İÇDAŞ Elektrik | 2011 | İthal Kömür | 1200 | 7.855.011.000,00 | 0,76 | 4500 | 44 | 3.411.158,49 | 521,12 | 94.600,00 | 25,8 | 8.325.546,31 |
| 8 | Soma B Termik Santrali | Manisa-Ege | Konya Şeker Enerji | 1957 | Linyit | 990 | 3.714.450.960,00 | 0,43 | 1750 | 44 | 4.147.861,01 | 1.105,52 | 101.000,00 | 11,9 | 4.985.314,15 |
| 9 | Kemerköy Termik Santrali | Muğla-Ege | Limak Enerji | 1994 | Linyit | 698 | 4.846.103.020,00 | 0,80 | 1750 | 44 | 5.411.556,64 | 779,44 | 101.000,00 | 11,9 | 6.504.149,93 |
| 10 | Yatağan Termik Santrali | Muğla-Ege | Aydem Enerji | 1982 | Linyit | 630 | 3.461.336.010,00 | 0,64 | 1750 | 44 | 3.865.212,07 | 703,51 | 101.000,00 | 11,9 | 4.645.598,38 |
| 11 | Çayırhan Termik Santrali | Ankara-İç Anadolu | EÜAŞ | 1987 | Linyit | 620 | 2.353.083.230,00 | 0,75 | 2841,72 | 44 | 2.762.822,77 | 426,36 | 101.000,00 | 11,9 | 3.320.636,69 |
| 12 | Seyitömer Termik Santrali | Kütahya-Ege | Çelikler Elektrik | 1972 | Linyit | 600 | 3.358.507.500,00 | 0,65 | 1750 | 44 | 3.750.385,31 | 670,01 | 101.000,00 | 11,9 | 4.507.588,10 |
| 13 | Soma Kolin Termik Santrali | Manisa-Ege | Kolin Enerji | 2019 | Linyit | 510 | 3.498.363.720,00 | 0,79 | 1750 | 44 | 3.906.560,25 | 569,51 | 101.000,00 | 11,9 | 4.695.294,76 |
| 14 | Kangal Termik Santrali | Sivas-İç Anadolu | Konya Şeker Enerji | 1989 | Linyit | 457 | 2.390.088.140,00 | 0,61 | 1750 | 44 | 2.668.968,71 | 510,32 | 101.000,00 | 11,9 | 3.207.833,50 |
| 15 | Tufanbeyli Termik Santrali | Adana-Ege | Enerjisa Elektrik | 2015 | Linyit | 450 | 3.465.702.000,00 | 0,89 | 1750 | 44 | 3.870.087,49 | 502,51 | 101.000,00 | 11,9 | 4.651.458,16 |
| 16 | Yeniköy Termik Santrali | Muğla-Ege | IC İçtaş Enerji | 1986 | Linyit | 420 | 3.093.997.000,00 | 0,85 | 1750 | 44 | 3.455.011,16 | 469,01 | 101.000,00 | 11,9 | 4.152.577,91 |
| 17 | İÇDAŞ Biga Termik Santrali | Çanakkale-Marmara | İÇDAŞ Elektrik | 2005 | İthal Kömür | 405 | 2.943.242.000,00 | 0,84 | 4500 | 44 | 1.278.147,79 | 175,88 | 94.600,00 | 25,8 | 3.119.549,75 |
| 18 | Silopi Termik Santrali | Şırnak-Güneydoğu Anadolu | Ciner Enerji | 2009 | Asfaltit | 405 | 1.568.085.500,00 | 0,45 | 5400 | 44 | 567.470,90 | 146,56 | 94.600,00 | 25,8 | 1.385.014,87 |
| 19 | İzdemir Enerji Aliağa Termik Santrali | İzmir-Ege | İzmir Demir Çelik | 2014 | İthal Kömür | 370 | 2.714.756.000,00 | 0,85 | 4500 | 44 | 1.178.924,25 | 160,68 | 94.600,00 | 25,8 | 2.877.376,85 |
| 20 | Tunçbilek Termik Santrali | Kütahya-Ege | Çelikler Enerji | 1956 | Linyit | 365 | 1.605.433.428,00 | 0,51 | 1750 | 44 | 1.792.758,82 | 407,59 | 101.000,00 | 11,9 | 2.154.716,83 |
| 21 | Çan 2 Termik Santrali | Çanakkale-Marmara | Odaş Enerji | 2018 | Linyit | 330 | 2.304.463.000,00 | 0,81 | 1750 | 44 | 2.573.352,65 | 368,51 | 101.000,00 | 11,9 | 3.092.912,55 |
| 22 | 18 Mart Çan Termik Santrali | Çanakkale-Marmara | EÜAŞ | 2003 | Linyit | 320 | 2.033.550.000,00 | 0,75 | 2841,72 | 44 | 1.429.775,64 | 220,06 | 101.000,00 | 11,9 | 1.718.447,34 |
| 23 | Çatalağzı Termik Santrali | Zonguldak-Karadeniz | Aydem Enerji | 1948 | Taş Kömürü | 315 | 1.765.409.180,00 | 0,65 | 4500 | 44 | 766.655,90 | 136,79 | 94.600,00 | 25,8 | 1.871.161,72 |
| 24 | Aksa Bolu Göynük Termik Santrali | Bolu-Karadeniz | Aksa Enerji | 2015 | Linyit | 270 | 1.956.575.000,00 | 0,84 | 1750 | 44 | 2.184.872,34 | 301,50 | 101.000,00 | 11,9 | 2.625.998,06 |
| 25 | İskenderun Demir Çelik Termik Santrali | Hatay-Akdeniz | OYAK | 2005 | İthal Kömür | 239 | 878.000.000,00 | 0,43 | 4500 | 44 | 381.284,91 | 103,79 | 94.600,00 | 25,8 | 930.594,45 |
| 26 | Orhaneli Termik Santrali | Bursa-Marmara | Çelikler Enerji | 1992 | Linyit | 210 | 345.820.000,00 | 0,19 | 1750 | 44 | 386.171,01 | 234,50 | 101.000,00 | 11,9 | 464.138,94 |
| 27 | Çolakoğlu 2 Termik Santrali | Kocaeli-Marmara | Çolakoğlu Metalurji | 2015 | İthal Kömür | 190 | 1.024.016.200,00 | 0,62 | 4500 | 44 | 444.694,67 | 82,51 | 94.600,00 | 25,8 | 1.085.357,40 |
| 28 | Yunus Emre Termik Santrali | Eskişehir-İç Anadolu | Naksan Enerji | 2016 | Linyit | 145 | 1.050.000.000,00 | 0,84 | 1750 | 44 | 1.172.516,24 | 161,92 | 101.000,00 | 11,9 | 1.409.247,26 |
| 29 | Aksa Akrilik Kimya Elektrik Santrali | Yalova-Marmara | Aksa Akrilik Kimya | 2013 | İthal Kömür | 145 | 728.000.000,00 | 0,58 | 4500 | 44 | 316.145,12 | 62,97 | 94.600,00 | 25,8 | 771.609,07 |
| 30 | Kardemir Termik Santrali | Karabük-Karadeniz | Kardemir A.Ş. | 1939-1998 | Kömür | 78 | 586.566.200,00 | 0,87 | 4500 | 44 | 254.725,33 | 33,87 | 94.600,00 | 28,2 | 679.535,86 |
| 31 | Polat Termik Santrali | Kütahya-Ege | Polat Elektrik Üretim | 2014 | Linyit | 51 | 357.000.000,00 | 0,81 | 1750 | 44 | 398.655,52 | 56,95 | 101.000,00 | 11,9 | 479.144,07 |
| | | | | | | ∑ | *110.134.520.288,00* | | | *η , %33 ile 48 arasında* | Σ *79.840.935,80* | | *IPCC 2006 Bölüm 2 Enerji, Sabit Yanma Tablo 2.2* | *IPCC 2006 Bölüm 2 Enerji, Giriş Tablo 1.2* | Σ *130.225.202,43* |

$E_{CO2/yıl} = EF.NKD.YF.YTM$

$YTM=(\frac{GDC.P}{NKD.\eta}.FLH)/(1000\ kg/ton)$

PVsyst öğrenci

# PVsyst - Simülasyon raporu

## Şebekeye bağlı sistem

Proje: AFŞİN ELBİSTAN B TERMİK SANTRALİ TAKİPLİ PROJE SİMÜLASYON VERİSİ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz

Sistem gücü : 1214 MWp

İğdemlik - Turkey

**Author**

RUHAT ALDEMIR (turkey)

# Proje: AFŞİN ELBİSTAN B TERMİK SANTRALİ TAKİPLİ
# PROJE SİMÜLASYON VERİSİ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
25/11/23 01:07
v7.3.4 ile

## Proje özeti

**Coğrafi konum**
**İğdemlik**
Turkey

**Konum**

| | |
|---|---|
| Enlem | 38.32 °N |
| Boylam | 37.00 °E |
| Rakım | 1170 m |
| Saat dilimi | UTC+3 |

**Proje ayarları**
Albedo 0.20

**Hava durumu verileri**
İğdemlik
Meteonorm 8.1 (2005-2013), Sat=% 100 - Sentetik

## Sistem özeti

**Şebekeye bağlı sistem**

**3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz**

**Kolektör düzleminin yönlendirmesi**
**Yönlendirme**
Takipçi düzlemi, K-G yatay eksen
Eksen Azimut 0 °

**Takip algoritması**
Işınım optimizasyonu

**Yakın gölgelemeler**
Gölgelemesiz

**Sistem bilgisi**

**PV alanı**

| | |
|---|---|
| Panel sayısı | 1798000 adet |
| Toplam nom. güç | 1214 MWp |

**İnvertör**

| | |
|---|---|
| Öğe sayısı | 138 adet |
| Toplam nom. güç | 1136 MWac |
| Nom. güç oranı | 1.068 |

**Kullanıcı ihtiyaçları**
Sınırsız yükleme (şebeke)

## Sonuçların özeti

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Üretilen enerji | 2833057736 kWh/yıl | Üretilebilir | 2334 kWh/kWp/yıl | Perf. oranı PR | 87.08 % |

## İçindekiler


Proje ve sonuçların özeti 2
Genel parametreler, Kolektör alanının özellikleri, Sistem kayıpları 3
Ufuk tanımlaması 4
Genel sonuçlar 5
Kayıplar diyagramı 6
Ön tanımlı grafikler 7
Tek hat şeması 8


PVsyst öğrenci

# Proje: AFŞİN ELBİSTAN B TERMİK SANTRALİ TAKİPLİ
# PROJE SİMÜLASYON VERİSİ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
25/11/23 01:07
v7.3.4 ile

## Genel parametreler

**Şebekeye bağlı sistem**

**3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz**

**Kolektör düzleminin yönlendirmesi**

| Yönlendirme | Takip algoritması | Takipçi ayarı |
|---|---|---|
| Takipçi düzlemi, K-G yatay eksen | Işınım optimizasyonu | 3B sahne tanımlanmadı |
| Eksen Azimut 0 ° | | |

**Kullanılan modeller**

| | |
|---|---|
| Transpozisyon | Perez |
| Difüz | Perez, Meteonorm |
| Circumsolar | ayrı |

| Ufuk | Yakın gölgelemeler | Kullanıcı ihtiyaçları |
|---|---|---|
| Ortalama yükseklik 1.8 ° | Gölgelemesiz | Sınırsız yükleme (şebeke) |

## Kolektör alanının özellikleri

**PV modül**

| | |
|---|---|
| Üretici | Generic |
| Model | CWT675 - 132PM12 - V |
| (Orijinal PVsyst veritabanı) | |
| Birim gücü | 675 Wp |
| PV modül sayısı | 1798000 adet |
| Nominal (STC) | 1214 MWp |
| Modül | 62000 Zincir x 29 Seri |
| **İşletme şartlarında (50°C)** | |
| Pmpp | 1110 MWp |
| U mpp | 1014 V |
| I mpp | 1094471 A |

**İnvertör**

| | |
|---|---|
| Üretici | Generic |
| Model | Sunway SKID 8000- 660 EV |
| (Orijinal PVsyst veritabanı) | |
| Birim gücü | 8232 kWac |
| İnvertör sayısı | 138 adet |
| Toplam güç | 1136016 kWac |
| Çalışma gerilimi | 940-1300 V |
| Nom. güç oranı (DC:AC) | 1.07 |
| İnvertörde güç paylaşımı | |

**Total PV gücü**

| | |
|---|---|
| Nominal (STC) | 1213650 kWp |
| Toplam | 1798000 modül |
| Panel yüzeyi | 5585221 m² |
| Hücre yüzeyi | 5233259 m² |

**İnvertör toplam gücü**

| | |
|---|---|
| Toplam güç | 1136016 kWac |
| İnvertör sayısı | 138 adet |
| Nom. güç oranı | 1.07 |

## Dizi kayıpları

**Termal kayıp faktörü**

| | |
|---|---|
| Işınıma göre modül sıcaklığı | |
| Uc (sabit) | 20.0 W/m²K |
| Uv (rüzgar) | 0.0 W/m²K/m/s |

**DC kablolama kaybı**

| | |
|---|---|
| Global alan direnci | 0.015 mΩ |
| Kayıp oranı | 1.5 STC'de% |

**Modül kalite kaybı**

| | |
|---|---|
| Kayıp oranı | -0.8 % |

**Modül uyumsuzluk kaybı**

| | |
|---|---|
| Kayıp oranı | 2.0 MPP'de% |

**Dizi uyumsuzluk kaybı**

| | |
|---|---|
| Kayıp oranı | 0.2 % |

**IAM kayıp faktörü**

Yansıma etkisi (IAM): Fresnel, yansıma önleyici, n(cam)=1.526, n(AR)=1.290

| 0° | 30° | 50° | 60° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1.000 | 0.999 | 0.987 | 0.962 | 0.892 | 0.816 | 0.681 | 0.440 | 0.000 |

PVsyst öğrenci

# Proje: AFŞİN ELBİSTAN B TERMİK SANTRALİ TAKİPLİ PROJE SİMÜLASYON VERİSİ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

## Ufuk tanımlaması

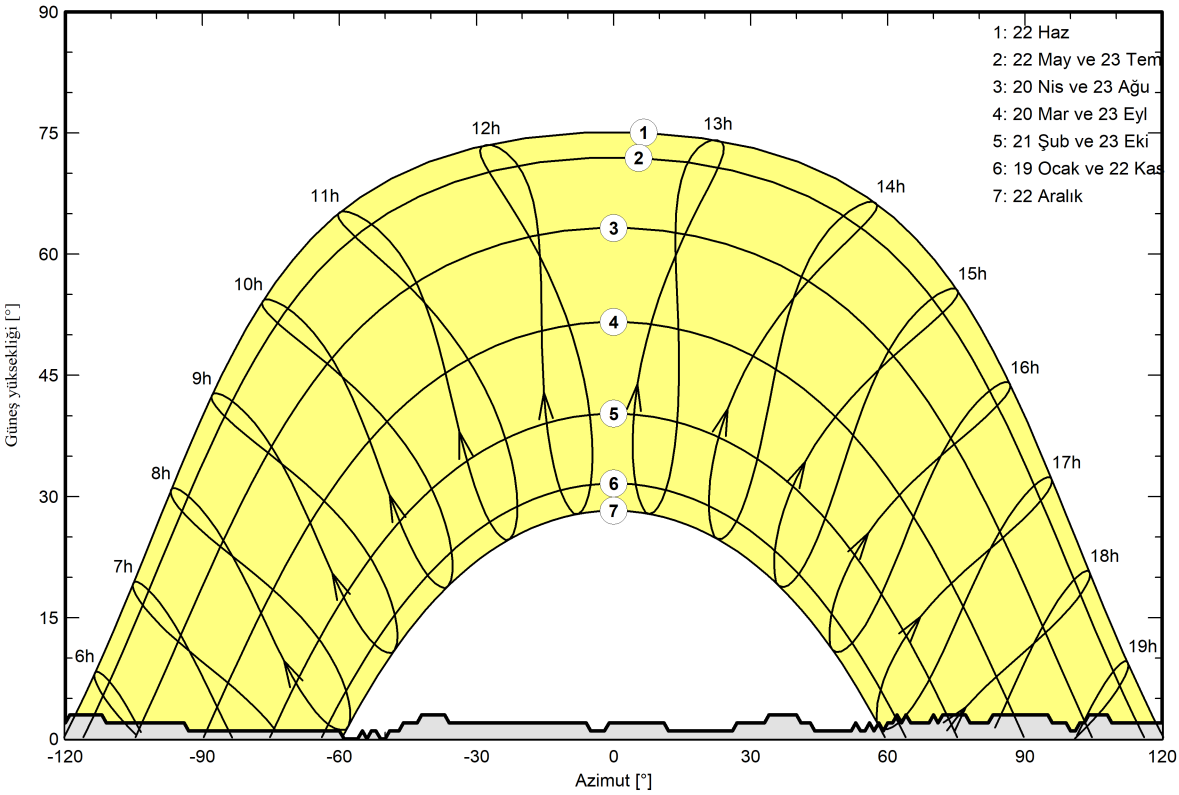
**Meteonorm webservisinden ufuk, lat=38,3194, lon=36,9998**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Ortalama yükseklik | 1.8 ° | Albedo faktörü | 0.00 |
| Difüz faktörü | 1.00 | Albedo oranı | 100 % |

### Ufuk profili

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Azimut [°] | -180 | -120 | -119 | -111 | -93 | -60 | -56 | -55 | -54 | -51 | -50 | -49 | -47 | -43 |
| Yükseklik [°] | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 | 0.0 | 1.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 1.0 | 2.0 |
| Azimut [°] | -42 | -37 | -36 | -5 | -2 | -1 | 11 | 26 | 27 | 33 | 34 | 41 | 43 | 44 |
| Yükseklik [°] | 3.0 | 3.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 1.0 |
| Azimut [°] | 52 | 55 | 56 | 57 | 58 | 60 | 61 | 62 | 63 | 65 | 69 | 70 | 71 | 77 |
| Yükseklik [°] | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.0 | 3.0 |
| Azimut [°] | 78 | 82 | 83 | 96 | 99 | 100 | 101 | 103 | 104 | 109 | 133 | 149 | 150 | 179 |
| Yükseklik [°] | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 3.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 2.0 |

### Güneş yörüngesi (yükseklik/azimut diyagramı)




PVsyst öğrenci

# Proje: AFŞİN ELBİSTAN B TERMİK SANTRALİ TAKİPLİ PROJE SİMÜLASYON VERİSİ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

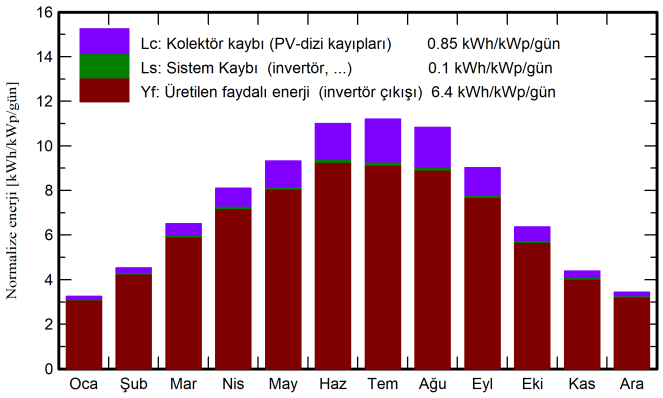
**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
25/11/23 01:07
v7.3.4 ile

## Genel sonuçlar

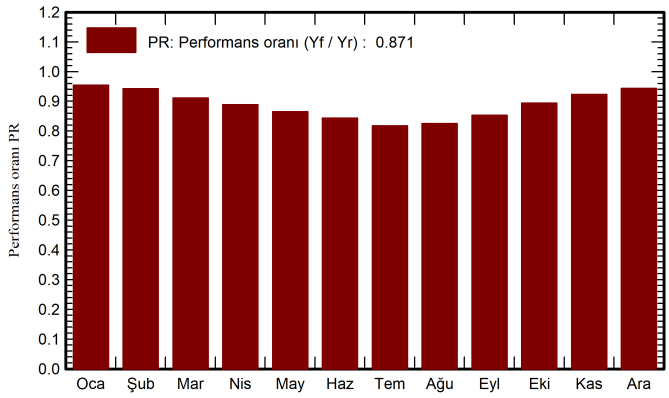
### Sistem üretimi

| | | | |
|---|---|---|---|
| Üretilen enerji | 2833057736 kWh/yıl | Üretilebilir | 2334 kWh/kWp/yıl |
| | | Perf. oranı PR | 87.08 % |

### Normalize üretim (kWp başı)




### Performans oranı PR




### Bilanço ve genel sonuçlar

| | GlobHor kWh/m² | DiffHor kWh/m² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m² | GlobEff kWh/m² | EArray kWh | E_Grid kWh | PR oran |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Ocak** | 69.2 | 32.74 | -0.83 | 100.8 | 98.3 | 118409127 | 116658340 | 0.954 |
| **Şubat** | 89.4 | 35.00 | 1.27 | 127.0 | 124.5 | 147447105 | 145284858 | 0.943 |
| **Mart** | 141.3 | 45.48 | 6.91 | 201.6 | 199.4 | 226417467 | 223075911 | 0.912 |
| **Nisan** | 174.2 | 66.17 | 11.69 | 243.0 | 240.5 | 266115728 | 262158746 | 0.889 |
| **Mayıs** | 209.8 | 64.90 | 16.72 | 289.2 | 287.2 | 308050926 | 303533715 | 0.865 |
| **Haziran** | 237.6 | 61.05 | 22.13 | 330.3 | 328.8 | 343186920 | 338114545 | 0.844 |
| **Temmuz** | 246.8 | 54.08 | 26.42 | 347.2 | 345.7 | 349462874 | 344312120 | 0.817 |
| **Ağustos** | 227.6 | 44.31 | 26.34 | 335.8 | 333.3 | 340992188 | 336076538 | 0.825 |
| **Eylül** | 182.1 | 38.68 | 20.28 | 270.7 | 269.1 | 284643760 | 280463527 | 0.854 |
| **Ekim** | 130.9 | 34.04 | 13.54 | 197.4 | 194.8 | 217287877 | 214166082 | 0.894 |
| **Kasım** | 86.4 | 27.14 | 5.92 | 131.5 | 128.7 | 149492738 | 147340877 | 0.924 |
| **Aralık** | 67.6 | 25.56 | 0.97 | 106.4 | 103.2 | 123671746 | 121872479 | 0.943 |
| **Yıl** | 1862.8 | 529.15 | 12.68 | 2680.8 | 2653.6 | 2875178456 | 2833057736 | 0.871 |

### Açıklama

| | |
|---|---|
| GlobHor | Global yatay ışınlama |
| DiffHor | Yatay difüz ışınlama |
| T_Amb | Çevre sıcaklığı |
| GlobInc | Kolektöre yansıyan global |
| GlobEff | IAM ve gölgeleme için düzeltilmiş etkin Global |
| EArray | Dizinin çıkışında etkin enerji |
| E_Grid | Şebekeye enjekte edilen enerji |
| PR | Performans oranı |

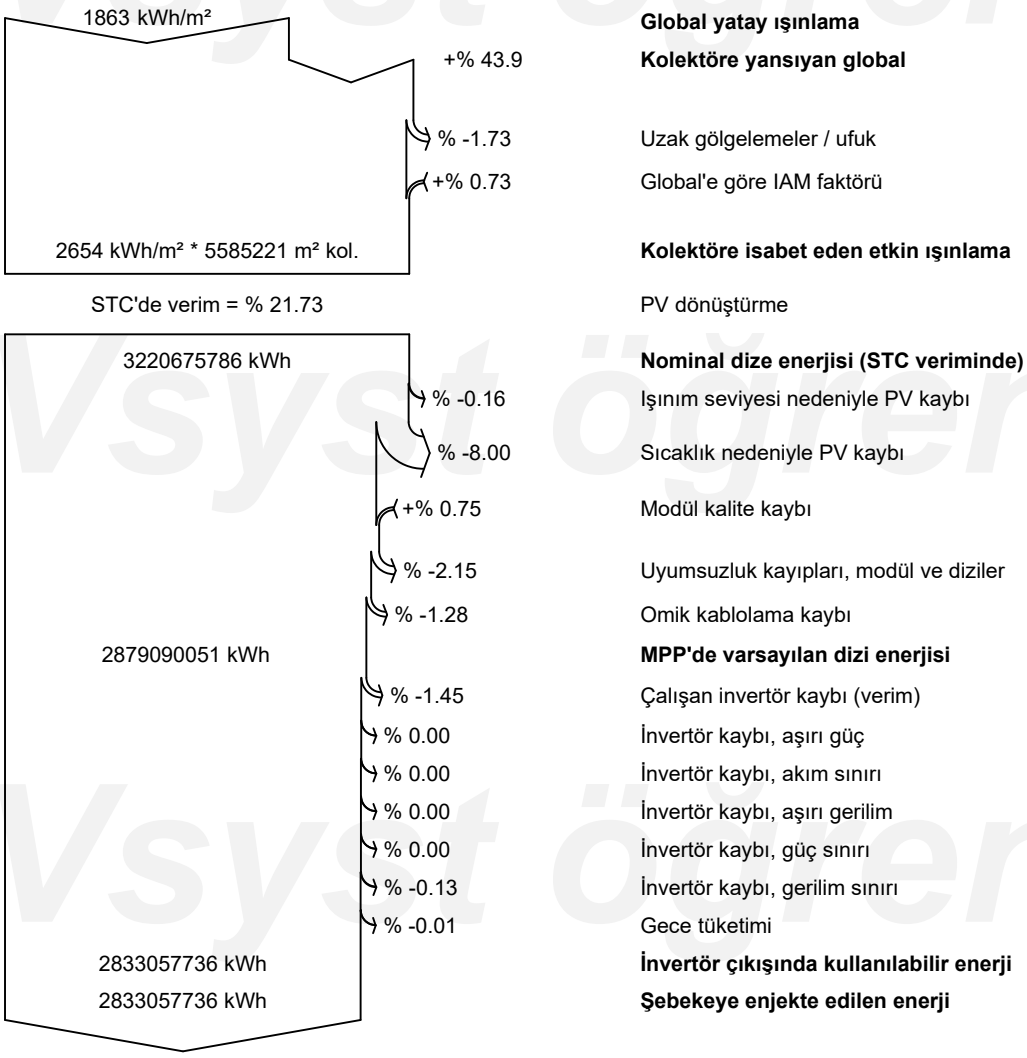
PVsyst öğrenci

# Proje: AFŞİN ELBİSTAN B TERMİK SANTRALİ TAKİPLİ PROJE SİMÜLASYON VERİSİ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

## Kayıplar diyagramı

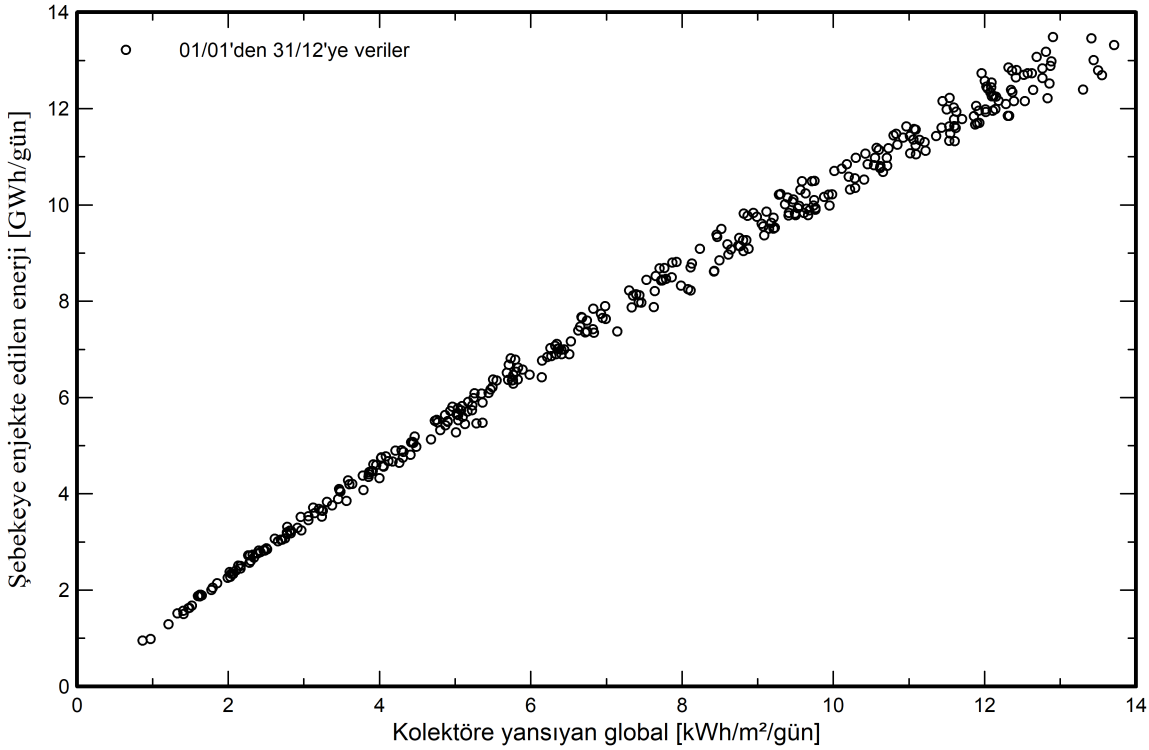



PVsyst öğrenci

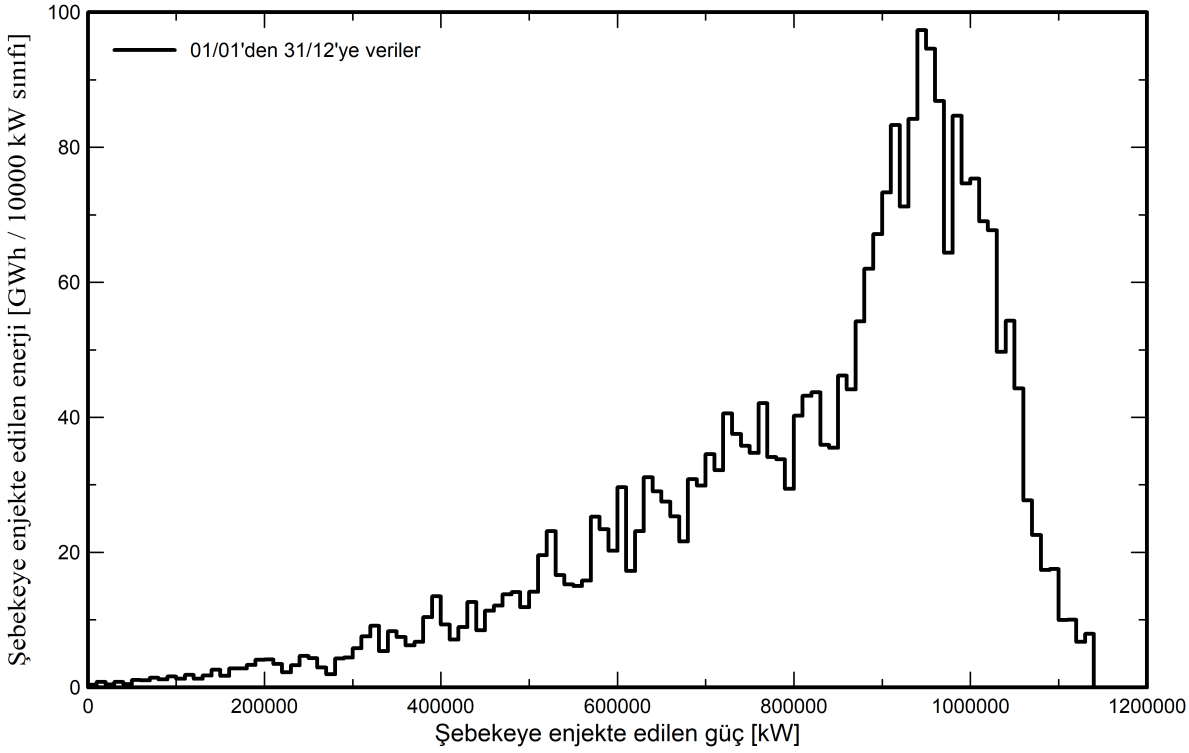
PVsyst öğrenci

## Ön tanımlı grafikler

### Günlük giriş / çıkış diyagramı



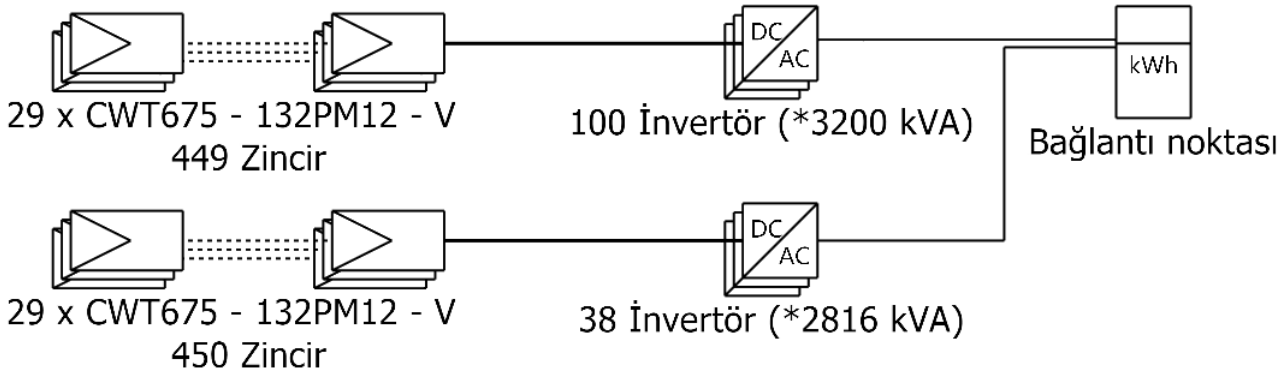

### Sistem çıkış gücü dağılımı




PVsyst öğrenci

# Tek hat şeması

**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
25/11/23 01:07
v7.3.4 ile




| | |
|---|---|
| PV modül | CWT675 - 132PM12 - V |
| İnvertör | Sunway SKID 8000- 660 EV |
| Zincir | 29 x CWT675 - 132PM12 - V |

| | | |
|---|---|---|
| | AFŞİN ELBİSTAN B TERMİK SAN TRALİ TAKİPLİ PROJE SİMÜLAS | RUHAT ALDEMIR (t urkey) |
| | VC0 : Yeni simülasyon varyantı | 25/11/23 |

Sürüm 7.3.4

# PVsyst - Simülasyon raporu

## Şebekeye bağlı sistem

Proje: AFŞİN ELBİSTAN B TERMİK SANTRALİ SABİT EĞİMLİ SİMÜLASYON PROJESİ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz

Sistem gücü : 1214 MWp

İğdemlik - Turkey

**Author**
RUHAT ALDEMIR (turkey)

PVsyst öğrenci

# Proje: AFŞİN ELBİSTAN B TERMİK SANTRALİ SABİT EĞİMLİ SİMÜLASYON PROJESİ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
25/11/23 00:54
v7.3.4 ile

## Proje özeti

**Coğrafi konum**
**İğdemlik**
Turkey

**Konum**

| | |
|---|---|
| Enlem | 38.32 °N |
| Boylam | 37.00 °E |
| Rakım | 1170 m |
| Saat dilimi | UTC+3 |

**Proje ayarları**
Albedo 0.20

**Hava durumu verileri**
İğdemlik
Meteonorm 8.1 (2005-2013), Sat=% 100 - Sentetik

## Sistem özeti

**Şebekeye bağlı sistem**

**3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz**

**Kolektör düzleminin yönlendirmesi**
Sabit düzlem
Eğim/Azimut 34 / 0 °

**Yakın gölgelemeler**
Gölgelemesiz

**Kullanıcı ihtiyaçları**
Sınırsız yükleme (şebeke)

**Sistem bilgisi**

**PV alanı**

| | |
|---|---|
| Panel sayısı | 1798000 adet |
| Toplam nom. güç | 1214 MWp |

**İnvertör**

| | |
|---|---|
| Öğe sayısı | 138 adet |
| Toplam nom. güç | 1136 MWac |
| Nom. güç oranı | 1.068 |

## Sonuçların özeti

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Üretilen enerji | 2275096197 kWh/yıl | Üretilebilir | 1875 kWh/kWp/yıl | Perf. oranı PR | 86.74 % |

## İçindekiler


Proje ve sonuçların özeti 2
Genel parametreler, Kolektör alanının özellikleri, Sistem kayıpları 3
Ufuk tanımlaması 4
Genel sonuçlar 5
Kayıplar diyagramı 6
Ön tanımlı grafikler 7
Tek hat şeması 8


PVsyst öğrenci

# Proje: AFŞİN ELBİSTAN B TERMİK SANTRALİ SABİT EĞİMLİ SİMÜLASYON PROJESİ

## Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

PVsyst öğrenci

## Genel parametreler

**Şebekeye bağlı sistem**

**3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz**

**Kolektör düzleminin yönlendirmesi**

| Yönlendirme | Dizi ayarları | Kullanılan modeller |
|---|---|---|
| Sabit düzlem | 3B sahne tanımlanmadı | Transpozisyon Perez |
| Eğim/Azimut 34 / 0 ° | | Difüz Perez, Meteonorm |
| | | Circumsolar ayrı |

| Ufuk | Yakın gölgelemeler | Kullanıcı ihtiyaçları |
|---|---|---|
| Ortalama yükseklik 1.8 ° | Gölgelemesiz | Sınırsız yükleme (şebeke) |

## Kolektör alanının özellikleri

**PV modül**

| | |
|---|---|
| Üretici | Generic |
| Model | CWT675 - 132PM12 - V |
| (Orijinal PVsyst veritabanı) | |
| Birim gücü | 675 Wp |
| PV modül sayısı | 1798000 adet |
| Nominal (STC) | 1214 MWp |
| Modül | 62000 Zincir x 29 Seri |
| **İşletme şartlarında (50°C)** | |
| Pmpp | 1110 MWp |
| U mpp | 1014 V |
| I mpp | 1094471 A |

**İnvertör**

| | |
|---|---|
| Üretici | Generic |
| Model | Sunway SKID 8000- 660 EV |
| (Orijinal PVsyst veritabanı) | |
| Birim gücü | 8232 kWac |
| İnvertör sayısı | 138 adet |
| Toplam güç | 1136016 kWac |
| Çalışma gerilimi | 940-1300 V |
| Nom. güç oranı (DC:AC) | 1.07 |
| İnvertörde güç paylaşımı | |

**Total PV gücü**

| | |
|---|---|
| Nominal (STC) | 1213650 kWp |
| Toplam | 1798000 modül |
| Panel yüzeyi | 5585221 m² |
| Hücre yüzeyi | 5233259 m² |

**İnvertör toplam gücü**

| | |
|---|---|
| Toplam güç | 1136016 kWac |
| İnvertör sayısı | 138 adet |
| Nom. güç oranı | 1.07 |

## Dizi kayıpları

**Termal kayıp faktörü**

Işınıma göre modül sıcaklığı

| | |
|---|---|
| Uc (sabit) | 20.0 W/m²K |
| Uv (rüzgar) | 0.0 W/m²K/m/s |

**DC kablolama kaybı**

| | |
|---|---|
| Global alan direnci | 0.015 mΩ |
| Kayıp oranı | 1.5 STC'de% |

**Modül kalite kaybı**

Kayıp oranı -0.8 %

**Modül uyumsuzluk kaybı**

Kayıp oranı 2.0 MPP'de%

**Dizi uyumsuzluk kaybı**

Kayıp oranı 0.2 %

**IAM kayıp faktörü**

Yansıma etkisi (IAM): Fresnel, yansıma önleyici, n(cam)=1.526, n(AR)=1.290

| 0° | 30° | 50° | 60° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1.000 | 0.999 | 0.987 | 0.962 | 0.892 | 0.816 | 0.681 | 0.440 | 0.000 |

# Proje: AFŞİN ELBİSTAN B TERMİK SANTRALİ SABİT EĞİMLİ SİMÜLASYON PROJESİ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

PVsyst öğrenci

## Ufuk tanımlaması

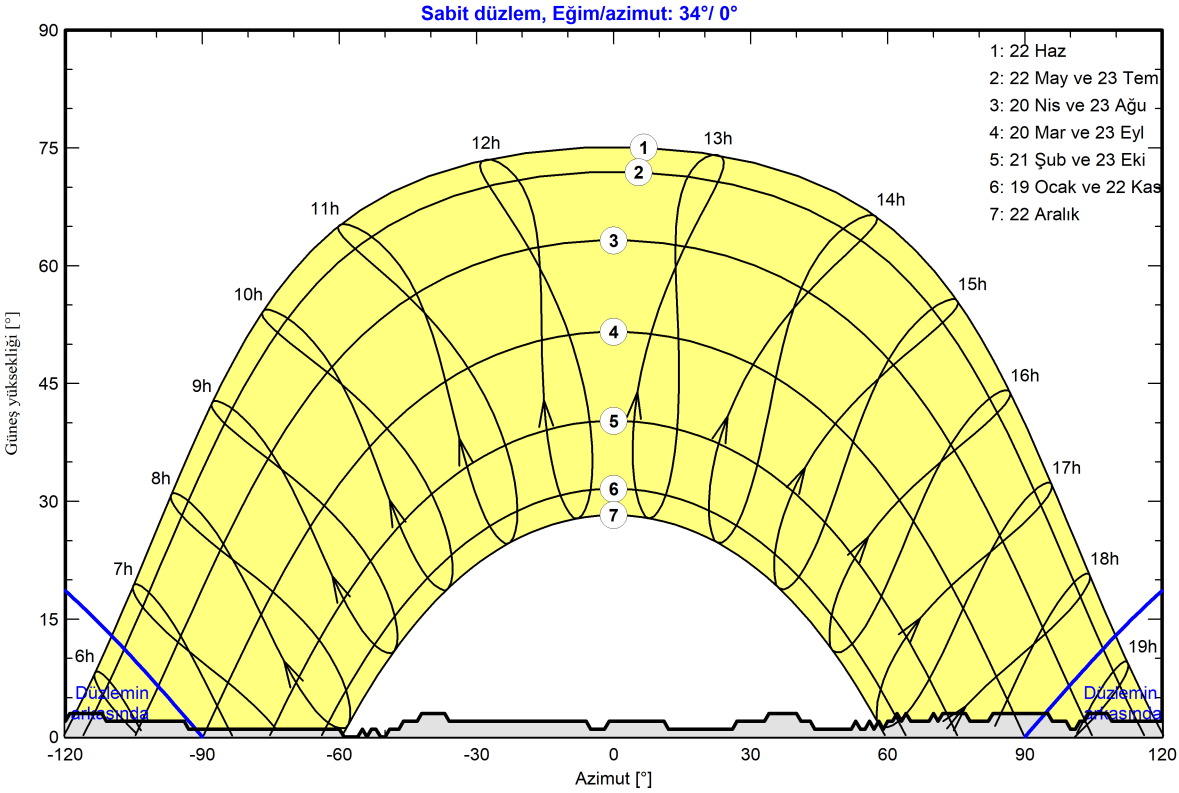
**Meteonorm webservisinden ufuk, lat=38,3194, lon=36,9998**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Ortalama yükseklik | 1.8 ° | Albedo faktörü | 0.92 |
| Difüz faktörü | 0.98 | Albedo oranı | 100 % |

### Ufuk profili

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Azimut [°] | -180 | -120 | -119 | -111 | -93 | -60 | -56 | -55 | -54 | -51 | -50 | -49 | -47 | -43 |
| Yükseklik [°] | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 | 0.0 | 1.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 1.0 | 2.0 |
| Azimut [°] | -42 | -37 | -36 | -5 | -2 | -1 | 11 | 26 | 27 | 33 | 34 | 41 | 43 | 44 |
| Yükseklik [°] | 3.0 | 3.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 1.0 |
| Azimut [°] | 52 | 55 | 56 | 57 | 58 | 60 | 61 | 62 | 63 | 65 | 69 | 70 | 71 | 77 |
| Yükseklik [°] | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.0 | 3.0 |
| Azimut [°] | 78 | 82 | 83 | 96 | 99 | 100 | 101 | 103 | 104 | 109 | 133 | 149 | 150 | 179 |
| Yükseklik [°] | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 3.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 2.0 |

### Güneş yörüngesi (yükseklik/azimut diyagramı)



# Proje: AFŞİN ELBİSTAN B TERMİK SANTRALİ SABİT EĞİMLİ SİMÜLASYON PROJESİ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

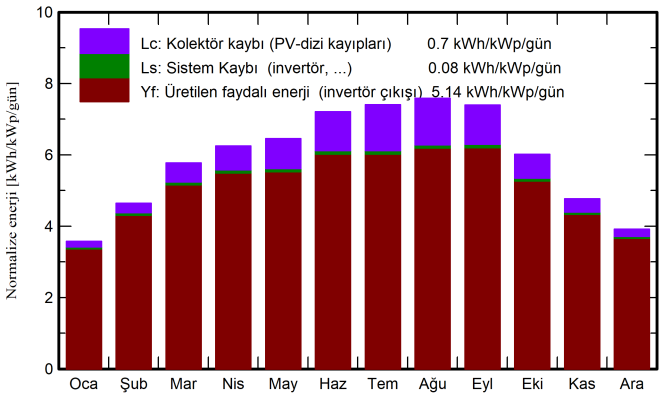
**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
25/11/23 00:54
v7.3.4 ile

## Genel sonuçlar

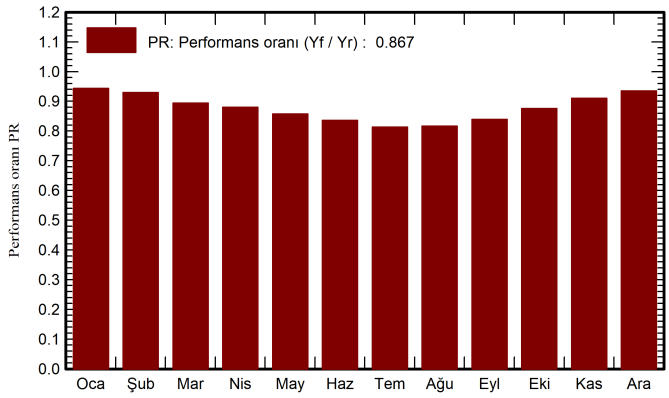
### Sistem üretimi

| | | | |
|---|---|---|---|
| Üretilen enerji | 2275096197 kWh/yıl | Üretilebilir | 1875 kWh/kWp/yıl |
| | | Perf. oranı PR | 86.74 % |

### Normalize üretim (kWp başı)




### Performans oranı PR




### Bilanço ve genel sonuçlar

| | GlobHor kWh/m² | DiffHor kWh/m² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m² | GlobEff kWh/m² | EArray kWh | E_Grid kWh | PR oran |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Ocak** | 69.2 | 32.74 | -0.83 | 110.7 | 108.5 | 128772295 | 126765668 | 0.943 |
| **Şubat** | 89.4 | 35.00 | 1.27 | 129.9 | 127.4 | 148832144 | 146531098 | 0.929 |
| **Mart** | 141.3 | 45.48 | 6.91 | 179.0 | 175.2 | 197318283 | 194282236 | 0.894 |
| **Nisan** | 174.2 | 66.17 | 11.69 | 187.4 | 182.5 | 203278638 | 200072535 | 0.880 |
| **Mayıs** | 209.8 | 64.90 | 16.72 | 200.2 | 194.5 | 211522119 | 208222350 | 0.857 |
| **Haziran** | 237.6 | 61.05 | 22.13 | 216.2 | 209.8 | 223068070 | 219313919 | 0.836 |
| **Temmuz** | 246.8 | 54.08 | 26.42 | 229.6 | 223.2 | 230461637 | 226799573 | 0.814 |
| **Ağustos** | 227.6 | 44.31 | 26.34 | 235.2 | 229.4 | 236558750 | 232959919 | 0.816 |
| **Eylül** | 182.1 | 38.68 | 20.28 | 222.0 | 217.2 | 229542808 | 225980567 | 0.839 |
| **Ekim** | 130.9 | 34.04 | 13.54 | 186.6 | 183.1 | 201466689 | 198413124 | 0.876 |
| **Kasım** | 86.4 | 27.14 | 5.92 | 143.0 | 140.5 | 160358162 | 157921667 | 0.910 |
| **Aralık** | 67.6 | 25.56 | 0.97 | 121.5 | 119.1 | 139962612 | 137833539 | 0.934 |
| **Yıl** | 1862.8 | 529.15 | 12.68 | 2161.3 | 2110.5 | 2311142207 | 2275096197 | 0.867 |

### Açıklama

| | | | |
|---|---|---|---|
| GlobHor | Global yatay ışınlama | EArray | Dizinin çıkışında etkin enerji |
| DiffHor | Yatay difüz ışınlama | E_Grid | Şebekeye enjekte edilen enerji |
| T_Amb | Çevre sıcaklığı | PR | Performans oranı |
| GlobInc | Kolektöre yansıyan global | | |
| GlobEff | IAM ve gölgeleme için düzeltilmiş etkin Global | | |

PVsyst öğrenci

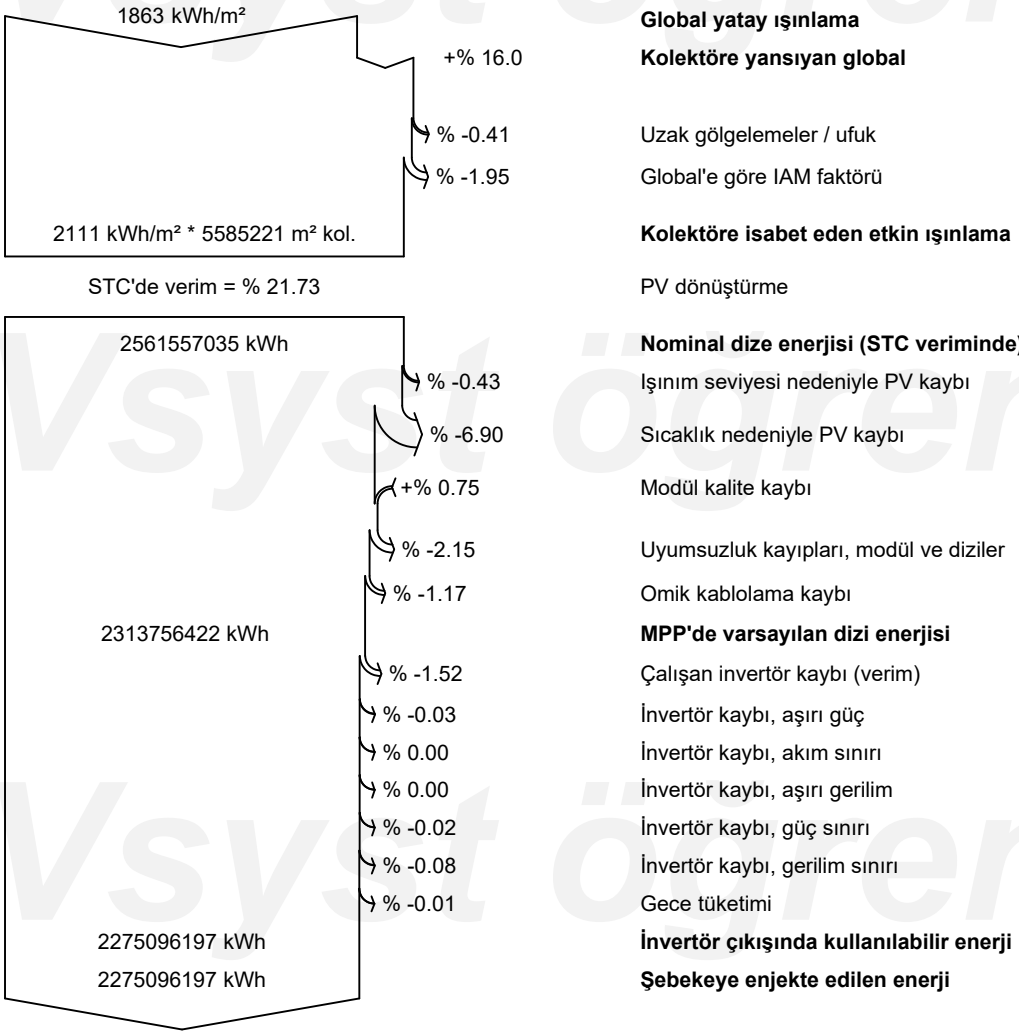
# Proje: AFŞİN ELBİSTAN B TERMİK SANTRALİ SABİT EĞİMLİ SİMÜLASYON PROJESİ

## Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

PVsyst öğrenci

## Kayıplar diyagramı



# Proje: AFŞİN ELBİSTAN B TERMİK SANTRALİ SABİT EĞİMLİ SİMÜLASYON PROJESİ

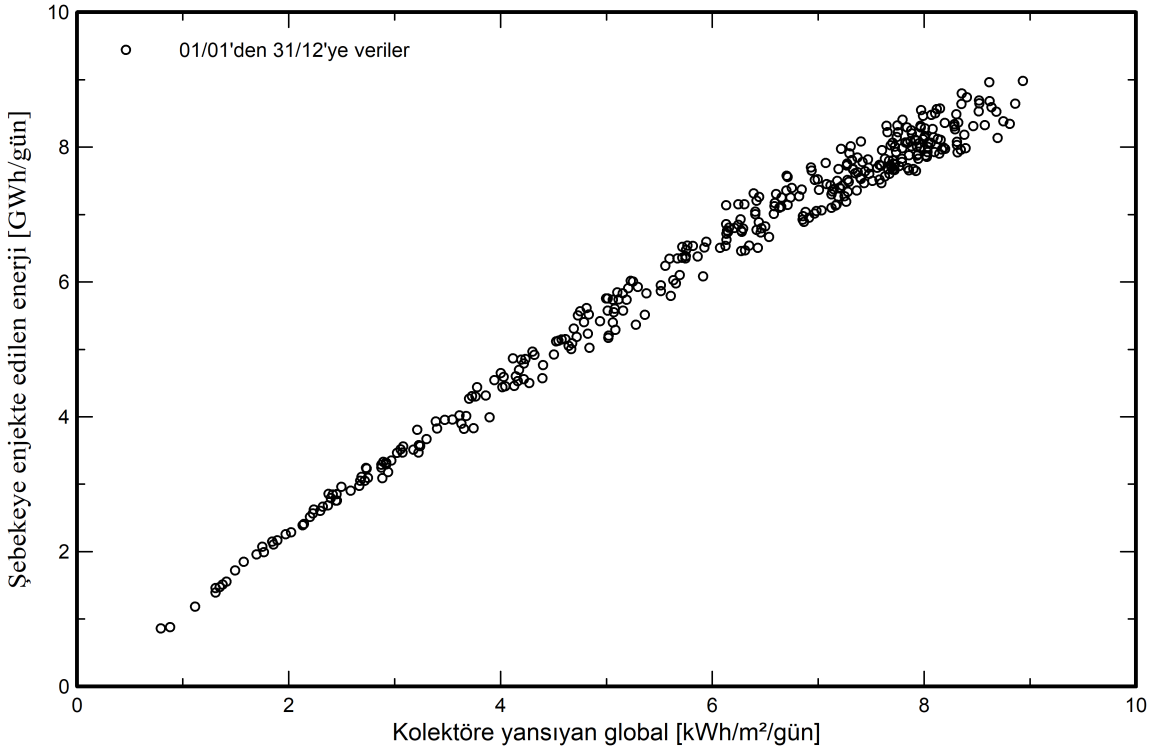
Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

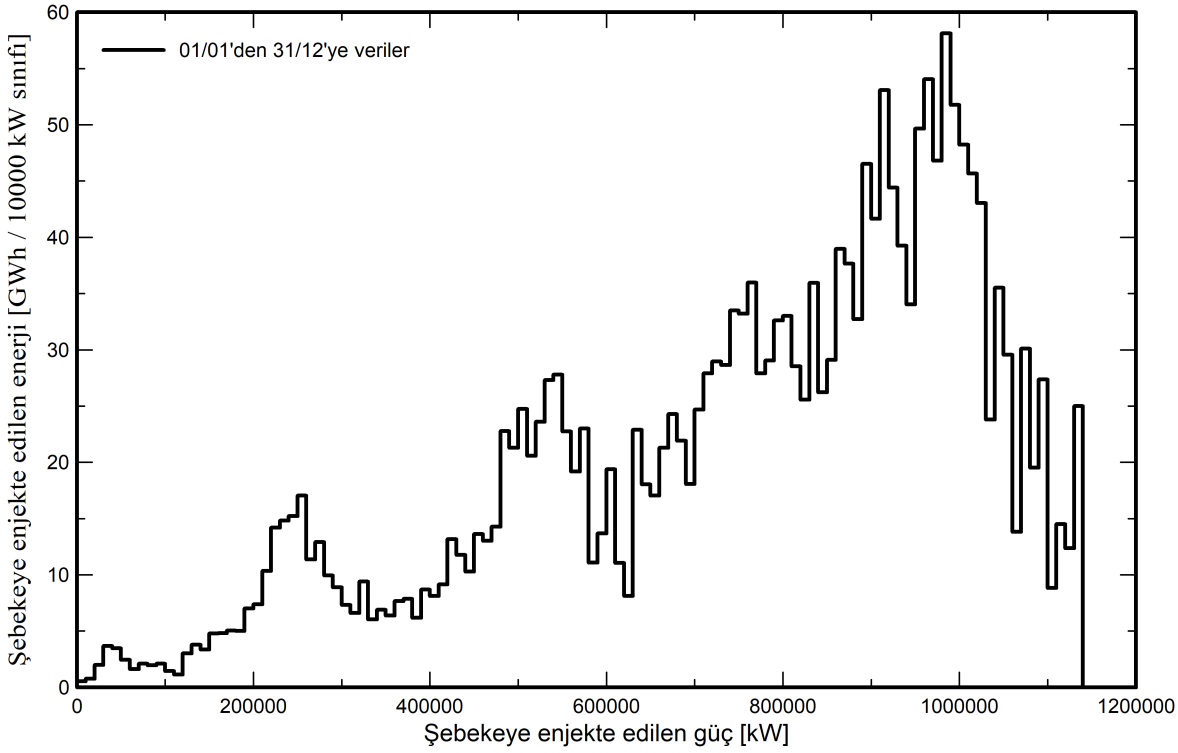
PVsyst öğrenci

## Ön tanımlı grafikler

### Günlük giriş / çıkış diyagramı



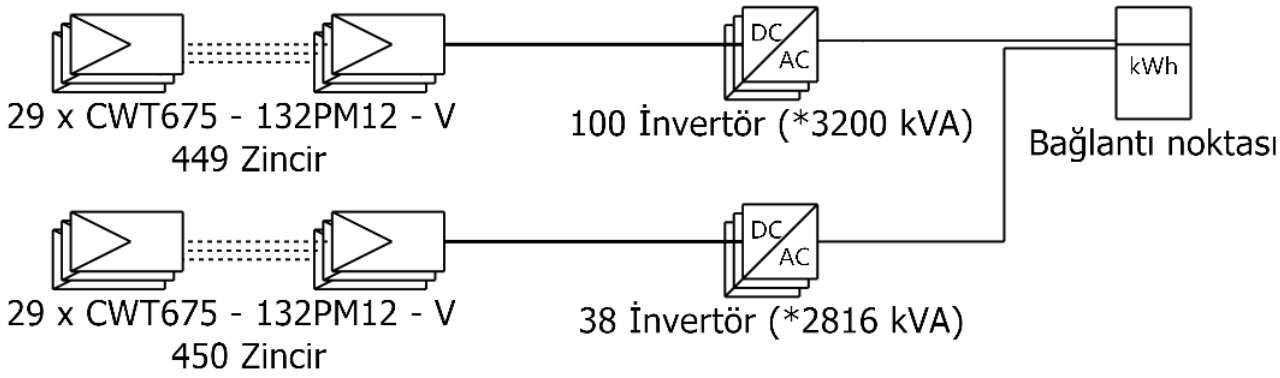

### Sistem çıkış gücü dağılımı




PVsyst öğrenci

# Tek hat şeması

**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
25/11/23 00:54
v7.3.4 ile




| | |
|---|---|
| PV modül | CWT675 - 132PM12 - V |
| İnvertör | Sunway SKID 8000- 660 EV |
| Zincir | 29 x CWT675 - 132PM12 - V |

| | | |
|---|---|---|
| | AFŞİN ELBİSTAN B TERMİK SAN TRALİ SABİT EĞİMLİ SİMÜLASY | RUHAT ALDEMIR (turkey) |
| | VC0 : Yeni simülasyon varyantı | 25/11/23 |

**EK 3: Çayırhan Termik Santrali Açık Kömür Sahasında Güneş Takipli ve Sabit Eğimli PV Santral Tasarımına ait PVSYST Yazılım Sonuçları**

PVsyst öğrenci

# PVsyst - Simülasyon raporu

## Şebekeye bağlı sistem

Proje: ÇAYIRHAN TERMİK SANTRALİ TAKİPLİ SANTRAL SİMÜLASYON VERİSİ-2400 DÖNÜ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz

Sistem gücü : 258.3 MWp

Çayırhan - Türkiye

**Author**
RUHAT ALDEMIR (turkey)

# Proje: ÇAYIRHAN TERMİK SANTRALİ TAKİPLİ SANTRAL SİMÜLASYON VERİSİ-2400 DÖNÜM

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
12/12/23 13:48
v7.3.4 ile

## Proje özeti

**Coğrafi konum**
**Çayırhan**
Türkiye

**Konum**

| | |
|---|---|
| Enlem | 40.11 °N |
| Boylam | 31.71 °E |
| Rakım | 601 m |
| Saat dilimi | UTC+3 |

**Proje ayarları**
Albedo 0.20

**Hava durumu verileri**
Çayırhan
Meteonorm 8.1 (2005-2013), Sat=% 100 - Sentetik

## Sistem özeti

**Şebekeye bağlı sistem**

**3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz**

**Kolektör düzleminin yönlendirmesi**
**Yönlendirme**
Takipçi düzlemi, K-G yatay eksen
Eksen Azimut 0 °

**Takip algoritması**
Işınım optimizasyonu

**Yakın gölgelemeler**
Gölgelemesiz

**Sistem bilgisi**

**PV alanı**

| | |
|---|---|
| Panel sayısı | 382676 adet |
| Toplam nom. güç | 258.3 MWp |

**İnvertör**

| | |
|---|---|
| Öğe sayısı | 28 adet |
| Toplam nom. güç | 216.5 MWac |
| Nom. güç oranı | 1.193 |

**Kullanıcı ihtiyaçları**
Sınırsız yükleme (şebeke)

## Sonuçların özeti

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Üretilen enerji | 516171967 kWh/yıl | Üretilebilir | 1998 kWh/kWp/yıl | Perf. oranı PR | 86.46 % |

## İçindekiler


Proje ve sonuçların özeti 2
Genel parametreler, Kolektör alanının özellikleri, Sistem kayıpları 3
Ufuk tanımlaması 4
Genel sonuçlar 5
Kayıplar diyagramı 6
Ön tanımlı grafikler 7
Tek hat şeması 8


PVsyst öğrenci

# Proje: ÇAYIRHAN TERMİK SANTRALİ TAKİPLİ SANTRAL SİMÜLASYON VERİSİ-2400 DÖNÜM

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
12/12/23 13:48
v7.3.4 ile

PVsyst öğrenci

## Genel parametreler

**Şebekeye bağlı sistem** — **3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz**

**Kolektör düzleminin yönlendirmesi**

| Yönlendirme | Takip algoritması | Takipçi ayarı |
|---|---|---|
| Takipçi düzlemi, K-G yatay eksen | Işınım optimizasyonu | 3B sahne tanımlanmadı |
| Eksen Azimut 0 ° | | |

**Kullanılan modeller**

| | |
|---|---|
| Transpozisyon | Perez |
| Difüz | Perez, Meteonorm |
| Circumsolar | ayrı |

| Ufuk | Yakın gölgelemeler | Kullanıcı ihtiyaçları |
|---|---|---|
| Ortalama yükseklik 5.7 ° | Gölgelemesiz | Sınırsız yükleme (şebeke) |

## Kolektör alanının özellikleri

**PV modül**

| | |
|---|---|
| Üretici | Generic |
| Model | CWT675 - 132PM12 - V |
| (Orijinal PVsyst veritabanı) | |
| Birim gücü | 675 Wp |
| PV modül sayısı | 382676 adet |
| Nominal (STC) | 258.3 MWp |
| Modül | 13667 Zincir x 28 Seri |
| **İşletme şartlarında (50°C)** | |
| Pmpp | 236.3 MWp |
| U mpp | 979 V |
| I mpp | 241260 A |

**İnvertör**

| | |
|---|---|
| Üretici | Generic |
| Model | Sunway SKID 8000- 620 EV |
| (Orijinal PVsyst veritabanı) | |
| Birim gücü | 7732 kWac |
| İnvertör sayısı | 28 adet |
| Toplam güç | 216496 kWac |
| Çalışma gerilimi | 880-1300 V |
| Nom. güç oranı (DC:AC) | 1.19 |
| İnvertörde güç paylaşımı | |

**Total PV gücü**

| | |
|---|---|
| Nominal (STC) | 258306 kWp |
| Toplam | 382676 modül |
| Panel yüzeyi | 1188726 m² |
| Hücre yüzeyi | 1113817 m² |

**İnvertör toplam gücü**

| | |
|---|---|
| Toplam güç | 216496 kWac |
| İnvertör sayısı | 28 adet |
| Nom. güç oranı | 1.19 |

## Dizi kayıpları

**Termal kayıp faktörü**

| | |
|---|---|
| Işınıma göre modül sıcaklığı | |
| Uc (sabit) | 20.0 W/m²K |
| Uv (rüzgar) | 0.0 W/m²K/m/s |

**DC kablolama kaybı**

| | |
|---|---|
| Global alan direnci | 0.067 mΩ |
| Kayıp oranı | 1.5 STC'de% |

**Modül kalite kaybı**

| | |
|---|---|
| Kayıp oranı | -0.8 % |

**Modül uyumsuzluk kaybı**

| | |
|---|---|
| Kayıp oranı | 2.0 MPP'de% |

**Dizi uyumsuzluk kaybı**

| | |
|---|---|
| Kayıp oranı | 0.2 % |

**IAM kayıp faktörü**

Yansıma etkisi (IAM): Fresnel, yansıma önleyici, n(cam)=1.526, n(AR)=1.290

| 0° | 30° | 50° | 60° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1.000 | 0.999 | 0.987 | 0.962 | 0.892 | 0.816 | 0.681 | 0.440 | 0.000 |

## Ufuk tanımlaması

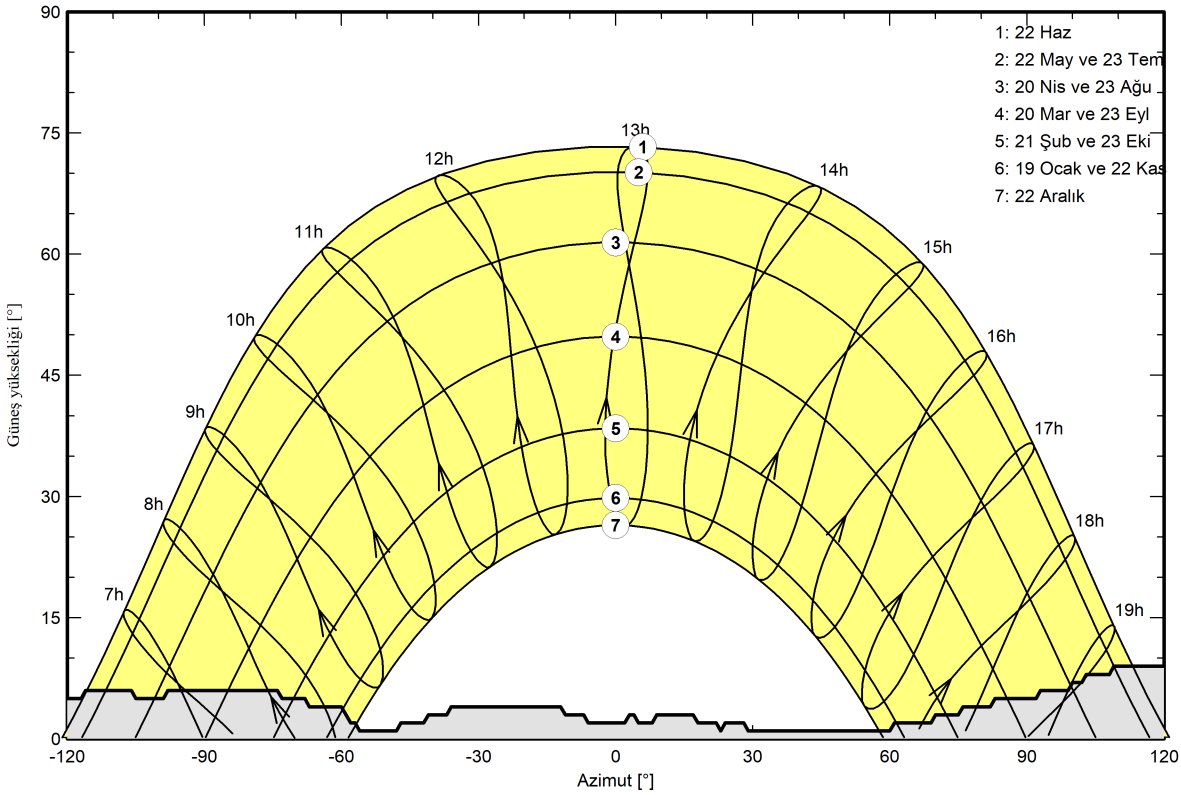
**Meteonorm webservisinden ufuk, lat=40,1141, lon=31,7066**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Ortalama yükseklik | 5.7 ° | Albedo faktörü | 0.00 |
| Difüz faktörü | 0.99 | Albedo oranı | 100 % |

### Ufuk profili

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Azimut [°] | -180 | -178 | -173 | -172 | -160 | -159 | -155 | -144 | -143 | -129 | -128 | -117 | -106 | -105 |
| Yükseklik [°] | 13.0 | 13.0 | 12.0 | 11.0 | 10.0 | 9.0 | 9.0 | 8.0 | 7.0 | 6.0 | 5.0 | 5.0 | 6.0 | 5.0 |
| Azimut [°] | -74 | -73 | -68 | -60 | -58 | -48 | -47 | -42 | -37 | -36 | -12 | -7 | -6 | 2 |
| Yükseklik [°] | 6.0 | 5.0 | 5.0 | 4.0 | 2.0 | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 4.0 | 4.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 |
| Azimut [°] | 3 | 5 | 8 | 9 | 18 | 22 | 23 | 28 | 29 | 60 | 69 | 70 | 75 | 83 |
| Yükseklik [°] | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 1.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 3.0 | 3.0 | 5.0 |
| Azimut [°] | 92 | 99 | 100 | 102 | 109 | 144 | 149 | 150 | 155 | 164 | 166 | 169 | 170 | 179 |
| Yükseklik [°] | 5.0 | 6.0 | 7.0 | 7.0 | 9.0 | 9.0 | 10.0 | 11.0 | 11.0 | 13.0 | 13.0 | 12.0 | 13.0 | 13.0 |

### Güneş yörüngesi (yükseklik/azimut diyagramı)




PVsyst öğrenci

# Proje: ÇAYIRHAN TERMİK SANTRALİ TAKİPLİ SANTRAL SİMÜLASYON VERİSİ-2400 DÖNÜM

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
12/12/23 13:48
v7.3.4 ile

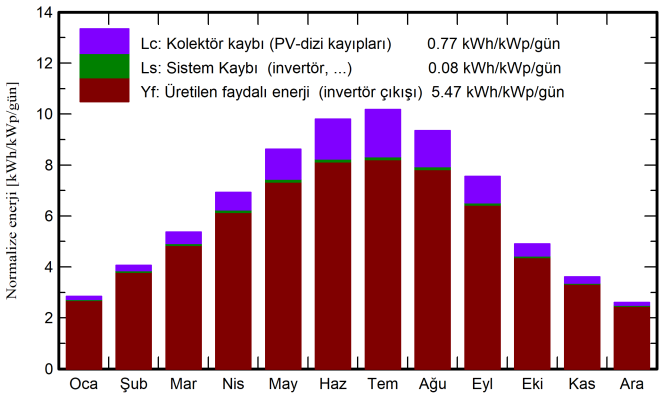
PVsyst öğrenci

## Genel sonuçlar

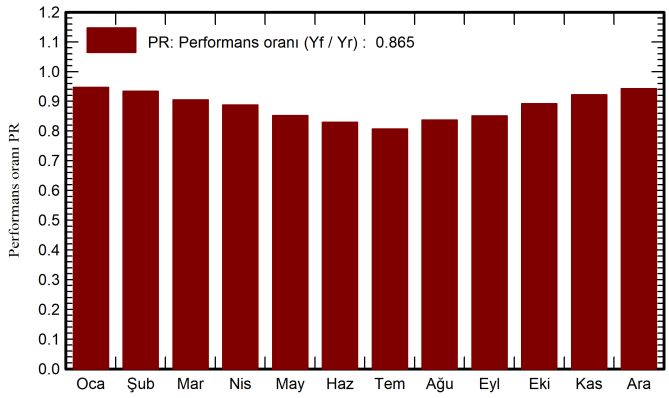
### Sistem üretimi

| | | | |
|---|---|---|---|
| Üretilen enerji | 516171967 kWh/yıl | Üretilebilir | 1998 kWh/kWp/yıl |
| | | Perf. oranı PR | 86.46 % |

### Normalize üretim (kWp başı)




### Performans oranı PR



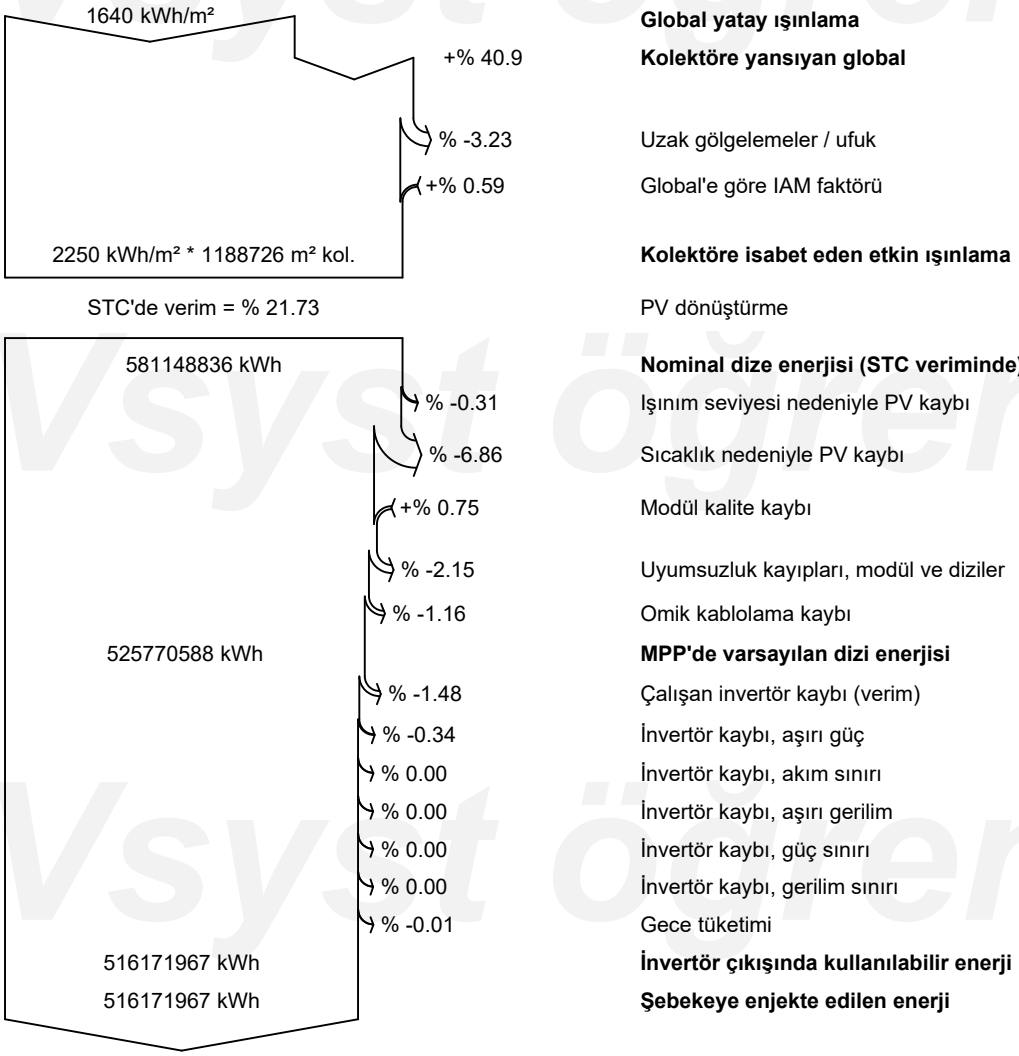

### Bilanço ve genel sonuçlar

| | GlobHor kWh/m² | DiffHor kWh/m² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m² | GlobEff kWh/m² | EArray kWh | E_Grid kWh | PR oran |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Ocak** | 61.7 | 27.02 | 0.76 | 88.0 | 85.6 | 21876768 | 21539723 | 0.947 |
| **Şubat** | 80.4 | 35.66 | 2.54 | 113.9 | 110.6 | 27897561 | 27483571 | 0.934 |
| **Mart** | 122.0 | 54.81 | 6.55 | 166.3 | 161.9 | 39484017 | 38891182 | 0.905 |
| **Nisan** | 155.3 | 68.09 | 10.94 | 207.9 | 204.0 | 48387181 | 47663384 | 0.888 |
| **Mayıs** | 194.8 | 76.39 | 16.07 | 267.1 | 260.5 | 59679333 | 58777294 | 0.852 |
| **Haziran** | 210.0 | 65.32 | 20.07 | 294.1 | 284.8 | 63939997 | 62987795 | 0.829 |
| **Temmuz** | 222.6 | 64.93 | 24.28 | 315.7 | 304.1 | 66768503 | 65778425 | 0.807 |
| **Ağustos** | 203.8 | 59.94 | 24.30 | 290.0 | 286.1 | 63626566 | 62665153 | 0.837 |
| **Eylül** | 156.1 | 48.63 | 18.75 | 226.8 | 220.7 | 50587724 | 49837298 | 0.851 |
| **Ekim** | 106.5 | 43.37 | 12.84 | 152.0 | 147.8 | 35549082 | 35021194 | 0.892 |
| **Kasım** | 71.5 | 29.09 | 6.95 | 108.4 | 105.0 | 26177878 | 25802335 | 0.922 |
| **Aralık** | 55.0 | 25.13 | 2.17 | 81.0 | 78.6 | 20027390 | 19724614 | 0.943 |
| **Yıl** | 1639.8 | 598.37 | 12.24 | 2311.2 | 2249.8 | 524002000 | 516171967 | 0.865 |

### Açıklama

| | |
|---|---|
| GlobHor | Global yatay ışınlama |
| DiffHor | Yatay difüz ışınlama |
| T_Amb | Çevre sıcaklığı |
| GlobInc | Kolektöre yansıyan global |
| GlobEff | IAM ve gölgeleme için düzeltilmiş etkin Global |
| EArray | Dizinin çıkışında etkin enerji |
| E_Grid | Şebekeye enjekte edilen enerji |
| PR | Performans oranı |

## Kayıplar diyagramı

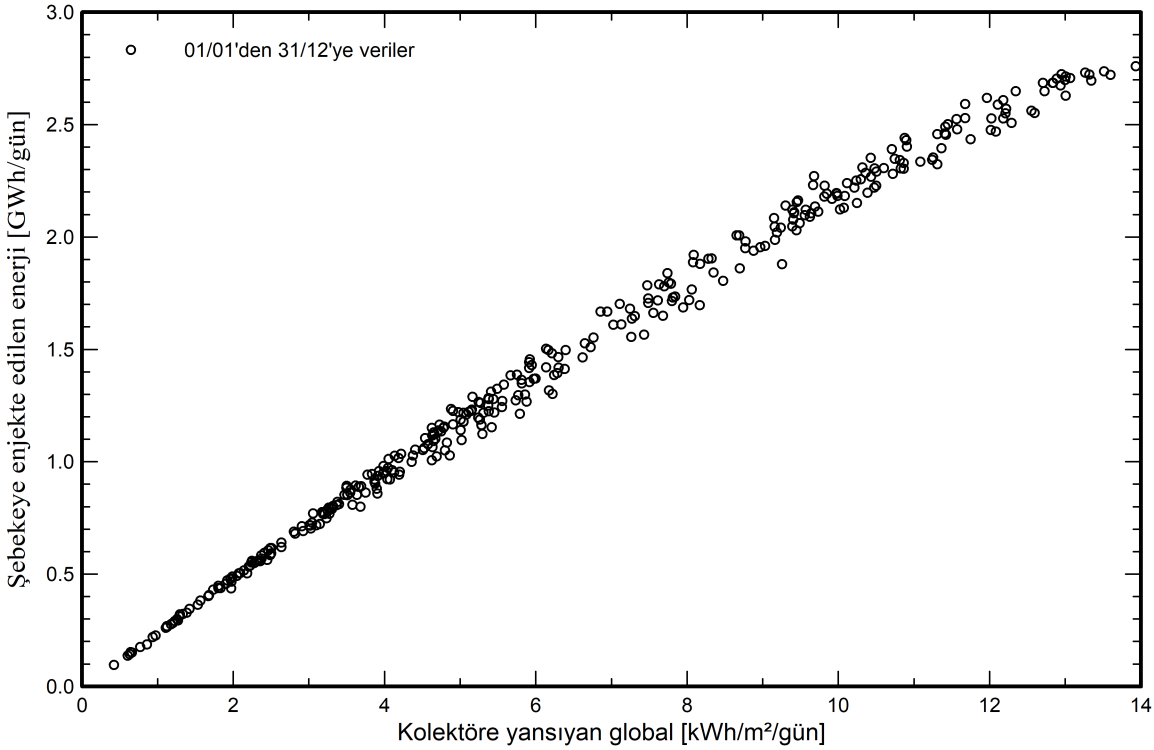



PVsyst öğrenci

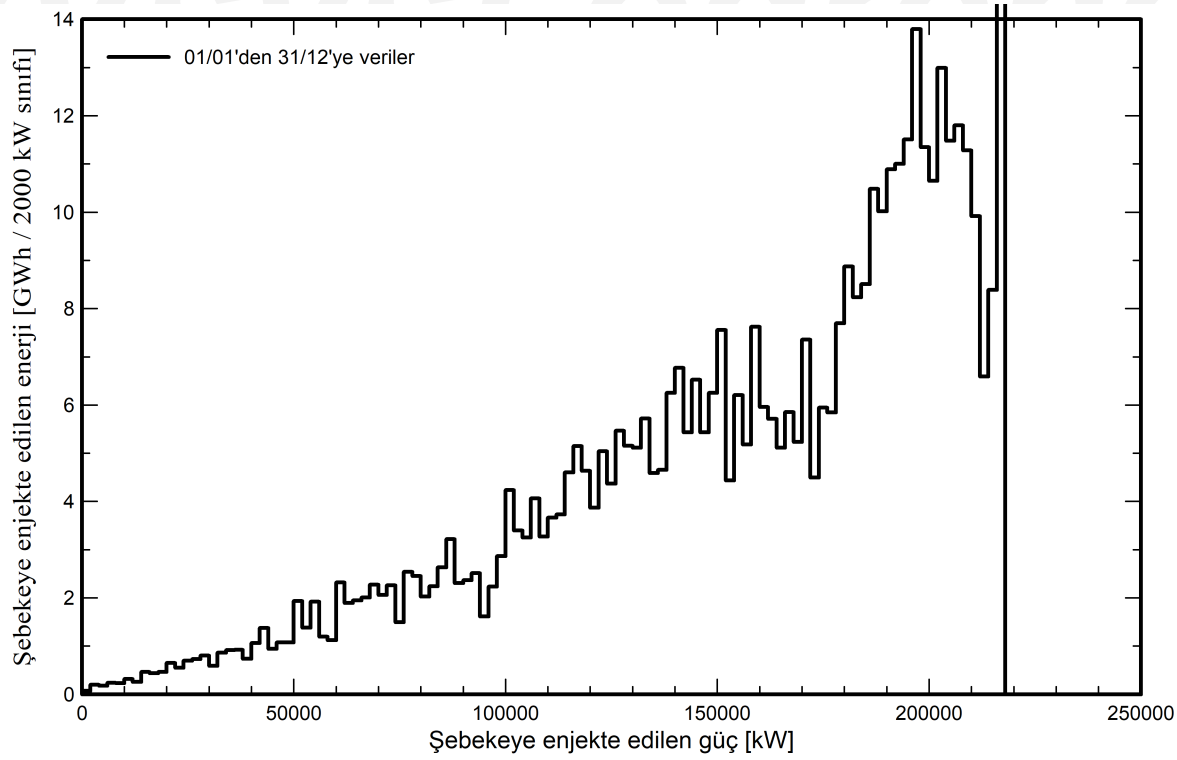
PVsyst öğrenci

## Ön tanımlı grafikler

### Günlük giriş / çıkış diyagramı



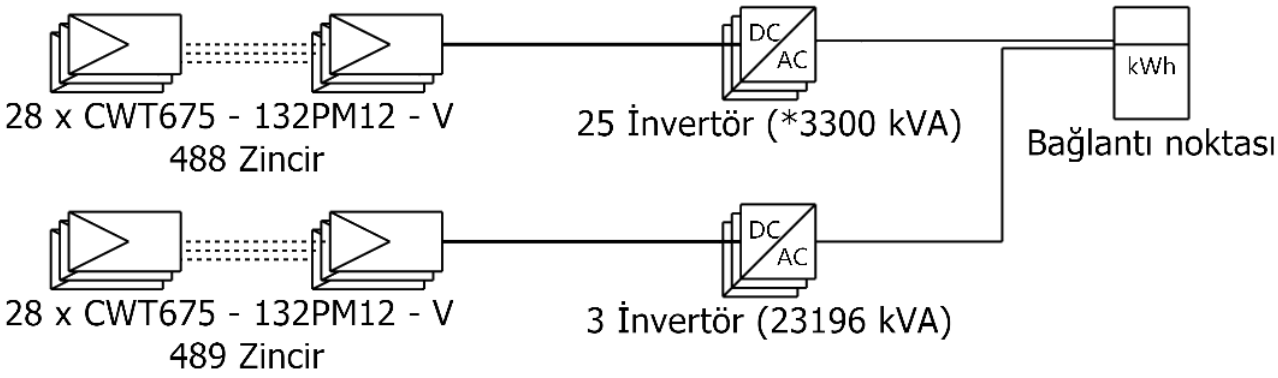

### Sistem çıkış gücü dağılımı




PVsyst öğrenci

# Tek hat şeması

**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
12/12/23 13:48
v7.3.4 ile




| | |
|---|---|
| PV modül | CWT675 - 132PM12 - V |
| İnvertör | Sunway SKID 8000- 620 EV |
| Zincir | 28 x CWT675 - 132PM12 - V |

| | | |
|---|---|---|
| | ÇAYIRHAN TERMİK SANTRALİ T AKİPLİ SANTRAL SİMÜLASYON | RUHAT ALDEMIR (t urkey) |
| | VC0 : Yeni simülasyon varyantı | 12/12/23 |

Sürüm 7.3.4

# PVsyst - Simülasyon raporu

## Şebekeye bağlı sistem

Proje: ÇAYIRHAN TERMİK SANTRALİ SABİT EĞİMLİ SİMÜLASYON PROJESİ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz

Sistem gücü : 258.3 MWp

Çayırhan - Türkiye

**Author**
RUHAT ALDEMIR (turkey)

PVsyst öğrenci

# Proje: ÇAYIRHAN TERMİK SANTRALİ SABİT EĞİMLİ SİMÜLASYON PROJESİ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
12/12/23 13:39
v7.3.4 ile

## Proje özeti

**Coğrafi konum**
**Çayırhan**
Türkiye

**Konum**

| | |
|---|---|
| Enlem | 40.11 °N |
| Boylam | 31.71 °E |
| Rakım | 601 m |
| Saat dilimi | UTC+3 |

**Proje ayarları**

| | |
|---|---|
| Albedo | 0.20 |

**Hava durumu verileri**
Çayırhan
Meteonorm 8.1 (2005-2013), Sat=% 100 - Sentetik

## Sistem özeti

**Şebekeye bağlı sistem**

**3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz**

**Kolektör düzleminin yönlendirmesi**
Sabit düzlem
Eğim/Azimut 35 / 0 °

**Yakın gölgelemeler**
Gölgelemesiz

**Kullanıcı ihtiyaçları**
Sınırsız yükleme (şebeke)

**Sistem bilgisi**

**PV alanı**

| | |
|---|---|
| Panel sayısı | 382676 adet |
| Toplam nom. güç | 258.3 MWp |

**İnvertör**

| | |
|---|---|
| Öğe sayısı | 29 adet |
| Toplam nom. güç | 224.2 MWac |
| Nom. güç oranı | 1.152 |

## Sonuçların özeti

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Üretilen enerji | 425910962 kWh/yıl | Üretilebilir | 1649 kWh/kWp/yıl | Perf. oranı PR | 87.23 % |

## İçindekiler


Proje ve sonuçların özeti 2
Genel parametreler, Kolektör alanının özellikleri, Sistem kayıpları 3
Ufuk tanımlaması 4
Genel sonuçlar 5
Kayıplar diyagramı 6
Ön tanımlı grafikler 7
Tek hat şeması 8


PVsyst öğrenci

# Proje: ÇAYIRHAN TERMİK SANTRALİ SABİT EĞİMLİ SİMÜLASYON PROJESİ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

## Genel parametreler

**Şebekeye bağlı sistem** — **3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz**

**Kolektör düzleminin yönlendirmesi**

| Yönlendirme | Dizi ayarları | Kullanılan modeller |
|---|---|---|
| Sabit düzlem | 3B sahne tanımlanmadı | Transpozisyon Perez |
| Eğim/Azimut 35 / 0 ° | | Difüz Perez, Meteonorm |
| | | Circumsolar ayrı |

| Ufuk | Yakın gölgelemeler | Kullanıcı ihtiyaçları |
|---|---|---|
| Ortalama yükseklik 5.7 ° | Gölgelemesiz | Sınırsız yükleme (şebeke) |

## Kolektör alanının özellikleri

**PV modül**

| | |
|---|---|
| Üretici | Generic |
| Model (Orijinal PVsyst veritabanı) | CWT675 - 132PM12 - V |
| Birim gücü | 675 Wp |
| PV modül sayısı | 382676 adet |
| Nominal (STC) | 258.3 MWp |
| Modül | 13667 Zincir x 28 Seri |
| **İşletme şartlarında (50°C)** | |
| Pmpp | 236.3 MWp |
| U mpp | 979 V |
| I mpp | 241260 A |

**İnvertör**

| | |
|---|---|
| Üretici | Generic |
| Model (Orijinal PVsyst veritabanı) | Sunway SKID 8000- 620 EV |
| Birim gücü | 7732 kWac |
| İnvertör sayısı | 29 adet |
| Toplam güç | 224228 kWac |
| Çalışma gerilimi | 880-1300 V |
| Nom. güç oranı (DC:AC) | 1.15 |
| İnvertörde güç paylaşımı | |

**Total PV gücü**

| | |
|---|---|
| Nominal (STC) | 258306 kWp |
| Toplam | 382676 modül |
| Panel yüzeyi | 1188726 m² |
| Hücre yüzeyi | 1113817 m² |

**İnvertör toplam gücü**

| | |
|---|---|
| Toplam güç | 224228 kWac |
| İnvertör sayısı | 29 adet |
| Nom. güç oranı | 1.15 |

## Dizi kayıpları

**Termal kayıp faktörü**

| | |
|---|---|
| Işınıma göre modül sıcaklığı | |
| Uc (sabit) | 20.0 W/m²K |
| Uv (rüzgar) | 0.0 W/m²K/m/s |

**DC kablolama kaybı**

| | |
|---|---|
| Global alan direnci | 0.067 mΩ |
| Kayıp oranı | 1.5 STC'de% |

**Modül kalite kaybı**

| | |
|---|---|
| Kayıp oranı | -0.8 % |

**Modül uyumsuzluk kaybı**

| | |
|---|---|
| Kayıp oranı | 2.0 MPP'de% |

**Dizi uyumsuzluk kaybı**

| | |
|---|---|
| Kayıp oranı | 0.2 % |

**IAM kayıp faktörü**

Yansıma etkisi (IAM): Fresnel, yansıma önleyici, n(cam)=1.526, n(AR)=1.290

| 0° | 30° | 50° | 60° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1.000 | 0.999 | 0.987 | 0.962 | 0.892 | 0.816 | 0.681 | 0.440 | 0.000 |

PVsyst öğrenci

## Ufuk tanımlaması

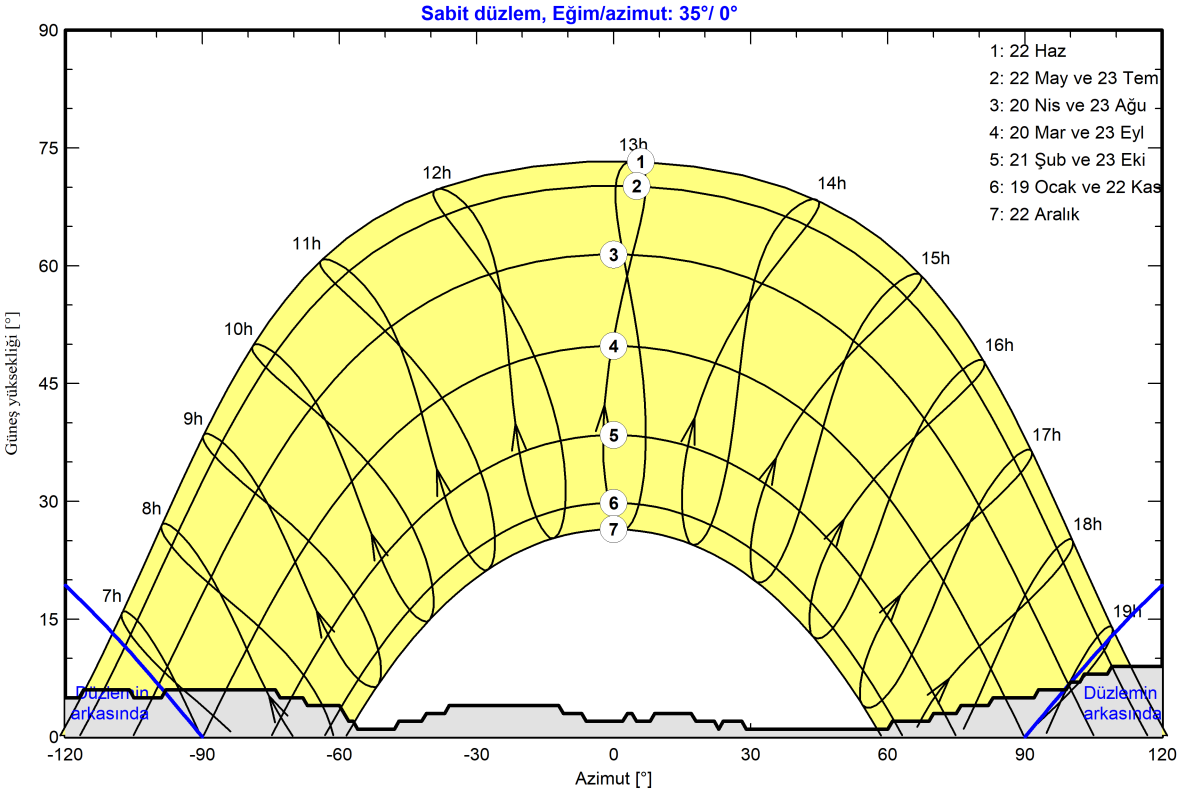
**Meteonorm webservisinden ufuk, lat=40,1141, lon=31,7066**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Ortalama yükseklik | 5.7 ° | Albedo faktörü | 0.87 |
| Difüz faktörü | 0.98 | Albedo oranı | 100 % |

### Ufuk profili

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Azimut [°] | -180 | -178 | -173 | -172 | -160 | -159 | -155 | -144 | -143 | -129 | -128 | -117 | -106 | -105 |
| Yükseklik [°] | 13.0 | 13.0 | 12.0 | 11.0 | 10.0 | 9.0 | 9.0 | 8.0 | 7.0 | 6.0 | 5.0 | 5.0 | 6.0 | 5.0 |
| Azimut [°] | -74 | -73 | -68 | -60 | -58 | -48 | -47 | -42 | -37 | -36 | -12 | -7 | -6 | 2 |
| Yükseklik [°] | 6.0 | 5.0 | 5.0 | 4.0 | 2.0 | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 4.0 | 4.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 |
| Azimut [°] | 3 | 5 | 8 | 9 | 18 | 22 | 23 | 28 | 29 | 60 | 69 | 70 | 75 | 83 |
| Yükseklik [°] | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 1.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 3.0 | 3.0 | 5.0 |
| Azimut [°] | 92 | 99 | 100 | 102 | 109 | 144 | 149 | 150 | 155 | 164 | 166 | 169 | 170 | 179 |
| Yükseklik [°] | 5.0 | 6.0 | 7.0 | 7.0 | 9.0 | 9.0 | 10.0 | 11.0 | 11.0 | 13.0 | 13.0 | 12.0 | 13.0 | 13.0 |

### Güneş yörüngesi (yükseklik/azimut diyagramı)



# Proje: ÇAYIRHAN TERMİK SANTRALİ SABİT EĞİMLİ SİMÜLASYON PROJESİ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

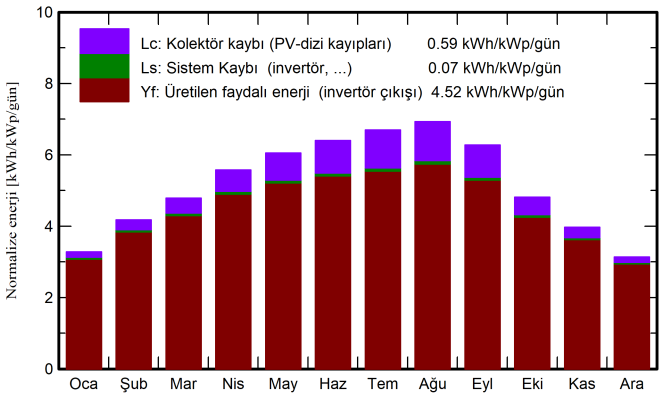
**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
12/12/23 13:39
v7.3.4 ile

## Genel sonuçlar

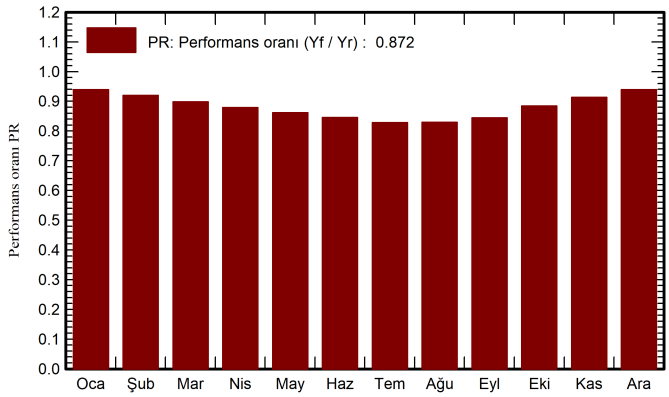
### Sistem üretimi

| | | | |
|---|---|---|---|
| Üretilen enerji | 425910962 kWh/yıl | Üretilebilir | 1649 kWh/kWp/yıl |
| | | Perf. oranı PR | 87.23 % |

### Normalize üretim (kWp başı)




### Performans oranı PR




### Bilanço ve genel sonuçlar

| | GlobHor kWh/m² | DiffHor kWh/m² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m² | GlobEff kWh/m² | EArray kWh | E_Grid kWh | PR oran |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Ocak** | 61.7 | 27.02 | 0.76 | 101.7 | 99.9 | 25091968 | 24672852 | 0.939 |
| **Şubat** | 80.4 | 35.66 | 2.54 | 117.0 | 114.1 | 28248424 | 27809753 | 0.920 |
| **Mart** | 122.0 | 54.81 | 6.55 | 148.4 | 144.5 | 34999132 | 34443063 | 0.899 |
| **Nisan** | 155.3 | 68.09 | 10.94 | 167.4 | 162.5 | 38600811 | 37988540 | 0.879 |
| **Mayıs** | 194.8 | 76.39 | 16.07 | 187.5 | 181.5 | 42450258 | 41769375 | 0.862 |
| **Haziran** | 210.0 | 65.32 | 20.07 | 192.0 | 185.7 | 42594321 | 41930605 | 0.846 |
| **Temmuz** | 222.6 | 64.93 | 24.28 | 207.6 | 201.0 | 45146490 | 44446291 | 0.829 |
| **Ağustos** | 203.8 | 59.94 | 24.30 | 214.9 | 208.8 | 46785497 | 46037825 | 0.829 |
| **Eylül** | 156.1 | 48.63 | 18.75 | 188.2 | 183.0 | 41687666 | 41047635 | 0.844 |
| **Ekim** | 106.5 | 43.37 | 12.84 | 149.3 | 145.8 | 34642926 | 34092256 | 0.884 |
| **Kasım** | 71.5 | 29.09 | 6.95 | 119.0 | 116.4 | 28531496 | 28103255 | 0.914 |
| **Aralık** | 55.0 | 25.13 | 2.17 | 97.2 | 95.5 | 23949810 | 23569511 | 0.939 |
| **Yıl** | 1639.8 | 598.37 | 12.24 | 1890.2 | 1838.7 | 432728799 | 425910962 | 0.872 |

### Açıklama

| | | | |
|---|---|---|---|
| GlobHor | Global yatay ışınlama | EArray | Dizinin çıkışında etkin enerji |
| DiffHor | Yatay difüz ışınlama | E_Grid | Şebekeye enjekte edilen enerji |
| T_Amb | Çevre sıcaklığı | PR | Performans oranı |
| GlobInc | Kolektöre yansıyan global | | |
| GlobEff | IAM ve gölgeleme için düzeltilmiş etkin Global | | |

PVsyst öğrenci

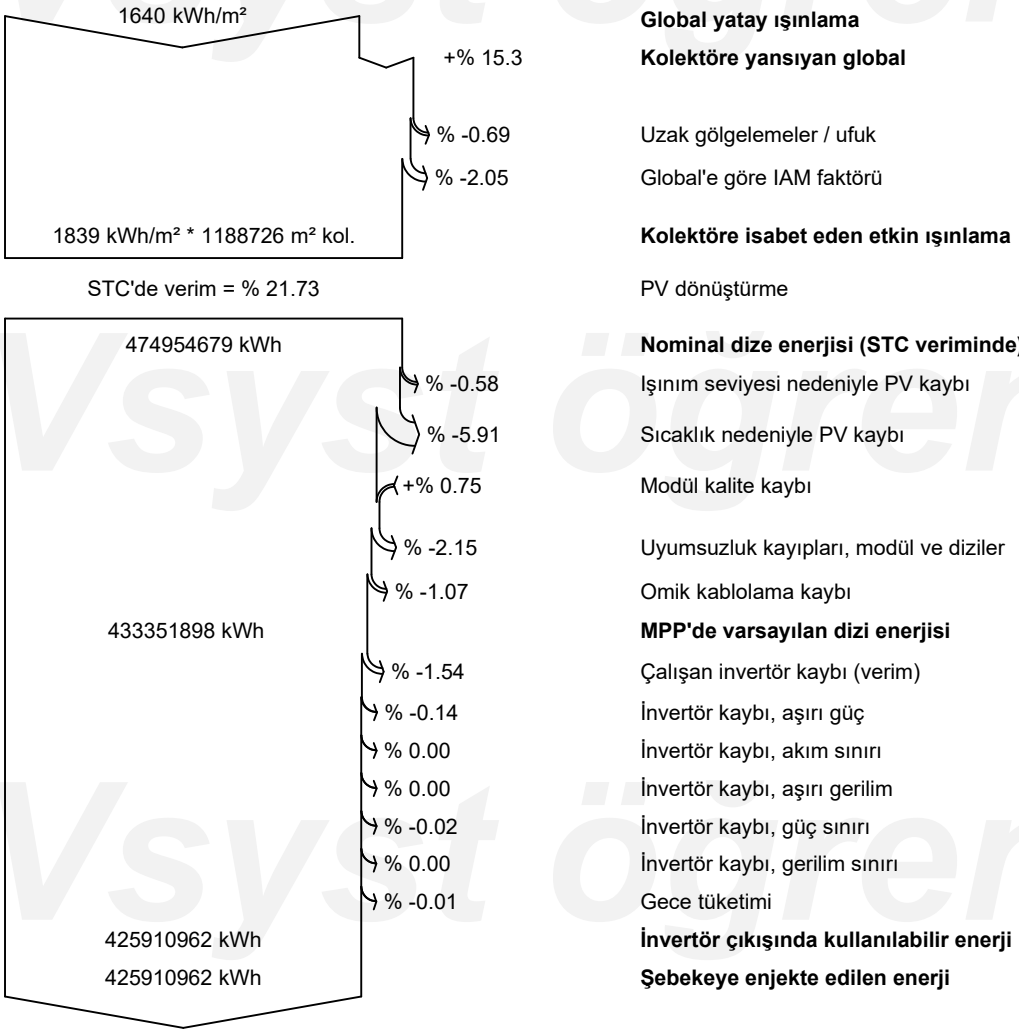
# Proje: ÇAYIRHAN TERMİK SANTRALİ SABİT EĞİMLİ SİMÜLASYON PROJESİ

## Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

PVsyst öğrenci

## Kayıplar diyagramı



# Proje: ÇAYIRHAN TERMİK SANTRALİ SABİT EĞİMLİ SİMÜLASYON PROJESİ

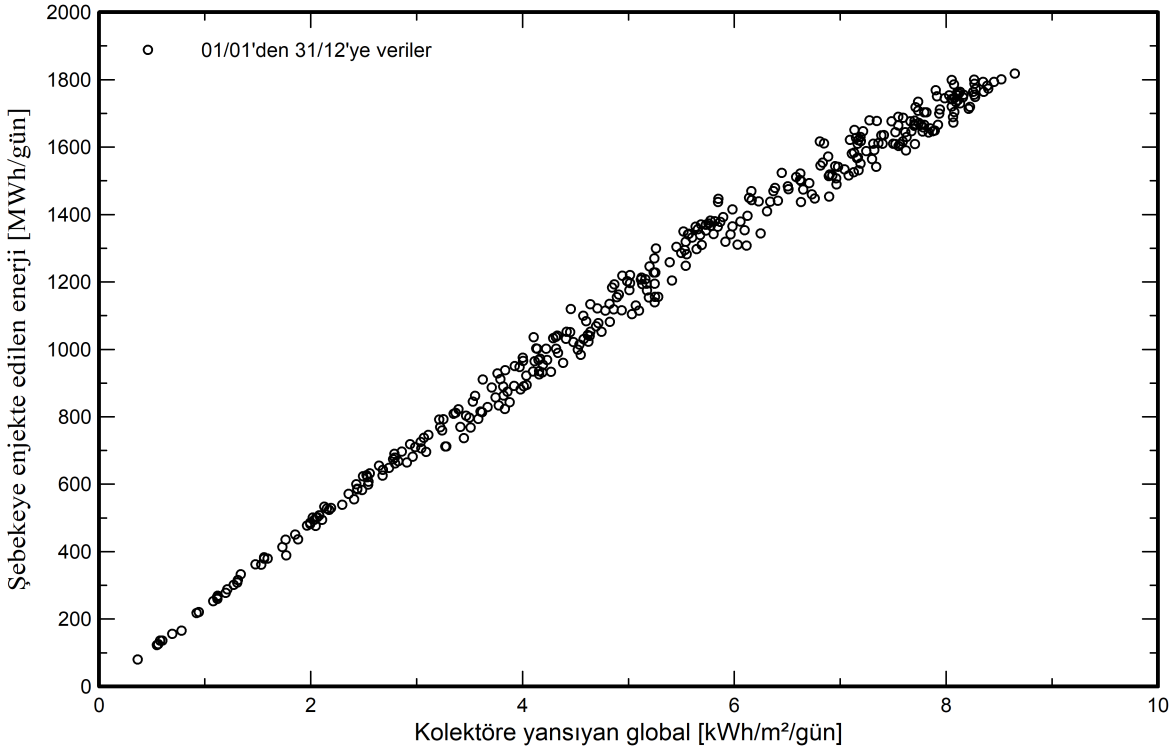
Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

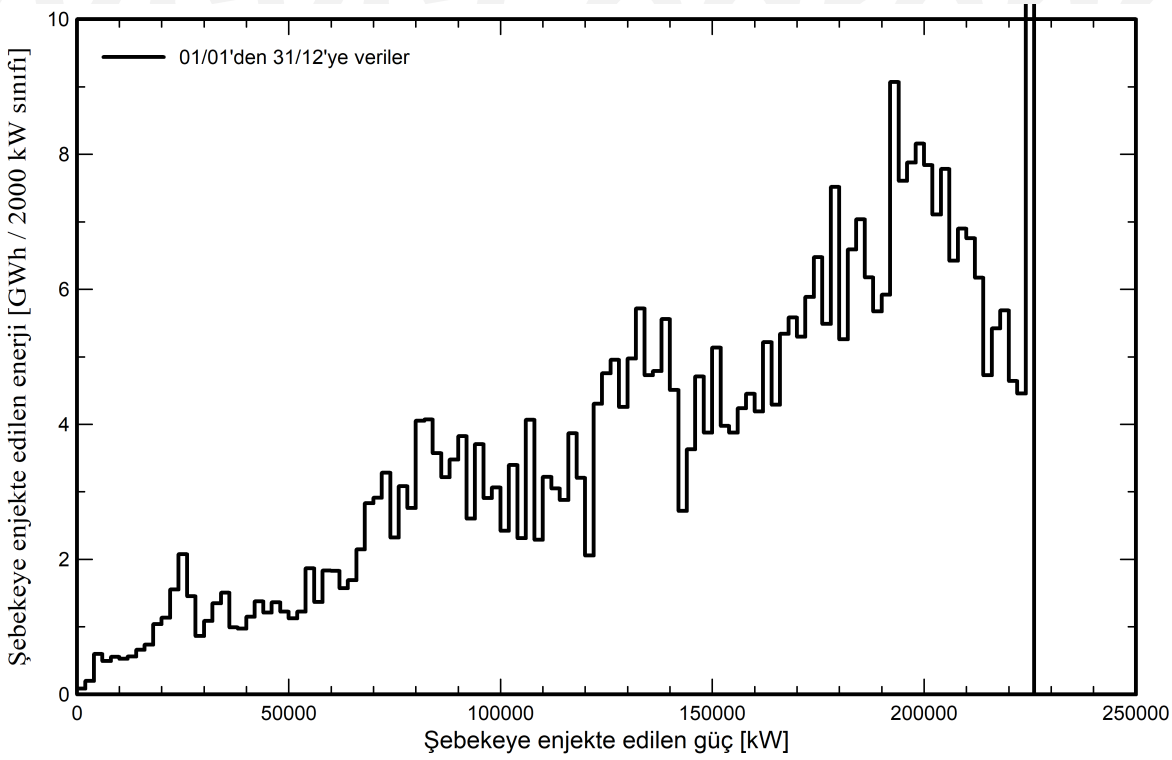
PVsyst öğrenci

## Ön tanımlı grafikler

### Günlük giriş / çıkış diyagramı



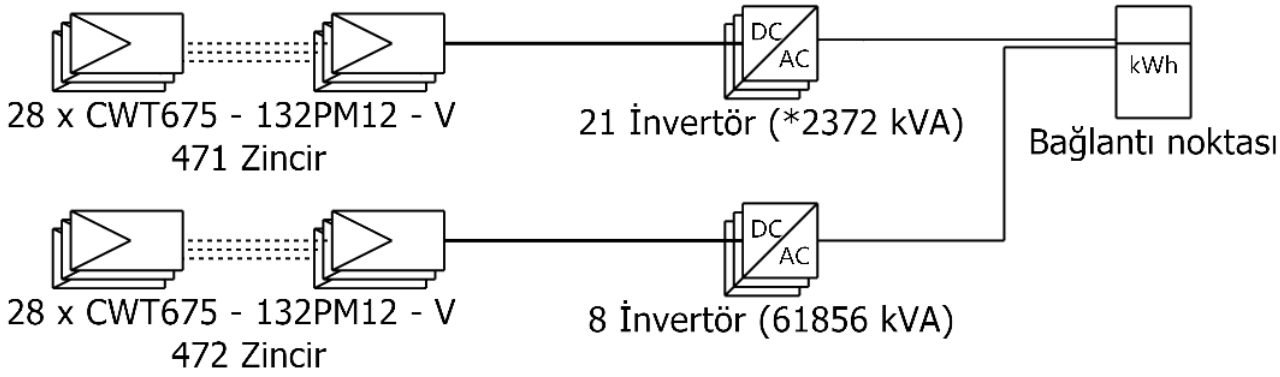

### Sistem çıkış gücü dağılımı




PVsyst öğrenci

# Tek hat şeması

**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
12/12/23 13:39
v7.3.4 ile




| | |
|---|---|
| PV modül | CWT675 - 132PM12 - V |
| İnvertör | Sunway SKID 8000- 620 EV |
| Zincir | 28 x CWT675 - 132PM12 - V |

| | | |
|---|---|---|
| | ÇAYIRHAN TERMİK SANTRALİ S ABİT EĞİMLİ SİMÜLASYON PRO | RUHAT ALDEMIR (turkey) |
| | VC0 : Yeni simülasyon varyantı | 12/12/23 |

PVsyst öğrenci

# PVsyst - Simülasyon raporu

## Şebekeye bağlı sistem

Proje: 18 MART ÇAN TERMİK SANTRALİ-TAKİPLİ S.SİMÜLASYON VERİSİ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz

Sistem gücü : 1214 MWp

Kulfal - Türkiye

**Author**
RUHAT ALDEMIR (turkey)

# Proje: 18 MART ÇAN TERMİK SANTRALİ-TAKİPLİ
# S.SİMÜLASYON VERİSİ

## Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
24/11/23 12:53
v7.3.4 ile

PVsyst öğrenci

## Proje özeti

**Coğrafi konum**
**Kulfal**
Türkiye

**Konum**

| | |
|---|---|
| Enlem | 40.03 °N |
| Boylam | 27.02 °E |
| Rakım | 160 m |
| Saat dilimi | UTC+3 |

**Proje ayarları**
Albedo 0.20

**Hava durumu verileri**
Kulfal
Meteonorm 8.1 (2005-2013), Sat=% 100 - Sentetik

## Sistem özeti

**Şebekeye bağlı sistem**

**3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz**

**Kolektör düzleminin yönlendirmesi**
**Yönlendirme**
Takipçi düzlemi, K-G yatay eksen
Eksen Azimut 0 °

**Takip algoritması**
Işınım optimizasyonu

**Yakın gölgelemeler**
Gölgelemesiz

**Sistem bilgisi**

**PV alanı**

| | |
|---|---|
| Panel sayısı | 1798000 adet |
| Toplam nom. güç | 1214 MWp |

**İnvertör**

| | |
|---|---|
| Öğe sayısı | 125 adet |
| Toplam nom. güç | 1029 MWac |
| Nom. güç oranı | 1.179 |

**Kullanıcı ihtiyaçları**
Sınırsız yükleme (şebeke)

## Sonuçların özeti

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Üretilen enerji | 2330760908 kWh/yıl | Üretilebilir | 1920 kWh/kWp/yıl | Perf. oranı PR | 86.51 % |

## İçindekiler


Proje ve sonuçların özeti 2
Genel parametreler, Kolektör alanının özellikleri, Sistem kayıpları 3
Ufuk tanımlaması 4
Genel sonuçlar 5
Kayıplar diyagramı 6
Ön tanımlı grafikler 7
Tek hat şeması 8

# Proje: 18 MART ÇAN TERMİK SANTRALİ-TAKİPLİ S.SİMÜLASYON VERİSİ

## Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

## Genel parametreler

**Şebekeye bağlı sistem**

**3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz**

**Kolektör düzleminin yönlendirmesi**

| Yönlendirme | Takip algoritması | Takipçi ayarı |
|---|---|---|
| Takipçi düzlemi, K-G yatay eksen | Işınım optimizasyonu | 3B sahne tanımlanmadı |
| Eksen Azimut 0 ° | | |

**Kullanılan modeller**

| | |
|---|---|
| Transpozisyon | Perez |
| Difüz | Perez, Meteonorm |
| Circumsolar | ayrı |

| Ufuk | Yakın gölgelemeler | Kullanıcı ihtiyaçları |
|---|---|---|
| Ortalama yükseklik 4.5 ° | Gölgelemesiz | Sınırsız yükleme (şebeke) |

## Kolektör alanının özellikleri

**PV modül**

| | |
|---|---|
| Üretici | Generic |
| Model | CWT675 - 132PM12 - V |
| (Orijinal PVsyst veritabanı) | |
| Birim gücü | 675 Wp |
| PV modül sayısı | 1798000 adet |
| Nominal (STC) | 1214 MWp |
| Modül | 62000 Zincir x 29 Seri |
| **İşletme şartlarında (50°C)** | |
| Pmpp | 1110 MWp |
| U mpp | 1014 V |
| I mpp | 1094471 A |

**İnvertör**

| | |
|---|---|
| Üretici | Generic |
| Model | Sunway SKID 8000- 660 EV |
| (Orijinal PVsyst veritabanı) | |
| Birim gücü | 8232 kWac |
| İnvertör sayısı | 125 adet |
| Toplam güç | 1029000 kWac |
| Çalışma gerilimi | 940-1300 V |
| Nom. güç oranı (DC:AC) | 1.18 |
| İnvertörde güç paylaşımı | |

**Total PV gücü**

| | |
|---|---|
| Nominal (STC) | 1213650 kWp |
| Toplam | 1798000 modül |
| Panel yüzeyi | 5585221 m² |
| Hücre yüzeyi | 5233259 m² |

**İnvertör toplam gücü**

| | |
|---|---|
| Toplam güç | 1029000 kWac |
| İnvertör sayısı | 125 adet |
| Nom. güç oranı | 1.18 |

## Dizi kayıpları

**Termal kayıp faktörü**

| | |
|---|---|
| Işınıma göre modül sıcaklığı | |
| Uc (sabit) | 20.0 W/m²K |
| Uv (rüzgar) | 0.0 W/m²K/m/s |

**DC kablolama kaybı**

| | |
|---|---|
| Global alan direnci | 0.015 mΩ |
| Kayıp oranı | 1.5 STC'de% |

**Modül kalite kaybı**

| | |
|---|---|
| Kayıp oranı | -0.8 % |

**Modül uyumsuzluk kaybı**

| | |
|---|---|
| Kayıp oranı | 2.0 MPP'de% |

**Dizi uyumsuzluk kaybı**

| | |
|---|---|
| Kayıp oranı | 0.2 % |

**IAM kayıp faktörü**

Yansıma etkisi (IAM): Fresnel, yansıma önleyici, n(cam)=1.526, n(AR)=1.290

| 0° | 30° | 50° | 60° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1.000 | 0.999 | 0.987 | 0.962 | 0.892 | 0.816 | 0.681 | 0.440 | 0.000 |

## Sistem kayıpları

**Sistemin kullanılamazlığı**

| | |
|---|---|
| Zaman oranı | 0.0 % |
| | 0.0 gün, |
| | 3 dönemler |

**Yardımcı kayıpları**

PVsyst öğrenci

## Ufuk tanımlaması

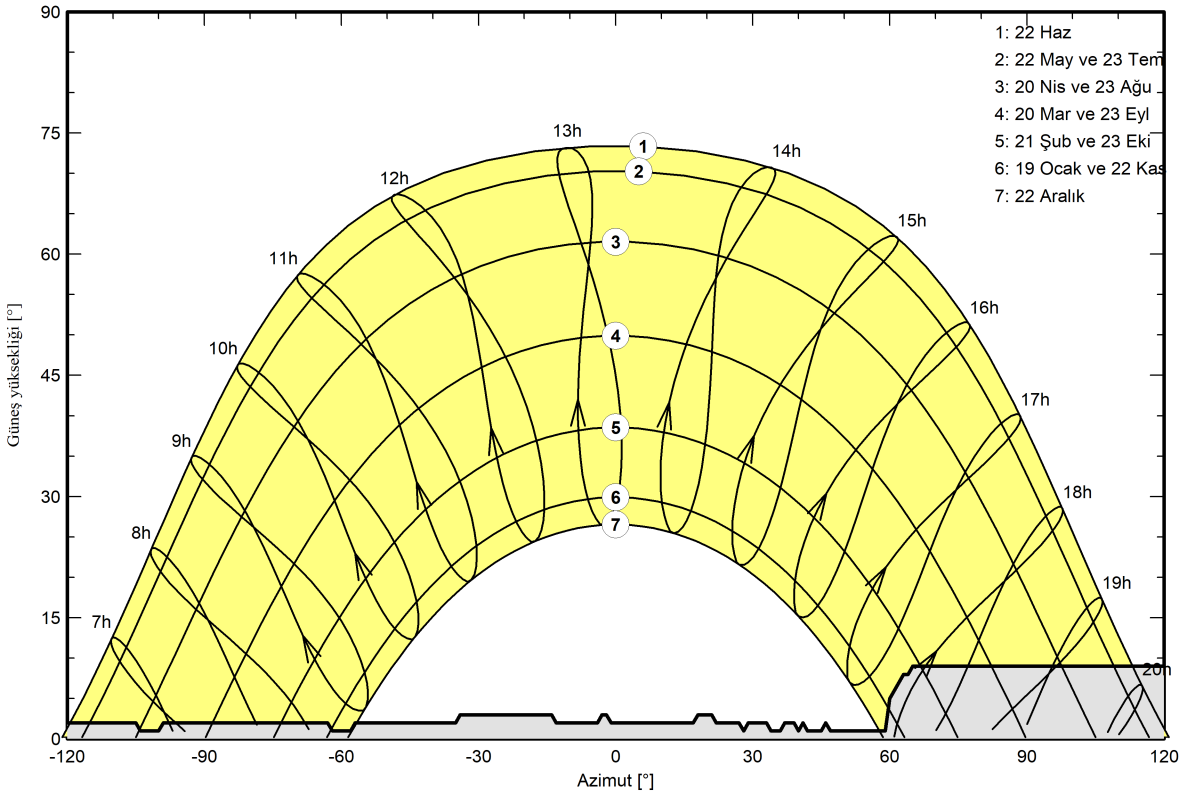
**Meteonorm webservisinden ufuk, lat=40,0262, lon=27,0189**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Ortalama yükseklik | 4.5 ° | Albedo faktörü | 0.00 |
| Difüz faktörü | 0.99 | Albedo oranı | 100 % |

### Ufuk profili

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Azimut [°] | -180 | -154 | -153 | -150 | -147 | -146 | -121 | -120 | -105 | -100 | -99 | -63 | -62 | -58 |
| Yükseklik [°] | 6.0 | 6.0 | 5.0 | 5.0 | 4.0 | 3.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 |
| Azimut [°] | -57 | -35 | -34 | -14 | -13 | -4 | -3 | -2 | -1 | 17 | 18 | 21 | 22 | 27 |
| Yükseklik [°] | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 |
| Azimut [°] | 28 | 29 | 33 | 34 | 36 | 37 | 39 | 40 | 41 | 42 | 45 | 46 | 47 | 59 |
| Yükseklik [°] | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 1.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 |
| Azimut [°] | 60 | 63 | 64 | 65 | 120 | 121 | 145 | 146 | 148 | 150 | 151 | 152 | 153 | 179 |
| Yükseklik [°] | 5.0 | 8.0 | 8.0 | 9.0 | 9.0 | 10.0 | 10.0 | 9.0 | 9.0 | 8.0 | 7.0 | 7.0 | 6.0 | 6.0 |

### Güneş yörüngesi (yükseklik/azimut diyagramı)



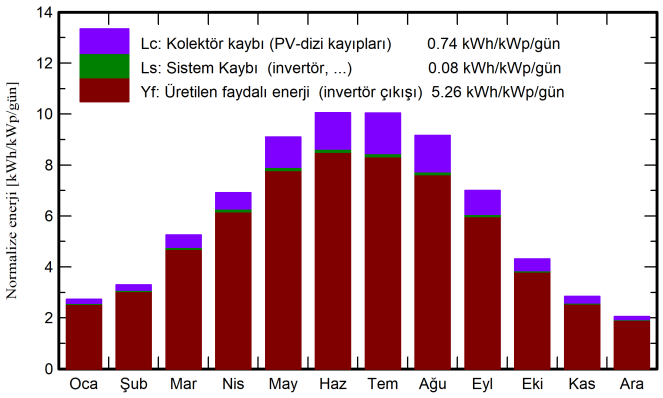

PVsyst öğrenci

## Genel sonuçlar

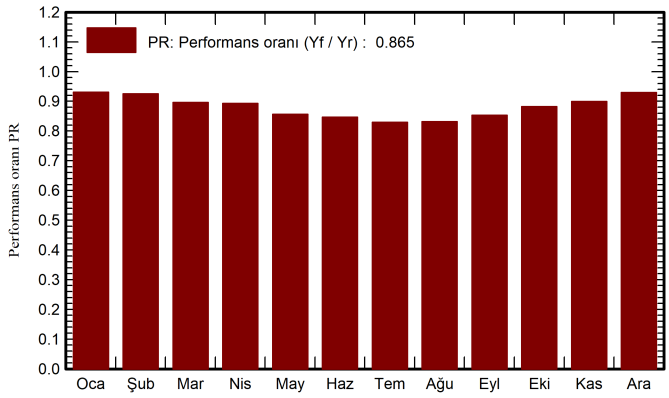
### Sistem üretimi

| | | | |
|---|---|---|---|
| Üretilen enerji | 2330760908 kWh/yıl | Üretilebilir | 1920 kWh/kWp/yıl |
| | | Perf. oranı PR | 86.51 % |

### Normalize üretim (kWp başı)




### Performans oranı PR




### Bilanço ve genel sonuçlar

| | GlobHor kWh/m² | DiffHor kWh/m² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m² | GlobEff kWh/m² | EArray kWh | E_Grid kWh | PR oran |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Ocak** | 58.8 | 27.42 | 4.88 | 84.7 | 81.7 | 97170538 | 95676216 | 0.931 |
| **Şubat** | 69.7 | 38.66 | 5.99 | 92.3 | 89.5 | 105293964 | 103663254 | 0.926 |
| **Mart** | 118.1 | 57.13 | 9.19 | 162.9 | 156.4 | 179767607 | 177127333 | 0.896 |
| **Nisan** | 156.1 | 74.84 | 12.62 | 207.5 | 204.0 | 229082091 | 224877514 | 0.893 |
| **Mayıs** | 207.3 | 79.33 | 18.22 | 282.3 | 274.7 | 297776123 | 293380526 | 0.856 |
| **Haziran** | 221.8 | 76.40 | 22.97 | 301.6 | 296.4 | 314343713 | 309770506 | 0.846 |
| **Temmuz** | 225.3 | 72.83 | 26.36 | 311.4 | 305.3 | 318093156 | 313401527 | 0.829 |
| **Ağustos** | 201.8 | 63.27 | 26.30 | 284.1 | 278.1 | 291098617 | 286844583 | 0.832 |
| **Eylül** | 148.2 | 53.58 | 20.80 | 210.2 | 204.0 | 220949629 | 217678179 | 0.853 |
| **Ekim** | 97.9 | 46.99 | 15.52 | 133.9 | 129.3 | 145505110 | 143357228 | 0.882 |
| **Kasım** | 60.6 | 30.10 | 10.81 | 85.3 | 81.9 | 94567669 | 93045258 | 0.899 |
| **Aralık** | 47.6 | 28.19 | 6.64 | 63.8 | 61.7 | 73126262 | 71938784 | 0.929 |
| **Yıl** | 1613.2 | 648.73 | 15.08 | 2219.9 | 2163.0 | 2366774481 | 2330760908 | 0.865 |

### Açıklama

| | |
|---|---|
| GlobHor | Global yatay ışınlama |
| DiffHor | Yatay difüz ışınlama |
| T_Amb | Çevre sıcaklığı |
| GlobInc | Kolektöre yansıyan global |
| GlobEff | IAM ve gölgeleme için düzeltilmiş etkin Global |
| EArray | Dizinin çıkışında etkin enerji |
| E_Grid | Şebekeye enjekte edilen enerji |
| PR | Performans oranı |

PVsyst öğrenci

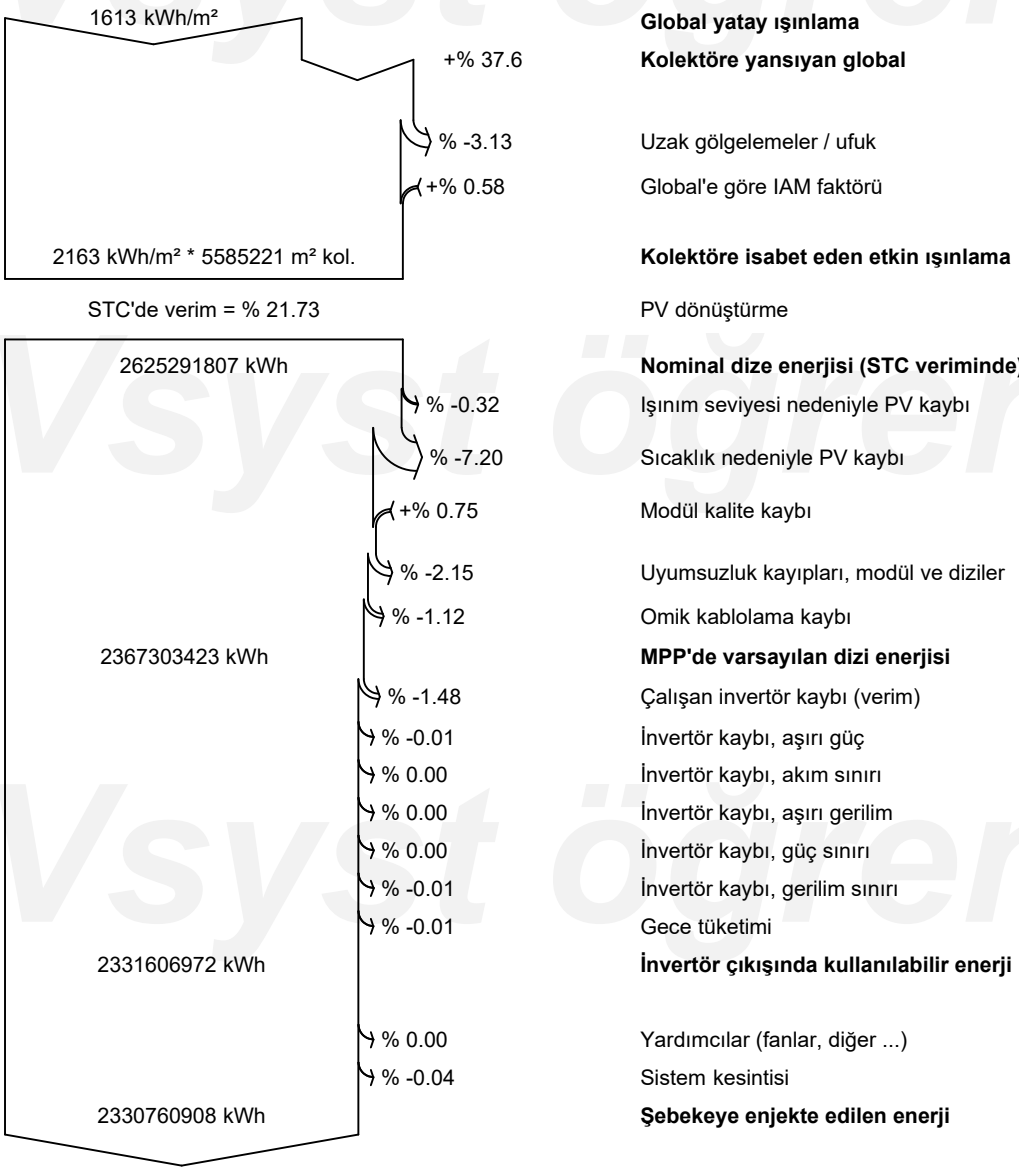
# Proje: 18 MART ÇAN TERMİK SANTRALİ-TAKİPLİ
# S.SİMÜLASYON VERİSİ

## Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

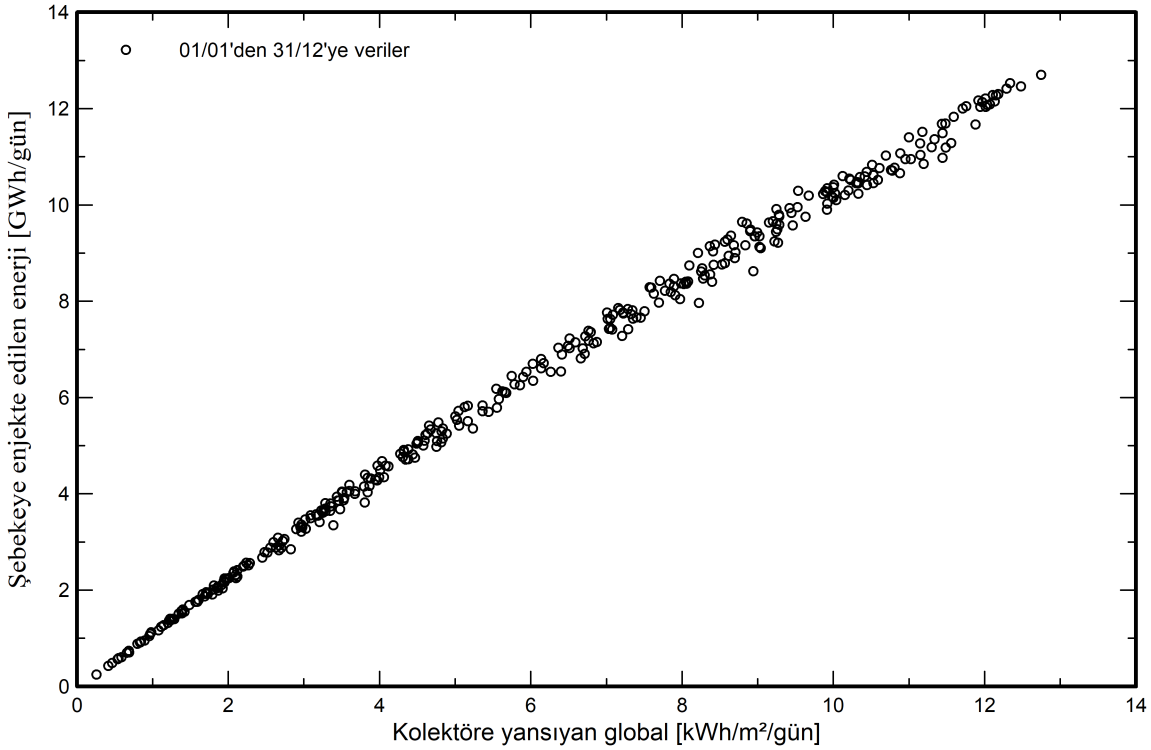
PVsyst öğrenci

## Kayıplar diyagramı

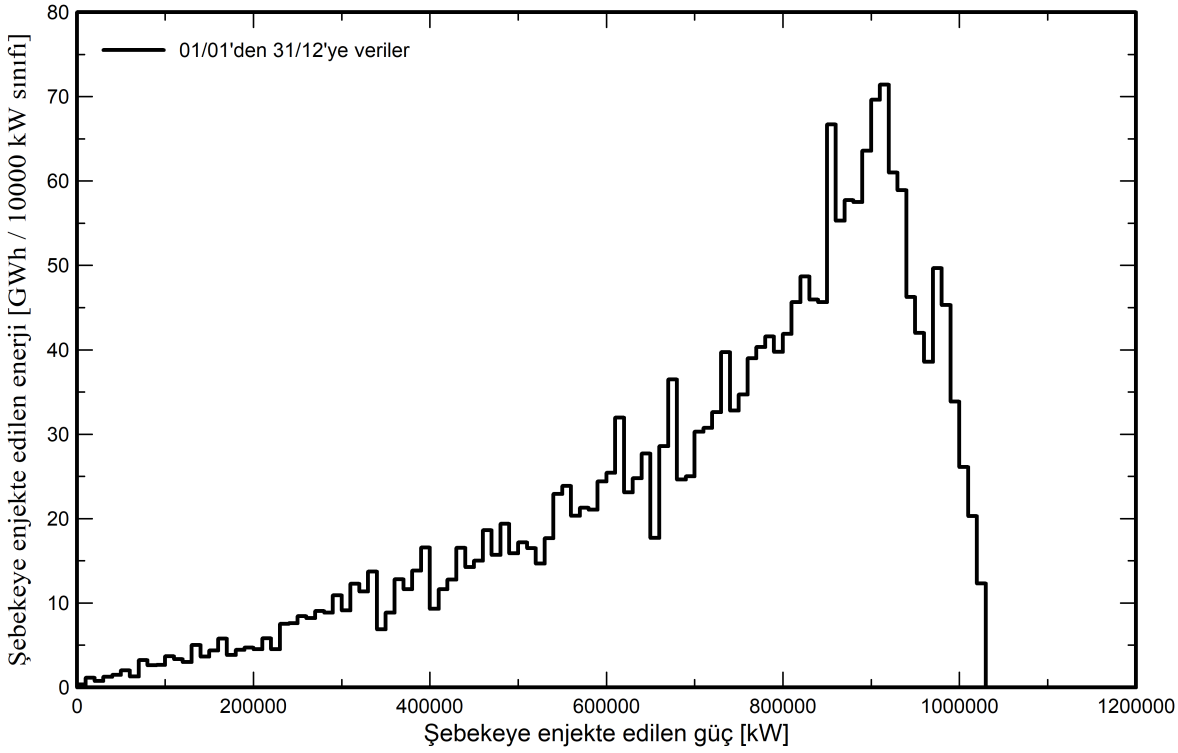


## Ön tanımlı grafikler

### Günlük giriş / çıkış diyagramı



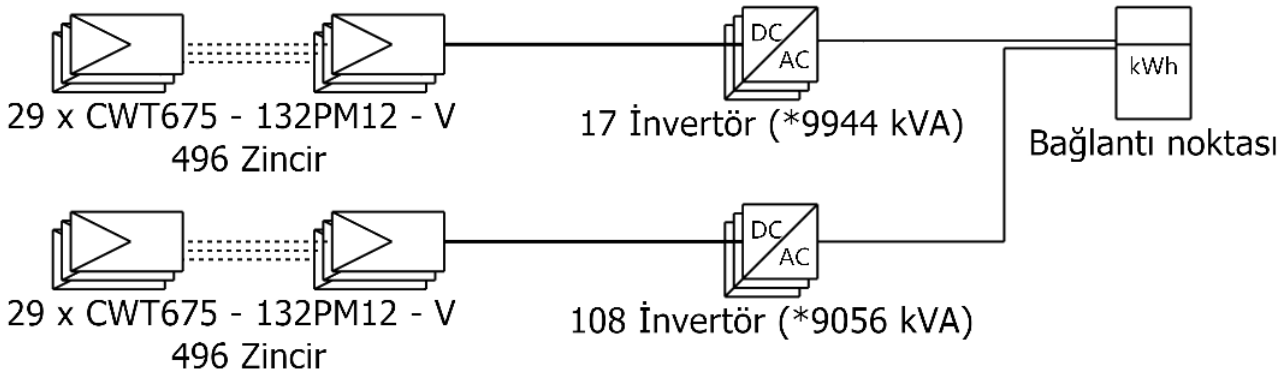

### Sistem çıkış gücü dağılımı




PVsyst öğrenci

# Tek hat şeması

**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
24/11/23 12:53
v7.3.4 ile




| | |
|---|---|
| PV modül | CWT675 - 132PM12 - V |
| İnvertör | Sunway SKID 8000- 660 EV |
| Zincir | 29 x CWT675 - 132PM12 - V |

| | | |
|---|---|---|
| | 18 MART ÇAN TERMİK SANTRAL İ-TAKİPLİ S | RUHAT ALDEMIR (turkey) |
| | VC0 : Yeni simülasyon varyantı | 24/11/23 |

Sürüm 7.3.4

# PVsyst - Simülasyon raporu

## Şebekeye bağlı sistem

Proje: 18 MART ÇAN TERMİK SANTRALİ-SABİT EĞİMLİ SANTRAL SİMÜLASYON VERİSİ

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz

Sistem gücü : 1214 MWp

Kulfal - Türkiye

**Author**
RUHAT ALDEMIR (turkey)

PVsyst öğrenci

# Proje: 18 MART ÇAN TERMİK SANTRALİ-SABİT EĞİMLİ SANTRAL SİMÜLASYON VERİSİ

## Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

PVsyst öğrenci

## Proje özeti

**Coğrafi konum**
**Kulfal**
Türkiye

**Konum**

| | |
|---|---|
| Enlem | 40.03 °N |
| Boylam | 27.02 °E |
| Rakım | 160 m |
| Saat dilimi | UTC+3 |

**Proje ayarları**
Albedo 0.20

**Hava durumu verileri**
Kulfal
Meteonorm 8.1 (2005-2013), Sat=% 100 - Sentetik

## Sistem özeti

**Şebekeye bağlı sistem**

**3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz**

**Kolektör düzleminin yönlendirmesi**
Sabit düzlem
Eğim/Azimut 33 / 0 °

**Yakın gölgelemeler**
Gölgelemesiz

**Kullanıcı ihtiyaçları**
Sınırsız yükleme (şebeke)

**Sistem bilgisi**

**PV alanı**

| | |
|---|---|
| Panel sayısı | 1798000 adet |
| Toplam nom. güç | 1214 MWp |

**İnvertör**

| | |
|---|---|
| Öğe sayısı | 125 adet |
| Toplam nom. güç | 1029 MWac |
| Nom. güç oranı | 1.179 |

## Sonuçların özeti

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Üretilen enerji | 1916407419 kWh/yıl | Üretilebilir | 1579 kWh/kWp/yıl | Perf. oranı PR | 86.75 % |

## İçindekiler

Proje ve sonuçların özeti 2
Genel parametreler, Kolektör alanının özellikleri, Sistem kayıpları 3
Ufuk tanımlaması 4
Genel sonuçlar 5
Kayıplar diyagramı 6
Ön tanımlı grafikler 7
Tek hat şeması 8

# Proje: 18 MART ÇAN TERMİK SANTRALİ-SABİT EĞİMLİ SANTRAL SİMÜLASYON VERİSİ

## Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

PVsyst öğrenci

## Genel parametreler

**Şebekeye bağlı sistem**

**3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz**

**Kolektör düzleminin yönlendirmesi**

| Yönlendirme | Dizi ayarları | Kullanılan modeller |
|---|---|---|
| Sabit düzlem | | Transpozisyon Perez |
| Eğim/Azimut 33 / 0 ° | | Difüz Perez, Meteonorm |
| | | Circumsolar ayrı |

| Ufuk | Yakın gölgelemeler | Kullanıcı ihtiyaçları |
|---|---|---|
| Ortalama yükseklik 4.5 ° | Gölgelemesiz | Sınırsız yükleme (şebeke) |

## Kolektör alanının özellikleri

**PV modül**

| | |
|---|---|
| Üretici | Generic |
| Model | CWT675 - 132PM12 - V |
| (Orijinal PVsyst veritabanı) | |
| Birim gücü | 675 Wp |
| PV modül sayısı | 1798000 adet |
| Nominal (STC) | 1214 MWp |
| Modül | 62000 Zincir x 29 Seri |
| **İşletme şartlarında (50°C)** | |
| Pmpp | 1110 MWp |
| U mpp | 1014 V |
| I mpp | 1094471 A |

**İnvertör**

| | |
|---|---|
| Üretici | Generic |
| Model | Sunway SKID 8000- 660 EV |
| (Orijinal PVsyst veritabanı) | |
| Birim gücü | 8232 kWac |
| İnvertör sayısı | 125 adet |
| Toplam güç | 1029000 kWac |
| Çalışma gerilimi | 940-1300 V |
| Nom. güç oranı (DC:AC) | 1.18 |
| İnvertörde güç paylaşımı | |

**Total PV gücü**

| | |
|---|---|
| Nominal (STC) | 1213650 kWp |
| Toplam | 1798000 modül |
| Panel yüzeyi | 5585221 m² |
| Hücre yüzeyi | 5233259 m² |

**İnvertör toplam gücü**

| | |
|---|---|
| Toplam güç | 1029000 kWac |
| İnvertör sayısı | 125 adet |
| Nom. güç oranı | 1.18 |

## Dizi kayıpları

**Termal kayıp faktörü**

| | |
|---|---|
| Işınıma göre modül sıcaklığı | |
| Uc (sabit) | 20.0 W/m²K |
| Uv (rüzgar) | 0.0 W/m²K/m/s |

**DC kablolama kaybı**

| | |
|---|---|
| Global alan direnci | 0.015 mΩ |
| Kayıp oranı | 1.5 STC'de% |

**Modül kalite kaybı**

| | |
|---|---|
| Kayıp oranı | -0.8 % |

**Modül uyumsuzluk kaybı**

| | |
|---|---|
| Kayıp oranı | 2.0 MPP'de% |

**Dizi uyumsuzluk kaybı**

| | |
|---|---|
| Kayıp oranı | 0.2 % |

**IAM kayıp faktörü**

Yansıma etkisi (IAM): Fresnel, yansıma önleyici, n(cam)=1.526, n(AR)=1.290

| 0° | 30° | 50° | 60° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1.000 | 0.999 | 0.987 | 0.962 | 0.892 | 0.816 | 0.681 | 0.440 | 0.000 |

## Ufuk tanımlaması

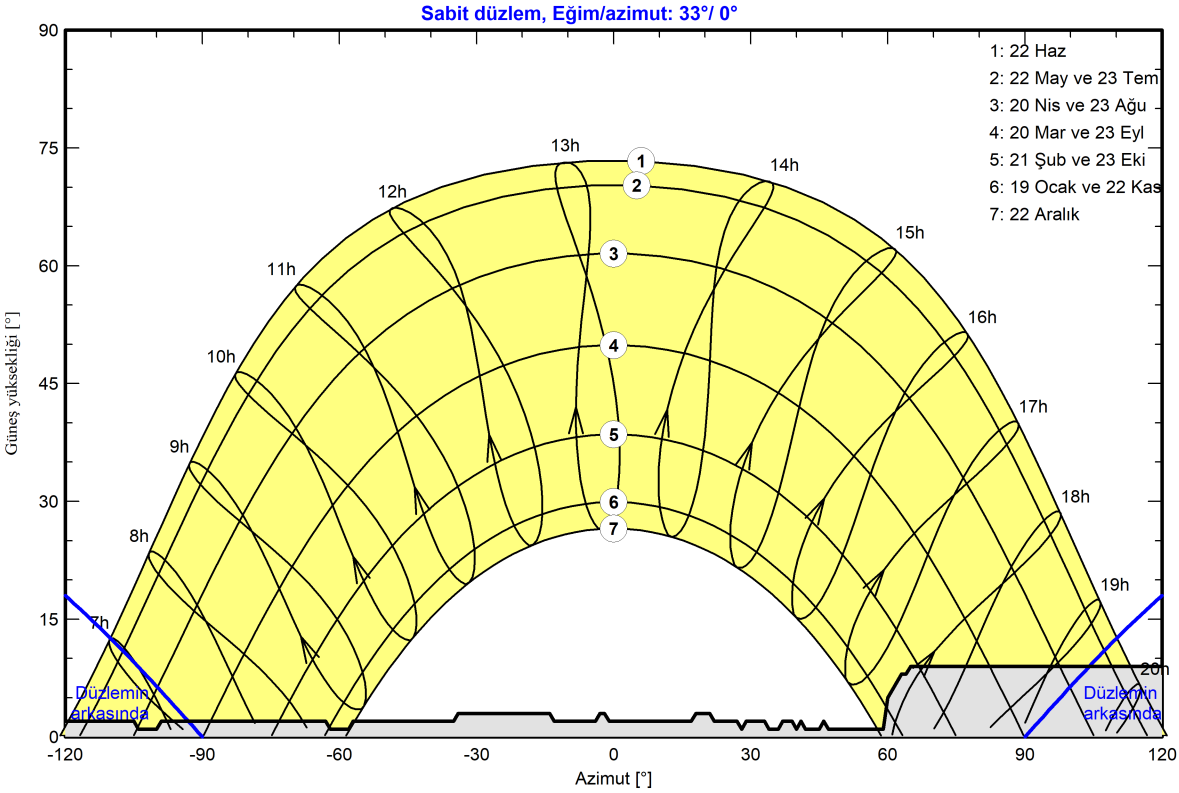
**Meteonorm webservisinden ufuk, lat=40,0262, lon=27,0189**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Ortalama yükseklik | 4.5 ° | Albedo faktörü | 0.88 |
| Difüz faktörü | 0.98 | Albedo oranı | 100 % |

### Ufuk profili

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Azimut [°] | -180 | -154 | -153 | -150 | -147 | -146 | -121 | -120 | -105 | -100 | -99 | -63 | -62 | -58 |
| Yükseklik [°] | 6.0 | 6.0 | 5.0 | 5.0 | 4.0 | 3.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 |
| Azimut [°] | -57 | -35 | -34 | -14 | -13 | -4 | -3 | -2 | -1 | 17 | 18 | 21 | 22 | 27 |
| Yükseklik [°] | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 |
| Azimut [°] | 28 | 29 | 33 | 34 | 36 | 37 | 39 | 40 | 41 | 42 | 45 | 46 | 47 | 59 |
| Yükseklik [°] | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 1.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 1.0 | 1.0 |
| Azimut [°] | 60 | 63 | 64 | 65 | 120 | 121 | 145 | 146 | 148 | 150 | 151 | 152 | 153 | 179 |
| Yükseklik [°] | 5.0 | 8.0 | 8.0 | 9.0 | 9.0 | 10.0 | 10.0 | 9.0 | 9.0 | 8.0 | 7.0 | 7.0 | 6.0 | 6.0 |

### Güneş yörüngesi (yükseklik/azimut diyagramı)



# Proje: 18 MART ÇAN TERMİK SANTRALİ-SABİT EĞİMLİ SANTRAL SİMÜLASYON VERİSİ

## Varyant: Yeni simülasyon varyantı

RUHAT ALDEMIR (turkey)

**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
06/12/23 23:55
v7.3.4 ile

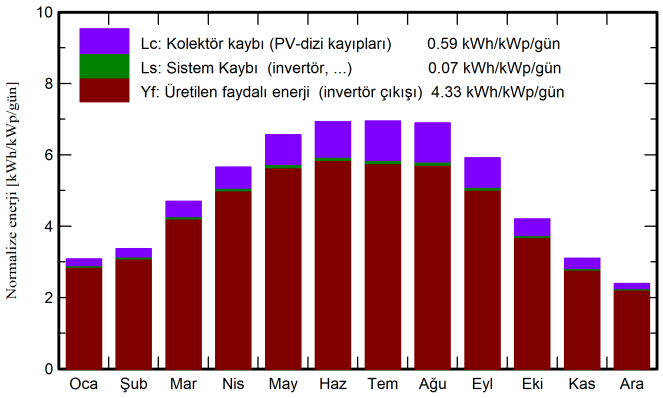
PVsyst öğrenci

## Genel sonuçlar

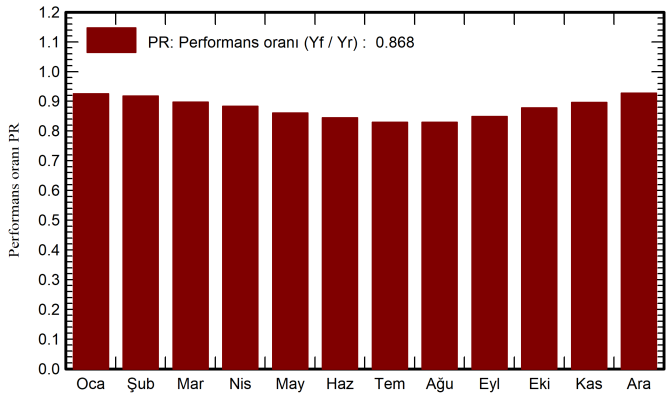
### Sistem üretimi

| | | | |
|---|---|---|---|
| Üretilen enerji | 1916407419 kWh/yıl | Üretilebilir | 1579 kWh/kWp/yıl |
| | | Perf. oranı PR | 86.75 % |

### Normalize üretim (kWp başı)




### Performans oranı PR



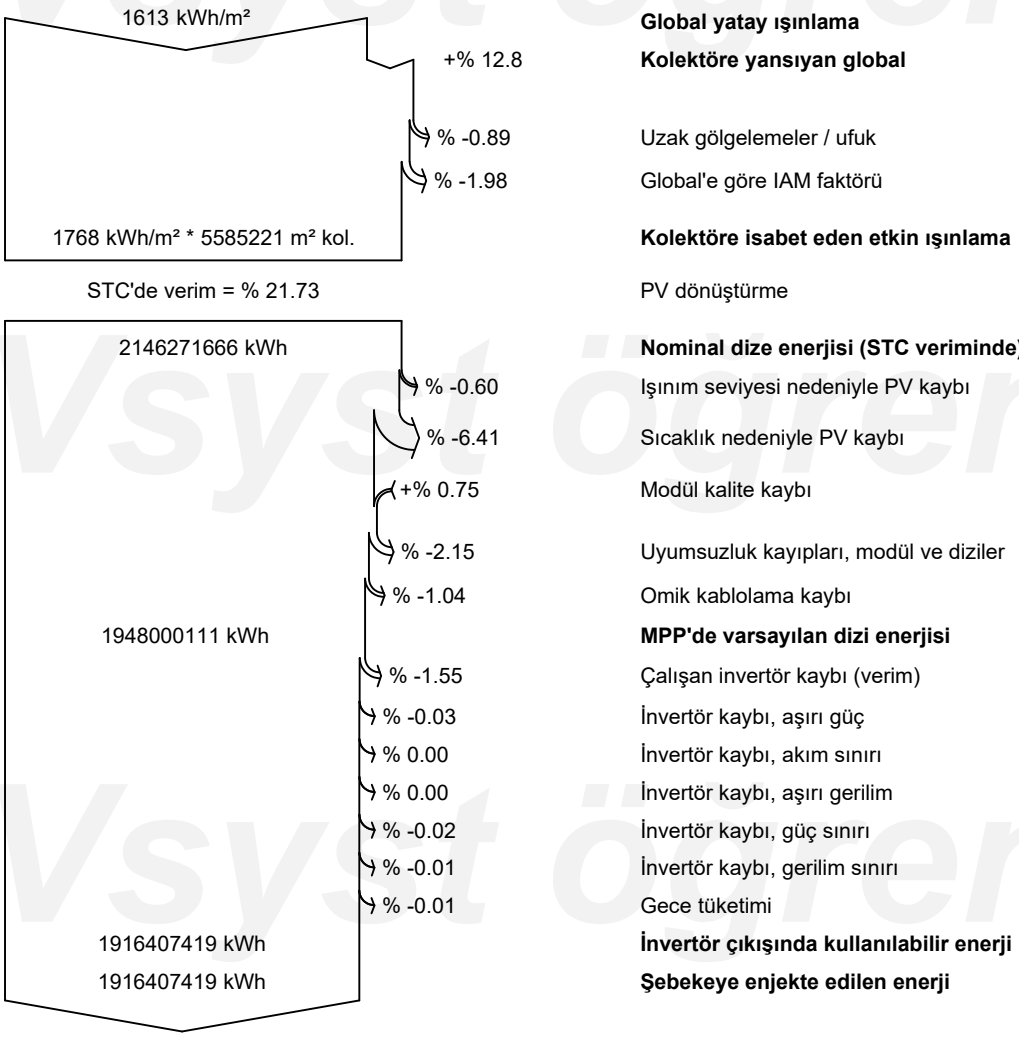

### Bilanço ve genel sonuçlar

| | GlobHor kWh/m² | DiffHor kWh/m² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m² | GlobEff kWh/m² | EArray kWh | E_Grid kWh | PR oran |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Ocak** | 58.8 | 27.42 | 4.88 | 95.6 | 93.3 | 109158991 | 107389094 | 0.925 |
| **Şubat** | 69.7 | 38.66 | 5.99 | 94.3 | 91.8 | 106910578 | 105143445 | 0.918 |
| **Mart** | 118.1 | 57.13 | 9.19 | 145.5 | 140.8 | 160857130 | 158355706 | 0.897 |
| **Nisan** | 156.1 | 74.84 | 12.62 | 169.6 | 164.5 | 184845800 | 181973583 | 0.884 |
| **Mayıs** | 207.3 | 79.33 | 18.22 | 203.4 | 197.4 | 215780109 | 212410018 | 0.860 |
| **Haziran** | 221.8 | 76.40 | 22.97 | 207.9 | 201.8 | 216253891 | 212964764 | 0.844 |
| **Temmuz** | 225.3 | 72.83 | 26.36 | 215.4 | 209.1 | 220361028 | 216935941 | 0.830 |
| **Ağustos** | 201.8 | 63.27 | 26.30 | 213.6 | 207.9 | 218478865 | 215118245 | 0.830 |
| **Eylül** | 148.2 | 53.58 | 20.80 | 177.4 | 172.5 | 185702882 | 182816115 | 0.849 |
| **Ekim** | 97.9 | 46.99 | 15.52 | 130.3 | 126.4 | 141080432 | 138823083 | 0.878 |
| **Kasım** | 60.6 | 30.18 | 10.81 | 92.9 | 90.4 | 102856904 | 101085461 | 0.896 |
| **Aralık** | 47.6 | 28.19 | 6.64 | 74.1 | 72.3 | 84799827 | 83391964 | 0.928 |
| **Yıl** | 1613.2 | 648.81 | 15.08 | 1820.2 | 1768.4 | 1947086436 | 1916407419 | 0.868 |

### Açıklama

| | |
|---|---|
| GlobHor | Global yatay ışınlama |
| DiffHor | Yatay difüz ışınlama |
| T_Amb | Çevre sıcaklığı |
| GlobInc | Kolektöre yansıyan global |
| GlobEff | IAM ve gölgeleme için düzeltilmiş etkin Global |
| EArray | Dizinin çıkışında etkin enerji |
| E_Grid | Şebekeye enjekte edilen enerji |
| PR | Performans oranı |

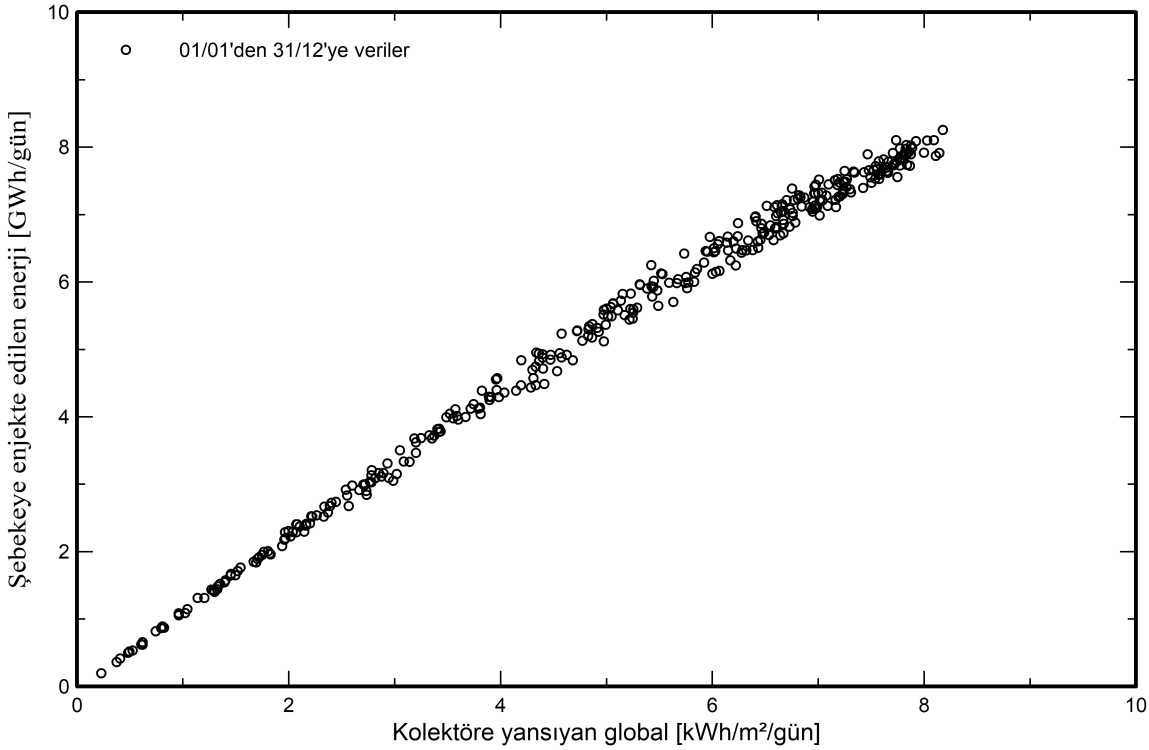
## Kayıplar diyagramı



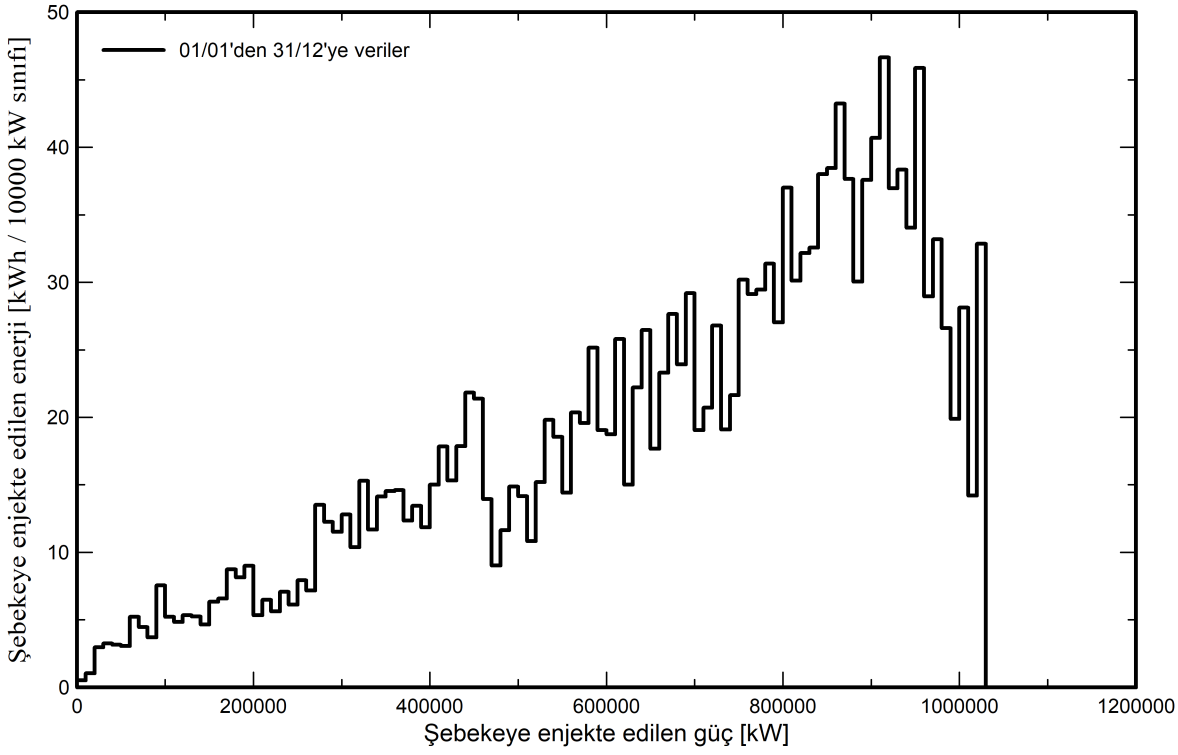

PVsyst öğrenci

## Ön tanımlı grafikler

### Günlük giriş / çıkış diyagramı



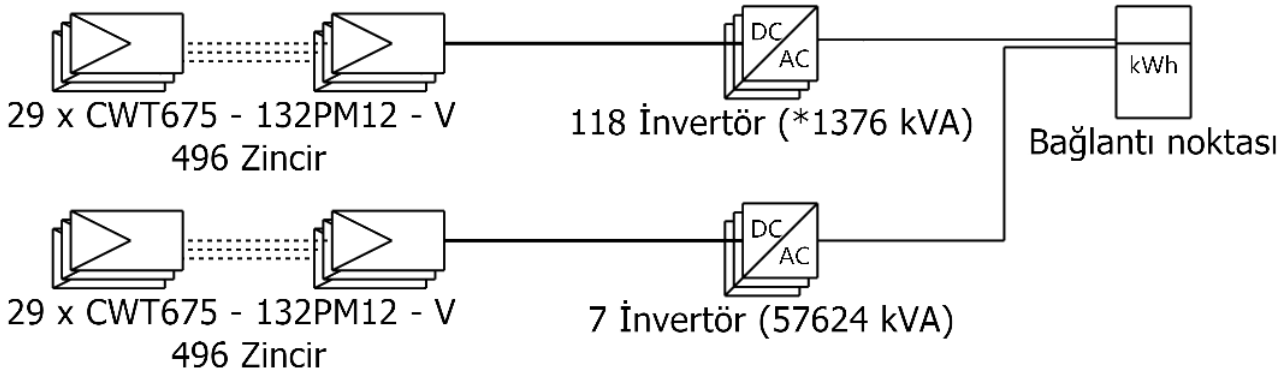

### Sistem çıkış gücü dağılımı




PVsyst öğrenci

# Tek hat şeması

**PVsyst V7.3.4**
VC0, Simülasyon tarihi:
06/12/23 23:55
v7.3.4 ile




| | |
|---|---|
| PV modül | CWT675 - 132PM12 - V |
| İnvertör | Sunway SKID 8000- 660 EV |
| Zincir | 29 x CWT675 - 132PM12 - V |

| | | |
|---|---|---|
| | 18 MART ÇAN TERMİK SANTRAL İ-SABİT EĞİMLİ SANTRAL SİMÜ | RUHAT ALDEMIR (turkey) |
| | VC0 : Yeni simülasyon varyantı | 19/02/24 |

# EK 5: Afşin Elbistan B Termik ve PV Santralleri için Excel Simülasyon Sonuçları

## ENERJİ SANTRALİ GERİ ÖDEME SÜRESİ VE BİRİM ENERJİ ÜRETİM MALİYETİ HESABI İÇİN MATEMATİKSEL MODEL

**Denklem 4.17** $$LCOE = \frac{\alpha . I + OM + F}{E}$$

**Denklem 4.18** $$\alpha = \frac{r}{1 - (1+r)^{-L_T}}$$

**Denklem 4.3 ve 4.8** $$\mathrm{I} = \frac{C}{L_B} \cdot \sum_{t=1}^{L_B} (1+i)^t \cdot \left(1 + \frac{d}{(1+r)^{L_T}}\right)$$

**Denklem 4.5 ve 4.9** $$OM = FOM + (VOM - REV + d_\vartheta).\mathrm{E}$$

**Denklem 4.4** $$E_{TS} = P.FLH$$

**Denklem 4.6** $$YTM = \left(\frac{GDÇ.P}{NKD.\eta}.FLH\right)/(1000\ kg/ton)$$

**Denklem 4.7** $$F = YTM.FC$$

**Denklem 4.10** $$KSM = (ECO_{2,yıl}).(ABEİO).(ABTCO_2)$$

**Denklem 4.11** $$KVG = (E_{önlenen}\, CO_{2,yıl}).(KSG)$$

**Denklem 4.12** $$GÖS = I/(NS - YG)$$

**Denklem 4.13, 4.14** $$YG_{PV\ GES} = OM_{PV\ GES} \qquad YG_{TS} = OM_{TS} + F + (KSM)$$

**Denklem 4.15** $$NS_{TS} = PTF.E_{TS}$$

**Denklem 4.16** $$NS_{PV\ GES} = YEKDEMF.E_{PV\,GES} + (KVG)$$

| **Güncel Giriş Verileri** | $C$ | $L_B$ | $FOM$ | $VOM$ | $REV$ | $FC$ | $\eta$ | $FLH$ | $L_T$ | $d_\vartheta$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **SEÇENEKLER** | $C$ Gecelik inşaat maliyeti (overnight cost) (USD/kW) | $L_B$ İnşaat süresi (yıl) | $FOM$ Sabit bakım onarım operasyon giderleri (USD/kW) | $VOM$ Değişken bakım onarım operasyon giderleri (USD/MWh) | $REV$ Değişken yan ürün geliri (USD/MWh) | $FC$ Ortalama Yakıt Fiyatı (USD/ton) | $\eta$ Tesis verimi(%) | $FLH$ Tam yük saati/FLH (saat) | $L_T$ Tesis ömrü(yıl) | $d_\vartheta$ Hizmetten çıkarılma maliyeti |
| | **min/ort/max** | **ortalama** | **min/ort/max** | **min/ort/max** | **min/ort/max** | **Min/Max** | **min/ort/max** | **Min/Max** | **ortalama** | |
| **KÖMÜRLÜ TERMİK S.** | 800/1841/4382 | 5 | 0/23/75 | 0/3.4/9.0 | 0 | 90/200 | 33/39/48 | 3700/7400 | 40 | 0 |
| **PV GES** | 534/959/2006 | 2 | 12/20/30 | 0/0/0 | 0 | 0 | - | Kahramanmaraş yıllık güneşlenme saati | 25 | 0 |

### MODEL DENKLEMLERİNE AİT PARAMETRE AÇIKLAMALARI

- LCOE = Seviyelendirilmiş (birim) elektrik üretim maliyeti,
- α= sermaye kurtarma faktörü (CRF, yatırımın ekonomik ömrü dikkate alınarak yatırım bütçesinin faiz gideri de dahil edilerek projenin toplam yatırım maliyetini, bir senelik eşdeğer yatırım maliyetine dönüştürür)
- r= ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (WACC, genellikle %5 VEYA %10 alınır.), i=yatırım bütçesinin faiz oranı (10%).
- I=i faiz giderindeki finansman ve sermaye maliyetini içeren santral yatırım maliyeti.
- C= Gecelik inşaat maliyeti (Gecelik inşaat maliyeti, inşaat projesinin bir gecede tamamlanmış gibi kabul edildiği ve herhangi bir faiz uygulanmadığı durumdaki maliyet)
- d = Santral ömrü dolduğunda hizmetten çıkarılma maliyeti(Maliyet üzerindeki etkisi düşük olduğundan sıfır alınmıştır, literatürdeki çalışmalara bağlı olarak projenin sermaye maliyetine eklenebilir.)
- OM= Yıllık bakım onarım operasyon giderleri, FOM=sabit bakım onarım giderleri (fixed OM ), VOM= değişken bakım onarım giderleri (variable OM) ve REV= yan ürün gelirleri (variable byproduct revenues, REV).
- E= Santralin yıllık elektrik üretimi,P= Santral gücü, FLH=Santral tam yük saati, $L_B$ = Santral inşaat süresi, $L_T$ = Santral ömrü
- F= Santralin yıllık yakıt gideri, YTM= Santralin yıllık yakıt tüketim miktarı,NKD= Yakıt net kalorifik değeri, GDÇ= Güç Dönüşüm Çarpanı FC= Santralin kullandığı yakıtın birim fiyatı,η= Santral verimi
- KSM=Karbon sertifika maliyeti, $ECO_{2/yıl}$= Termik santrallerin yıllık karbondioksit emisyonları, ABEİO= Avrupa Birliği'ne yapılan elektrik ihracat oranı, $ABTCO_2$= Avrupa Birliği Karbondioksit Emisyonu Tahsisat Bedeli
- KVG=Karbon varlığı geliri, KSM= Karbon sertifikası birim satış geliri, GÖS=Geri ödeme süresi, NS=Net Satışlar, YG=Yıllık Gider
- PTF=Elektrik satışları için piyasa takas fiyatı, YEKDEMF=Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması Uzlaşma Fiyatı

## ENERJİ SANTRALİ GERİ ÖDEME SÜRESİ VE BİRİM ENERJİ ÜRETİM MALİYETİ HESABI İÇİN MATEMATİKSEL MODEL

**Denklem 4.17** $$LCOE = \frac{\alpha . I + OM + F}{E}$$

**Denklem 4.18** $$\alpha = \frac{r}{1-(1+r)^{-L_T}}$$

**Denklem 4.3 ve 4.8** $$I = \frac{C}{L_B} \cdot \sum_{t=1}^{L_B} (1+i)^t \cdot \left(1 + \frac{d}{(1+r)^{L_T}}\right)$$

**Denklem 4.5 ve 4.9** $$OM = FOM + (VOM - REV + d_\vartheta).E$$

**Denklem 4.4** $$E_{TS} = P.FLH$$

**Denklem 4.6** $$YTM = (\frac{GDÇ.P}{NKD.\eta}.FLH)/(1000\ kg/ton)$$

**Denklem 4.7** $$F = YTM.FC$$

**Denklem 4.10** $$KSM = (ECO_{2,yıl}).(ABEİO).(ABTCO_2)$$

**Denklem 4.11** $$KVG = (E_{önlenen} CO_{2,yıl}).(KSG)$$

**Denklem 4.12** $$GÖS = I/(NS - YG)$$

**Denklem 4.13, 4.14** $$YG_{PV\ GES} = OM_{PV\ GES} \qquad YG_{TS} = OMTS + F + (KSM)$$

**Denklem 4.15** $$NS_{TS} = PTF.E_{TS}$$

**Denklem 4.16** $$NS_{PV\ GES} = YEKDEMF.E_{PV\ GES} + (KVG)$$

### AFŞİN ELBİSTAN B LİNYİT YAKITLI TERMİK SANTRAL VERİLER

| Güncel Giriş Verileri | $C$ | $L_B$ | $FOM$ | $VOM$ | $REV$ | $FC$ | $\eta$ | $FLH$ | $L_T$ | $d_\vartheta$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **SEÇENEKLER** | **C** Gecelik inşaat maliyeti (overnight cost) (USD/kW) | $L_B$ İnşaat süresi (yıl) | **FOM** Sabit bakım onarım operasyon giderleri (USD/MW) | **VOM** Değişken bakım onarım operasyon giderleri (USD/MWh) | **REV** Değişken yan ürün geliri (USD/MWh) | **FC** Ortalama Yakıt Fiyatı (USD/ton LİNYİT) | **η** Tesis verimi(%) | **FLH** Tam yük saati/FLH (saat) | $L_T$ Tesis ömrü(yıl) | $d_\vartheta$ Hizmetten çıkarılma maliyeti |
| | **min/ort/max** | **ortalama** | **min/ort/max** | **min/ort/max** | **min/ort/max** | **Min/Max** | **min/ort/max** | **Min/Max** | **ortalama** | |
| **KÖMÜRLÜ TERMİK S.** | 2600,00 | 5 | 23000 | 3,4 | 0 | 90 | 44 | 6500 | 40 | 0 |
| **PV GES-SABİT EĞİMLİ** | 534,00 | 2 | 13000 | 0/0/0 | 0 | 0 | - | 2913 | 25 | 0 |
| **PV GES- YATAY EKSEN GÜNEŞ TAKİPLİ** | 640,80 | 2 | 14430 | 0/0/0 | 0 | 0 | - | 2913 | 25 | 0 |

$$I = \frac{C}{L_B} \cdot \sum_{t=1}^{L_B} (1+i)^t \cdot \left(1 + \frac{d}{(1+r)^{L_T}}\right) \qquad \alpha = \frac{r}{1-(1+r)^{-L_T}} \qquad E_{TS} = P.FLH \qquad YTM = (\frac{GDÇ.P}{NKD.\eta}.FLH)/(1000\ kg/ton) \qquad OM = FOM + (VOM - REV + d_\vartheta).E$$

$$F = YTM.FC$$

### AFŞİN ELBİSTAN-B LİNYİT YAKITLI TERMİK SANTRAL İÇİN YATIRIM, İŞLETME VE SEVİYELENDİRİLMİŞ ELETRİK ÜRETİM MALİYETLERİ HESABI

i=0,1, LB=5 yıl,d=0,LT=40 yıl

| | |
|---|---|
| t=1 | 1,1 |
| t=2 | 1,21 |
| t=3 | 1,331 |
| t=4 | 1,4641 |
| t=5 | 1,61051 |
| | |
| **toplam** | **6,71561** |

**I(Yatırım maliyeti)**

| PARAMETRELER | |
|---|---|
| C (USD/kW) | 2600,00 |
| LB(yıl) | 5 |
| t | 1 ile 5 arasında |
| d | 0 |
| LT(yıl) | 40 |
| İ(Yat.Bütçe Faiz,%10) | 0,1 |
| r(WACC, %10) | 0,1 |

**α(sermaye kurtarma faktörü)**

| Parametreler | |
|---|---|
| r(WACC=%10) | 0,1 |
| LT (yıl) | 40 |

**1 MW santralin yıllık elektrik üretimi**

| Parametreler | |
|---|---|
| FLH(Saat, max veri aldık) | 6500 |
| P (Güç,MW) | 1 |

**F, 1 MW santralin yıllık yakıt gideri**

| Parametreler | |
|---|---|
| Kömür tüketimi (ton/saat) | 0,30 |
| Kömür fiyatı (linyit-usd/ton) | 90 |
| *F* (USD/Saat) | 27,23212407 |
| *E* (MWh) | 6500 |
| *η*(Santral verimi) | 44 |

**1 MW santralin yıllık bakım onarım operasyon maliyeti**

| Parametreler | |
|---|---|
| *Yıllık sabit bakım onarım gideri (FOM-median,* USD/MW) | 23000 |
| *Değişken bakım onarım gideri (VOM-median,USD/MWh)* | 3,4 |
| *Yan ürün geliri (REV, USD/MW)* | 0 |
| *Hizmetten alma gideri (dϑ ,USD/MW)* | 0 |
| *E* (MWh) | 6500 |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **I(USD/MW)** | USD 3.492.117,20 | **α** | 0,102259414 | **E(MWh)** | 6500 | **F(USD/MW)** | USD 402.292,74 | **OM(USD/MW)** | USD 45.100,00 |

### AFŞİN ELBİSTAN-B TERMİK SANTRALİ AÇIK KÖMÜR SAHASINA YATAY EKSEN TAKİPLİ PV GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİ ENTEGRASYONU İÇİN YATIRIM, İŞLETME VE SEVİYELENDİRİLMİŞ ELETRİK ÜRETİM MALİYETLERİ HESABI

**1. YATAY EKSEN GÜNEŞ TAKİPLİ SANTRAL İÇİN YAPILAN HESAPLAR**

i=0,1, LB=1 yıl,d=0,LT=25 yıl

| | |
|---|---|
| t=1 | 1,1 |
| t=2 | 1,21 |
| | |
| **toplam** | **2,31** |

**I(Yatırım maliyeti)**

| PARAMETRELER | |
|---|---|
| C (USD/kW) | 641 |
| LB(yıl) | 2 |
| t | 1 ile 2 arasında |
| d | 0 |
| LT(yıl) | 25 |
| İ(Yat.Bütçe Faiz,%10) | 0,1 |
| r(WACC, %10) | 0,1 |

**α(sermaye kurtarma faktörü)**

| Parametreler | |
|---|---|
| r(WACC=%10) | 0,1 |
| LT (yıl) | 25 |

**1 MW santralin yıllık elektrik üretimi**

| Parametreler | |
|---|---|
| FLH(Saat, max aldık) | 2913 |
| P (Güç,MW) | 1 |

**F, 1 MW santralin yıllık yakıt gideri**

| Parametreler | |
|---|---|
| Yakıt tüketimi (USD/ton) | 0 |
| Yakıt fiyatı ( usd/ton) | 0 |
| *FC* (USD/ton) | 0 |
| *E* (MWh) | 2913 |

**1 MW santralin yıllık bakım onarım operasyon maliyeti**

| Parametreler | |
|---|---|
| *Yıllık sabit bakım onarım gideri (FOM-median,* USD/MW) | 14430 |
| *Değişken bakım onarım gideri (VOM-median,USD/MWh)* | 0 |
| *Yan ürün geliri (REV, USD/MW)* | 0 |
| *Hizmetten alma gideri (dϑ ,USD/MW)* | 0 |
| *E* (MWh) | 2913 |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **I(USD/MW)** | USD 740.124,00 | **α** | 0,110168072 | **E(MWh)** | 2913 | **F(USD/MW)** | USD 0,00 | **OM(USD/MW)** | USD 14.430,00 |

### AFŞİN ELBİSTAN-B TERMİK SANTRALİ AÇIK KÖMÜR SAHASINA SABİT EĞİMLİ PV GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİ ENTEGRASYONU İÇİN YATIRIM, İŞLETME VE SEVİYELENDİRİLMİŞ ELETRİK ÜRETİM MALİYETLERİ HESABI

**2. SABİT EĞİMLİ SANTRAL İÇİN YAPILAN HESAPLAR**

i=0,1, LB=1 yıl,d=0,LT=25 yıl

| | |
|---|---|
| t=1 | 1,1 |
| t=2 | 1,21 |
| | |
| **toplam** | **2,31** |

**I(Yatırım maliyeti)**

| PARAMETRELER | |
|---|---|
| C (USD/kW) | 534,00 |
| LB(yıl) | 2 |
| t | 1 ile 2 arasında |
| d | 0 |
| LT(yıl) | 25 |
| İ(Yat.Bütçe Faiz,%10) | 0,1 |
| r(WACC, %10) | 0,1 |

**α(sermaye kurtarma faktörü)**

| Parametreler | |
|---|---|
| r(WACC=%10) | 0,1 |
| LT (yıl) | 25 |

**1 MW santralin yıllık elektrik üretimi**

| Parametreler | |
|---|---|
| FLH(Saat, max aldık) | 2913 |
| P (Güç,MW) | 1 |

**F, 1 MW santralin yıllık yakıt gideri**

| Parametreler | |
|---|---|
| Yakıt tüketimi (USD/ton) | 0 |
| Yakıt fiyatı ( usd/ton) | 0 |
| *FC* (USD/ton) | 0 |
| *E* (MWh) | 2913 |

**1 MW santralin yıllık bakım onarım operasyon maliyeti**

| Parametreler | |
|---|---|
| *Yıllık sabit bakım onarım gideri (FOM-median,* USD/MW) | 13000 |
| *Değişken bakım onarım gideri (VOM-median,USD/MWh)* | 0 |
| *Yan ürün geliri (REV, USD/MW)* | 0 |
| *Hizmetten alma gideri (dϑ ,USD/MW)* | 0 |
| *E* (MWh) | 2913 |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **I(USD/MW)** | USD 616.770,00 | **α** | 0,110168072 | **E(MWh)** | 2913 | **F(USD/MW)** | USD 0,00 | **OM(USD/MW)** | USD 13.000,00 |

## AFŞİN ELBİSTAN B LİNYİT YAKITLI TERMİK SANTRAL YAKIT TÜKETİM MİKTARI HESABI

| Parametreler, Birim | |
|---|---|
| Termik santral yakıtı | Linyit |
| Termik santral kurulu güç ( MWh)-P | 1440 |
| Termik santral yakıt net kalorifik değeri(kcal/kg)-NKD | 2841,72 |
| 1 MWh enerji kcal dönüşüm çarpanı (kcal/saat)-GDÇ | 859845,24 |
| Termik santral tam yük saati(saat/yıl)-FLH | 6500 |
| Termik santral verim(%) | 44 |
| Termik santral saatlik yakıt tüketim miktarı (ton/saat) | 990,3 |
| Termik santral yıllık yakıt tüketim miktarı (ton/yıl) | 6.436.683,9 |

(Not:santralin kurulu gücü,verimi,tam yük saati ve kullanılan yakıtın kalorifik değeri bu değerde değişkenlik yaratabilir.)

$$YTM=(\frac{GDÇ.P}{NKD.\eta}.FLH)/(1000\ kg/ton)$$

## AFŞİN ELBİSTAN B LİNYİT YAKITLI TERMİK SANTRAL KARBONDİOKSİT EMİSYONU HESAPLAMA YÖNTEMİ

**IPCC 2006 Ulusal Sera Gazı Envanterleri Rehberi**

$ECO_{2/yıl}$: EF*NKD*YF*YTM

| **PARAMETRELER** | **AÇIKLAMA VE BİRİM** |
|---|---|
| EF | Yakıt emisyon faktörü (t CO2/TJ) |
| NKD | Yakıt net kalorifik değer(TJ/Gg-(Terra Joule/Giga gram)) |
| YF | Yükseltgenme faktörü |
| YTM | Yıllık yakıt tüketim miktarı (ton/ Nm3) |

Bu yöntemde emisyonlar; yakıt faaliyet verisi, net kalorifik değer, $CO_2$ emisyon faktörü ve yükseltgenme faktörü parametreleri kullanılarak, kütle veya hacim bazında yakıt tüketiminin ürünü olarak tahmin edilebilmektedir.IPCC 2006 Ulusal Sera Gazı Envanterleri Rehberi Cilt 2 Enerji Giriş bölümü Tablo 1.2'de net kalorifik değere, Tablo 2.2'deki Sabit Yanma bölümünde $CO_2$ emisyon faktörü değerine ulaşılmıştır.IPCC 2006 Ulusal Sera Gazı Envanterleri Rehberi Cilt 2 Enerji, Sabit Yanma bölümü, 2.1 içeriğe göre yakıt yükseltgenme faktörü 1 olarak kabul edilmiştir.

### TERMİK SANTRAL $CO_2$ EMİSYON HESABI

**IPCC 2006 METODLARI**

LİNYİT İÇİN

| **Parametre** | |
|---|---|
| Yakıt emisyon faktörü ($tCO_2/TJ$)-EF | 101 |
| Yakıt net kalorifik değeri(TJ/Gg)-NKD | 11,9 |
| Yükseltgenme faktörü-YF | 1 |
| Termik santral yıllık yakıt tüketim miktarı (ton/yıl)-YTM | 990,3 |
| Termik santral saatlik $CO_2$ emisyonu(ton/saat)-$ECO_{2/saat}$ | 1190,2 |

| | |
|---|---|
| Termik santral yıllık tam yük saati (saat/yıl)-FLH | 6500 |
| Yıllık $CO_2$ emisyonu (ton/yıl)-$ECO_{2/yıl}$ | 7.736.250,34 |

**Linyit Kalorifik Değer Hesabı**

| Enerji Birim | Dönüşüm Katsayısı | |
|---|---|---|
| 1 joule | 0,0002388 | kcal |
| 2,84172 | kcal/gram | |
| 2841,72 | kcal/kg | |

## AFŞİN ELBİSTAN B LİNYİT YAKITLI TERMİK SANTRAL İÇİN GÖS VE LCOE HESABI

| **Simülasyon girdileri ve Birimleri** | |
|---|---|
| Termik santral kurulu güç (MWh)-P | 1440 |
| Termik santral yıllık tam yük saati (saat/yıl)-FLH | 6500 |
| Yıl sonu üretilen toplam elektrik (MWh/ yıl)-$E_{TS}$ | 9.360.000,00 |
| Termik santral saatlik yakıt tüketim miktarı (ton/saat) | 990,26 |
| Epiaş elektrik piyasa takas fiyatı (USD/MWh)-PTF | 112 |
| Santral yıllık karbondioksit emisyonu (ton/yıl)-$ECO_{2/yıl}$ | 7.736.250,34 |
| AB Tahsisat CO2 sertifika birim gideri (Euro/ton CO2)-$ABTCO_2$ | 56,40 |
| AB Tahsisat CO2 sertifika birim gideri (USD/ton CO2)-$ABTCO_2$ | 59,22 |

## LCOE VE GÖS - SINIRDA KARBON DÜZENLEME MEKANİZMASI DEVREYE GİRMEDEN

| **Simülasyon sonuç** | |
|---|---|
| 1440 MWh Santral yatırım bedeli (USD)-$I_{TS}$ | 5.028.648.768,00 |
| Yıllık bakım onarım operasyon maliyetleri(USD/yıl)-$OM_{TS}$ | 64.944.000,00 |
| Yıllık yakıt gideri(USD/yıl)-F | 579.301.548,31 |
| Elektrik satış geliri (USD/yıl)- NS | 1.048.320.000,00 |
| %25 AB ihracat oranındaki (ABEİO) karbondioksit sertifika maliyeti (USD/ton $CO_2$)- KSM | 0,00 |
| Yıllık toplam gider (USD/yıl)- YG | 644.245.548,31 |
| **Elektrik üretim birim maliyeti (USD/MWh)-LCOE** | **123,77** |
| **Geri ödeme süresi (yıl)-GÖS** | **12,4** |

$$F = YTM.FC$$

$$NS_{TS} = PTF.ETS$$

$$KSM = (ECO_{2\,/yıl})(ABEİO)(ABTCO_2)$$

$$YG_{TS} = OM_{TS} + F + (KSM)$$

$$LCOE = \frac{\alpha.I + OM + F}{E}$$

$$GÖS = I/(NS - YG)$$

## LCOE VE GÖS-SINIRDA KARBON DÜZENLEME MEKANİZMASI DEVREYE GİRDİĞİNDE

| **Simülasyon sonuç** | |
|---|---|
| 1440 MWh Santral yatırım bedeli (USD)-$I_{TS}$ | 5.028.648.768,00 |
| Yıllık bakım onarım operasyon maliyetleri(USD/yıl)-$OM_{TS}$ | 64.944.000,00 |
| Yıllık yakıt gideri(USD/yıl)-F | 579.301.548,31 |
| Elektrik satış geliri (USD/yıl)- NS | 1.048.320.000,00 |
| %25 AB ihracat oranındaki (ABEİO) karbondioksit sertifika maliyeti (USD/ton $CO_2$)- KSM | 114.535.186,33 |
| Yıllık toplam gider (USD/yıl)- YG | 758.780.734,64 |
| **Elektrik üretim birim maliyeti (USD/MWh)-LCOE** | **136,01** |
| **Geri ödeme süresi (yıl)-GÖS** | **17,4** |

$$LCOE = \frac{\alpha.I + OM + F + KSM}{E}$$

## AFŞİN ELBİSTAN B LİNYİT YAKITLI TERMİK SANTRAL AÇIK KÖMÜR SAHASINA TAKİPLİ PV GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİ KURULUMU İÇİN GÖS VE LCOE HESABI

**Yatay Eksen Güneş Takipli Santral İçin Gös Simülasyonu Girdileri**

| **Simülasyon girdileri** | |
|---|---|
| PVSYST Yazılımına göre yatay eksen güneş takipli PV santral kurulu gücü (MWp)-P | 1214 |
| Santral ömrü (yıl)-$L_T$ | 25 |
| PVSYST Yazılımına göre PV santralin yıllık elektrik üretimi (MWh/yıl)-$E_{PV\ GES}$ | 2.833.057,00 |
| 1 MW santral yatırım bedeli (USD/MW)-$I_{PV\ GES}$ | 740.124,00 |
| 1 MW santralin yıllık bakım onarım operasyon bedeli (USD)-$OM_{PV\ GES}$ | 14.430,00 |
| Elektrik satış fiyatı (USD/MWh)-YEKDEMF | 87 |
| Önlenen $CO_2$ emisyonu(ton$CO_2$/yıl)-$E_{Önlenen}CO_{2/yıl}$ | 2.341.585,28 |
| Karbon sertifikası satış geliri(USD/ton önlenen $CO_2$)-KSG | 5,00 |

### LCOE VE GÖS-EMİSYON TİCARET SİSTEMİ DEVREYE GİRMEDEN

| **Simülasyon sonucu** | | |
|---|---|---|
| 1214 MWp Santral yatırım bedeli (USD)-$I_{PV\ GES}$ | 898.510.536,00 | |
| Yıllık bakım onarım operasyon maliyetleri(USD/yıl)-$OM_{PV\ GES}$ | 17.518.020,00 | |
| Yıllık yakıt gideri(USD/yıl)-F | 0,00 | |
| Yıllık elektrik satış geliri(USD/yıl) | 246.475.959,00 | |
| Yıllık karbon varlığı geliri (USD/yıl)-*KVG* | 0,00 | $KVG = (E_{önlenen}\, CO_{2\ /yıl}).(KSG)$ |
| Yıllık toplam gider (USD/yıl)-YG | 17.518.020,00 | $YG_{PV\ GES} = OM_{PV\ GES}$ |
| Yıllık net satışlar (USD/yıl)- NS | 246.475.959,00 | $NS_{PV\ GES} = YEKDEMF.E_{PV\ GES} + (KVG)$ |
| **Elektrik üretim birim maliyeti (USD/MWh)-LCOE** | **41,12** | $LCOE = \frac{\alpha.I + OM + F}{E}$ |
| **Geri ödeme süresi (yıl)-GÖS** | **3,9** | $GÖS = I/(NS - YG)$ |

### LCOE VE GÖS-EMİSYON TİCARET SİSTEMİ DEVREYE GİRDİĞİNDE

| **Simülasyon sonucu** | | |
|---|---|---|
| 1214 MWp Santral yatırım bedeli (USD)-$I_{PV\ GES}$ | 898.510.536,00 | |
| Yıllık bakım onarım operasyon maliyetleri(USD/yıl)-$OM_{PV\ GES}$ | 17.518.020,00 | |
| Yıllık yakıt gideri(USD/yıl)-F | 0,00 | |
| Yıllık elektrik satış geliri(USD/yıl) | 246.475.959,00 | |
| Yıllık karbon varlığı geliri (USD/yıl)-*KVG* | 11.707.926,38 | |
| Yıllık toplam gider (USD/yıl)-YG | 17.518.020,00 | |
| Yıllık net satışlar (USD/yıl)- NS | 258.183.885,38 | |
| **Elektrik üretim birim maliyeti (USD/MWh)-LCOE** | **36,99** | $LCOE = \frac{\alpha.I + OM + F - KVG}{E}$ |
| **Geri ödeme süresi (yıl)-GÖS** | **3,7** | |

## AFŞİN ELBİSTAN B LİNYİT YAKITLI TERMİK SANTRAL AÇIK KÖMÜR SAHASINA SABİT EĞİMLİ PV GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİ KURULUMU İÇİN GÖS VE LCOE HESABI

**Sabit Eğimli Santral İçin Gös Simülasyonu Girdileri**

| **Simülasyon girdileri** | |
|---|---|
| PVSYST Yazılımına göre sabit eğimli PV santral kurulu gücü (MWp) | 1214 |
| LT, santral ömrü (yıl) | 25 |
| PVSYST Yazılımına göre PV santralin yıllık elektrik üretimi (MWh/yıl) | 2.275.096,00 |
| 1 MW santral yatırım bedeli (USD/MW) | 616.770,00 |
| 1 MW santralin yıllık bakım onarım operasyon bedeli (USD) | 13.000,00 |
| YEKDEM elektrik satış fiyatı (USD/MWh) | 87 |
| Önlenen $CO_2$ emisyonu($tonCO_2$/yıl) | 1.880.417,97 |
| Karbon sertifikası satış geliri, *KSG* (USD/ton önlenen $CO_2$) | 5,00 |

### LCOE VE GÖS-EMİSYON TİCARET SİSTEMİ DEVREYE GİRMEDEN

| **Simülasyon sonucu** | |
|---|---|
| 1214 MWp Santral yatırım bedeli (USD) | 748.758.780,00 |
| Yıllık bakım onarım operasyon maliyetleri(USD/yıl) | 15.782.000,00 |
| Yıllık yakıt gideri(USD/yıl) | 0,00 |
| Yıllık elektrik satış geliri(USD/yıl) | 197.933.352,00 |
| Yıllık karbon varlığı geliri, *KVG* (USD/yıl) | 0,00 |
| Yıllık toplam gider, *YG* (USD/yıl) | 15.782.000,00 |
| Yıllık net satışlar, NS (USD/yıl) | 197.933.352,00 |
| LCOE (USD/MWh) | **43,19** |
| **Geri ödeme süresi (yıl)** | **4,1** |

$$KVG = (E_{önlenen}\, CO_{2\,/yıl}).(KSG)$$

$$YG_{PV\ GES} = OM_{PV\ GES}$$

$$NS_{PV\ GES} = YEKDEM F.E_{PV\ GES} + (KVG)$$

$$LCOE = \frac{\alpha.I + OM + F}{E}$$

$$GÖS = I/(NS - YG)$$

### LCOE VE GÖS-EMİSYON TİCARET SİSTEMİ DEVREYE GİRDİĞİNDE

| **Simülasyon sonucu** | |
|---|---|
| 1214 MWp Santral yatırım bedeli (USD) | 748.758.780,00 |
| Yıllık bakım onarım operasyon maliyetleri(USD/yıl) | 15.782.000,00 |
| Yıllık yakıt gideri(USD/yıl) | 0,00 |
| Yıllık elektrik satış geliri(USD/yıl) | 197.933.352,00 |
| Yıllık karbon varlığı geliri, *KVG* (USD/yıl) | 9.402.089,86 |
| Yıllık toplam gider, *YG* (USD/yıl) | 15.782.000,00 |
| Yıllık net satışlar, NS (USD/yıl) | 207.335.441,86 |
| LCOE (USD/MWh) | **39,06** |
| **Geri ödeme süresi (yıl)** | **3,9** |

$$LCOE = \frac{\alpha.I + OM + F - KVG}{E}$$

## ENERJİ SANTRALİ GERİ ÖDEME SÜRESİ VE BİRİM ENERJİ ÜRETİM MALİYETİ HESABI İÇİN MATEMATİKSEL MODEL

**Denklem 4.17** $$LCOE = \frac{\alpha . I + OM + F}{E}$$

**Denklem 4.18** $$\alpha = \frac{r}{1-(1+r)^{-L_T}}$$

**Denklem 4.3 ve 4.8** $$\mathrm{I} = \frac{C}{L_B} \cdot \sum_{t=1}^{L_B} (1+i)^t \cdot \left(1 + \frac{d}{(1+r)^{L_T}}\right)$$

**Denklem 4.5 ve 4.9** $OM = FOM + (VOM - REV + d_\vartheta).\mathrm{E}$

**Denklem 4.4** $E_{TS} = P.FLH$

**Denklem 4.6** $YTM = (\frac{GDÇ.P}{NKD.\eta}.FLH)/(1000\ kg/ton)$

**Denklem 4.7** $F = YTM.FC$

**Denklem 4.10** $KSM = (ECO_{2,yıl}).(ABEİO).(ABTCO_2)$

**Denklem 4.11** $KVG = (E_{önlenen}CO_{2,yıl}).(KSG)$

**Denklem 4.12** $GÖS = I/(NS - YG)$

**Denklem 4.13, 4.14** $YG_{PV\ GES} = OM_{PV\ GES}$ $YG_{TS} = OM_{TS} + F + (KSM)$

**Denklem 4.15** $NS_{TS} = PTF.E_{TS}$

**Denklem 4.16** $NS_{PV\ GES} = YEKDEMF.E_{PV\ GES} + (KVG)$

### AFŞİN ELBİSTAN B İTHAL KÖMÜRLÜ TERMİK SANTRAL VERİLER

| Güncel Giriş Verileri | $C$ | $L_B$ | $FOM$ | $VOM$ | $REV$ | $FC$ | $\eta$ | $FLH$ | $L_T$ | $d_\vartheta$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **SEÇENEKLER** | **$C$** Gecelik inşaat maliyeti (overnight cost) (USD/kW) | **$L_B$** İnşaat süresi (yıl) | **$FOM$** Sabit bakım onarım operasyon giderleri (USD/MW) | **$VOM$** Değişken bakım onarım operasyon giderleri (USD/MWh) | **$REV$** Değişken yan ürün geliri (USD/MWh) | **$FC$** Ortalama Yakıt Fiyatı (USD/ton İthal kömür) | **$\eta$** Tesis verimi(%) | **$FLH$** Tam yük saati/FLH (saat) | **$L_T$** Tesis ömrü(yıl) | **$d_\vartheta$** Hizmetten çıkarılma maliyeti |
| | min/ort/max | ortalama | min/ort/max | min/ort/max | min/ort/max | Min/Max | min/ort/max | Min/Max | ortalama | |
| KÖMÜRLÜ TERMİK S. | 2600,00 | 5 | 23000 | 3,4 | 0 | 200 | 44 | 6500 | 40 | 0 |
| PV GES-SABİT EĞİMLİ | 534,00 | 2 | 13000 | 0/0/0 | 0 | 0 | - | 2913 | 25 | 0 |
| PV GES- YATAY EKSEN GÜNEŞ TAKİPLİ | 640,80 | 2 | 14430 | 0/0/0 | 0 | 0 | - | 2913 | 25 | 0 |

$$\mathrm{I} = \frac{C}{L_B} \cdot \sum_{t=1}^{L_B} (1+i)^t \cdot \left(1 + \frac{d}{(1+r)^{L_T}}\right) \qquad \alpha = \frac{r}{1-(1+r)^{-L_T}} \qquad E_{TS} = P.FLH \qquad YTM = (\frac{GDÇ.P}{NKD.\eta}.FLH)/(1000\ kg/ton) \qquad OM = FOM + (VOM - REV + d_\vartheta).\mathrm{E}$$

$$F = YTM.FC$$

### AFŞİN ELBİSTAN-B İTHAL KÖMÜRLÜ TERMİK SANTRAL İÇİN YATIRIM, İŞLETME VE SEVİYELENDİRİLMİŞ ELETRİK ÜRETİM MALİYETLERİ HESABI

i=0,1, LB=5 yıl,d=0,LT=40 yıl

| | |
|---|---|
| t=1 | 1,1 |
| t=2 | 1,21 |
| t=3 | 1,331 |
| t=4 | 1,4641 |
| t=5 | 1,61051 |
| | |
| **toplam** | **6,71561** |

**I(Yatırım maliyeti)**

| PARAMETRELER | |
|---|---|
| C (USD/kW) | 2600,00 |
| LB(yıl) | 5 |
| t | 1 ile 5 arasında |
| d | 0 |
| LT(yıl) | 40 |
| İ(Yat.Bütçe Faiz,%10) | 0,1 |
| r(WACC, %10) | 0,1 |

**I(USD/MW)** USD 3.492.117,20

**α(sermaye kurtarma faktörü)**

| Parametreler | |
|---|---|
| r(WACC=%10) | 0,1 |
| LT (yıl) | 40 |

**α** 0,102259414

**1 MW santralin yıllık elektrik üretimi**

| Parametreler | |
|---|---|
| FLH(Saat, max veri aldık) | 6500 |
| P (Güç,MW) | 1 |

**E(MWh)** 6500

**F, 1 MW santralin yıllık yakıt gideri**

| Parametreler | |
|---|---|
| Kömür tüketimi (ton/saat) | 0,14 |
| Kömür fiyatı (ithal kömür-usd/ton) | 200 |
| *F* (USD/Saat) | 27,91234077 |
| *E* (MWh) | 6500 |
| $\eta$(Santral verimi) | 44 |

**F(USD/MW)** USD 412.341,40

**1 MW santralin yıllık bakım onarım operasyon maliyeti**

| Parametreler | |
|---|---|
| *Yıllık sabit bakım onarım gideri (FOM-median,* USD/MW) | 23000 |
| *Değişken bakım onarım gideri (VOM-median,USD/MWh)* | 3,4 |
| *Yan ürün geliri (REV, USD/MW)* | 0 |
| *Hizmetten alma gideri (dϑ ,USD/MW)* | 0 |
| *E* (MWh) | 6500 |

**OM(USD/MW)** USD 45.100,00

### AFŞİN ELBİSTAN-B TERMİK SANTRALİ AÇIK KÖMÜR SAHASINA YATAY EKSEN TAKİPLİ PV GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİ ENTEGRASYONU İÇİN YATIRIM, İŞLETME VE SEVİYELENDİRİLMİŞ ELETRİK ÜRETİM MALİYETLERİ HESABI

**1. YATAY EKSEN GÜNEŞ TAKİPLİ SANTRAL İÇİN YAPILAN HESAPLAR**

i=0,1, LB=1 yıl,d=0,LT=25 yıl

| | |
|---|---|
| t=1 | 1,1 |
| t=2 | 1,21 |
| | |
| **toplam** | **2,31** |

**I(Yatırım maliyeti)**

| PARAMETRELER | |
|---|---|
| C (USD/kW) | 641 |
| LB(yıl) | 2 |
| t | 1 ile 2 arasında |
| d | 0 |
| LT(yıl) | 25 |
| İ(Yat.Bütçe Faiz,%10) | 0,1 |
| r(WACC, %10) | 0,1 |

**I(USD/MW)** USD 740.124,00

**α(sermaye kurtarma faktörü)**

| Parametreler | |
|---|---|
| r(WACC=%10) | 0,1 |
| LT (yıl) | 25 |

**α** 0,110168072

**1 MW santralin yıllık elektrik üretimi**

| Parametreler | |
|---|---|
| FLH(Saat, max aldık) | 2913 |
| P (Güç,MW) | 1 |

**E(MWh)** 2913

**F, 1 MW santralin yıllık yakıt gideri**

| Parametreler | |
|---|---|
| Yakıt tüketimi (USD/ton) | 0 |
| Yakıt fiyatı ( usd/ton) | 0 |
| *FC* (USD/ton) | 0 |
| *E* (MWh) | 2913 |

**F(USD/MW)** USD 0,00

**1 MW santralin yıllık bakım onarım operasyon maliyeti**

| Parametreler | |
|---|---|
| *Yıllık sabit bakım onarım gideri (FOM-median,* USD/MW) | 14430 |
| *Değişken bakım onarım gideri (VOM-median,USD/MWh)* | 0 |
| *Yan ürün geliri (REV, USD/MW)* | 0 |
| *Hizmetten alma gideri (dϑ ,USD/MW)* | 0 |
| *E* (MWh) | 2913 |

**OM(USD/MW)** USD 14.430,00

### AFŞİN ELBİSTAN-B TERMİK SANTRALİ AÇIK KÖMÜR SAHASINA SABİT EĞİMLİ PV GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİ ENTEGRASYONU İÇİN YATIRIM, İŞLETME VE SEVİYELENDİRİLMİŞ ELETRİK ÜRETİM MALİYETLERİ HESABI

**2. SABİT EĞİMLİ SANTRAL İÇİN YAPILAN HESAPLAR**

i=0,1, LB=1 yıl,d=0,LT=25 yıl

| | |
|---|---|
| t=1 | 1,1 |
| t=2 | 1,21 |
| | |
| **toplam** | **2,31** |

**I(Yatırım maliyeti)**

| PARAMETRELER | |
|---|---|
| C (USD/kW) | 534,00 |
| LB(yıl) | 2 |
| t | 1 ile 2 arasında |
| d | 0 |
| LT(yıl) | 25 |
| İ(Yat.Bütçe Faiz,%10) | 0,1 |
| r(WACC, %10) | 0,1 |

**I(USD/MW)** USD 616.770,00

**α(sermaye kurtarma faktörü)**

| Parametreler | |
|---|---|
| r(WACC=%10) | 0,1 |
| LT (yıl) | 25 |

**α** 0,110168072

**1 MW santralin yıllık elektrik üretimi**

| Parametreler | |
|---|---|
| FLH(Saat, max aldık) | 2913 |
| P (Güç,MW) | 1 |

**E(MWh)** 2913

**F, 1 MW santralin yıllık yakıt gideri**

| Parametreler | |
|---|---|
| Yakıt tüketimi (USD/ton) | 0 |
| Yakıt fiyatı ( usd/ton) | 0 |
| *FC* (USD/ton) | 0 |
| *E* (MWh) | 2913 |

**F(USD/MW)** USD 0,00

**1 MW santralin yıllık bakım onarım operasyon maliyeti**

| Parametreler | |
|---|---|
| *Yıllık sabit bakım onarım gideri (FOM-median,* USD/MW) | 13000 |
| *Değişken bakım onarım gideri (VOM-median,USD/MWh)* | 0 |
| *Yan ürün geliri (REV, USD/MW)* | 0 |
| *Hizmetten alma gideri (dϑ ,USD/MW)* | 0 |
| *E* (MWh) | 2913 |

**OM(USD/MW)** USD 13.000,00

## AFŞİN ELBİSTAN B İTHAL KÖMÜRLÜ TERMİK SANTRAL YAKIT TÜKETİM MİKTARI HESABI

| Parametreler, Birim | |
|---|---|
| Termik santral yakıtı | İthal kömür |
| Termik santral kurulu güç ( MWh)-P | 1440 |
| Termik santral yakıt net kalorifik değeri(kcal/kg)-NKD | 6161,04 |
| 1 MWh enerji kcal dönüşüm çarpanı (kcal/saat)-GDÇ | 859845,24 |
| Termik santral tam yük saati(saat/yıl)-FLH | 6500 |
| Termik santral verim(%) | 44 |
| Termik santral saatlik yakıt tüketim miktarı (ton/saat) | 456,7 |
| Termik santral yıllık yakıt tüketim miktarı (ton/yıl) | 2.968.858,1 |

(Not:santralin kurulu gücü,verimi,tam yük saati ve kullanılan yakıtın kalorifik değeri bu değerde değişkenlik yaratabilir.)

$$YTM=(\frac{GDÇ.P}{NKD.\eta}.FLH)/(1000\ kg/ton)$$

## AFŞİN ELBİSTAN B İTHAL KÖMÜRLÜ TERMİK SANTRAL KARBONDİOKSİT EMİSYONU HESAPLAMA YÖNTEMİ

**IPCC 2006 Ulusal Sera Gazı Envanterleri Rehberi**

$ECO_{2/yıl}$: EF*NKD*YF*YTM

| PARAMETRELER | AÇIKLAMA VE BİRİM |
|---|---|
| EF | Yakıt emisyon faktörü (t CO2/TJ) |
| NKD | Yakıt net kalorifik değer(TJ/Gg-(Terra Joule/Giga gram)) |
| YF | Yükseltgenme faktörü |
| YTM | Yıllık yakıt tüketim miktarı (ton/ Nm3) |

Bu yöntemde emisyonlar; yakıt faaliyet verisi, net kalorifik değer, $CO_2$ emisyon faktörü ve yükseltgenme faktörü parametreleri kullanılarak, kütle veya hacim bazında yakıt tüketiminin ürünü olarak tahmin edilebilmektedir.IPCC 2006 Ulusal Sera Gazı Envanterleri Rehberi Cilt 2 Enerji Giriş bölümü Tablo 1.2'de net kalorifik değere, Tablo 2.2'deki Sabit Yanma bölümünde $CO_2$ emisyon faktörü değerine ulaşılmıştır.IPCC 2006 Ulusal Sera Gazı Envanterleri Rehberi Cilt 2 Enerji, Sabit Yanma bölümü, 2.1 içeriğe göre yakıt yükseltgenme faktörü 1 olarak kabul edilmiştir.

### TERMİK SANTRAL $CO_2$ EMİSYON HESABI

**IPCC 2006 METODLARI**

İTHAL KÖMÜR İÇİN

| Parametre | |
|---|---|
| Yakıt emisyon faktörü (tCO2/TJ)-EF | 94,6 |
| Yakıt net kalorifik değeri(TJ/Gg)-NKD | 25,8 |
| Yükseltgenme faktörü-YF | 1 |
| Termik santral yıllık yakıt tüketim miktarı (ton/yıl)-YTM | 456,7 |
| Termik santral saatlik $CO_2$ emisyonu(ton/saat)-$ECO_{2/saat}$ | 1114,8 |

| | |
|---|---|
| Termik santral yıllık tam yük saati (saat/yıl)-FLH | 6500 |
| Yıllık $CO_2$ emisyonu (ton/yıl)-$ECO_{2/yıl}$ | 7.246.032,50 |

**İthal Kömür Kalorifik Değer Hesabı**

| Enerji Birim | Dönüşüm Katsayısı | |
|---|---|---|
| 1 joule | 0,0002388 | kcal |
| 6,16104 | kcal/gram | |
| 6161,04 | kcal/kg | |

## AFŞİN ELBİSTAN B İTHAL KÖMÜRLÜ TERMİK SANTRAL İÇİN GÖS VE LCOE HESABI

| **Simülasyon girdileri ve Birimleri** | |
|---|---|
| Termik santral kurulu güç (MWh)-P | 1440 |
| Termik santral yıllık tam yük saati (saat/yıl)-FLH | 6500 |
| Yıl sonu üretilen toplam elektrik (MWh/ yıl)-$E_{TS}$ | 9.360.000,00 |
| Termik santral saatlik yakıt tüketim miktarı (ton/saat) | 456,75 |
| Epiaş elektrik piyasa takas fiyatı (USD/MWh)-PTF | 112 |
| Santral yıllık karbondioksit emisyonu (ton/yıl)-$ECO_{2/yıl}$ | 7.246.032,50 |
| AB Tahsisat CO2 sertifika birim gideri (Euro/ton CO2)-$ABTCO_2$ | 56,40 |
| AB Tahsisat CO2 sertifika birim gideri (USD/ton CO2)-$ABTCO_2$ | 59,22 |

## LCOE VE GÖS - SINIRDA KARBON DÜZENLEME MEKANİZMASI DEVREYE GİRMEDEN

| **Simülasyon sonuç** | | |
|---|---|---|
| 1440 MWh Santral yatırım bedeli (USD)-$I_{TS}$ | 5.028.648.768,00 | |
| Yıllık bakım onarım operasyon maliyetleri(USD/yıl)-$OM_{TS}$ | 64.944.000,00 | |
| Yıllık yakıt gideri(USD/yıl)-F | 593.771.612,82 | $F = YTM.FC$ |
| Elektrik satış geliri (USD/yıl)- NS | 1.048.320.000,00 | $NS_{TS}=PTF.E_{TS}$ |
| %25 AB ihracat oranındaki (ABEİO) karbondioksit sertifika maliyeti (USD/ton $CO_2$)- KSM | 0,00 | $KSM = (ECO_{2\,/yıl})(ABEİO).(ABTCO_2)$ |
| Yıllık toplam gider (USD/yıl)- YG | 658.715.612,82 | $YG_{TS} = OM_{TS} + F + (KSM)$ |
| **Elektrik üretim birim maliyeti (USD/MWh)-LCOE** | **125,31** | $LCOE = \frac{\alpha.I + OM + F}{E}$ |
| **Geri ödeme süresi (yıl)-GÖS** | **12,9** | |

## LCOE VE GÖS-SINIRDA KARBON DÜZENLEME MEKANİZMASI DEVREYE GİRDİĞİNDE

| **Simülasyon sonuç** | |
|---|---|
| 1440 MWh Santral yatırım bedeli (USD)-$I_{TS}$ | 5.028.648.768,00 |
| Yıllık bakım onarım operasyon maliyetleri(USD/yıl)-$OM_{TS}$ | 64.944.000,00 |
| Yıllık yakıt gideri(USD/yıl)-F | 593.771.612,82 |
| Elektrik satış geliri (USD/yıl)- NS | 1.048.320.000,00 |
| %25 AB ihracat oranındaki (ABEİO) karbondioksit sertifika maliyeti (USD/ton $CO_2$)- KSM | 107.277.511,16 |
| Yıllık toplam gider (USD/yıl)- YG | 765.993.123,98 |
| **Elektrik üretim birim maliyeti (USD/MWh)-LCOE** | **136,78** |
| **Geri ödeme süresi (yıl)-GÖS** | **17,8** |

$$LCOE = \frac{\alpha.I + OM + F + KSM}{E}$$

## AFŞİN ELBİSTAN B İTHAL KÖMÜRLÜ TERMİK SANTRAL AÇIK KÖMÜR SAHASINA TAKİPLİ PV GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİ KURULUMU İÇİN GÖS VE LCOE HESABI

**Yatay Eksen Güneş Takipli Santral İçin Gös Simülasyonu Girdileri**

| **Simülasyon girdileri** | |
|---|---|
| PVSYST Yazılımına göre sabit eğimli PV santral kurulu gücü (MWp)-P | 1214 |
| Santral ömrü (yıl)-$L_T$ | 25 |
| PVSYST Yazılımına göre PV santralin yıllık elektrik üretimi (MWh/yıl)-$E_{PV\ GES}$ | 2.833.057,00 |
| 1 MW santral yatırım bedeli (USD/MW)-$I_{PV\ GES}$ | 740.124,00 |
| 1 MW santralin yıllık bakım onarım operasyon bedeli (USD)-$OM_{PV\ GES}$ | 14.430,00 |
| Elektrik satış fiyatı (USD/MWh)-YEKDEMF | 87 |
| Önlenen $CO_2$ emisyonu(ton$CO_2$/yıl)-$E_{Önlenen}CO_{2/yıl}$ | 2.193.207,60 |
| Karbon sertifikası satış geliri(USD/ton önlenen $CO_2$)-KSG | 5,00 |

### LCOE VE GÖS-EMİSYON TİCARET SİSTEMİ DEVREYE GİRMEDEN

| **Simülasyon sonucu** | | |
|---|---|---|
| 1214 MWp Santral yatırım bedeli (USD)-$I_{PV\ GES}$ | 898.510.536,00 | |
| Yıllık bakım onarım operasyon maliyetleri(USD/yıl)-$OM_{PV\ GES}$ | 17.518.020,00 | |
| Yıllık yakıt gideri(USD/yıl)-F | 0,00 | |
| Yıllık elektrik satış geliri(USD/yıl) | 246.475.959,00 | |
| Yıllık karbon varlığı geliri (USD/yıl)-*KVG* | 0,00 | $KVG = E_{önlenen}\, CO_{2\ /yıl}.(KSG)$ |
| Yıllık toplam gider (USD/yıl)-YG | 17.518.020,00 | $YG_{PV\ GES} = OMPV_{\ GES}$ |
| Yıllık net satışlar (USD/yıl)- NS | 246.475.959,00 | $NS_{PV\ GES} = YEKDEMF.E_{PV\ GES} + (KVG)$ |
| **Elektrik üretim birim maliyeti (USD/MWh)-LCOE** | **41,12** | $LCOE = \frac{\alpha.I + OM + F}{E}$ |
| **Geri ödeme süresi (yıl)-GÖS** | **3,9** | $GÖS = I/(NS - YG)$ |

### LCOE VE GÖS-EMİSYON TİCARET SİSTEMİ DEVREYE GİRDİĞİNDE

| **Simülasyon sonucu** | | |
|---|---|---|
| 1214 MWp Santral yatırım bedeli (USD)-$I_{PV\ GES}$ | 898.510.536,00 | |
| Yıllık bakım onarım operasyon maliyetleri(USD/yıl)-$OM_{PV\ GES}$ | 17.518.020,00 | |
| Yıllık yakıt gideri(USD/yıl)-F | 0,00 | |
| Yıllık elektrik satış geliri(USD/yıl) | 246.475.959,00 | |
| Yıllık karbon varlığı geliri (USD/yıl)-*KVG* | 10.966.037,98 | |
| Yıllık toplam gider (USD/yıl)-YG | 17.518.020,00 | |
| Yıllık net satışlar (USD/yıl)- NS | 257.441.996,98 | |
| **Elektrik üretim birim maliyeti (USD/MWh)-LCOE** | **37,25** | $LCOE = \frac{\alpha.I + OM + F - KVG}{E}$ |
| **Geri ödeme süresi (yıl)-GÖS** | **3,7** | |

## AFŞİN ELBİSTAN B İTHAL KÖMÜRLÜ TERMİK SANTRAL AÇIK KÖMÜR SAHASINA SABİT EĞİMLİ PV GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİ KURULUMU İÇİN GÖS VE LCOE HESABI

**Sabit Eğimli Santral İçin Gös Simülasyonu Girdileri**

| **Simülasyon girdileri** | |
|---|---|
| PVSYST Yazılımına göre sabit eğimli PV santral kurulu gücü (MWp)-P | 1214 |
| Santral ömrü (yıl)-$L_T$ | 25 |
| PVSYST Yazılımına göre PV santralin yıllık elektrik üretimi (MWh/yıl)-$E_{PV\ GES}$ | 2.275.096,00 |
| 1 MW santral yatırım bedeli (USD/MW)-$I_{PV\ GES}$ | 616.770,00 |
| 1 MW santralin yıllık bakım onarım operasyon bedeli (USD)-$OM_{PV\ GES}$ | 13.000,00 |
| Elektrik satış fiyatı (USD/MWh)-YEKDEMF | 87 |
| Önlenen $CO_2$ emisyonu(ton$CO_2$/yıl)-$E_{Önlenen}CO_{2/yıl}$ | 1.761.262,77 |
| Karbon sertifikası satış geliri(USD/ton önlenen $CO_2$)-KSG | 5,00 |

### LCOE VE GÖS-EMİSYON TİCARET SİSTEMİ DEVREYE GİRMEDEN

| **Simülasyon sonucu** | |
|---|---|
| 1214 MWp Santral yatırım bedeli (USD)-$I_{PV\ GES}$ | 748.758.780,00 |
| Yıllık bakım onarım operasyon maliyetleri(USD/yıl)-$OM_{PV\ GES}$ | 15.782.000,00 |
| Yıllık yakıt gideri(USD/yıl)-F | 0,00 |
| Yıllık elektrik satış geliri(USD/yıl) | 197.933.352,00 |
| Yıllık karbon varlığı geliri (USD/yıl)-*KVG* | 0,00 |
| Yıllık toplam gider (USD/yıl)-YG | 15.782.000,00 |
| Yıllık net satışlar (USD/yıl)- NS | 197.933.352,00 |
| **Elektrik üretim birim maliyeti (USD/MWh)-LCOE** | **43,19** |
| **Geri ödeme süresi (yıl)-GÖS** | **4,1** |

$KVG = E_{önlenen}\, CO_{2\,/yıl}.(KSG)$

$YG_{PV\ GES} = OMPV_{\ GES}$

$NS_{PV\ GES} = YEKDEMF.E_{PV\,GES} + (KVG)$

$$LCOE = \frac{\alpha.I + OM + F}{E}$$

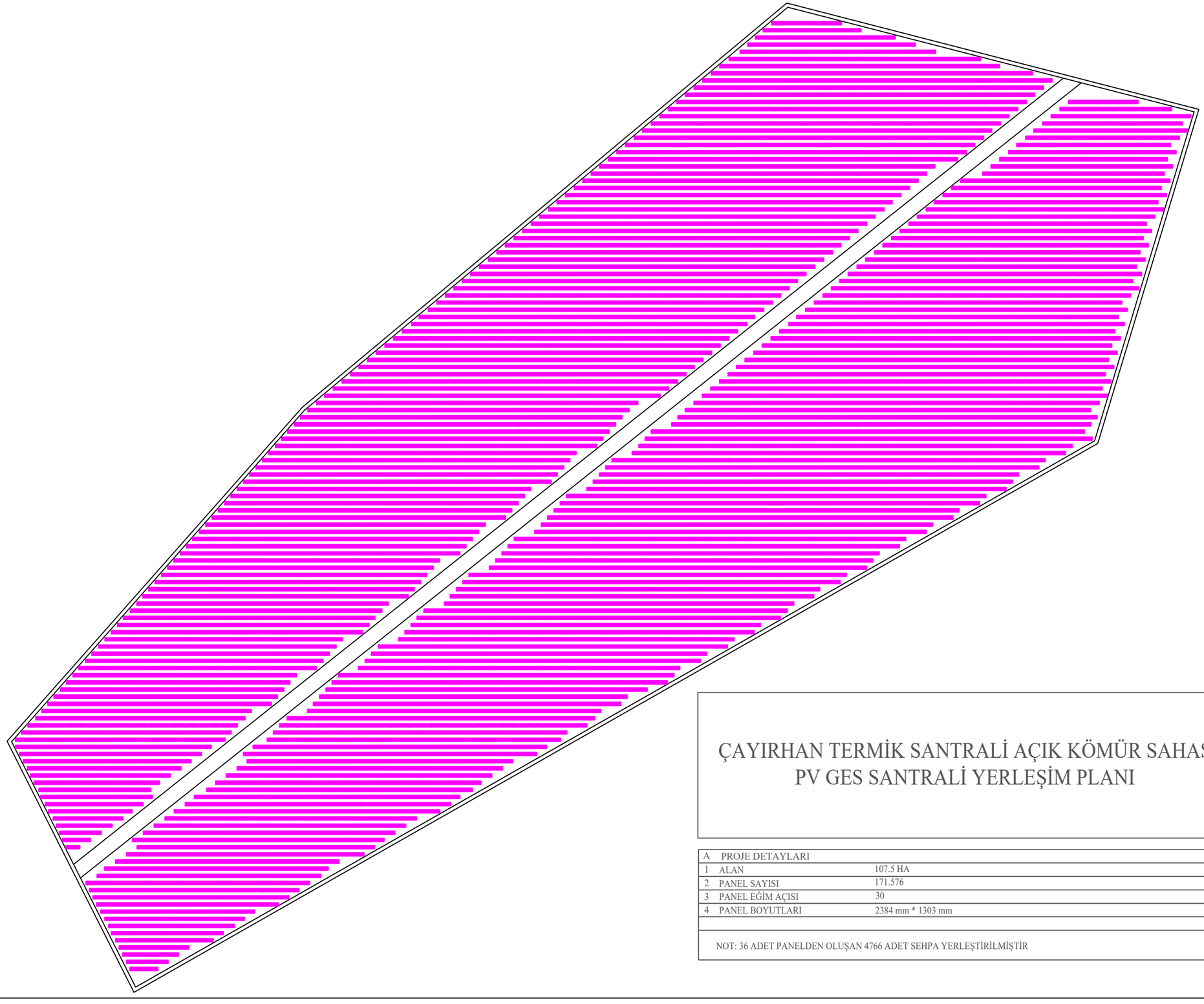
$$GÖS = I/(NS - YG)$$

### LCOE VE GÖS-EMİSYON TİCARET SİSTEMİ DEVREYE GİRDİĞİNDE

| **Simülasyon sonucu** | |
|---|---|
| 1214 MWp Santral yatırım bedeli (USD)-$I_{PV\ GES}$ | 748.758.780,00 |
| Yıllık bakım onarım operasyon maliyetleri(USD/yıl)-$OM_{PV\ GES}$ | 15.782.000,00 |
| Yıllık yakıt gideri(USD/yıl)-F | 0,00 |
| Yıllık elektrik satış geliri(USD/yıl) | 197.933.352,00 |
| Yıllık karbon varlığı geliri (USD/yıl)-*KVG* | 8.806.313,87 |
| Yıllık toplam gider (USD/yıl)-YG | 15.782.000,00 |
| Yıllık net satışlar (USD/yıl)- NS | 206.739.665,87 |
| **Elektrik üretim birim maliyeti (USD/MWh)-LCOE** | **39,32** |
| **Geri ödeme süresi (yıl)-GÖS** | **3,9** |

$$LCOE = \frac{\alpha.I + OM + F - KVG}{E}$$

**EK 6: PV Panel Saha Yerleşim Planı**



ÇAYIRHAN TERMİK SANTRALİ AÇIK KÖMÜR SAHASI
PV GES SANTRALİ YERLEŞİM PLANI

| | | |
|---|---|---|
| A | PROJE DETAYLARI | |
| 1 | ALAN | 107.5 HA |
| 2 | PANEL SAYISI | 171.576 |
| 3 | PANEL EĞİM AÇISI | 30 |
| 4 | PANEL BOYUTLARI | 2384 mm * 1303 mm |

NOT: 36 ADET PANELDEN OLUŞAN 4766 ADET SEHPA YERLEŞTİRİLMİŞTİR