



**T.C.
ONDOKUZ MAYIS ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI**

**PARABOLİK OLUK KOLLEKTÖRLÜ YOĞUNLAŞTIRILMIŞ
BİR GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALİNİN TASARIMI VE
SİMÜLASYONU: SUDAN ÖRNEĞİ**

Yüksek Lisans Tezi

Abdallah Adil Awad BASHIR

Danışman
Doç. Dr. Mustafa ÖZBEY

SAMSUN
2022

**T.C.
ONDOKUZ MAYIS ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI**



**PARABOLİK OLUK KOLLEKTÖRLÜ YOĞUNLAŞTIRILMIŞ
BİR GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALİNİN TASARIMI VE
SİMÜLASYONU: SUDAN ÖRNEĞİ**

Yüksek Lisans Tezi

Abdallah Adil Awad BASHIR

Danışman

Doç. Dr. Mustafa ÖZBEY

SAMSUN
2022

TEZ KABUL VE ONAYI

Abdallah Adil Awad BASHIR tarafından, **Doç. Dr. Mustafa ÖZBEY** danışmanlığında hazırlanan **PARABOLİK OLUK KOLLEKTÖRLÜ YOĞUNLAŞTIRILMIŞ BİR GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALİNİN TASARIMI VE SİMÜLASYONU: SUDAN ÖRNEĞİ** başlıklı bu çalışma, jürimiz tarafından 13.1.2023 tarihinde yapılan sınav sonucunda oy birliği ile başarılı bulunarak Yüksek Lisans Tezi olarak kabul edilmiştir.

	Unvanı Adı Soyadı Üniversitesi Ana Bilim/Ana Sanat Dalı	Sonuç
Başkan	Prof. Dr. Hakan ÖZCAN Ondokuz Mayıs Üniversitesi Makine Mühendisliği Ana Bilim Dalı	☒ Kabul ☐ Ret
Üye	Doç. Dr. Mustafa ÖZBEY Ondokuz Mayıs Üniversitesi Makine Mühendisliği Ana Bilim Dalı	☒ Kabul ☐ Ret
Üye	Dr. Öğr. Üyesi Bilal SUNGUR Samsun Üniversitesi Makine Mühendisliği Ana Bilim Dalı	☒ Kabul ☐ Ret

Bu tez, Enstitü Yönetim Kurulunca belirlenen ve yukarıda adları yazılı jüri üyeleri tarafından uygun görülmüştür.

Prof. Dr. Ahmet TABAK
Enstitü Müdürü

BİLİMSEL ETİĞE UYGUNLUK BEYANI

Hazırladığım Yüksek Lisans tezinin bütün aşamalarında bilimsel etiğe ve akademik kurallara riayet ettiğimi, çalışmada doğrudan veya dolaylı olarak kullandığım her alıntıya kaynak gösterdiğimi ve yararlandığım eserlerin Kaynaklar'da gösterilenlerden oluştuğunu, her unsurun enstitü yazım kılavuzuna uygun yazıldığını ve TÜBİTAK Araştırma ve Yayın Etiği Kurulu Yönetmeliği'nin 3. bölüm 9. maddesinde belirtilen durumlara aykırı davranılmadığını taahhüt ve beyan ederim.

Etik Kurul Gerekli mi ?

Evet ☐ (Gerekli ise ekler kısmına ekleyiniz)

Hayır ☒

21 /12 / 2022

Abdallah Adil Awad BASHIR

TEZ ÇALIŞMASI ÖZGÜNLÜK RAPORU BEYANI

Tez Başlığı : PARABOLİK OLUK KOLLEKTÖRLÜ YOĞUNLAŞTIRILMIŞ BİR GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALİNİN TASARIMI VE SİMÜLASYONU: SUDAN ÖRNEĞİ

Yukarıda başlığı belirtilen tez çalışması için şahsım tarafından 21.12.2022 tarihinde intihal tespit programından alınmış olan özgünlük raporu sonucunda;

Benzerlik oranı : % 3

Tek kaynak oranı : % 1 çıkmıştır.

21 /12 / 2022

Doç. Dr. Mustafa ÖZBEY

ÖZET

PARABOLİK OLUK KOLLEKTÖRLÜ YOĞUNLAŞTIRILMIŞ BİR GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALİNİN TASARIMI VE SİMÜLASYONU: SUDAN ÖRNEĞİ

Abdallah Adil Awad BASHIR
Ondokuz Mayıs Üniversitesi
Lisansüstü Eğitim Enstitüsü
Makine Mühendisliği Ana Bilim Dalı
Yüksek Lisans, Aralık/2022
Danışman: Doç. Dr. Mustafa ÖZBEY

Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi teknolojileri dünya çapında birçok ülkede uygulanarak yenilikçi ve yaygın elektrik üretim yöntemlerinden biri haline gelmiştir. Bu teknolojiler, gelişmekte olan ülkelerdeki enerji sorunlarının çözülmesine ve yenilenemez enerji kaynaklarının neden olduğu çevre sorunlarının azaltılmasına etkin bir şekilde yardımcı olabilmektedir. Bu çalışmanın temel amacı, parabolik oluk kollektörlü bir yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrali tasarlayarak ve analiz ederek bu teknolojilerin Sudan'daki potansiyelini araştırmaktır. Ayrıca, politika yapıcılarının bunları benimsemeye ve uygulamaya karar vermelerine yardımcı olacak bu tip santrallerin ekonomik kârını belirlemeyi amaçlamaktadır.

Bu çalışmada, önerilen santralin yerini belirlemek için Sudan'daki 17 şehrin verileri analiz edilmiştir. Bu verilerin analizine dayanarak, önerilen santral için kuzey Sudan'daki Wadi-Halfa şehri seçilmiştir. Güneş tarlasında ısıtılacak HTF olarak Therminol-VP1 termal yağı, ısı depolama ortamı olarak Hitec Solar Salt erimiş tuzu seçilmiştir. Güç üretmek için ara buhar almalı ara ısıtmalı bir Rankine çevrimi ile çalışan 82 MW'lık bir güç bloğu kullanılmıştır. Güç bloğunun simülasyonu Epsilon Professional yazılımı kullanılarak yapılmıştır. Güneş tarlası ve ısı depolama sisteminin tasarımı SAM yazılımı kullanılarak belirlenmiştir. Son olarak dört farklı tasarım senaryosu incelenmiş ve birbirleriyle karşılaştırılmıştır. Tasarım parametreleri, ekonomik analiz sonuçlarına göre optimize edilmiştir.

Bu çalışmanın sonuçları, güneş çarpanı 4 olan ve 14 saatlik ısı depolama sistemine sahip olan senaryonun, önerilen santral için ekonomik olarak en uygun tasarım olduğunu göstermiştir. Bu senaryoda, santralin %75.9 kapasite faktörü ile yıllık yaklaşık 540.42 TWh elektrik üretebildiği tespit edilmiştir. Santralin sermaye maliyeti 766,949,824 \$ olarak bulunmuştur. Ekonomik analiz, Seviyelendirilmiş enerji maliyeti 9.52 ¢/kWh olduğu için santralin ekonomik olarak yararlı olduğunu kanıtlamıştır. Özetle, bu çalışma, bu tip santrallerin Sudan'ın iklim koşullarında hem teknik hem de ekonomik olarak uygulanabilir olduğu sonucuna varmıştır.

Anahtar Sözcükler: Güneş enerjisi, Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santralleri, Parabolik oluklu kollektör, Optimizasyon, Ekonomik analiz

ABSTRACT

DESIGN AND SIMULATION OF A PARABOLIC TROUGH CONCENTRATED SOLAR POWER PLANT: SUDAN CASE

Abdallah Adil Awad BASHIR
Ondokuz Mayıs University
Institute of Graduate Studies
Department of Mechanical Engineering
Master, December/2022
Supervisor: Assoc. Prof. Dr. Mustafa ÖZBEY

Concentrated solar power technologies are applied in many countries worldwide, becoming one of the innovative and widespread electricity generation methods. They can effectively help solve the energy issues in developing countries and reduce the environmental issues caused by non-renewable energy sources. The main objective of this study is to investigate the potential of these technologies in Sudan by designing and analyzing a parabolic trough-based concentrated solar power plant. In addition, it aims to determine the economic profit of these plants, which will help policymakers decide to adopt and implement them.

In this study, data from 17 cities in Sudan were analyzed to determine the proposed plant's location. Based on the analysis of this data, the city of Wadi-Halfa in northern Sudan was chosen for the proposed plant. Therminol-VP1 thermal oil was chosen as the HTF that will be heated in the solar field, and Hitec Solar Salt was selected as the heat storage medium. An 82 MW power block operating with a regenerative reheat steam Rankine cycle was used to generate the power. The simulation of the power block was performed using Ebsilon Professional software. The design of the solar field and thermal storage system was determined using SAM software. Finally, four different design scenarios were studied and compared with each other. The design parameters were optimized based on the results of the economic analysis.

This study's results showed that the plant's most economically feasible design is when it has a solar multiple of 4 and 14 hours of heat storage. The plant was found to be able to produce about 540.42 TWh of electricity annually with a capacity factor of %75.9. The plant's total capacity costs were found to be 766,949,824 \$. The economic analysis proved that the plant is economically profitable since the Levelized cost of energy is 9.52 ¢/kWh. In summary, the results found that this kind of plant is technically applicable and economically feasible in the climatic conditions of Sudan.

Keywords: Solar energy, Concentrated solar power plants, Parabolic trough collector, Optimization, Economic analysis

ÖN SÖZ VE TEŞEKKÜR

Bu çalışmayı yapmam için beni cesaretlendiren, kıymetli vaktini ayıran, yardımını hiç esigermeyen ve benimle ihlasla bilgilerini paylaşıp bana yol gösteren değerli danışman hocam Doç. Dr. Mustafa ÖZBEY'e minnettarlıkla şükranlarımı ve saygılarımı sunarım.

Hayatımda başıma gelen her güzel şeyin sebebi olan anneme ve babama teşekkür ederim. Ayrıca, her zaman yanımda olan ve tez sürecinde beni destekleyen diğer ailemin üyelerine çok minnettarım.

Abdallah Adil Awad BASHIR



İÇİNDEKİLER

TEZ KABUL VE ONAYI	i
BİLİMSEL ETİĞE UYGUNLUK BEYANI	iv
TEZ ÇALIŞMASI ÖZGÜNLÜK RAPORU BEYANI	iv
ÖZET	iii
ABSTRACT	iv
ÖN SÖZ VE TEŞEKKÜR	v
İÇİNDEKİLER	vi
KISALTMALAR	vii
ŞEKİLLER DİZİNİ	viii
TABLolar DİZİNİ	x
1. GİRİŞ	1
1.1. Problemin Tanımı	2
1.2. Çalışmanın Amacı	3
1.3. Özgün Değeri	3
2. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI	5
3. TEMEL BİLGİLER	11
3.1. Güneş Enerjisi	11
3.2. Sudan’da Güneş Enerjisi Potansiyeli	13
3.3. Güneş Enerjisi Uygulamaları	14
3.3.1. Fotovoltaik Panel Sistemleri	15
3.3.2. Isıl Güneş Güç Sistemleri	16
3.4. Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi Santralleri	23
3.4.1. Parabolik Çanak Santralleri	25
3.4.2. Doğrusal Fresnel Reflektör Santralleri	26
3.4.3. Güneş Kulesi Santralleri	27
3.4.4. Parabolik Oluk Santralleri	31
3.4.5. Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi Santralleri Türlerinin Karşılaştırılması	37
4. MATERYAL VE METOT	39
4.1. Sistemin Tanımı ve Tasarım Aşamalarının Açıklaması	39
4.2. Konum Seçimi	40
4.3. Isı Transfer Akışkanının Seçimi	44
4.4. Güç Bloğunun Tasarlanması ve Termodinamik Hesaplamaların Yapılması	46
4.5. Güneş Tarlasının Tasarlanması	57
4.6. Isı Depolama Sisteminin Tasarlanması	65
4.7. Finansal Parametrelerin Belirlenmesi	67
4.8. Simülasyon	69
4.9. Optimizasyon	69
5. BULGULAR VE TARTIŞMA	70
5.1. Birinci Senaryo	70
5.2. İkinci Senaryo	72
5.3. Üçüncü Senaryo	75
5.4. Dördüncü Senaryo	79
5.5. Senaryoların Birbirleriyle Karşılaştırılması	84
6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	85
KAYNAKLAR	88
EKLER	94
Ek 1	94
Ek 2	95
Ek 3	96
ÖZ GEÇMİŞ	97

KISALTMALAR

CF	: Kapasite faktörü
CSP	: Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi
CTCSP	: Merkezi kule kolektörlü yoğunlaştırılmış güneş enerjisi
DNI	: Doğrudan normal ışıınım
GHI	: Yataydaki toplam ışıınım
LCOE	: Seviyelendirilmiş enerji maliyeti
PTC	: Parabolic oluklu kolektör
PTCSP	: Parabolic oluk kolektörlü yoğunlaştırılmış güneş enerjisi
PV	: Fotovoltaik
SAM	: System Advisor Model yazılımı
SM	: Güneş çarpanı
TES	: Isıl enerji depolama

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. Dünya çapında CO ₂ emisyonlarının artışı	1
Şekil 3.1. Güneş geometrisi	11
Şekil 3.2. Güneş ışıınının dağılımı.....	12
Şekil 3.3. Dünya çapında direkt normal güneş ışıınıını değeri	13
Şekil 3.4. Sudan'da DNI dağılımı	14
Şekil 3.5. Güneş enerjisi sistemlerinin genel sınıflandırılması	15
Şekil 3.6. Şebekeden bağımsız fotovoltaik panel sistemleri.....	16
Şekil 3.7. Isıl güneş güç sistemlerinin sınıflandırılması	17
Şekil 3.8. Güneş enerjili evsel ısıtma sistemi	18
Şekil 3.9. Güneş bacası	19
Şekil 3.10. Güneş yoğunlaştırıcı türleri	20
Şekil 3.11. Parabolik çanak kolektörü	21
Şekil 3.12. Doğrusal Fresnel güneş kolektörü	22
Şekil 3.13. Güneş kulesi sistemi	22
Şekil 3.14. Parabolik oluklu güneş kolektörü	23
Şekil 3.15. Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrallerinin ana bileşenleri	24
Şekil 3.16. Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrallerini kullanan ülkeler.....	24
Şekil 3.17. Teknolojiye göre mevcut yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santralleri	25
Şekil 3.18. Parabolik çanak güneş enerjisi sistemleri	26
Şekil 3.19. Maricopa Solar Projesi	26
Şekil 3.20. Doğrusal Fresnel reflektör güneş güç santrali	27
Şekil 3.21. Dhursar doğrusal Fresnel santralinin güneş tarlası	27
Şekil 3.22. Merkezi kule yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santralleri	28
Şekil 3.23. Merkezi kule güneş enerjisi santrallerinin çalışma prensibi	29
Şekil 3.24. Jülich güneş güç santrali	30
Şekil 3.25. Ivanpah merkezi kule güneş güç santrali.....	30
Şekil 3.26. Greenway CSP Solar Tower güneş enerjisi santrali	31
Şekil 3.27. Parabolik oluk yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santralleri.....	32
Şekil 3.28. Direkt buhar üretimi için kullanılan parabolik oluk sistemlerinin çeşitli çalışma metotları	33
Şekil 3.29. Kızgın buhar üretebilen bir parabolik oluk sisteminin tasarımı.....	33
Şekil 3.30. Endirekt ısı transfer kavramıyla çalışan bir parabolik oluk yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santralini şematığı.....	34
Şekil 3.31. Ain-Baha güneş güç santralini şematığı	34
Şekil 3.32. Parabolik oluk yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrallerinde yedek ısı sistemi...35	
Şekil 3.33. Hibrit bir parabolik oluk güç santralini şematığı	36

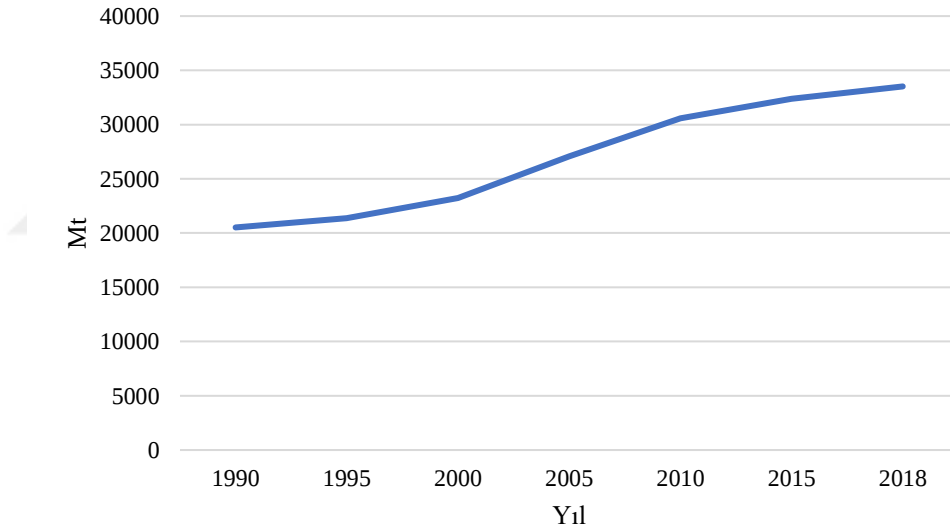
Şekil 3.34. Entegre güneş enerjisi kombine çevrim sistemi	36
Şekil 3.35. Mojave güneş güç santralının güneş tarlası	37
Şekil 4.1. Önerilen PTCSP santralının şematiği	39
Şekil 4.2. Yer seçimi için incelenen bölgelerin haritası.....	41
Şekil 4.3. Sudan'daki 17 şehirde yıllık ortalama günlük DNI.....	42
Şekil 4.4. Wadi-Halfa şehrinde aylık güneş ışınlımı	43
Şekil 4.5. Güç bloğundaki buharı Rankine çevriminin şematiği	46
Şekil 4.6. Epsilon Professional ara yüzü.....	47
Şekil 4.7. Epsilon Professional yazılımında güç bloğu tasarımı.....	49
Şekil 4.8. İrdelenen termodinamik çevrimin T-s diyagramı	51
Şekil 4.9. OFWH'te ısı enerjisi dengesi	53
Şekil 4.10. CFWH'te ısı enerjisi dengesi	53
Şekil 4.11. Soğutma kulesinin şematiği.....	55
Şekil 4.12. SAM yazılımının ara yüzü.....	58
Şekil 4.13. PTC yapısı	59
Şekil 4.14. PTC geometrisi ve çalışma prensibi	61
Şekil 4.15. EuroTrough ET 150.....	62
Şekil 4.16. SCHOTT PTR70	62
Şekil 4.17. PTCSP santrallerinde güneş tarlası düzenine bir örnek.....	63
Şekil 5.1. Birinci senaryoda santralin aylık elektrik üretimi.....	71
Şekil 5.2. Birinci senaryoda saatlik elektrik üretiminin ısı haritası şeması	72
Şekil 5.3. TES sistemi olmayan santralin tasarımının optimizasyonu.....	73
Şekil 5.4. İkinci senaryoda santralin aylık elektrik üretimi	74
Şekil 5.5. İkinci senaryoda saatlik elektrik üretiminin ısı haritası şeması	75
Şekil 5.6. Üçüncü senaryoda santralin aylık elektrik üretimi	76
Şekil 5.7. Üçüncü senaryoda saatlik elektrik üretiminin ısı haritası şeması	77
Şekil 5.8. Üçüncü senaryoda yılın her ayı için santralin farklı bileşenleri arasındaki ısı enerji akışı	78
Şekil 5.9. Üçüncü senaryoda TES sisteminden güç bloğuna aktarılan enerjinin oranı.....	78
Şekil 5.10. Isı depolamalı santralin tasarımının optimizasyonu	79
Şekil 5.11. Dördüncü senaryoda santralin aylık elektrik üretimi.....	80
Şekil 5.12. Dördüncü senaryoda TES sisteminde yıllık ortalama erimiş tuzun sıcaklığı	81
Şekil 5.13. Dördüncü senaryoda saatlik elektrik üretiminin ısı haritası şeması.....	82
Şekil 5.14. Dördüncü senaryoda yılın her ayı için santralin farklı bileşenleri arasındaki ısı enerji akışı	83
Şekil 5.15. Dördüncü senaryoda TES sisteminden güç bloğuna aktarılan enerjinin oranı	83

TABLolar DİZİNİ

Tablo 3.1. Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrallerinin karşılaştırılması.....	38
Tablo 4.1. Başvurulan tasarım yönteminin aşamaları ve kullanılan yazılımlar	40
Tablo 4.2. Önerilen 17 şehrin özellikleri	42
Tablo 4.3. HTF olarak kullanılan bazı termal yağlar.....	44
Tablo 4.4. Therminol VP-1 özellikleri.....	45
Tablo 4.5. Güç bloğunun tasarım varsayımları.....	50
Tablo 4.6. Kullanıcı tanımlı güç çevrimi parametrelerinin limitleri.....	57
Tablo 4.7. Kullanıcı tanımlı güç çevrimi parametreleri.....	57
Tablo 4.8. Seçilen reflektör ve alıcının özellikleri.....	62
Tablo 4.9. Güneş tarlasının karakteristikleri.....	64
Tablo 4.10. PTCSPP santrallerinde kullanılan bazı erimiş tuzların özellikleri.....	65
Tablo 4.11. Hitec Solar Salt'ın özellikleri	66
Tablo 4.12. Ekonomik analizde kullanılan parametreler ve değerleri	68
Tablo 5.1. Güç bloğu tasarımının sonuçları.....	70
Tablo 5.2. Birinci senaryo (SM=1, Depolama süresi=0) termal analizinin yıllık sonuçları ...	70
Tablo 5.3. Birinci senaryoda (SM=1, Depolama süresi=0) santralde yıllık enerji kayıpları ..	71
Tablo 5.4. İkinci senaryo (SM=1.7, Depolama süresi=0) termal analizinin yıllık sonuçları ..	73
Tablo 5.5. İkinci senaryoda (SM=1.7, Depolama süresi=0) santralde yıllık enerji kayıpları ..	74
Tablo 5.6. Üçüncü senaryo (SM=2, Depolama süresi=6) termal analizinin yıllık sonuçları ..	76
Tablo 5.7. Üçüncü senaryoda (SM=2, Depolama süresi=6) santralde yıllık enerji kayıpları ..	77
Tablo 5.8. Dördüncü senaryo (SM=4, Depolama süresi=14) termal analizinin yıllık sonuçları	80
Tablo 5.9. Dördüncü senaryoda (SM=4, Depolama süresi=14) santralde yıllık enerji kayıpları	81
Tablo 5.10. Test edilen senaryoların özeti ve birbirleriyle karşılaştırılması.....	84

1. GİRİŞ

Enerji sorusu, insanoğlunun en çok meraklandığı sorulardan biridir. Bu çağda yaşanan büyük teknoloji devriminin sebebi enerji ve enerji dönüşümleri dallarında meydana gelmiş keşifler ve sürekli araştırılan geliştirmelerdir. Ancak, dünya nüfusu giderek artması ve enerjiye ihtiyaç duyan teknolojilerin sürekli icat edilmesi yüzünden yenilenmez enerji kaynaklarının tüketimi ve kullanımı büyük bir artış göstermektedir. Fosil yakıt ve doğalgaz gibi kullanılan enerji kaynakları, küresel ısınma ve çevre kirliliği sorunlarının artmasına sebep olması yanında bu kaynakların dünyada mevcut belirli miktarının beklenen tüketilmesi yenilenebilir enerji kaynaklarının araştırılmasını çok önemli hale getirmektedir. Şekil 1.1’de görüldüğü gibi, dünya çapında küresel ısınma probleminin artmasından ana sorumlu olan CO₂ emisyonları 1990-2018 yılları arasında %63 oranla artmaktadır (IEA, 2022).



Şekil 1.1. Dünya çapında CO₂ emisyonlarının artışı (IEA, 2022)

Yenilenebilir enerji teknolojileri, her geçen gün daha da önem kazanarak enerji üretim sektöründe öncü ve en etkili faktör olmaya yaklaşmaktadır. Bu artan ilgi, konvansiyonel enerji kaynaklarının olumsuz etkilerinden kaynaklanmaktadır. Dünya nüfusunun sürekli artması, enerji üretim ve tüketim oranları benzeri görülmemiş bir şekilde artmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) istatistikleri, dünya çapında elektrik tüketiminin 1990-2019 yılları arasında 10896.9 TWh'den 25027.3 TWh'ye yükseldiğini göstermektedir, bu da %129.7 oranında arttığı anlamına gelmektedir (IEA, 2022). 2019 yılında dünya çapında üretilen elektriğin çoğu (%62), petrol, kömür

ve doğal gaz gibi birincil yakıtlardan üretilmiştir. Aynı yılda elektriğin %10'u nükleer santraller vasıtasıyla üretilmiştir (IEA, 2022). Yenilenemez enerji kaynaklarının yoğun kullanımı, tehlikeli CO₂ emisyon seviyelerine yol açmıştır. 2019 yılında, elektrik ve ısı üretim süreçlerinden kaynaklanan 14068 MtCO₂ emisyonu, 1990 yılında kaydedilen seviyeden %84.6 oranında bir artışla küresel olarak kaydedilmiştir (IEA, 2022). Bu nedenle, küresel ısınma, ozon tabakasının incelenmesi ve hava kirliliği gibi bu yenilenemez enerji kaynaklarının kullanımıyla ilgili sorunların giderek daha ciddi hale geldiği ve yenilenebilir enerjiye yönelik eğilimi çok acil ve hayati hale getirdiği açıktır. Bununla birlikte, yenilenebilir enerji kaynakları miktar olarak sınırlı değildir ve artan elektrik tüketim yükünü karşılayabilme potansiyeli vardır. Tüm bu nedenlerden dolayı yenilenebilir enerji, enerji krizlerine maruz kalan gelişmekte olan ülkeler için ideal bir çözüm olarak düşünülebilmektedir. Ayrıca, yenilenebilir enerji teknolojileri, çevre kirliliği ve ozon tabakasının incelenmesi sorunlarının etkilerini azaltmaya çalışan gelişmiş ülkelerde tercih edilen bir çözüm olmuştur.

Güneş enerjisi en önemli yenilenebilir enerji kaynaklarından biridir. Güç üretiminde kullanılan güneş enerjisi uygulamaları ikiye ayrılabilir. Bunlar ise, fotovoltaik paneller (PV) ve yoğunlaştırılmış güneş enerjisi (CSP) teknolojileridir. Fotovoltaik sistemler (PV), güneş ışığını doğrudan elektrik enerjisine dönüştürmek için fotovoltaik etki prensibini kullanırken, CSP teknolojileri termodinamik çevrimler ve ısı motorları kullanarak elektrik üretmek için güneş ısısından yararlanmaktadır. Kullanım ve teknoloji olgunluğu açısından PV sistemleri CSP teknolojilerinden üstündür. 2020 yılında dünya genelinde kullanılan PV güneş enerjisi santrallerinin toplam kurulu gücü 709,674 MW'tır. Bu yıl için bu santrallerin yenilenebilir enerji üretimindeki payı %24.3 olarak belirlenmiştir. Aynı yılda CSP santrallerinin toplam kurulu gücü 6,479 MW olup, yenilenebilir enerji üretimindeki payı %0.2 olmuştur (IRENA, 2020c).

1.1. Problemin Tanımı

Sudan'da büyük bir enerji krizi yaşanmaktadır. Bu soruna çözüm üretmek amacıyla bu çalışmada parabolik oluk kolektörlü yoğunlaştırılmış bir güneş enerjisi santrali önerilmektedir. Bu teknoloji Sudan iklim şartlarında en az araştırılmış teknolojilerden biridir. Önerilen çözüm başka bölgeler ve iklim şartları için yapılmış olsa da Sudan iklimine odaklı hem termodinamik hem de ekonomik analizleri dikkate alan geniş kapsamlı bir çalışmaya ihtiyaç vardır. Bunun için, bu çalışmayla Sudan'da

bu teknolojilerin kurulma imkânı ve potansiyeli açıklanmış olacak ve diğer yenilenebilir enerji sistemlerinin fırsatlarını araştıran çalışmalara bir yol haritası sunulmaktadır.

1.2. Çalışmanın Amacı

Bu çalışma, güneş ışıınımı ve iklim verileri dikkate alınarak optimum termodinamik ve ekonomik parametreler seçilerek Sudan’da parabolik oluk kollektörlü yoğunlaştırılmış bir güneş enerji santrallinin olası tasarımı ve simülasyonunu araştırmayı ve bu alanda araştırma boşluğunu doldurmayı hedeflemektedir. Buna ilaveten bu çalışma, çeşitli parametrelerin santrali verimliliği ve çıktısı üzerine etkilerini irdelemeyi amaçlamaktadır. Bu çalışmada, Sudan’da yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrallerinin kurulabileceği en iyi yeri tespit etmek için Sudan’da 17 bölgenin meteorolojik verileri ve topografi özellikleri incelenmektedir. Çalışmanın amaçlarından birisi, yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrallerini dizayn etmekte kullanılan yazılımları tartışmak ve onlardan yararlanmaktır. Önerilen santrali tasarlamak amacıyla iki farklı simülasyon yazılımı başvurulmaktadır. System Advisor Model (SAM) yazılımı santralin güneş ışıınımı hesaplamaları, güneş tarlasının olası tasarımı, ısı depolama sisteminin olası tasarımı ve ekonomik karı belirlemek için kullanılmaktadır. Ebsilon Professional yazılımı elektrik üretmekten sorumlu olan güç bloğunun olası tasarımını incelemek ve termodinamik çevriminin hesaplamalarını yapmak için uygulanmaktadır. Sonuç olarak, bu çalışma, politika yapıcılarının yenilenebilir enerji teknolojilerini aktif bir şekilde uygulamaya karar vermelerine yardım etmeyi ve Sudan’daki enerji krizine bir çözüm üretmeyi amaçlamaktadır.

1.3. Özgün Değeri

Yoğunlaştırılmış güneş enerjisinden başka yenilenebilir enerji kaynaklarının Sudan iklim şartlarında potansiyeli literatürde incelenmiştir. Ayrıca, Sudan’ın olduğu Doğu Afrika bölgesinde bu tür teknolojiler elektrik üretiminde hiçbir şekilde hala uygulanmış değildir. Dolayısıyla bu geniş kapsamlı çalışma, Sudan’ı kapsayan bu bölge ile ilgili enerji araştırmalarına önemli bir katkı sağlayacaktır. Ayrıca, bu çalışmanın benzer çalışmalardan farkı, santralin teknik tasarımını beklenen ekonomik karıyla bağlamasıdır. Çalışmada, parabolik oluk santrallerinde kullanılabilen farklı materyaller birbirleriyle karşılaştırılacak ve özellikleri tartışılacaktır. Sudan’daki tüm bölgelerden arasında yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrallerinin potansiyeli en

yüksek olan ve bu sistemleri kurmak için en iyi yer tespit edilecektir. Son olarak, güneş tarlasının büyüklüğünün ve ısı depolama süresinin santralin performansı üzerindeki etkileri incelenerek önerilen santralin en uygun tasarımı belirlenecektir.



2. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI

Yapılmış bilimsel araştırmaların çoğu, Sudan'ın iklim koşulları altında PV sistemlerinin performansını ve potansiyelini incelemiştir.

- **Abdalla ve Özcan (2021)** tarafından yapılan bir çalışmada, Sudan'da şebekeye bağlı kapasitesi 1 GWp olan bir PV santralinin olası tasarımı tartışılmıştır. Önerilen santralin modellenmesi ve simülasyonu PVSyst yazılımı kullanılarak yapılmıştır. Bu santralin 7.4 milyon insanın elektrik ihtiyacını karşılayabileceği ve yılda 18 MtCO₂ karbon emisyonlarından azaltabileceği tespit edilmiştir (Abdalla ve Özcan, 2021).
- **Abdeen vd. (2019)** tarafından yapılan benzer bir çalışmada, on farklı konumda şebekeye bağlı 5 MW'lık PV santralin üretken enerjisi incelenmiştir. İrdelenen santralin Sudan'ın doğu bölgesindeki Portsudan şehrinde kurulması durumunda yılda 8,566,750 kWh elektrik üretebileceği tespit edilmiştir (Abdeen vd., 2019).
- **Abuelyamen ve Mohamed (2016)** tarafından yapılan bir çalışmada, Sudan, Dongola şehrinde 10 MW kurulu kapasitesine sahip olan bir PV santralinin olası tasarımı irdelenmiştir. Çalışmada, santralin performansını incelemek için RETScreen v.4 yazılımı kullanılmıştır. Çalışma, önerilen santralin yılda 21.828 GWh'ye kadar elektrik enerji üretebileceğini ve 21,600 tona kadar CO₂ emisyonlarını azaltabileceğini göstermiştir (Abuelyamen ve Mohamed, 2016).
- **Bakhit (2014)** tarafından Sudan'daki enerji krizine bir çözüm olarak PV ve parabolik çanak sistemleri kullanılarak merkezi olmayan enerji üretimi önerilmiştir. İki sistem, System Advisor Model (SAM) yazılımı kullanılarak analiz edilmiş ve ekonomik açısından daha verimli sistemi belirlemek için birbirleriyle karşılaştırılmıştır. Çalışma, PV sistemlerinin Sudan'ın iklim koşullarında parabolik çanak sisteminden daha uygun maliyetli olduğu sonucuna varmıştır (Bakhit, 2014).

Konuyla ilgili çalışmalar çok nadirdir. Sudan'ın iklim koşulları altında CSP santrallerinin potansiyelini irdeleyen araştırmaların sayısı azdır.

- **Ahmed vd. (2022)** tarafından yapılan bir çalışmada, CSP santrallerinin kurulacağı en iyi yeri tespit etmek ve Sudan'daki CSP potansiyelini belirlemek için Sudan'ın tüm bölgeleri incelenmiştir. Çalışmada,

merkezi kule ve parabolik oluk sistemleri karşılaştırma esası olarak kullanılıp analiz SAM yazılımıyla yapılmıştır. İnceleme sonucunda, Wadi Halfa şehrini kapsayan Sudan'ın kuzey bölgesi diğer bölgelerden daha fazla CSP potansiyeline sahip olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca, çalışmada, bu belirtilen bölgede 5 MW'lık merkezi kule tipli bir CSP santralinin kurulması için tavsiyede bulunmuştur (Ahmed vd., 2022).

- **Azouzoute vd. (2020)** tarafından Orta Doğu ve Kuzey Afrika (MENA) bölgesindeki PTCSP santrallerinin potansiyeli irdelenmiştir. Bu çalışmada, seçilen bölgelerdeki iklim koşulları altında varsayımsal 50 MW'lık bir PTCSP santralinin çıktısı Greenius yazılımı vasıtasıyla tahmin edilebilmiştir. Çalışma sonuçları, Sudan'daki önerilen santralin, Orta Doğu ve Kuzey Afrika (MENA) bölgesindeki en düşüklerinden biri olan 11.75 c€/kWh seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE) ile yılda 231.5 GWh üretebileceğini göstermiştir (Azouzoute vd., 2020).
- **İbrahim ve Khayal (2020)** tarafından kuzeydoğu Sudan'da bulunan altı farklı şehirde 100 MW'lık bir PTCSP santralinin performansı incelenmiştir. Çalışmada SAM yazılımı kullanılmıştır. Model analizi, 0.45 kapasite faktörü, yıllık 389.45 GWh enerji üretimi ve 76,000,000 m³ CO₂ emisyonunda azalma ve 31,000,000 m³ doğal gaz tasarrufu ile santralin en iyi performansın Abu-Hamad şehrinde elde edilebileceğini göstermiştir (İbrahim ve Khayal, 2020).
- **Mohamed ve Yahya (2016)** tarafından yapılan bir çalışmada, Sudan, Algaili'deki Garri kombine çevrim santralini 50 MW'lık bir PTC güneş tarlası ekleyerek hibridize etmek için olası seçenekleri incelenmiştir. Güneş tarlasının eklenmesi, santralin kapasitesini 90 MW'a kadar yükseltebileceği sonucuna varılmıştır (Mohamed ve Yahya, 2016).

Literatürün çoğu, diğer ülkeler için PTCSP santrallerine kapsamlı bir şekilde odaklanmıştır.

- **Amoah vd. (2022)** tarafından yapılan çalışmada, Gana için 100 MW'lık bir PTCSP santralinin olası tasarımı SAM yazılımı kullanılarak irdelenmiştir. Altı saatlik bir ısı depolama sistemine içeren santralin %35.1 kapasite faktörü ile yılda 306.850 GWh elektrik üretebileceği bulunmuştur. Çalışma, irdelenmiş santral modelinin Gana'daki iklim koşullarında ekonomik olarak yararlı olduğunu tespit etmiştir (Amoah

vd., 2022).

- **Asiri ve Al-Yahya (2021)** tarafından yapılan bir çalışmada, Suudi Arabistan'da Qassim bölgesinde 100 MW'lık bir PTCSP santralının kurulması önerilmiştir. Bu çalışmada, önerilen santrali analiz etmek için SAM yazılımı kullanılmıştır. Santralin kurulabileceği bölge, sahip olduğu yüksek DNI değerine dayanarak seçilmiştir (Temmuz ayında $7.74 \text{ kWh /m}^2/\text{gün'e}$ kadar). Simülasyon, santralin ilk yılda 324,781 MWh elektrik enerjisi üretebileceğini ve 25 yıllık proje ömrü boyunca 7,927,623 MWh üretebileceğini göstermiştir. Sonuç olarak, çalışma, önerilen santralin ekonomik ve teknik olarak kurulmaya uygun olduğu sonucuna varmıştır (Asiri ve AL-Yahya, 2021).
- **Benhadji Serradj vd. (2021)** tarafından yapılan bir çalışmada, Cezayir, Tamanrasset şehrinde 100 MW'lık bir PTCSP santralının olası tasarımı irdelenmiştir. Bu konumdaki DNI, yılda 2800 kWh /m^2 'ye kadar çok yüksektir ve santralin kış ve yaz mevsimlerinde şehrin elektrik ihtiyacının %78 ve %60'ını karşılayabileceği ispatlanmıştır. Termal analiz sonuçları, evaporatif kondenserin kapasite faktörünü (%48.3'e kadar) ve solar verimliliğini (%15.3'e kadar) arttırdığını göstermiştir. Ekonomik analiz, santralin 0.062 \$/kWh'lik bir LCOE, 8.78 yıllık bir geri ödeme süresi ve 1.73 fayda/maliyeti oranı ile uygulanabilir olduğunu göstermiştir (Benhadji Serradj vd., 2021).
- **Bishoyi ve Sudhakar (2017)** tarafından yapılan bir çalışmada, Hindistan, Udaipur şehrinde 100 MW'lık bir PTCSP santralının kurulmasının olasılığı tartışılmıştır. İrdelenen santralin performansı SAM yazılımı kullanılarak analize edilmiştir. Santralin önerilen konumu yıllık 2248.17 kWh/m^2 DNI almaktadır. Yıllık 285.28 GWh net elektrik üretmek için organik bir Rankine çevrimi kullanan bir güç bloğu kullanılmıştır. Santralin kapasite faktörü %32, genel verimliliği ise %21 olarak hesaplanmıştır. Çalışma, önerilen santralin teknik olarak uygun olduğu ispatlamıştır (Bishoyi ve Sudhakar, 2017).
- **Liaqat vd. (2018)** Pakistan, Nawabshah'ta 100 MW'lık bir PTCSP santralının olası tasarımını incelemiştir. Önerilen santralin 6 saatlik bir ısı depolama sistemine sahip olduğu varsayılmıştır. Santrali analize etmek için SAM yazılımı kullanılmıştır. Bu konumun, santral için en

uygun yer olarak kabul edilmesinin sebebi, yılda 1955 kWh/m²'lik yüksek miktarda DNI almasıdır. Sonuçlar, bu santralin %28.1'lik bir kapasite faktörüne sahip olduğunu ve yılda 245.68 GWh elektrik üretebileceğini tespit etmiştir. Ayrıca, çalışma, başvuru analiz yönteminin Pakistan'da diğer CSP teknolojilerinin potansiyelini araştırmak için kullanılabileceği sonucuna varmıştır (Liaqat vd., 2018).

- **Lopez vd. (2021)** tarafından Kolombiya'da 1 MW'lık bir PTCSP santralinin olası tasarımı SAM yazılımı kullanılarak tartışılmıştır. Altı saatlik ısı depolama sistemi ve 1.7 güneş çarpanı büyüklüğünde bir güneş tarlası ile santralin yılda 2,818,537 kWh elektrik üretebileceği bulunmuştur. Çalışma, Kolombiya'da bu tip santrallerin teknik olarak uygulanabilir olduğu sonucuna varmıştır (Lopez vd., 2021).
- **R. P. vd. (2018)** tarafından Ortadoğu'daki PTCSP santrallerin potansiyelini belirlemek için Mısır, Aswan ve BAE, Abu Dabi'de 100 MW'lık bir PTCSP santralinin performansı SAM yazılımı kullanılarak incelenmiştir. Santralin tasarım parametreleri, mümkün olan en düşük LCOE değerini elde edecek şekilde optimize edilmiştir. Aswan'da kurulması önerilen, 6 saatlik bir ısı depolama sistemine ve 2.2 güneş çarpanı büyüklüğünde bir güneş tarlasına sahip olan PTCSP santralinin %42.19 kapasite faktörü ile yılda 369.26 GWh elektrik üretebileceği tespit edilmiştir. Çalışma, bu tip santrallerin teknik ve ekonomik olarak Ortadoğu'da uygulamaya uygun olduğunu bulmuştur (R. P. vd., 2018).
- **Tahir vd. (2021)** tarafından Pakistan'daki PTCSP santrallerinin potansiyeli araştırılmıştır. Çalışmada, güneş ışınımının şiddeti, arazi topografyası ve su kaynaklarının varlığına göre PTCSP santrallerinin Pakistan'da kurulabileceği altı konum belirlenmiştir. Belirlenmiş konumlardaki iklim koşullarında 100 MW'lık bir PTCSP santrali SAM yazılımı kullanılarak modellenip teknik uygulanabilirliği ve ekonomik fizibilitesi irdelenmiştir. Ekonomik analizin sonuçlarına dayanarak santralin tasarım parametreleri optimize edilmiştir. Önerilmiş santralin %33.6 kapasite faktörü ve 14.7 ¢/kWh LCOE ile yılda 294 GWh elektrik üretebileceği bulunmuştur. Çalışma, bu tip santrallerin avantajlı olduğunu tespit etmiş ve Pakistan'da kullanılmasını tavsiye etmiştir (Tahir vd., 2021).

Çeşitli çalışmalarda PTCSP santrallerini analiz etmek için farklı simülasyon yöntemleri kullanılmıştır.

- **Kordmahaleh vd. (2017)** tarafından İran, Yazd şehrinde 25 MW'lık bir PTCSP santralının inşa edilmesi önerilmiştir. Önerilen santrali modellemek için MATLAB yazılımı kullanılmıştır. Santralin, %27.8 verimli bir buhar Rankine çevrimi vasıtasıyla güç üreteceği varsayılmıştır. Santralin iki tanklı bir erimiş tuz depolama sistemine sahip olduğu varsayılmıştır. Böyle bir sistemin kullanılması, santralin çalışma süresini yılda 3169 saate ve enerji çıktısını yılda 7974 GJ'ye çıkaracağı bulunmuştur (Kordmahaleh vd., 2017).
- **Siqueira vd. (2019)** tarafından Brezilya'da PTCSP santrallerinin potansiyelini araştırmak amacıyla farklı konumlarda varsayımsal 30 MW'lık bir PTCSP santralının performansı irdelenmiştir. Çalışmada TRNSYS yazılımı kullanılmıştır. Brezilya'nın kuzey bölgesinin PTCSP santralleri için en iyi yer olduğu bulunmuştur (Siqueira vd., 2019).
- **Moukay vd. (2019)** tarafından Fas'taki iklim koşullarında buhar üretebilen 186 kW'lık bir PTCSP sistemi Epsilon Professional yazılımı kullanılarak modellenmiştir. Çalışmada irdelenmiş model, mevcut bir PTC'den alınan ölçülere dayanmış ve bu tip sistemlerin performansını tahmin etmekte uygulanabilir olduğu bulunmuştur. Modellenmiş PTCSP sisteminin yılda 5 bar basınçta 388 ton doymuş buhar üretebileceği bulunmuştur. Ayrıca, çalışma bu sistemin ekonomik olarak karlı olduğu ispatlamıştır (Mouaky vd., 2019).
- **Shagdar vd. (2022)** tarafından Moğolistan'daki iklim koşullarında 50 MW'lık bir PTCSP santralının performansı dört referans gününde incelenmiştir. Çalışmada santralin sayısal simülasyonunda IPSEpro yazılımı kullanılmıştır. Yapılmış analiz, santralin elektrik çıktısının DNI ve geliş açısı ile yıl boyunca dalgalandığını belirlemiştir. DNI'nin yüksek olduğu ve geliş açısının küçük olduğu günlerde santralin veriminin arttığı bulunmuştur (Shagdar vd., 2022).

CSP teknolojilerinin dünya genelinde giderek daha fazla benimsenmekte ve dikkat çekmektedir. Bunun için Sudan'da bu teknolojilerin potansiyelinin araştırılması ve bunlardan yararlanılacak fırsatların belirlenmesi için önemli bir ihtiyaç vardır. CSP

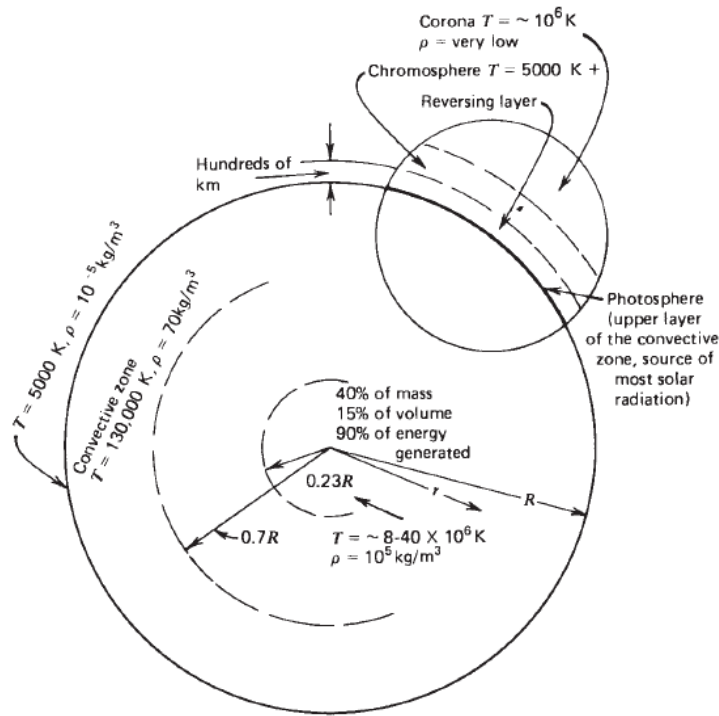
teknolojileri ile ilgili mevcut literatürün zenginliğine rağmen, Sudan'daki iklim koşulları ve enerji gereksinimlerine odaklı ciddi bir araştırma eksikliği vardır. Literatüre daha yakından bakıldığında, Sudan'daki iklim koşulları altında PTCSP santrallerinin teknik uygulanabilirliğini ve ekonomik fizibilitesini irdeleyen kapsamlı bir çalışma yapılmasının ihtiyacı ortaya çıkmaktadır. Önceki çalışmalarda, PTCSP santrallerinin potansiyelini Sudan'da belirli konumlarda analize edilmiştir. Diğer çalışmalarda, genel olarak Sudan'daki PTCSP santrallerinin potansiyeli komşu ülkelerinki ile karşılaştırılmıştır. Bu çalışmada, PTCSP santralleri için en iyi yerin belirlenmesi için Sudan'ın tüm bölgeleri incelenmektedir. Bu çalışma, Sudan'daki iklim koşulları altında CSP teknolojileri ile ilgili bilimsel araştırmalara katkı sağlamak için gerçekleştirilmektedir.



3. TEMEL BİLGİLER

3.1. Güneş Enerjisi

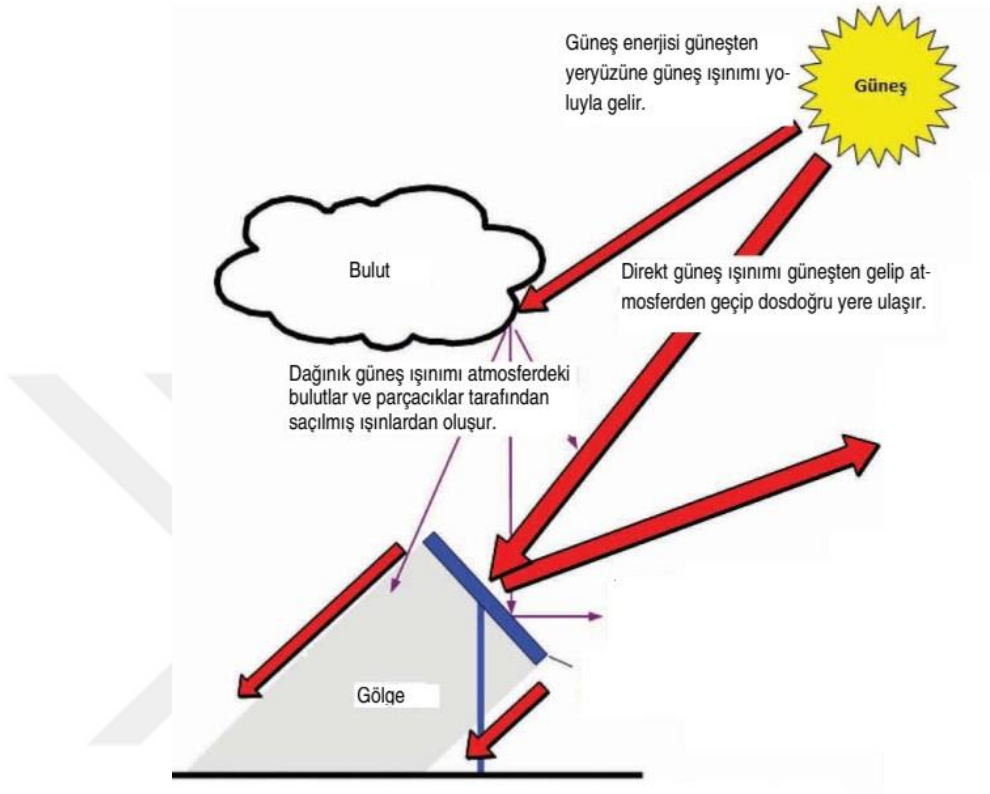
Güneş enerjisi tek bir tanımla güneşten dünyaya gelen ışıının enerjisidir. Güneş, orta büyüklükte bir yıldız olarak sayılabilmektedir. Dört milyar yıldan fazla bir süredir enerjiyi üretmeye devam etmekte ve dev kırmızı bir yıldızla tam dönüşmeden önce daha dört milyar yıla kadar yanacaktır. Güneşin yüzey sıcaklığının 5000 K olduğu hesaplanabilirken güneşin merkez sıcaklığının 40×10^6 K'e kadar ulaşabileceği tahmin edilmiştir. Ancak, dünya güneşten yaklaşık 1.495×10^{11} km uzakta olduğu için dünyaya ulaşan güneş ışıını güneşin ürettiği enerjiye göre çok düşük olmakta ve ortalama değeri 1367 W/m^2 olarak hesaplanmıştır. Şekil 3.1 güneş geometrisi ve fiziksel özelliklerini izah etmektedir (Duffie ve Beckman, 2013; Kalogirou, 2013).



Şekil 3.1. Güneş geometrisi (Duffie ve Beckman, 2013)

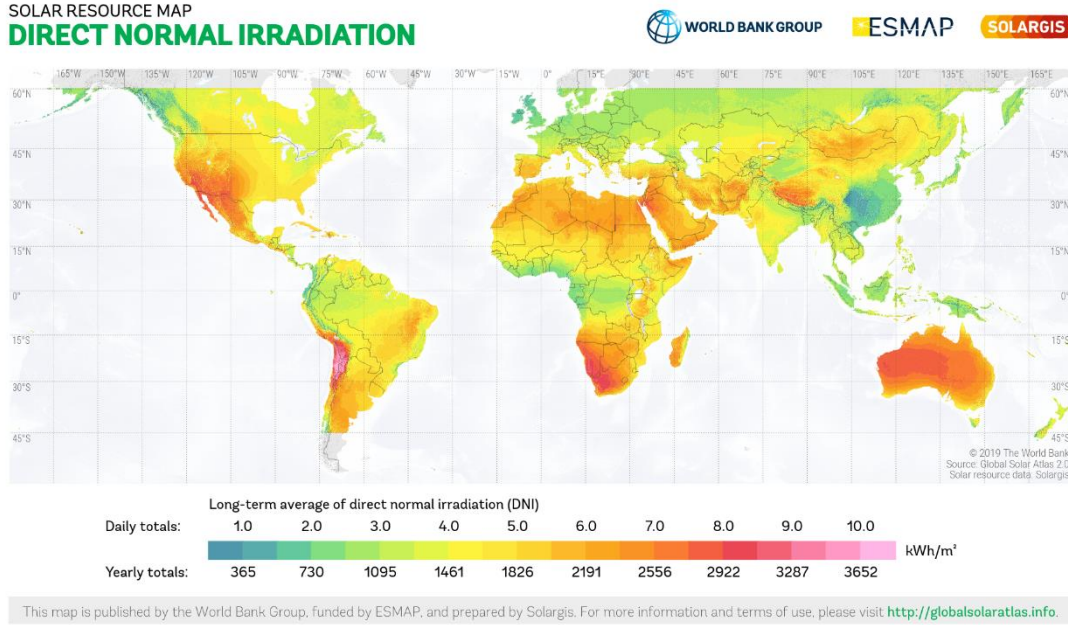
Güneş ışıını, atmosferden geçerken kalitesine düşüren ve doğrultusunu değiştiren atmosferdeki maddeler ve bulutlara maruz kalmaktadır. Bunu için, güneş ışıınıının büyük bir kısmı saçılmakta, uzaya geri yansıtılmakta ve atmosfer tarafından emilmektedir. Bu saçılan ışıının bir kısmı dünya yüzeyine ulaşmakta ve buna dağınık güneş ışıını denilmektedir. Yeryüzüne etkilenmeden ulaşan güneş ışıınıının kısmına doğrudan ışıınım olarak adlandırılmaktadır. Yeryüzündeki bir yüzeyin aldığı

güneş ışınlamı, yayılan ışınlam ve doğrudan ışınlamın toplamıdır (Kalogirou, 2013). Şekil 3.2 yeryüzüne ulaşan güneş ışınlamının dağılımını açıklamaktadır (Livatyalı ve Yıldırım, 2012).



Şekil 3.2. Güneş ışınlamının dağılımı (Livatyalı ve Yıldırım, 2012)

Dünyaya ulaşan güneş ışınlamının değeri mevsimlere göre ve bir bölgeden başka bir bölgeye değişmektedir. Kabaca, ekvatora yakın koordinatları olan bölgelerde güneş ışınlamının en yüksek olduğu iddia edilebilmektedir. Ayrıca, dünyanın güneş etrafında yıllık hareketinden dolayı güneş ışınlamı şiddeti kış aylarında azalırken yaz aylarında ise artmaktadır. Dolayısıyla, güneş enerjisi sistemlerini kurmadan önce sistemin bulunduğu bölge için yıllık ortalama güneş ışınlamı şiddeti hesaplanması gerekmektedir. Bu adım, sistemin üretebileceği enerji miktarının tahmin edilebilmesine yardım etmektedir. Şekil 3.3’de dünya genelinde doğrudan normal güneş ışınlamı yıllık ve günlük değerleri verilmiştir. Bu şekilde görüldüğü gibi orta doğu, Avustralya, Afrika’nın kuzeyi ve güneyi bölgelerinde güneş ışınlamı şiddeti diğer bölgelere kıyasla daha yüksektir (Solargis, 2022).



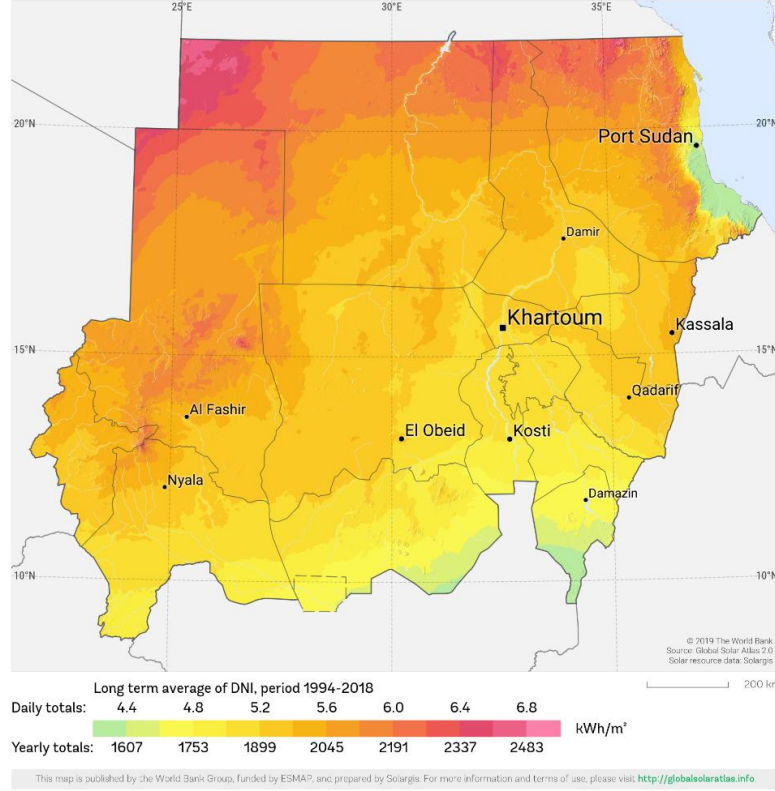
Şekil 3.3. Dünya çapında direkt normal güneş ışıınımı değeri (Solargis, 2022)

Güneş enerjisi sistemleri maksimum verimliliğe ulaşmak için, güneş ışıının geliş açısına doğru yönlendirilmelidir. Takip sistemleri güneş enerjisi sistemlerinin yönlendirilmesinde kullanılmaktadır. Bu tip sistemler tek eksenli ya da çift eksenli olup yıl boyunca çeşitli sensörler vasıtasıyla güneş hareketini takip etmektedir. Genel olarak, böyle bir sistem kullanılırsa sistem maliyeti büyük ölçüde artmaktadır. Bunun için, PV sistemleri ve küçük evsel ısıtma sistemlerinde sistem maliyetini en aza indirmek amacıyla takip sistemlerinin kullanılması yerine sistem yıl boyunca optimum sabit bir açığa yönlendirilmektedir (Bilal Awan vd., 2020; Sharma vd., 2020).

3.2. Sudan'da Güneş Enerjisi Potansiyeli

Gelişmekte olan ülkelerden biri olan Sudan, büyük bir enerji kriziyle karşı karşıyadır. 2019 yılında, Sudan nüfusunun sadece %54'ü elektriğe erişebilmiştir (TRACKING SDG 7, 2020). Sudan'daki elektriğin çoğunluğunu üretmek için fosil yakıtlı güç santralleri ve hidroelektrik santralleri kullanılmaktadır. Elektrik üretiminde güneş PV sistemleri ve katı biyoyakıtların küçük bir payı vardır (IEA, 2022; IRENA, 2020a). 2020 yılında, Sudan'daki PV sistemlerinin toplam kurulu gücü 17.87 MW olup, aynı yıl içinde kaydedilen hidroelektrik santrallerinin kurulu gücünün sadece %0.97'sini temsil etmektedir (IRENA, 2020b). Ayrıca, CSP teknolojisinin Sudan'da kullanım potansiyeli çok yüksek olmasına rağmen, Sudan'daki elektrik üretim sektörü henüz bu tür sistemlerin uygulanmasını içermemektedir (IRENA, 2020b).

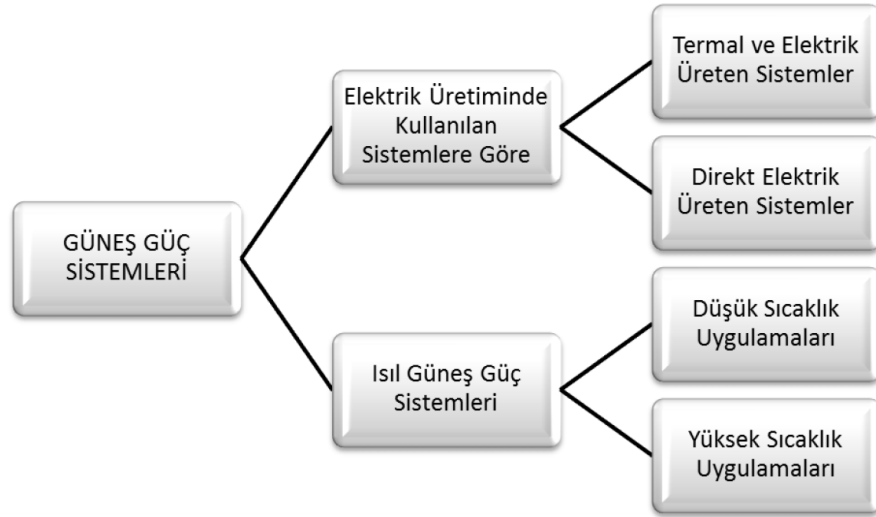
Sudan, 22° ila 10° N ile 38° ve 22° E koordinatları arasında yer almakta ve Afrika'nın kuzeydoğu bölgesinde 1,886 milyon km²'lik bir alanı kaplamaktadır. Doğudaki küçük bir alan dışında, Sudan bölgelerinin çoğu yılda 1700 kWh/m²'den fazla DNI almaktadır. Sudan'ın kuzeyinde bulunan bölgelerde güneş ışınımı en yüksektir. Şekil 3.4 Sudan'da DNI dağılımını göstermektedir (ATLAS, 2022).



Şekil 3.4. Sudan'da DNI dağılımı (ATLAS, 2022)

3.3. Güneş Enerjisi Uygulamaları

Güneş enerjisi sistemleri, ya elektrik enerjisi üretmek ya da ısı enerjisi sağlamak için kullanılmaktadır. Sistem bileşenleri ve karmaşıklığı istenilen amaca göre değişmekte ve çalışma prensibi de sistemden sisteme farklı olmaktadır. Şekil 3.5 güneş enerjisi sistemlerinin genel sınıflandırılmasını göstermektedir. Şekilde verildiği gibi, bazı sistemler hem elektrik enerji üretiminde hem de ısı enerjisi uygulamalarında kullanılabilirken diğer sistemlerin ise sadece tek bir uygulama alanı vardır (ÜÇGÜL ve ERGÜN, 2012).



Şekil 3.5. Güneş enerjisi sistemlerinin genel sınıflandırılması (ÜÇGÜL ve ERGÜN, 2012)

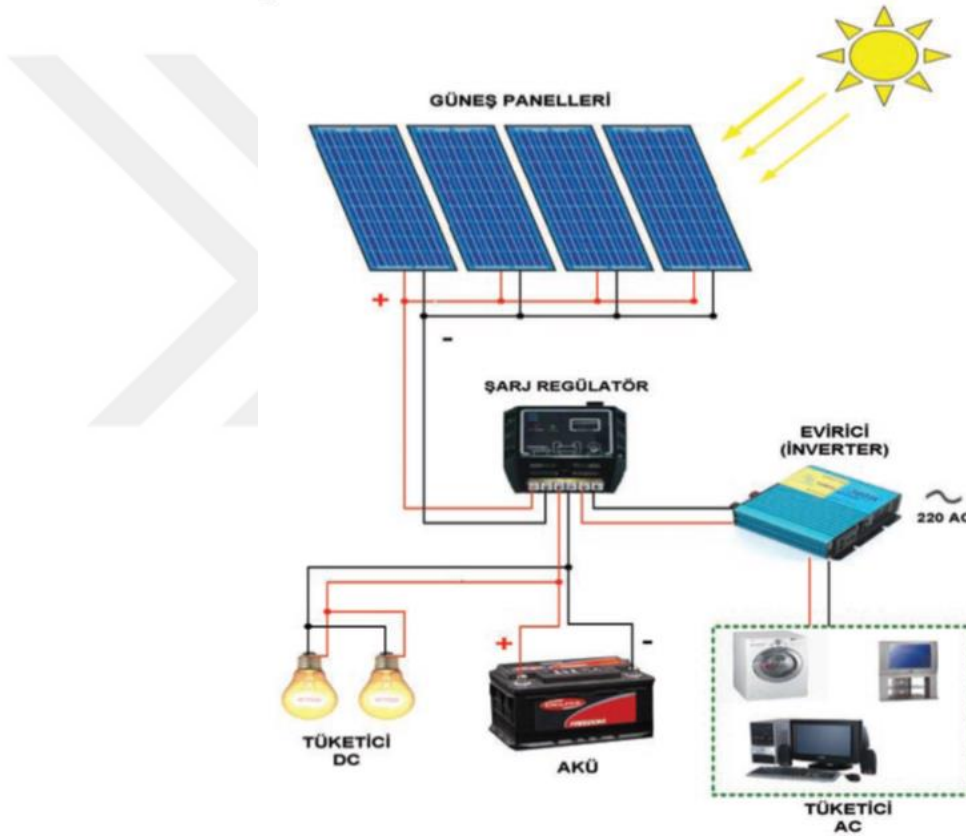
3.3.1. Fotovoltaik Panel Sistemleri

Fotovoltaik panel (PV) sistemleri, Max Planck'in ortaya koyduğu ve Enistein'in geliştirdiği fotovoltaik etki teorisine dayanarak güneş ışınımının ışık görünür kısmını elektrik enerjiye çevirmektedir. PV sistemlerinin en önemli ve yüksek maliyetli parçası olan güneş panelleri, silikon ve germanyum gibi yarı iletken malzemelerden özel teknolojilerle imal edilmektedir. Güneş panelleri, imalatta kullanılan malzeme ve teknolojiye göre sınıflandırılmaktadır. Yüksek verimliliği ve zor işletilmesi yüzünden monokristal silikon tipli panel, güneş panellerinden en pahalısı olarak sayılmaktadır. İnce film silikon tipli güneş paneli, en düşük verimliliğe sahip olduğu için düşük alma maliyetine rağmen pek tercih edilmemektedir. Bunun için, evsel sistemler ve küçük enerji üretim sistemlerinde makul verimliliği ve maliyeti sayesinde en çok kullanılan güneş paneli polikristal silikon tipli paneldir (Kalogirou, 2013).

Güneş panelleri yanında PV sistemleri birkaç cihazdan oluşmaktadır. Sistemdeki pillerin görevi, panellerin fazla ürettiği elektrik enerjiyi depolayıp güneş ışınımının olmadığı saatlerde enerjiye ihtiyaç duyan aletlere enerjiyi sağlamaktır. Şarj regülatörünün, pillerin şarj işlemini düzenlemek ve DC elektrik ile çalışan sistemlere elektrik akımını düzenlenip elektriği sağlamak için kullanılmaktadır. AC elektrik aletleri varsa, panellerin ürettiği DC elektriği aletlerin ihtiyaç duyduğu AC elektriğe çevirebilen invertör kullanılmalıdır (Häberlin, 2012).

Genel olarak, PV sistemleri çalışma prensibine üçe ayrılabilir. Bu üç tip ise, şebekeye bağlı, şebekeden bağımsız ve hibrit sistemlerdir. Şebekeden bağımsız sistemlerde PV güneş panelleri şebekeden elektrik çekmeden cihazlara elektrik enerji

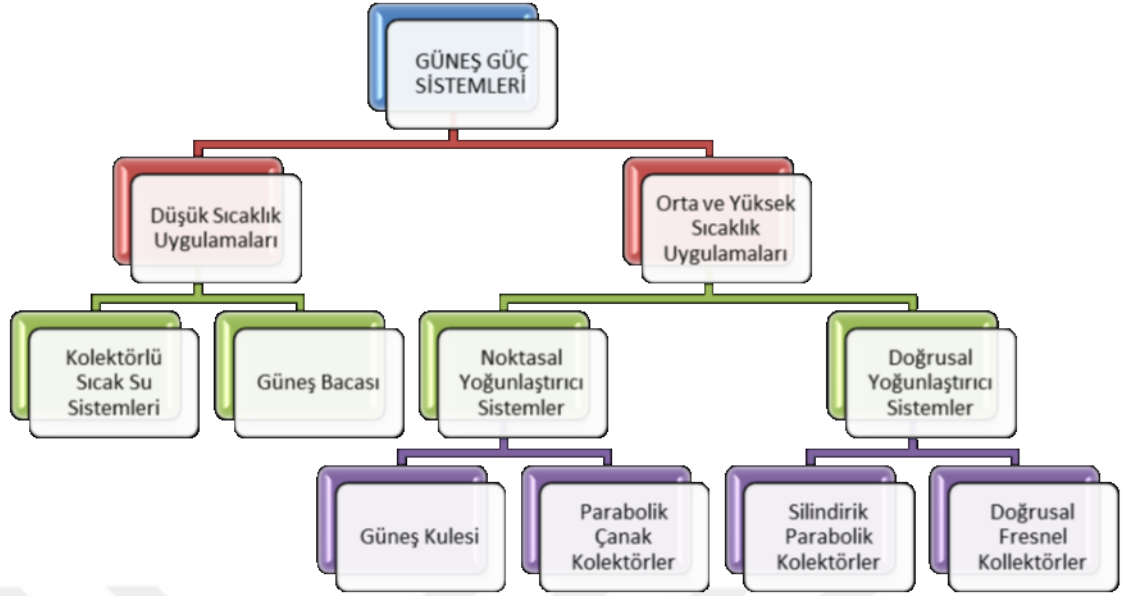
sağlarken şebekeye bağlı sistemlerde ise panellerin ürettiği enerjinin yetmediği ya da güneş ışınımının olmadığıda şebekeden elektrik çekilip cihazların çalıştırılmasına devam ettirilmektedir. Bu iki sistemin arasındaki ana fark şebekeden bağımsız olanların pilleri içermesidir. Ayrıca, PV güneş panellerinden oluşan güneş güç santralleri ancak şebekeye bağlı tipinden olmaktadır (Häberlin, 2012; Vetter ve Bopp, 2016). Şekil 3.6 şebekeden bağımsız PV panel sistemlerine bir örnek vermektedir (Tahsin Köroğlu vd., 2010). PV panel sistemlerinin üçüncü şekli olan hibrit sistemlerde ise, sistemin verimliliğini artırmak amacıyla güneş enerjisine ilaveten başka bir enerji kaynağı kullanılmaktadır. Kullanılan enerji kaynağı yenilenebilir ya da yenilenmez türlerden olabilmektedir (Häberlin, 2012; Tahsin Köroğlu vd., 2010).



Şekil 3.6. Şebekeden bağımsız fotovoltaiik panel sistemleri (Tahsin Köroğlu vd., 2010)

3.3.2. Isıl Güneş Güç Sistemleri

Anlatıldığı gibi, güneş enerji sistemlerinin ikinci tipi olan ısı enerjisi uygulamaları, güneş ışınımının ısısından faydalanıp sıcak su sağlayabilmekte ve elektrik enerjisi üretebilmektedir. Şekil 3.7'de görüldüğü gibi bu tip sistemler düşük sıcaklık ve yüksek sıcaklık uygulamaları olmak üzere iki grupta sınıflandırılabilir (ÜÇGÜL ve ERGÜN, 2012).

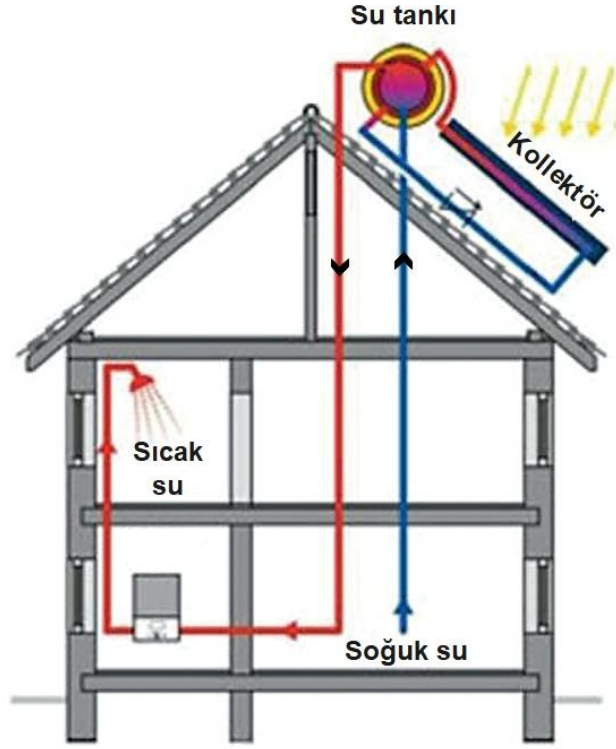


Şekil 3.7. Isıl güneş gücü sistemlerinin sınıflandırılması (ÜÇGÜL ve ERGÜN, 2012)

3.3.2.1. Kolektörlü Sıcak Su Sistemleri

Kolektörlü sıcak su sistemleri genellikle 20-90 °C sıcaklık arasında çalışmakta ve sıcak suyun ihtiyacını karşılamak için tüketilen yakıt miktarını %50-70 oranla azaltabilmektedir. Ortam ısıtma uygulamalarda ise yakıt tüketimini %30-60 oranla düşürebilmektedirler (IEA-ETSAP ve IRENA, 2015). Şekil 3.8’te gösterildiği gibi, bu tip sistemler genellikle güneş enerji toplayıcısına ilaveten bir depo ve dağıtım hattından oluşmakta ve bazı durumlarda bir ısı değiştirici içerebilmektedir (IEA-ETSAP ve IRENA, 2015). Ancak genel olarak, bu sistemlerin en önemli elemanı güneş kolektörüdür. Güneş kolektörünün vazifesi güneş enerjisini toplayıp sistemde dolaştırılan ısı toplayıcı akışkanı ısıtmaktır (Duffie ve Beckman, 2013).

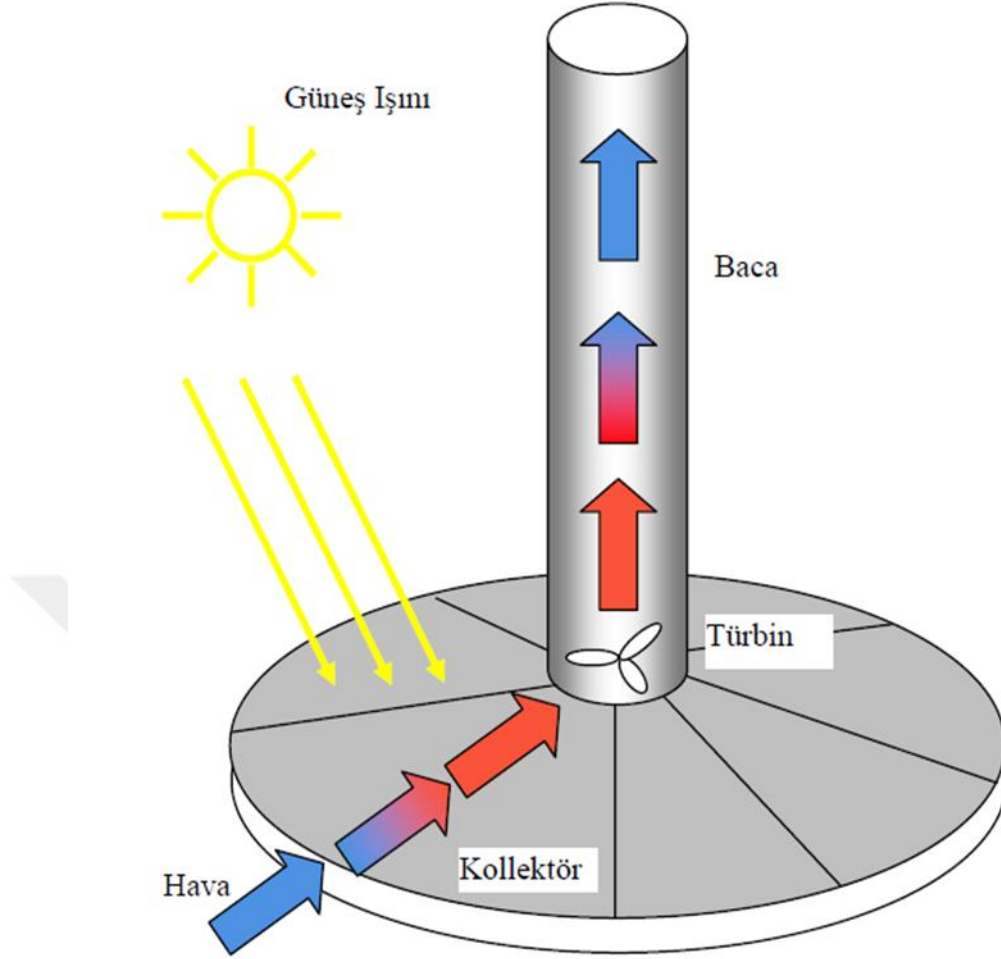
Bu sistemlerde yaygın olarak kullanılan güneş kolektörleri, sıvı düzlemli ve vakum borulu tipleridir. Sıvı düzlemli tipli bir kolektör, ısı transfer akışkanını taşıyan borular, koyu renkli bir soğurucu yüzey, camlı üst örtü, alt plaka ve yalıtımdan oluşmaktadır. Vakum borulu tipli kolektör ise, paralel bir şekilde yerleştirilmiş birkaç boru ve metalden ya da camdan imal edilmiş bir soğurucu yüzeyden oluşmaktadır (IEA-ETSAP ve IRENA, 2015).



Şekil 3.8. Güneş enerjili evsel ısıtma sistemi (IEA-ETSAP ve IRENA, 2015)

3.3.2.2. Güneş Bacası

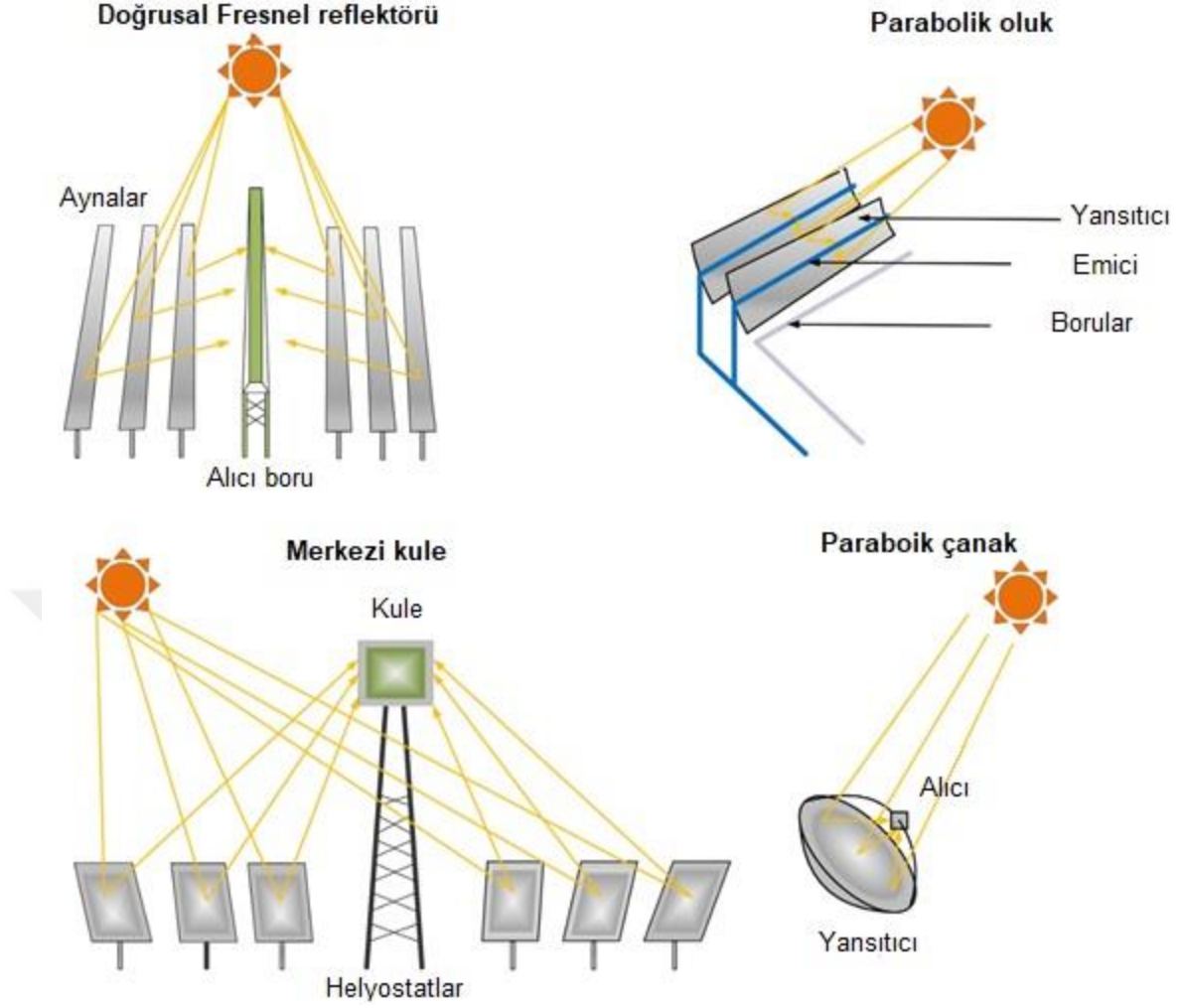
Güneş bacaları, güneş enerjisi ısı enerjisiye dönüştürüp türbinlerle elektrik enerjisiyi üretebilen sistemlerdir. Bu tip sistemler, düşük sıcaklık uygulamalarında kullanılabilmektedir. Şekil 3.9’da gösterildiği gibi, bir güneş bacası esas olarak, toplayıcı yüzey, baca, türbin ve jeneratörden oluşmaktadır (Koyun, 2006). Güneş ışınımının bacadaki toplayıcı yüzeyin üzerine düşmesi ardından zemin ısınmaktadır. Hava, ısınan zeminin yükselen sıcaklığıyla ısıtılıp bacanın merkeze doğru yönelmektedir. Sıcak havanın bacaya geçtiği sırada türbinin hareketiyle jeneratör elektrik enerjisi üretebilmektedir. Güneş bacalarının çok ileri bir teknoloji gerektirmemekte ve ilk yatırım maliyeti düşüktür. Bunun için bu sistemlerinin kullanımı uygun görülmektedir (Koyun, 2006).



Şekil 3.9. Güneş bacası (Koyun, 2006)

3.3.2.3. Güneş Enerjisi Yoğunlaştırıcıları

Güneş enerjisi yoğunlaştırıcıları, güneş ışınımını yoğunlaştırma yöntemine göre noktasal ve doğrusal yoğunlaştırıcı adı olan iki grup altında analiz edilmektedir. Şekil 3.10 güneş enerjisi yoğunlaştırıcılarının dört yaygın tipini göstermektedir (Yan vd., 2021). Genel olarak, bu sistemler iki ana parçadan oluşmaktadır. Bunlar ise, yansıtıcı ve emicidir. Yansıtıcı, güneş ışınımını alıp belirli bir nokta ya da çizgeye yönlendirmektedir. Isı transfer akışkanı emicide dolaştırılmakta ve yoğunlaştırılmış ısı enerjisi emmektedir. Böylece daha yüksek sıcaklıklara ulaşabilmektedir. Genellikle bu tip sistemler hem elektrik enerji üretmek hem de endüstriyel işlemlerin ihtiyaç duyduğu ısı enerjisi sağlamak için kullanılmakta ve küçük tesisatlardan büyük güç santrallerine kadar çeşitli uygulamaları vardır (Lovegrove ve Stein, 2021; Santos vd., 2018).



Şekil 3.10. Güneş yoğunlaştırıcı türleri (Yan vd., 2021)

Parabolik çanak sistemi

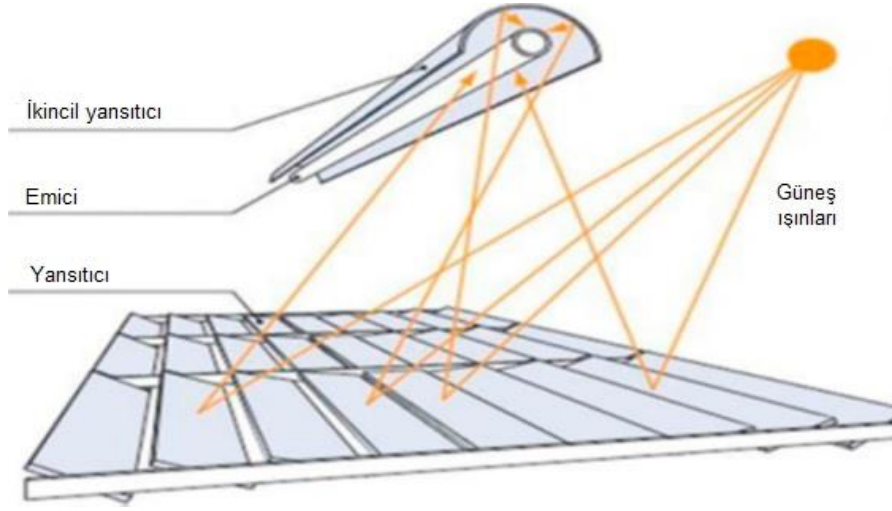
Parabolik çanak sistemi de iki parçadan oluşmaktadır. Bu tip sistemler, çanak biçimli bir güneş kollektörü ve onun merkezine yerleştirilen bir alıcıdan ibarettir. Alıcının içerdiği ısı transfer akışkanı, yoğunlaştırılan güneş ışınımıyla ısıtılıp alıcıdaki Stirling motorunu çalıştırmaktadır. Böylece güneş enerjisi önce mekanik enerjiye, daha sonra bir ısı makinesiyle elektrik enerjiye dönüştürülmektedir. Parabolik çanak sistemlerinin çok yüksek sıcaklık uygulamalarında kullanımı uygundur. Hatta bu tip sistemleri kullanılarak 1500 °C gibi yüksek sıcaklıklara ulaşılabilir. Parabolik çanak sistemlerinin yüksek verimliliğine rağmen kullanım alanı dardır. Bunun nedeni, sistemin karmaşıklığı ve kurulumunun zorluğudur. Bununla birlikte, bu sistemleri kullanan güç santrallerinin çıktısı genellikle düşüktür (Kalogirou, 2013). Şekil 3.11’de parabolik çanak güneş kollektörünün bileşenleri açıklanmıştır (Schiel ve Keck, 2012).



Şekil 3.11. Parabolik çanak kolektörü (Schiel ve Keck, 2012)

Doğrusal Fresnel reflektör sistemleri

Fresnel güneş kolektörü doğrusal bir güneş enerjisi yoğunlaştırıcısıdır. Bu sistemdeki yansıtıcı birkaç aynadan oluşmakta ve emici aynaların boyunca uzanan bir borudan ibarettir. Şekil 3.12’da bir Fresnel güneş enerjisi sistemi gösterilmiştir (Qazi, 2017). Şekilde verildiği gibi, bu tip sistemlerdeki aynalar yan yana dizilip emiciye güneş ışınımını yönlendirmektedir. Düz Fresnel aynaları, güneş ışınımını alıp alıcı borusunun üstüne yerleştirilen parabolik biçimli kolektörüne yansıtmaktadır. Aynaların ve çevreleyici kolektörün aldığı güneş ışınımının ısısı alıcı borusu tarafından emilmektedir. Böylece bu tip sistemlerdeki alıcı borusu birçok aynadan geçerek güneş enerjisi toplayıp onu ısı enerjisiye çevirmektedir. Böylece ısı transfer akışkanı yoğunlaştırılmış ısı enerjisiyi alıp ısınmaktadır. Bu tip sistemler kolayca montaj yapılabilmesi sayesinde küçük uygulamalarda önem kazanmıştır (Qazi, 2017).



Şekil 3.12. Doğrusal Frsenel güneş kollektörü (Qazi, 2017)

Güneş kulesi (Merkezi kule)

Güneş kulesi sistemi, merkezi kule ve onu çevreleyen aynalardan oluşmaktadır. Güneş ışınımı aynalara düştüğünde yönü kulenin üstünde bulunan alıcıya doğru değişmektedir. Dolayısıyla, alıcının içerdiği ısı transfer akışkanı ısınmakta ve sıcaklığı artmaktadır. Enerjiyi üreten termodinamik çevrimdeki akışkan, sıcaklığı artan ısı transfer akışkanı vasıtasıyla buharlaştırıldıktan sonra türbine yönlendirilmekte ve güç üretilmektedir. Güneş kulesi sistemi, yüksek sıcaklık uygulamalarında kullanılmaktadır. Şekil 3.13 bu tip sistemlerin tasarımını göstermektedir. Şekilde görülen sistem, merkezi kule ve helyostatların yanında iki tanktan oluşan bir ısı depolama sistemi içermektedir (Kalogirou, 2013).



Şekil 3.13. Güneş kulesi sistemi (Kalogirou, 2013)

Parabolik oluk

Güneş enerjisi yoğunlaştırıcıları ailesinden kullanımı en yaygın olan parabolik oluklu güneş kolektörü, oluk biçimli bir yansıtıcı ve silindirik boru şeklinde olan bir alıcıdan oluşmaktadır. Yansıtıcı, üzerine düşen güneş ışınımını alıcıya yönlendirip alıcı borusunda dolaştırılan ısı transfer akışkanının sıcaklığını artırmaktadır. Parabolik oluklu güneş kolektörü grup halinde kullanılmakta ve alıcı borusu birçok kolektörden ısı enerjisini toplamaktadır. Genellikle bu tip sistemlerde kolektörlerin maksimum verimine ulaşılabilme amacıyla tek eksenli bir takip sistemi kullanılmalıdır. Parabolik oluk tipli kolektör, güneş kulesi ve parabolik çanak kolektöründen daha az verimliliğe sahip olmasına rağmen sistemin basitliği ve uygulanabilirliği sayesinde kullanım alanı daha geniştir. Bu tip sistemler hem sıcak suyu elde edebilmek hem de elektrik enerjisi üretebilmek için kullanılmaktadır (Kalogirou, 2013). Şekil 3.14'te parabolik oluklu güneş kolektörünün ana bileşenleri izah edilmiştir (German Aerospace Center, 2022).

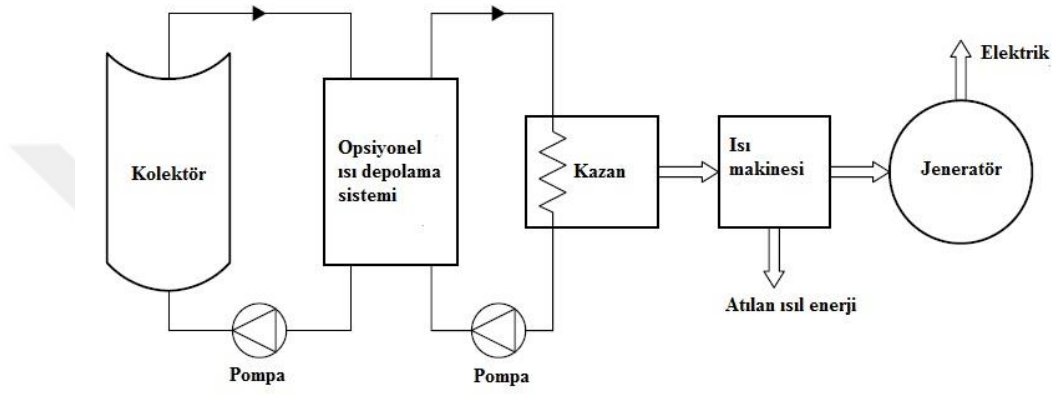


Şekil 3.14. Parabolik oluklu güneş kolektörü (German Aerospace Center, 2022)

3.4. Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi Santralleri

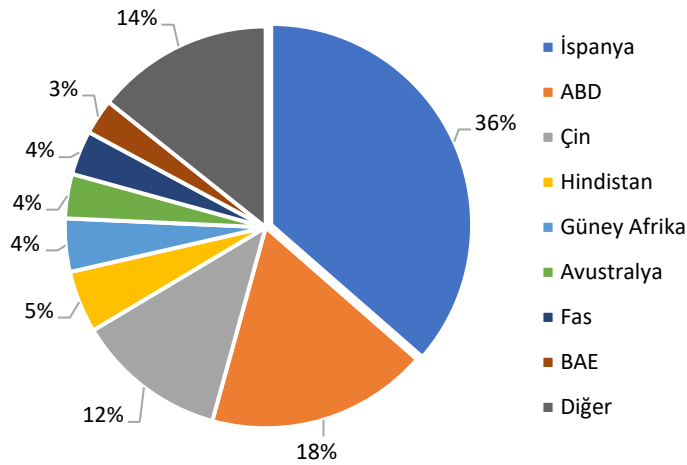
Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi (CSP) santrallerinin çalışma konsepti, güneş ışınımının içerdiği ısı enerjisini ısı makineleriyle elektrik enerjiye dönüştürmektir. Kullanılan teknolojiye göre bu santraller dört gruba ayrılabilir. Bunlar ise, parabolik çanak santralleri, doğrusal Fresnel reflektör santralleri, güneş kulesi santralleri ve parabolik oluk santralleridir. Parabolik çanak sistemleri hariç bu sistemler üç ana ünitelerden oluşmaktadır. Birinci ünite, birçok güneş kolektöründen

oluşan ve güneş ışınlarını toplamak için kullanılan güneş tarlasıdır. Güneş tarlası, santralin çalışması için gereken ısı enerjisiyi sağlamaktan sorumludur. İkinci ünite, ısı enerjisini depolayıp güneş ışınımının bulunmadığı saatlerde santralin çalışmasını sürdürebilmek için kullanılan ısı depolama sistemidir. Bu sistemin kullanımı zorunlu değildir ve dünya çapında ısı depolamasız CSP santrallerinin birçok örneği vardır. Üçüncü ünite ise, elektrik enerjisi üretmekten sorumlu olan güç ünitesidir. Şekil 3.15 CSP santrallerinin ana bileşenlerini göstermektedir (Kalogirou, 2013).



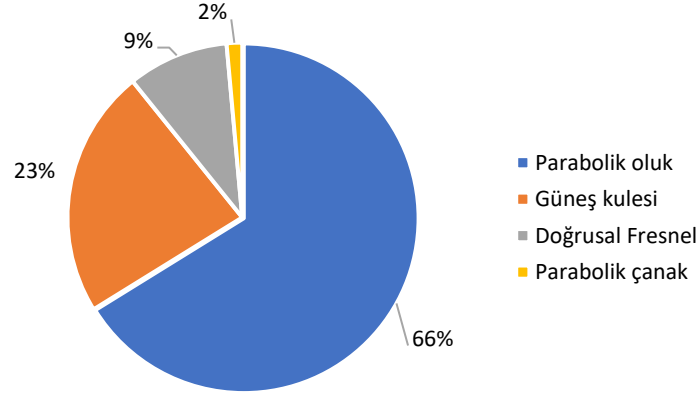
Şekil 3.15. Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrallerinin ana bileşenleri (Kalogirou, 2013)

Toplam 140 CSP santrali, dünya genelinde 22 farklı ülkede bulunmaktadır. 52 işletmede olan santral ile İspanya, bu sistemlerin en çok bulunduğu ülkedir. Şekil 3.16 CSP santrallerini kullanan ülkeleri göstermektedir (NREL, 2022a).



Şekil 3.16. Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrallerini kullanan ülkeler (NREL, 2022a)

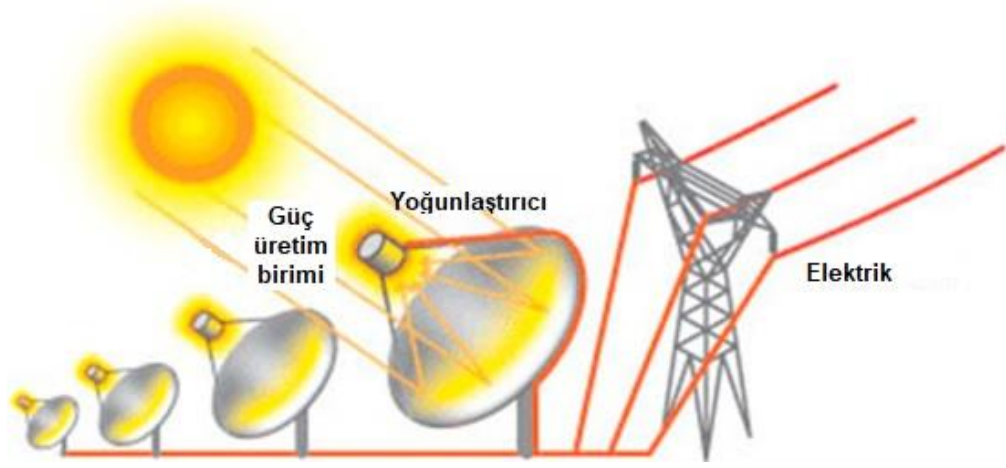
Parabolik oluk santralleri, CSP santralleri arasında en çok kullanılan ve olgun teknolojidir. Yaklaşık mevcut CSP santrallerinin üçte ikisi parabolik oluk tiplidir. Güneş kulesi teknolojisi, 32 dünyada mevcut santralle ikinci sırada gelmektedir. Şekil 3.17’de CSP santrallerinin çeşitli türlerinin uygulama yüzdeleri verilmiştir (NREL, 2022a).



Şekil 3.17. Teknolojiye göre mevcut yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santralleri (NREL, 2022a)

3.4.1. Parabolik Çanak Santralleri

Diğer CSP santralleri tam aksine, bu tip sistemler gazları kullanarak ısı makineleri vasıtasıyla elektrik enerjisi üretmektedir. Bu tip sistemlerde güneş kollektörleri birbirinden bağımsız olarak çalışmakta ve her bağımsız birim belirli bir miktarda elektrik üretebilmektedir. Güneş yoğunlaştırıcısı, çanak biçimli bir yansıtıcı ve onun merkezine yerleştirilen bir ısı makinesinden oluşmaktadır. Parabolik çanak sistemlerinin çoğu, çalışma akışkanı olarak hidrojen kullanan Stirling ısı makinesi vasıtasıyla güç üretmektedir. Böyle bir ısı makinesinin kullanılması durumunda 1200 °F kadar yüksek sıcaklıklara ulaşılabilir. Her bir parabolik çanak kollektörü, ısı makinesine bağlanan bir jeneratör ile 3-25 kW elektrik enerjisi üretebilmektedir. Parabolik çanak kollektörleri güneş hareketini izlenen bir çift eksenli takip sistemi içermektedir. Böyle bir sistemin kullanımıyla kollektörlerin toplayabildiği güneş ışıını maksimum değerine ulaşmaktadır. Parabolik çanak sistemlerinin en büyük dezavantajı enerji depolama sistemi içermemeleridir. Şekil 3.18 parabolik çanak güneş enerjisi sistemlerinin şematığını vermektedir (Qazi, 2017).



Şekil 3.18. Parabolik çanak güneş enerjisi sistemleri (Qazi, 2017)

Parabolik çanak sistemi en az kullanılan CSP teknolojisidir. Bu tip sistemlerden sadece iki santral dünyada mevcuttur. Bunlardan biri Arizona, ABD’de bulunan ve 1.5 MW’lık kurulu kapasiteli olan Maricopa solar projesidir. Bu santral, 25 KW’lık 60 adet parabolik çanak yoğunlaştırıcısından oluşmakta ve 60000 metrekarelik bir alana yayılmaktadır (NREL, 2022e). Şekil 3.19’da bu santralin görseli verilmiştir (World Bank, 2011).

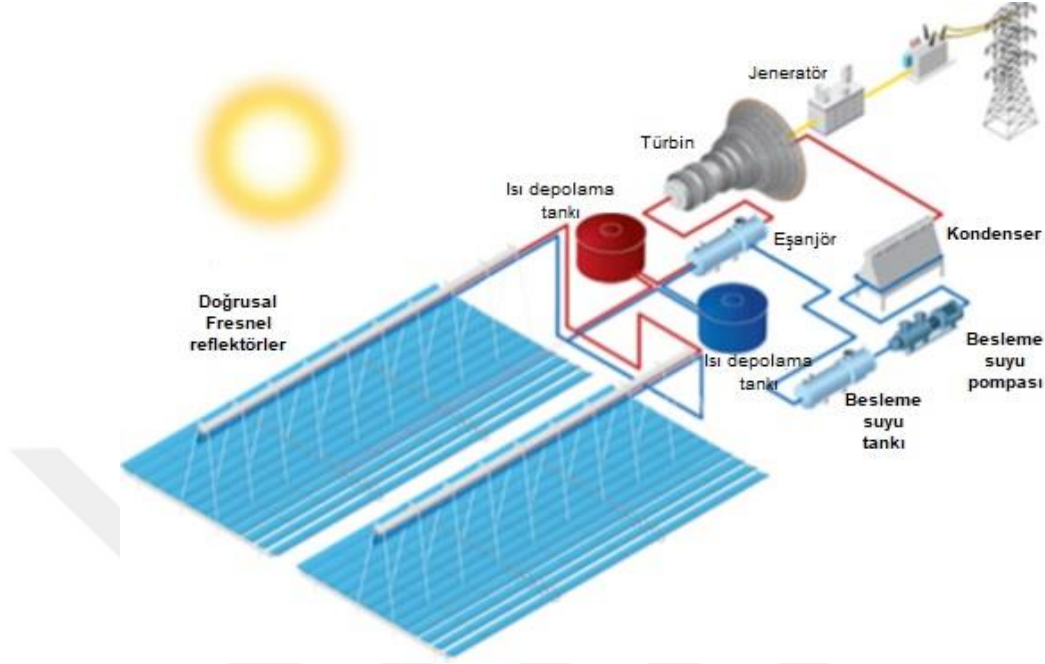


Şekil 3.19. Maricopa Solar Projesi (World Bank, 2011)

3.4.2. Doğrusal Fresnel Reflektör Santralleri

Şekil 3.20 Doğrusal Fresnel reflektör güneş güç santrallerinin şematığını göstermektedir. Şekilde görüldüğü gibi diğer CSP santralleri gibi, bu tip santraller

güneş tarlası, ısı depolama sistemi ve güç üretim biriminden oluşmaktadır. Bu tip santrallerde sistemin özelliklerine ve amacına göre su veya erimiş tuzlar gibi çeşitli ısı transfer akışkanları kullanılabilmektedir (Zhu vd., 2014).



Şekil 3.20. Doğrusal Fresnel reflektör güneş güç santrali (Zhu vd., 2014)

Doğrusal Fresnel reflektör santralleri dünyada 13 farklı konumda bulunmaktadır. Bunların en büyüğü Hindistan'da bulunan Dhursar santralidir. Bu santral, 125 MW'lık kurulu kapasitesine sahiptir ve yılda 280 GWh elektrik enerjiyi üretebilmektedir (NREL, 2022b). Şekil 3.21'de bu santralin güneş tarlasının görseli verilmiştir (L&T Construction, 2020).



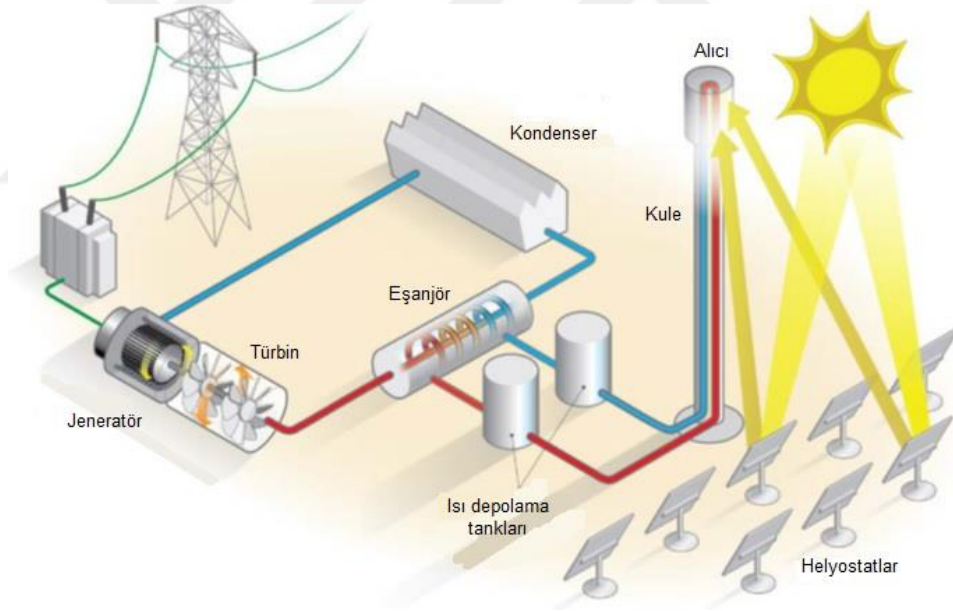
Şekil 3.21. Dhursar doğrusal Fresnel santralinin güneş tarlası (L&T Construction, 2020)

3.4.3. Güneş Kulesi Santralleri

Güneş kulesi ya da merkezi kule (CTCSP) santrali, yoğunlaştırılmış güneş

enerjisi santrallerinin önemli tiplerinden ikincisidir. Dünya genelinde birçok ülkede elektrik enerji üretimi için kullanımı yaygın olan CTCSP santralleri, yüksek verimliği sayesinde bilimsel araştırmacılar tarafından sürekli irdelenmekte ve geliştirilmektedir. Bu tip sistemlerin yüksek yoğunlaştırma oranından faydalanarak 550 °C'e kadar yüksek sıcaklıklara ulaşılabilir. ABD Kaliforniya eyaletinde Solar One adı olan ilk inşa edilmiş CTCSP santralinin kurulmasından bugüne dek dünya genelinde 20'ye aşkın faaliyete geçirilen merkezi kule prensibiyle çalışan güneş enerjisi santrali vardır (Kalogirou, 2013; Qazi, 2017).

Genel olarak, CTCSP sistemleri üç ana birimden oluşmaktadır. Bunlar ise, helyostat adı verilen yansıtıcı aynalar ve alıcı olarak çalışan kuleden oluşan güneş tarlası, güneş ışınımının olmadığı saatlerde ısı enerjisi sağlayabilen ısı depolama sistemi ve termodinamik prensiplerine dayanarak ısı enerjisi elektrik enerjiye dönüştürebilen güç üretim birimidir. Şekil 3.22 CTCSP santrallerinin genel şematiğini göstermektedir (Kearney, 2014).

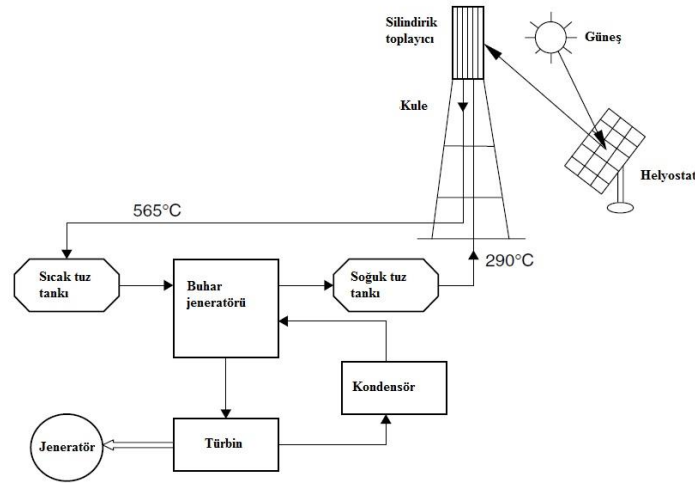


Şekil 3.22. Merkezi kule yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santralleri (Kearney, 2014)

CTCSP santralleri, PTCSP santralleri aksine hep direkt ısı transfer kavramıyla çalışmaktadır. Güneş tarlasında dolaştırılıp güneş ışınımının ısını toplayan ısı transfer akışkanı olarak kullanılan malzeme, doğrudan termodinamik çevrimdeki çalışma akışkanıyla ısı alışverişi işlemini yapmaktadır. Dolayısıyla, bu tip sistemlerde ilaveli bir ısı eşanjörüne ihtiyaç duyulmamakta ve santralin tasarımı daha basitleşmektedir (Kalogirou, 2013).

Bu tip sistemlerdeki güneş ışınımını alıcıya yansıtma görevini yapan helyostatlar, güneş hareketini izlemek için çift eksenli bir takip cihazı kullanmaktadır. Bunun için sistemin toplam kuruluş maliyeti yükselebilmektedir. Ancak, bu tip takip cihazları kullanılırsa sistemin verimliliği de artmakta bulunmaktadır. Helyostatlar, merkezi kuleyi dairesel biçimde çevrelemekte ve üzerlerine düşen güneş ışınımını aynı noktaya yansıtmaktadır (Ahmadi vd., 2018; Romero ve González-Aguilar, 2014).

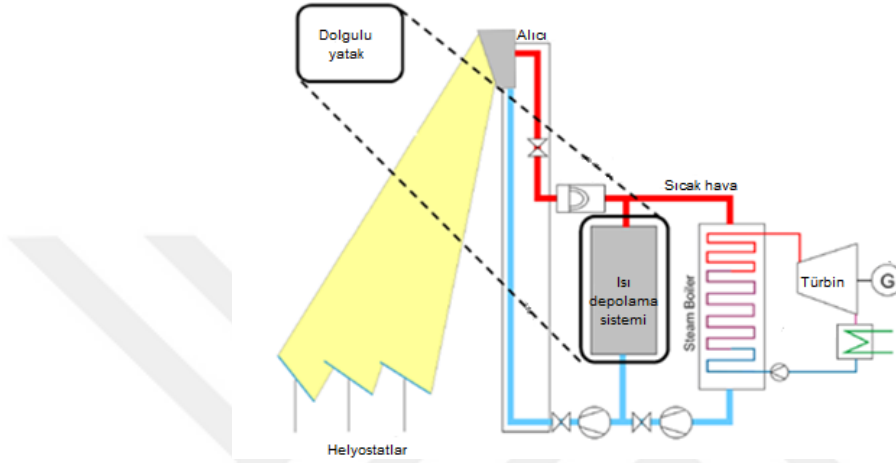
CTCSP santrallerinde kullanılması en yaygın ısı transfer akışkanı erimiş tuzlardır. Erimiş tuzlar yüksek ısıl kapasiteye sahip olması ısı depolama işlemine büyük bir avantaj kazandırmaktadır. Buna ilaveten, bu tip malzemelerin yüksek sıcaklıklarda termal ve kimyasal istikrarı sayesinde güç santrallerinin verimliliğinin artmasına yardımcı olmaktadır. Ancak, 200 °C üzerinde olan erimiş tuzların yüksek ergime sıcaklığı yüzünden borularda ya da depolama tanklarında tuzların katılaşmasını engellemek için daha sık önlemler alınması gerektiğinden dolayı sistemin kuruluş ve işletme maliyeti yükselmekte bulunmaktadır. Şekil 3.23 CTCSP santrallerinin çalışma prensibini göstermektedir (Kalogirou, 2013). Şekilde verildiği gibi, erimiş tuz soğuk tuz tankından 290 °C sıcaklık civarında kulenin üzerindeki alıcıya pompalanmakta ve 565 °C sıcaklığa kadar ısıtılıp sıcak tuz tankına yönlendirilmektedir (Kalogirou, 2013).



Şekil 3.23. Merkezi kule güneş enerjisi santrallerinin çalışma prensibi (Kalogirou, 2013)

İki tanklı ısı depolama sistemi, CTCSP santrallerinde kullanılması en yaygın sistemdir. Ancak, bu sistemin maliyeti yüksek olduğu için küçük santrallerde maliyeti uygun diğer depolama sistemlerinin kullanılması sürekli düşünülmekte ve araştırılmaktadır. Almanya’da inşa edilmiş Jülich CTCSP santrali, erimiş tuzların yerine havayla çalışmaktadır. Hava 700 °C sıcaklığa kadar güneş tarlasında ısındıktan sonra santralin güç üretim birimindeki kazan görevi yapan ısı eşanjörüne yönlendirilip

termodinamik çevrimdeki çalışma akışkanıyla ısı alışveriş işlemini yapmaktadır. Santraldeki ısı depolama sistemi, demir cürufu ile dolu bir dolgulu yataktan ibarettir. Sıcak hava, merkezi kulenin alıcısından çıktıktan sonra dolgulu yatağın üst tarafına yönlendirilmektedir. Soğuk hava ise dolgulu yatağın alt tarafından çekilip fanlarla merkezi kulenin alıcısına yönlendirilmektedir. Şekil 3.24 bu güç santralinin şematiğini göstermektedir (Krüger vd., 2019).



Şekil 3.24. Jülich güneş güç santrali (Krüger vd., 2019)

Dünyada en büyük CTCSP Kaliforniya, ABD’de bulunan Ivanpah güneş güç santralidir. Bu santralin net kurulu kapasitesi 377 MW ve yılda üretebildiği elektrik enerji 1079 GWh ’tır. Santralin güneş tarlası 2.6 km²’lık bir alana yayılmakta ve 173500 adet helyostattan oluşmaktadır. Santral 2014 yılından beri işletme halindedir (NREL, 2022d). Şekil 3.25’te bu santralin görseli verilmiştir (Qazi, 2017).



Şekil 3.25. Ivanpah merkezi kule güneş güç santrali (Qazi, 2017)

Türkiye’de ilk ve tek CSP santrali 2012 yılında Greenway Güneş Sistemleri tarafından ve TÜBİTAK desteği ile Mersin’de kurulmuştur. Greenway CSP Solar Tower adı taşıyan bu santral, merkezi kule tipli bir santral olup 510 helyostat ve 50 metre yükseklikte bir güç kulesinden oluşmaktadır. Santral, 1 MW_e elektrik üretim kapasitesine sahiptir. Sistemde su ısı transfer akışkanı olarak kullanılırken, erimiş tuz ısı depolama malzemesi olarak kullanılmaktadır (Bayraktar vd., 2019; NREL, 2022c). Şekil 3.26 bu santralin görselini göstermektedir (Bayraktar vd., 2019).



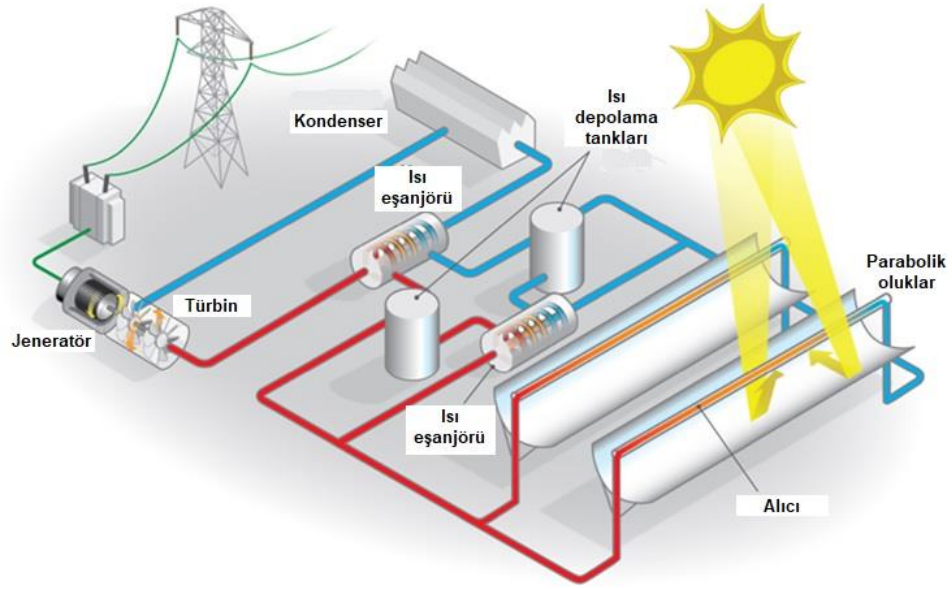
Şekil 3.26. Greenway CSP Solar Tower güneş enerjisi santrali (Bayraktar vd., 2019)

3.4.4. Parabolik Oluk Santralleri

Parabolik oluk tipli santraller (PTCSP), CSP santrallerinin en yaygın tipidir. Kolayca anlaşılabilirliği ve basit tasarımı sayesinde PTCSP santralleri çok erken dönemde kullanılmaya başlamıştır. İlk PTCSP santrali, bir sulama sisteminde kullanılmak üzere 1917 yılında Mısır’da yapılmıştır. Dünya genelinde bugüne dek 80’e aşkın PTCSP santrali çalışma halindedir. Bu tip santraller hem endüstriyel işlemlerin ihtiyaç duyduğu ısı enerjisiyi hem de elektrik enerjisiyi üretmek amacıyla kullanılmaktadır (Kalogirou, 2013).

Genel olarak, PTCSP santralleri üç kısımdan oluşmaktadır. Birinci kısım güneş enerjisini ısı enerjisiye dönüştürmekten sorumlu olan parabolik oluklu güneş kollektörleri ve tamamlayıcı takip sisteminden oluşan güneş tarlasıdır. İkinci kısım güneş tarlasının üretebildiği ısı enerjisiyi güneş ışınımının olmadığı saatlerde muhafaza etmekten sorumlu olan ısı depolama sistemidir. Son kısım ise, ısı enerjiden faydalanıp termodinamik çevrimler vasıtasıyla elektrik enerjisi üretebilen güç üretim ünitesidir.

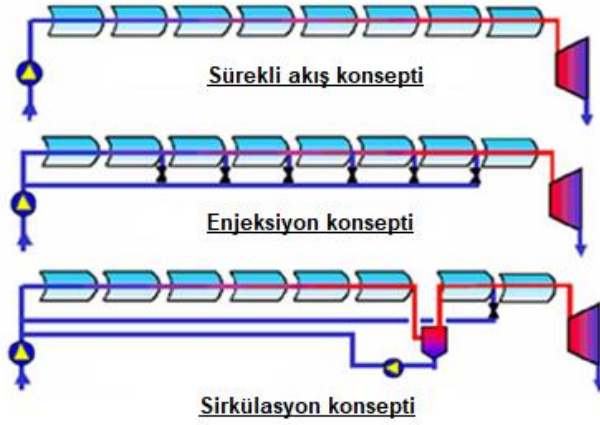
Şekil 3.27’de PTCSP santrallerinin şematiği verilmiştir (Qazi, 2017).



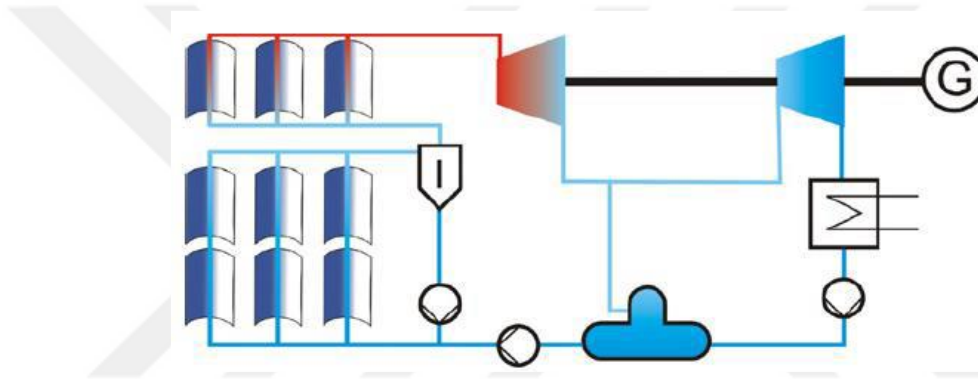
Şekil 3.27. Parabolik oluk yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santralleri (Qazi, 2017)

Direkt buhar üretimi

Bazı durumlarda PTCSP santralindeki güneş tarlasındaki alıcı borusunda su ısı transfer akışkanı olarak dolaştırılmaktadır. Böyleyse güneş tarlası ile güç üretim ünitesi arasında bir ısı eşanjörünün kullanılmasına gerekmemektedir. Bazen de endüstriyel işletmelere gerekli ısı enerjisini sağlamak için kurulan PTCSP santralleri, yüksek sıcaklığı olan su buharı elde etmek amacıyla kullanılmaktadır. Bu çalışma konseptine direkt buhar üretimi denilmektedir. Direkt buhar üretiminde (Direct Steam Generation) kullanılan PTCSP sistemlerindeki güneş tarlasının üç farklı çalışma prensibi vardır. Şekil 3.28 bu üç metodu açıklamaktadır (Günther vd., 2011). Şekilde gösterildiği gibi, sürekli akış konseptiyle (Continuous flow concept) çalışan sistemlerde su, kollektörlerin hepsinden geçerek girişten çıkış noktasına kadar tek bir yolu izlerken enjeksiyon konseptinde (Injection concept) alıcı borusunda buhar basıncı oluşumunu engellemek için birkaç belirli noktada su yeniden sisteme pompalanmaktadır. Sirkülasyon konseptinde (Recirculation concept) ise, suyu buhardan ayırmak maksadıyla bir separatör kullanılıp buharlanmamış su yeniden giriş noktasına pompalanmaktadır. Kızgın buhar üretmek için sirkülasyon konseptinin en uygun olduğu tespit edilmiştir. Şekil 3.29’te kızgın buhar üretebilen bir parabolik oluk sisteminin şematiği verilmiştir (Günther vd., 2011).



Şekil 3.28. Direkt buhar üretimi için kullanılan parabolik oluk sistemlerinin çeşitli çalışma metodları (Günther vd., 2011)

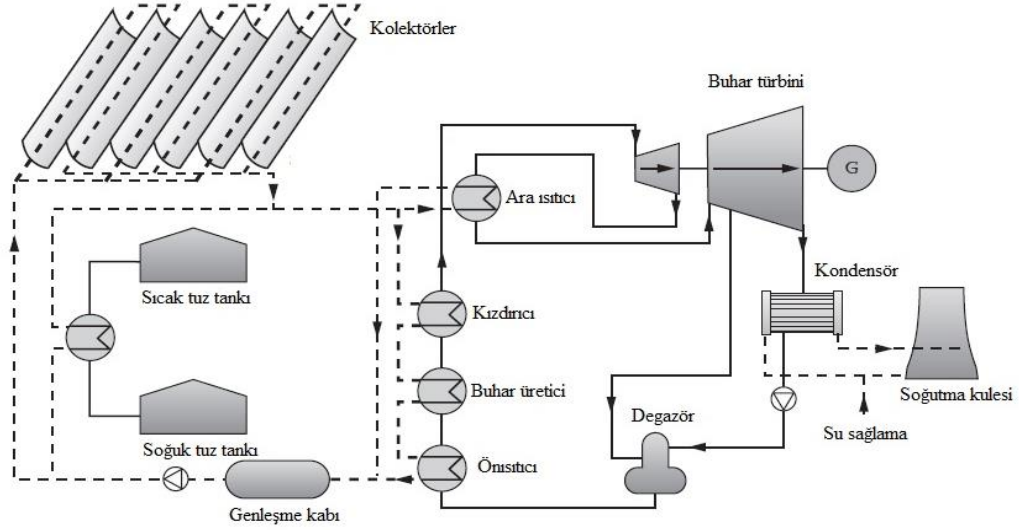


Şekil 3.29. Kızgın buhar üretebilen bir parabolik oluk sisteminin tasarımı (Günther vd., 2011)

Elektrik enerji üretimi

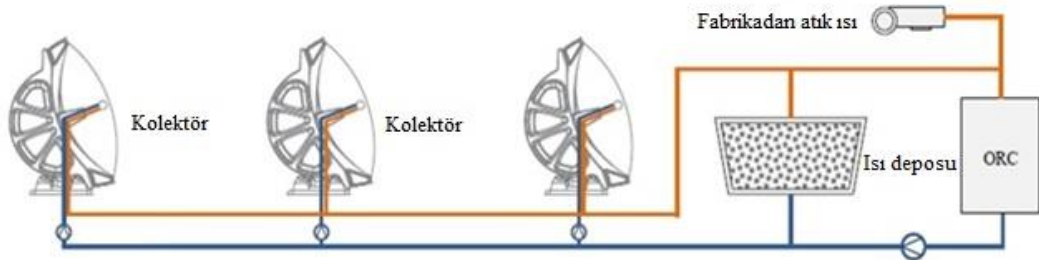
Elektik enerji üretiminde kullanılan PTCSP santrallerinin çoğu, su yerine termal yağlar ve erimiş tuzlar kullanmaktadır. Kullanılan ısı transfer akışkanlarının çalışma sıcaklık aralığı ve ısı kapasitesi gibi fiziksel özelliklerine göre uygulama alanları değişmektedir. Bu tip sistemlerin iki mümkün tasarımı var, direkt ve endirekt ısı transfer konseptleridir. Direkt ısı transfer kavramıyla çalışan sistemlerin güneş tarlasında kullanılan ısı transfer akışkanı, ısı depolama malzemesi olarak ta kullanılmaktadır. Böylece güneş tarlasının ısı depolama sistemi ile arasında bir ısı eşanjörünün olması gerekmemektedir. Endirekt ısı transfer yönteminde ise güneş tarlasında kullanılan ısı transfer akışkanı ısı depolama malzemesinden farklı olduğu için güç santrali bu iki akışkanın arasında ısı alışveriş işlemini tamamlamak için ilaveli bir ısı eşanjörü içermektedir. Bu tip sistemlerde termal yağ ısı transfer akışkanı olarak güneş tarlasındaki alıcı borularında dolaştırılırken, yüksek ısı kapasitesine sahip olan

erimiş tuzlar vasıtasıyla ısı depolama sistemindeki tanklarda ısı enerjisi depolanmaktadır. Şekil 3.30 endirekt ısı transfer kavramıyla çalışan bir PTCSP santralinin şematığını izah etmektedir (Duffie ve Beckman, 2013).



Şekil 3.30. Endirekt ısı transfer kavramıyla çalışan bir parabolik oluk yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santralinin şematığı (Duffie ve Beckman, 2013)

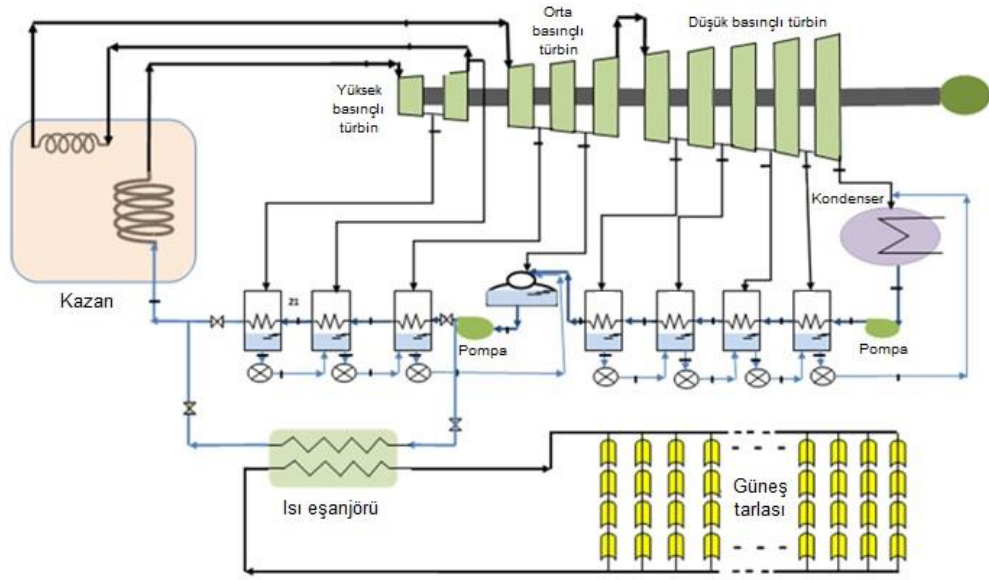
İki tanklı ısı depolama sistemi, PTCSP santrallerinde kullanılması en uygun olanıdır. Ancak, bu depolama sistemin maliyeti yüksek olduğu için küçük güç santrallerinde maliyeti uygun diğer ısı depolama sistemleri kullanılabilir. Örnek olarak, Fas'ta bulunan Ain-Baha PTCSP santralinde dolgu yataklı bir ısı depolama sistemi kullanılmıştır. Ain-Baha güneş güç santrali ısı transfer akışkanları yerine havayla çalışıp organik Rankine termodinamik çevirimiyle elektrik enerjisi üretmektedir. Şekil 3.31 Ain-Baha PTCSP santralinin şematığı ve bileşenlerini açıklamaktadır (Good vd., 2014).



Şekil 3.31. Ain-Baha güneş güç santralinin şematığı (Good vd., 2014)

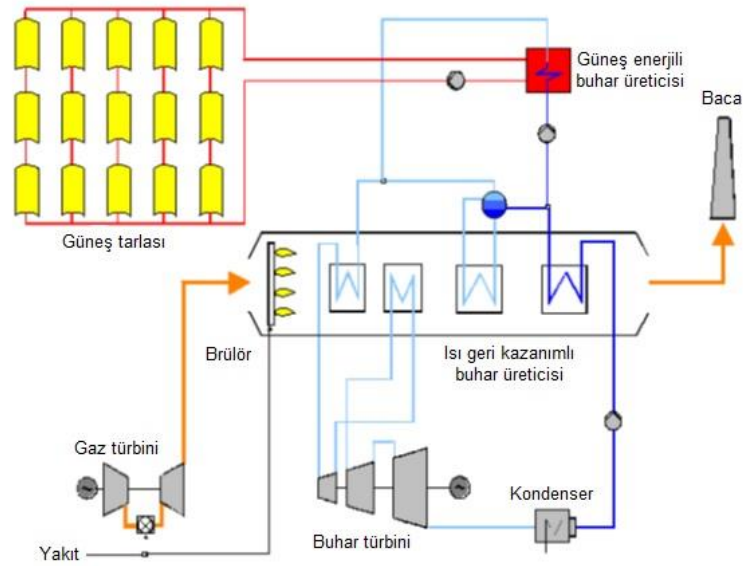
Hibrit parabolik oluk santralleri

Güç üretiminin sürekliliği ve sistemin kararlılığını sağlamak için bazı durumlarda PTCSP santralleri, güneş enerjisine ilaveten başka bir enerji kaynağı



Şekil 3.33. Hibrit bir parabolik oluk güç santralinin şematiği (Yapıcı ve Al-Attwani, 2019)

Entegre güneş enerjisi çevrim santrali (Integrated Solar Combined-Cycle System (ISCCS)) hibrit parabolik oluk santrallerinin bir şeklidir. Bu tip güç santralleri parabolik oluklu kollektörlerden oluşan güneş tarlasına ilaveten bir gaz türbini içerip termodinamik kombine çevrimle güç üretebilmektedir. Santraldeki gaz türbini güç üretirken, türbinden çıkan gazlar termodinamik Rankine çevrimdeki iş yapan akışkanın sıcaklığı artırmaktadır. Şekil 3.34’de bu tip santrallerin şematiği verilmiştir (Günther vd., 2011).



Şekil 3.34. Entegre güneş enerjisi kombine çevrim sistemi (Günther vd., 2011)

İşletmede olan en büyük PTCSP santrali Kaliforniya, ABD’de bulunan ve 280 MW’lık kapasitesine sahip olan Mojave güneş güç santralidir. Yaklaşık 1.6 km²’lık bir alanı işgal eden güneş tarlasıyla, Mojave santrali yılda 600 GWh elektrik enerjiyi üretebilmektedir (NREL, 2022f). Şekil 3.35 santralin güneş tarlasını göstermektedir (ABENGOA, 2019). BAE’de 600 MW’lık bir PTCSP santrali inşa edilmektedir. Bu santralin inşaat işleri tamamlanırsa dünyanın en büyük yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrali unvanını taşıyacaktır (NREL, 2022g).



Şekil 3.35. Mojave güneş güç santralinin güneş tarlası (ABENGOA, 2019)

3.4.5. Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi Santralleri Türlerinin Karşılaştırılması

CSP santrallerinin her türünün avantajları ve dezavantajları vardır. Örneğin parabolik oluk santralleri en yüksek kurulu kapasitesine sahip olmalarına rağmen bu tip santrallerin verimliliği ve çalışabildiği sıcaklık limitleri diğer sistemlere göre düşüktür. Merkezi kule santralleri durumunda yüksek sıcaklıklara ulaşılabilmesi mümkün olmakla beraber, bu tip santrallerin yüksek verimliliği sayesinde daha çok elektrik üretilmektedir. Ancak, bu tip santrallerin kurulum maliyeti yüksektir ve arazi kullanımı diğer tiplerden fazla büyüktür. Dolayısıyla, CSP santrallerinin farklı türlerinin çalışma alanları, santralin kurulmasından istenilen amaca karşılaştırılarak seçim yapılabilir ve karar verilebilmektedir (Pitz-Paal, 2020; Santos vd., 2018).

CSP santrallerinin performansını belirleyen önemli parametrelerden biri

yoğunlaştırma oranı, güneş ışınlarının toplandığı alanın ışınların yoğunlaştırıldığı alana oranı olarak hesaplanmaktadır. Yoğunlaştırma oranı arttıkça, santralin verimliliği ve ulaşabildiği maksimum sıcaklık limiti de artmaktadır. Bunun için merkezi kule ve parabolik çanak santralleri diğer santrallere göre daha verimlidir (Lovegrove ve Pye, 2012). Tablo 3.1’de CSP santralleri birbirleriyle karşılaştırılmıştır. Tabloda verilen bilgiler bu teknolojinin en son halidir (Kalogirou, 2013; NREL, 2022a; Pitz-Paal, 2020; Santos vd., 2018).

Tablo 3.1. Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrallerinin karşılaştırılması (Kalogirou, 2013; NREL, 2022a; Pitz-Paal, 2020; Santos vd., 2018)

Parametre	Parabolik oluk	Merkezi kule	Doğrusal Fresnel reflektör	Parabolik çanak
Mevcut santrallerin sayısı	92	32	13	2
Kapasite aralığı (MW)	0.4-280	1-150	0.3-125	1.5’e kadar
Yoğunlaştırma oranı	70-80	300-1000	25-100	1000-3000
Çalışma sıcaklık aralığı (C)	290-393	290-565	250-390	550-750
Solar-elektrik verimliliği	10-16	8-23	9-13	16-28
Arazi kullanımı (m ² /MWh)	6-11	8-20	4-9	8-12
Kurulum maliyeti	Düşük	Yüksek	Düşük	Yüksek
Isı depolama olanağı	Olanaklı (Endirekt depolama)	Yüksek olanaklı (Direkt depolama)	Olanaklı (Endirekt depolama)	Zor

4. MATERYAL VE METOT

4.1. Sistemin Tanımı ve Tasarım Aşamalarının Açıklaması

PTCSP santrallerinde olduğu gibi, santralin olası tasarımı üç ana birimden oluşmaktadır. Şekil 4.1’de gösterildiği gibi, önerilen santral, güneş tarlası, ısı depolama sistemi ve güç bloğu birimlerinin birbirleriyle çalışması güneş ısı enerjisinden elektriği üretebilmektedir (Bilal Awan vd., 2020).



Şekil 4.1. Önerilen PTCSP santralinin şematığı (Bilal Awan vd., 2020)

Güneş tarlası, güneş enerjisini ısı enerjisine dönüştürmekten sorumludur. Birbirleriyle seri ve paralel şekilde bağlanan birçok parabolik oluk kollektöründen (PTC) oluşmaktadır. Termal yağ, güneş tarlasındaki alıcı borularında dolaştırılarak kollektörlerin yoğunlaştırdığı güneş ısı enerjisini almaktadır. Belirli bir sıcaklığa ulaştıktan sonra termal yağ, ısı depolama sistemine ya da güç bloğuna pompalanmaktadır. Bu nedenle, güneş tarlası ısı depolama sistemi ve güç bloğunun ısı enerjiden ihtiyaçlarını karşılayabilecek şekilde tasarlanmalıdır. Isı depolama sistemi (TES), güneş ışınımının yüksek olduğu saatlerde güneş tarlasının ürettiği fazla ısı enerjisini depolayıp güneş ışınımının düşük olduğu veya olmadığı saatlerde santralin çalışmasını sürdürmektedir. Isı depolama sisteminde depolama malzemesi olarak kullanılan akışkanın güneş tarlasında dolaştırılan akışkan ile aynı olması durumunda sisteme direkt denmekte ve dolayısıyla güneş tarlası ile depolama sistemi arasında ısı eşanjörünün kullanılmasına gerekmemektedir. Farklı akışkanlar kullanılırsa sistem endirekt olarak adlandırılmakta ve güneş tarlası ile depolama sistemi arasında bir ısı

eşanjörünün ilave edilmesi şarttır. Güç bloğu buhar Rankine çevrimi vasıtasıyla ısı enerjiden elektrik enerjii üretmektedir. Güç bloğundaki buhar üreticisinde, yağın yüksek sıcaklığından faydalanarak su buharlaştırılıp sıcaklığı artırılmaktadır. Bu üretilen kızgın su buharı türbinde genişlemekte ve mekanik enerjiden elektrik enerji üretilmektedir. Güç bloğu, türbin ve buhar üreticisi yanında birkaç eleman de içermekte ve bunlar daha sonra anlatılacaktır.

Önerilen santrali tasarlamak ve analiz etmek için birkaç işlemde oluşan bir yöntem başvurulacaktır. Aşamalar ve analizde kullanılan yazılımlar Tablo 4.1’de listelenmiştir.

Tablo 4.1. Başvurulan tasarım yönteminin aşamaları ve kullanılan yazılımlar

Sıra	İşlem	Kullanılan yazılım
1	Konum seçimi	Meteonorm 7.3 Google Earth
2	Isı transfer akışkanının seçimi	SAM
3	Güç bloğunun tasarlanması ve termodinamik hesaplamaların yapılması	Epsilon Professional
4	Güneş tarlasının tasarlanması	SAM
5	Isı depolama sisteminin tasarlanması	SAM
6	Finansal parametrelerin belirlenmesi	SAM
7	Simülasyon	SAM
8	Optimizasyon	SAM

4.2. Konum Seçimi

CSP santrallerinin yerini seçerken, çeşitli hususlar dikkate alınmalıdır. Bunlar DNI şeklinde güneş ışınımı yoğunluğu, rüzgâr hızı, su kaynaklarının mevcudiyeti, inşaat için uygun arazi alanı, arazi topografyası ve eğimi ve elektrik şebekesine erişilebilirliktir (Schlecht ve Meyer, 2012). CSP santralının konumundaki yıllık toplam DNI değerin 2000 kWh/m²'den büyük olması santrale büyük bir avantaj sağlamaktadır. Ayrıca, konum yılda 1600 kWh/m²'den az DNI almamalıdır (Z. Wang, 2019). Güçlü rüzgâr hızları, güneş tarlasında ısı kayıplarına neden olabilmekte ve santralin çeşitli bileşenlerinin destek elemanlarını bozabilmektedir. Bu nedenle, rüzgâr hızının mümkün olduğunca düşük olduğu bir yere santralin kurulması tercih edilmektedir (Schlecht ve Meyer, 2012). CSP santrallerinde su, aynaları yıkamak, güç bloğundaki sızıntıyı değiştirmek ve soğutma kulelerini beslemek için kullanılmaktadır. Bu yüzden güvenilir bir su kaynağı önemli yer seçim kriterlerinden biridir (Schlecht ve Meyer, 2012). Arazinin eğimi %3'ü geçmemeli ve çevresi güneş tarlasına gölgelendirme yapan herhangi bir cisim içermemelidir (Z. Wang, 2019). Üretilen elektriği kullanıcılara ulaştırmak için, CSP santralının elektrik şebekesine erişimi

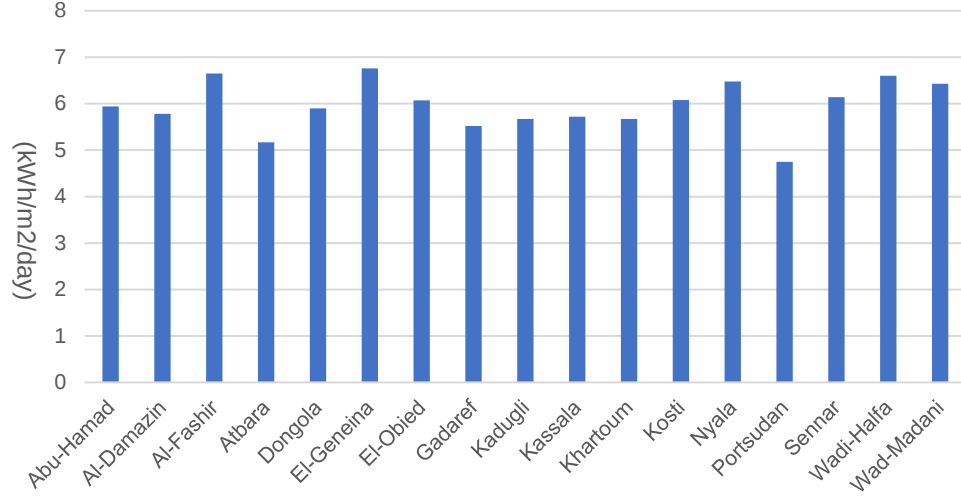
olması gerekmektedir. Şebekeye olan mesafe mümkün olduğunca az olmalıdır, çünkü iletim hattının her kilometresi daha fazla paraya mal olmaktadır (Schlecht ve Meyer, 2012).

Bu kriterleri uygulamak ve santralin olası yeri belirlemek için Sudan'ın farklı bölgeleri temsil eden 17 şehrin özellikleri incelenecektir. Şekil 4.2'de analiz için şehirler gösterilmiştir.



Şekil 4.2. Yer seçimi için incelenen bölgelerin haritası

Sudan'daki 17 farklı şehrin verileri Meteonorm 7.3 yazılımından alınmıştır. Bu veriler, güneş ışıınımı değerlerini, rüzgâr hızlarını, yağış oranlarını, güneş ışığı sürelerini ve günlük sıcaklıkları içermektedir. Bu konumlardaki yıllık ortalama günlük DNI değerleri Şekil 4'te gösterilmiştir. Şekil 4.3'te görüldüğü gibi, El-Geneina ve Al-Fashir şehirleri diğer yerlerden daha fazla DNI almaktadır. Wadi-Halfa şehri günde yaklaşık $6.6 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$ DNI alıp üçüncü sırada gelmektedir. Öte yandan, Portsudan şehri önerilen yerler arasında en düşük DNI değerini almaktadır.



Şekil 4.3. Sudan'daki 17 şehirde yıllık ortalama günlük DNI

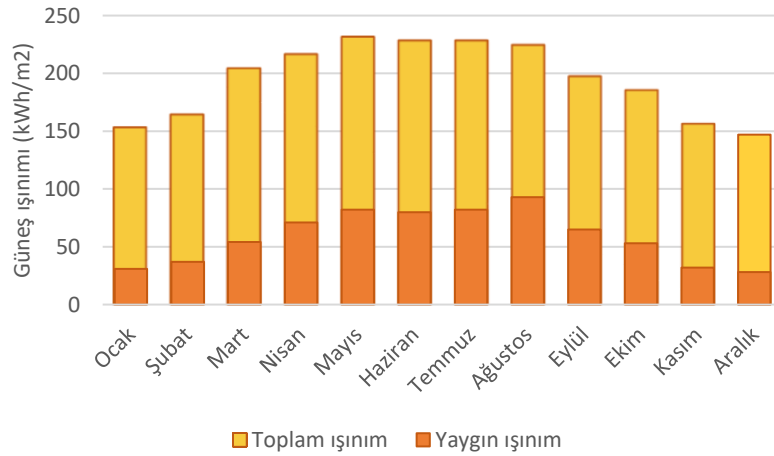
Daha fazla analiz için, konumlardaki topografyayı ve su kaynaklarını keşfetmek için Google Earth yazılımı kullanılmaktadır. Tablo 4.2 analiz için seçilen konumların özelliklerini listelemektedir. Tablo 4.2'de verilen bilgiler kullanılarak, santralin kurulması için en iyi yerin seçilmesine karar verilebilmektedir. El-Geneina şehri en yüksek DNI değerini almasına rağmen, kalıcı su kaynağı (Nil Nehri) Wadi-Halfa şehrine El-Geneina şehrine göre bir avantaj sağlamaktadır. Ayrıca, en düşük rüzgâr hızına sahip şehirler arasında (Portsudan, Nyala ve Wadi-Halfa), Wadi-Halfa en yüksek DNI değerini almaktadır. Ayrıca, topografyası çöllü olan Wadi-Halfa şehri, önerilen santralin doğal sistemi etkilemeden veya çevredekilerden etkilenmeden inşa edilmesini sağlamaktadır. Bu nedenle, santrali kurmak için en uygun yer olarak Wadi-Halfa'yı seçmek mantıklı bir karardır.

Tablo 4.2. Önerilen 17 şehrin özellikleri

Şehir	Koordinatlar	Yıllık kümülatif DNI (kWh/m2)	Yıllık ortalama rüzgâr hızı (m/s)	Mevcut su kaynakları	Arazi örtüsü
Abu-Hamad	19.53° N, 33.3° E	2168.1	4.9	Kalıcı (Nil Nehri)	Çöllü
Al-Fashir	13.63° N, 25.36° E	2427.25	4.2	Yeraltı	Çöllü
Atbara	17.7° N, 34° E	1887.07	4.3	Kalıcı (Nil Nehri) mevsimsel (Atbara Nehri)	Çöllü
Dongola	19.17° N, 30.5° E	2153.5	4.4	Kalıcı (Nil Nehri)	Çöllü
El-Obied	13.18° N, 30.17° E	2215.55	4.3	Yeraltı	Çöllü

Gadaref	14.02° N, 35.4° E	2014.8	4.3	Yeraltı	Tarımsal arazi
Kadugli	11° N, 29.7° E	2069.55	4.3	Yeraltı	Ormanlık
Kassala	15.4° N, 36.42° E	2087.8	4.3	Yeraltı, mevsimsel (Alqash Nehri)	Tarımsal arazi
Khartoum	15.5° N, 32.56° E	2069.55	4.3	Kalıcı (Nil Nehri)	Çöllü
Kosti	13.14° N, 32.67° E	2219.2	4.3	Kalıcı (Nil Nehri)	Tarımsal arazi
Wad-Madani	14.4° N, 33.53° E	2346.95	4.3	Kalıcı (Nil Nehri)	Tarımsal arazi
Nyala	12.02° N, 24.83° E	2365.2	3.2	Yeraltı	Çöllü
Portsudan	19.6° N, 37.2° E	1733.75	3.2	Kalıcı (Kızıldeniz ve su arıtma tesisleri)	Dağlı
Sennar	13.5° N, 33.6° E	2241.1	4.3	Kalıcı (Nil Nehri)	Tarımsal arazi
Wadi-Halfa	21.8° N, 31.35° E	2409	3.9	Kalıcı (Nil Nehri)	Çöllü
Al-Damazin	11.8° N, 34.4° E	2112.7	4.27	Kalıcı (Nil Nehri)	Ormanlık
El-Geneina	13.4° N, 22.4° E	2467.67	3.27	Yeraltı	Çöllü

Şekil 4.4. Yataydaki toplam ışıınım (GHI) şeklinde önerilen konumdaki aylık güneş ışıınımı değerlerini göstermektedir. Şekle göre, Wadi Halfa Mart'tan Ağustos'a kadar yılın beş ayı boyunca 2000 kWh/m²'den fazla GHI almaktadır. En yüksek ve en düşük GHI değerleri sırasıyla Mayıs ve Aralık aylarında meydana gelmektedir. Yıl boyunca, bölgedeki maksimum ve minimum kuru ampul sıcaklıkları sırasıyla 46.6 °C ve 5 °C'dir. Ayrıca, maksimum ve minimum yağ ampul sıcaklıkları sırasıyla 24 °C ve 1.7 °C'dir. Wadi-Halfa şehrinde meteorolojik veriler Ek 1'de detaylı bir şekilde verilmiştir.



Şekil 4.4. Wadi-Halfa şehrinde aylık güneş ışıınımı

4.3. Isı Transfer Akışkanının Seçimi

Isı transfer akışkanı (HTF), güneş enerjisini ısı enerjisiye dönüştürmenin ana anahtarıdır. HTF, yüksek sıcaklıklar altında kimyasal olarak kararlı olmalıdır. Ayrıca, özellikle yüksek sıcaklıklarda yüksek ısı iletkenliğine, düşük viskoziteye ve yüksek yoğunluğa sahip olmalıdır. HTF'in donma noktası, boruların içinde donmayı önlemek ve akışkanlığı sağlamak için mümkün olduğunca düşük olmalıdır. HTF'nin kullanımı güvenli olmalıdır. Toksik ya da patlayıcı olmamalı ve yüksek yanıcılık noktasına sahip olmalıdır (Z. Wang, 2019).

Uygun bir HTF'nin seçilmesi, ısı dönüşüm döngüsünün verimliliğini artırırken ısı eşanjörlerinin, TES sisteminin ve alıcının maliyetini azaltmaya yardımcı olabilmektedir. Ticari PTCSP santrallerinde, HTF olarak termal yağ, su, hava ve erimiş tuzlar kullanılmaktadır. Termal yağ, erimiş tuzlara kıyasla düşük donma sıcaklığı sayesinde mevcut PTCSP santrallerinde en yaygın kullanılan HTF'dir. Erimiş tuzların kullanımı, sistemi daha karmaşık hale getirmekte ve maliyetini yükseltmektedir. Buna ilaveten erimiş tuzların yüksek çalışma sıcaklıkları yüzünden ısı kaybı büyük miktarla artmaktadır (Lopes vd., 2021). Ayrıca, su/buhar gibi termal yağların faz geçiş sorunları da yoktur. Sentetik termal yağ maksimum 400 °C sıcaklıkta çalışabilmektedir. 400 °C'nin üzerindeki sıcaklıklarda, artan hidrokarbon parçalanmasından kaynaklanan hidrojen üretimi, bu HTF'nin ömrünü azaltmaktadır (Bilal Awan vd., 2020). HTF olarak kullanılan bazı termal yağlar ve ana özellikleri Tablo 4.3'te listelenmiştir. Tablodaki akışkanlar, SAM yazılımı veri tabanında ön tanımlı olarak bulunmaktadır.

Tablo 4.3. HTF olarak kullanılan bazı termal yağlar (Dow, 2022a, 2022b; DURATHERM, 2022; Therminol, 2020a, 2020b, 2020c)

Akışkan	Minimum sıcaklık (°C)	Maksimum sıcaklık (°C)	Yoğunluk (kg/m ³)	Viskozite (cSt)
Caloria HT 43	-12	315	N/A	30.6
Dowtherm Q	-35	335	950.2	2.494
Dowtherm RP	-20	350	1015.2	31.6
Therminol VP-1	12	400	1048	2.48
Therminol 59	-45	315	960	4.04
Therminol 66	0	345	995	29.6

Therminol VP-1 termal yağı, PTCSP santrallerinde kullanımı en yaygın HTF'dir. Difenil oksit ($C_{12}H_{10}O$) ve bifenil ($C_{12}H_{10}$) adı verilen iki kararlı organik bileşiğin ötektik bir karışımıdır. Bu yağ, 398 °C sıcaklığın altında çalıştırılırsa ve santralde uygun bir arıtma sistemi bulunursa, 30 yıldan fazla bir ömre sahip olabilmektedir. Bu yağın avantajlarından biri, yüksek sıcaklıklardaki buhar basıncının oldukça düşük olmasıdır. Düşük buhar basıncı, yağı güneş tarlasının borularında sıvı halde tutmak için gereken basıncıyı azaltmaya yardımcı olmakta ve alıcı boursunu korumaktadır (Bilal Awan vd., 2020). Bu özellikler, makul fiyatla birlikte, PTCSP santrallerindeki popüleritesinin itici faktörleridir.

Bu nedenlerden dolayı, Therminol VP-1, güneş tarlasında HTF olarak seçilmiştir. Tablo 4.4'te seçilen HTF'nin fiziksel ve termal özellikleri özetlenmiştir (Therminol, 2020c). Seçilen HTF'nin farklı sıcaklıklardaki termofiziksel özellikleri Ek 2'de verilmiştir.

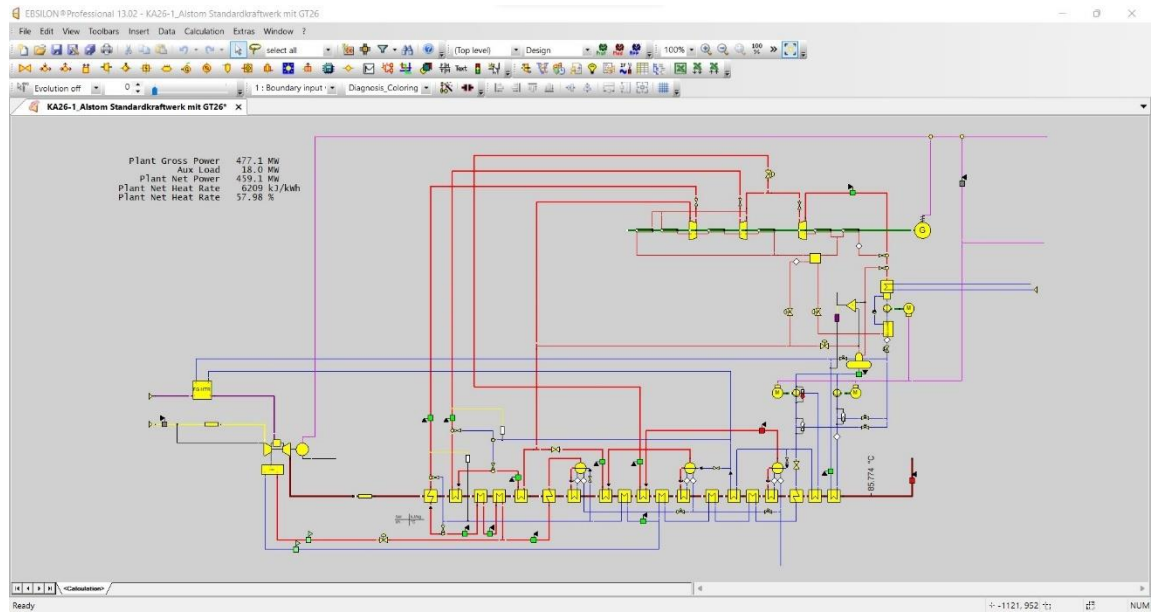
Tablo 4.4. Therminol VP-1 özellikleri (Therminol, 2020c)

Özellik	Açıklama
Görünüş	Berrak, su beyazı sıvı
Kompozisyon	Bifenil/difenil oksit
Ortalama moleküler ağırlık	166
Toplam asitlik	<0.2 mg KOH/g
Kristalleşme noktası	12 °C
Maksimum bulk sıcaklığı	400 °C
Kendiliğinden tutuşma sıcaklığı	601 °C
Yoğunluk (kg/m^3)	$-0.90797 \cdot T(^{\circ}C) + 0.00078116 \cdot T^2(^{\circ}C) - 2.367 \times 10^{-6} \cdot T^3(^{\circ}C) + 1083.25$
Isıl kapasite ($kJ/kg.K$)	$0.002414 \cdot T(^{\circ}C) + 5.9591 \times 10^{-6} \cdot T^2(^{\circ}C) - 2.9879 \times 10^{-8} \cdot T^3(^{\circ}C) + 4.4172 \times 10^{-11} \cdot T^4(^{\circ}C) + 1.498$
Kinematik viskozite (mm^2/s)	$e^{\left(\frac{544.149}{T(^{\circ}C)+114.43}-2.59578\right)}$

HTF, 393 °C sıcaklığında güneş tarlasından çıktığı varsayılmaktadır. HTF, bu sıcaklığa ulaşana kadar güneş tarlasında dolaştırılmakta ve ısıtılmaktadır. HTF, bu sıcaklığa ulaşınca güç bloğuna pompalanmaktadır. HTF'nin kütsel debisi ve güç bloğundan çıkış sıcaklığı, güç bloğunun tasarımına bağlıdır ve dolayısıyla güç

besleme suyu ısıtıcısından çıktıktan sonra ön ısıtıcıya yönlendirilmektedir. Ön ısıtıcıda, su, buharlaşma sıcaklığına ulaşana kadar ısıtılmaktadır. Bundan sonra, buharlaştırıcı kısmında su doymuş buhar olana kadar buharlaştırılmaktadır. Buharlaştırıcıdan çıkan doymuş buhar, buhar kızdırıcısında yüksek basınç türbininin giriş şartlarına kadar kızdırılmaktadır. Yüksek basınç türbininde kızgın buhar genişleyip güç ürettikten sonra, ara ısıtıcıya gönderilmekte ve termal yağ ile ısı alışverişinde bulunarak yeniden ısıtılmaktadır. Ara ısıtıcıdan çıkan kızgın buhar, düşük basınçta alçak basınç türbininde genişlerken, besleme suyu ısıtmak amacıyla iki ayrı noktadan bir miktar buhar alınmaktadır. Birinci alma noktasında türbinden ayrılan buhar, açık besleme suyu ısıtıcısında ısıtılan besleme suyu ile karıştırılması ardından tekrar ön ısıtıcıya pompalanmaktadır. Kapalı besleme suyu ısıtıcısında, ikinci alma noktasında türbinden alınan buhar ile kondenserden çıkan su-buhar karışımı arasında ısı transfer gerçekleşmektedir. Isıtılan besleme suyu, açık besleme suyu ısıtıcısına gönderilirken, yoğunlaştırılan buhar tekrar kondenserden ayrılan su-buhar karışımı ile karıştırılmaktadır.

Güç bloğu tasarımı Ebsilon Professional yazılımı kullanılarak yapılmaktadır. Bu profesyonel yazılım, sağlayabildiği çözümler ile termal sistemler ve termodinamik çevrimlerin tasarımı, simülasyonu, değerlendirilmesi ve doğrulanmasını büyük ölçüde kolaylaştırmıştır (STEAG System Technologies, 2022). Şekil 4.6 Ebsilon Professional yazılımının ara yüzü ve örnek bir santralin tasarımını göstermektedir.

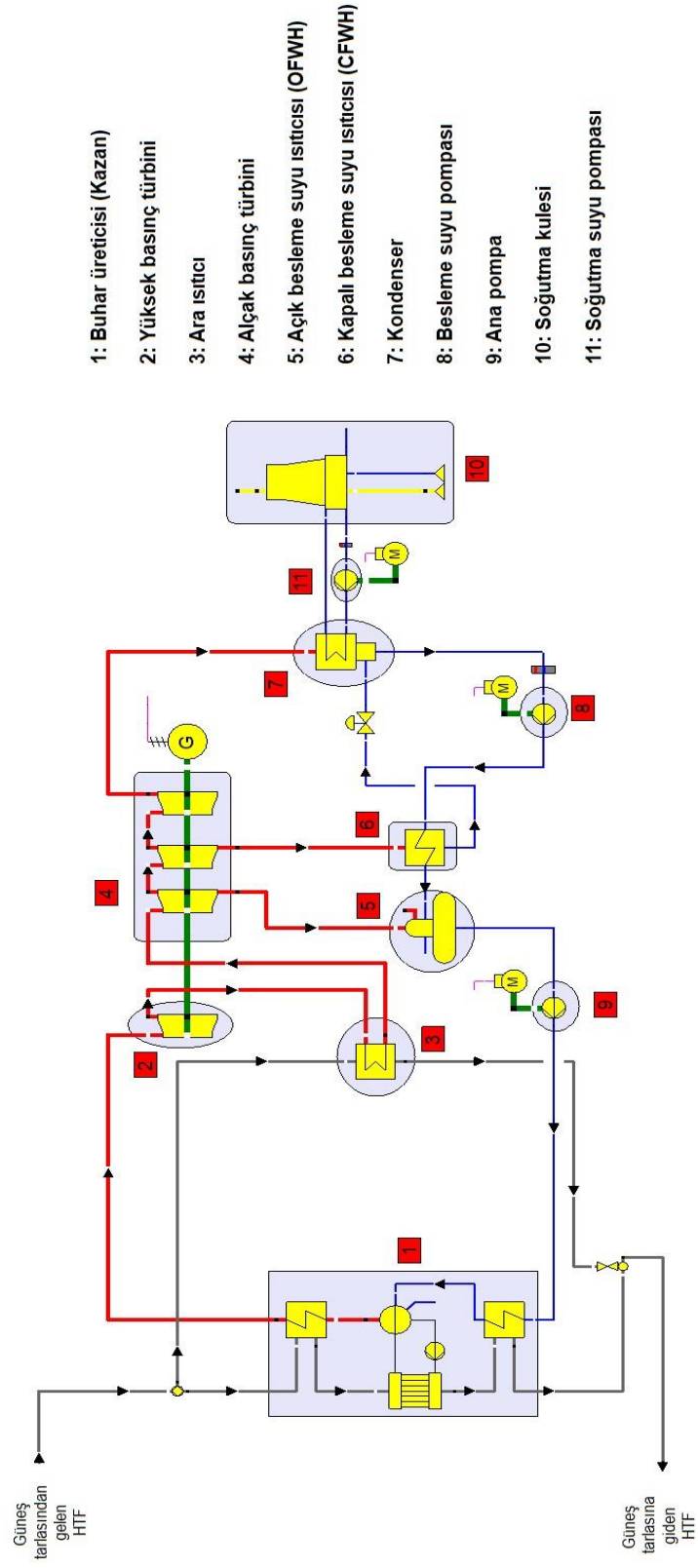


Şekil 4.6. Ebsilon Professional ara yüzü

Bu çalışmada, buharlı Rankine çevriminin hesaplamaları yapmak, farklı

diyagramları elde etmek ve sistemin bileşenlerini dengelemek için Epsilon Professional yazılımı kullanılacaktır. Bundan sonra, güç bloğu tasarımından elde edilen veriler güneş tarlasını tasarlamak için SAM yazılımına girilecektir. Epsilon Professional yazılımı ile tasarlanan güç bloğunun şematığı Şekil 4.7’da gösterilmektedir.





Şekil 4.7. Epsilon Professional yazılımında güç bloğu tasarımı

Güneş tarlasından güç bloğuna gelen HTF'nin sıcaklığı 393 °C olarak varsayılmaktadır. Güç bloğundaki iş yapan akışkan ile ısı transfer işlemi tamamlandıktan sonra HTF, 296.31 °C sıcaklığında güneş tarlasına ayrılmaktadır. Optimum ara ısıtma basıncı, çevrimdeki maksimum basıncın 0.2-0.3'ü arasında olmalıdır (Y. Wang ve Wang, 2021). Buna göre bu çalışmada, ara ısıtma basıncının 30 bar (maksimum basıncın %30'ü) olduğu varsayılmaktadır. Optimum besleme suyu ısıtıcılarının buhar basınçlarını belirlemek için, çevrimdeki maksimum ve minimum doyma sıcaklıkları arasındaki fark, çevrimdeki besleme suyu ısıtıcısı sayısına göre eşit olarak bölünmelidir. Bundan sonra, bu aralıklardaki sıcaklıklara karşılık gelen basınçlar, besleme suyu ısıtıcılarının basınçları olarak seçilmektedir (Nag, 2008). Bu çalışmada, buhar alma noktalarındaki buhar koşulları bu yöntemle göre belirtilmektedir. Diğer dizayn varsayımları Tablo 4.5'te verilmektedir.

Tablo 4.5. Güç bloğunun tasarım varsayımları

Dizayn parametresi	Varsayılan değeri
HTF giriş sıcaklığı	393 °C
HTF çıkış sıcaklığı	296.31 °C
HTF kütleli debisi	850 kg/s
İş yapan akışkanın kütleli debisi	80.619 kg/s
Türbin girişinde buhar sıcaklığı	383 °C
Türbin girişinde buhar basıncı	100 bar
Ara ısıtma basıncı ve buhar koşulları	30 bar, doymuş buhar
Birinci buhar alma noktasındaki buhar koşulları (OFWH)	22.025 bar, 341.86 °C, kızgın buhar
İkinci buhar alma noktasındaki buhar koşulları (CFWH)	2.226 bar, 123.63 °C, %98.4 kuru buhar
Kondenser basıncı	0.042 bar
Türbinler ve pompaların izentropik verimi	%90
Termodinamik çevrimdeki elemanlarda basınç düşüşü	0

Yazılımdan elde edilen çevrimin T-s diyagramı şekil 4.8'de gösterilmiştir. Şekilde işaretlenen noktalar, iş yapan akışkanın farklı sistemin bileşenlerinin girişi ve çıkışında durumunu ifade etmektedir. Termodinamik çevrimdeki gerçekleşen hal değişimleri aşağıda anlatılacaktır. Çevrimin analizinde kullanılan yöntem, literatürde belirtilenlere daynamaktadır (Boles ve Yunus A. Cengel, 2014).

.1→2: Kazanda sabit basınçta ısı girişi:

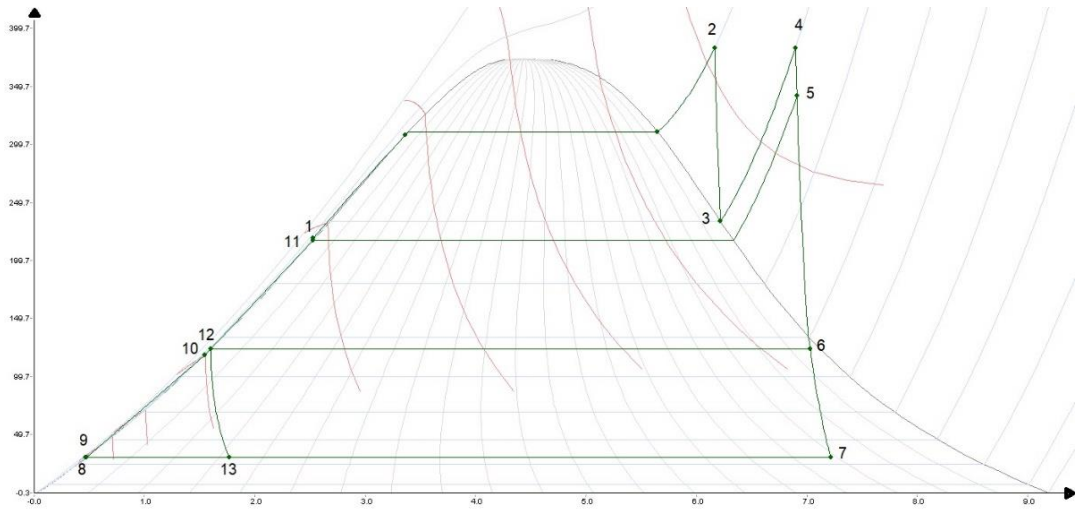
Bu hal değişimi sırasında, su ile HTF arasında ısı alışveriş işlemi gerçekleşmektedir. Basınç sabit kalırken, su buharlaştırılması ardından türbinin çalışma koşullarına kadar buhar kızdırılmaktadır. Kazan ön ısıtıcı, buharlaştırıcı ve kızdırıcı olmak üzere üç kısımdan oluşmasına rağmen, hesaplamaları basitleştirmek

için tek bir ısı eşanjörü olarak ele alınmaktadır.

HTF'nin kütleli debisinin %85'inin kazanda suyun ısıtılmasında kullanıldığı varsayılmaktadır. Bu miktar HTF 722.5 kg/s eşittir. Bu hal değişiminde suyun kazandığı ısı enerji eşitlik 4.1 ile hesaplanabilmektedir.

$$Q_{1-2} = \dot{m}(h_2 - h_1) \quad (4.1)$$

Bu eşitlikteki semboller, $\dot{m}$ suyun kütleli debisi (kg/s), h_1 hal değişiminin başlangıç noktasında entalpi (kJ/kg) ve h_2 hal değişiminin bitiş noktasında entalpidir (kJ/kg.K).



Şekil 4.8. İrdelenen termodinamik çevrimin T-s diyagramı

2→3: Yüksek basınç türbininde genişleme:

Bu hal değişimindeki kızgın buharın basıncı, maksimum basınçtan (100 bar) ara ısıtma basıncına (30 bar) düşmektedir. Dolayısıyla bir miktar güç bu süreçte üretilmektedir. Tam izantropik olmadığı için bu hal değişimi, türbinden elde edilen gerçek iş izantropik olandan bir oranla sapmaktadır. Gerçek türbin işinin izantropik iş ile ilişkisi eşitlik 4.2 ile ifade edilmektedir.

$$\eta_T = \frac{W_{2-3}}{W_s} \quad (4.2)$$

Eşitlikte yer alan semboller, W_s izantropik iş (kW), W_{2-3} gerçek elde edilen iş (kW) ve η_T türbinin izantropik verimi. η_T , %90 olduğu varsayılmıştır. W_{2-3} , eşitlik 4.3 ile hesaplanmaktadır.

$$W_{2-3} = \dot{m}(h_2 - h_3) \quad (4.3)$$

Eşitlikteki h_2 , hal değişiminin başlangıç noktasında entalpidir ve kızgın buhar tablosundan maksimum sıcaklık ve basınçta (100 bar, 383 °C) onun değeri

bulunabilmektedir. h_3 ise, hal değişiminin bitiş noktasında entalpidir ve doymuş buhar tablosundan ara ısıtma basıncında (30 bar) bulunmaktadır.

3→4: Ara ısıtıcıda sabit basınçta ısı girişi:

Bu hal değişiminde, çevrimdeki iş yapan akışkanın sıcaklığını yeniden maksimum sıcaklığa (393 °C) artırmak için sabit basınçta (ara ısıtma basıncı, 30 bar) bir miktar ısı girilmektedir. Ara ısıtıcı bir ısı eşanjörü olarak sayılıp HTF'nin kütledebisinin %15'in bu süreçte iş yapan akışkan ile ısı alışverişinde bulunduğu varsayılmaktadır. Bu miktar HTF 127.5 kg/s eşittir. Bu hal değişiminde girilen ısı enerjisi eşitlik 4.4 ile hesaplanabilmektedir.

$$Q_{3-4} = \dot{m}(h_4 - h_3) \quad (4.4)$$

Eşitlikteki h_4 , kızgın buhar tablosundan maksimum sıcaklıkta (383 °C) ve ara ısıtma basıncında (30 bar) bulunabilmektedir.

4→5: Alçak basınç türbininde genişleme:

Bu hal değişiminde, kızgın buhar ara ısıtma basınçtan (30 bar) birinci buhar alma noktasındaki basınca (22.025 bar) genişlemekte ve dolayısıyla bir miktar güç üretilmektedir. Elde edilen iş eşitlik 4.5 ile ifade edilmektedir.

$$W_{4-5} = \eta_T W_{4-5_s} = \dot{m}(h_4 - h_5) \quad (4.5)$$

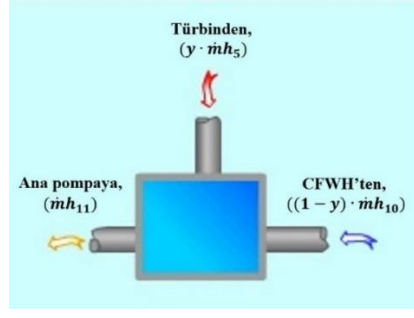
Eşitlikteki h_5 , kızgın buhar tablosundan buhar alma noktasındaki basınç ve sıcaklıkta (22.025 bar, 341.86) bulunabilmektedir.

5→11←10: Açık besleme suyu ısıtıcısı (OFWH):

OFWH direkt temaslı bir ısı eşanjörü olduğundan dolayı, türbinden alınan buhar ve CFWH'ten gelen besleme suyu birbirleriyle OFWH'te karışmaktadır. Bu hal değişiminin sonucunda, besleme suyu kazana gönderilmeden önce ısıtılmaktadır. Şekil 4.9'da OFWH'te ısı enerjisi dengesi açıklanmaktadır. Alınan buharın oranı (y) eşitlik 4.6 kullanılarak bulunabilmektedir.

$$y = \frac{h_{11} - h_{10}}{h_5 - h_{10}} \quad (4.6)$$

Eşitlikteki h_{10} ana pompaya giden suyun entalpidir ve doymuş su tablosundan 22.025 bar basıncında bulunmaktadır. CFWH'ten gelen suyun entalpi h_{10} ise, sıkıştırılmış sıvı su tablosundan bulunabilmektedir.



Şekil 4.9. OFWH'te ısıl enerji dengesi

5→6: Alçak basınç türbininde genişleme:

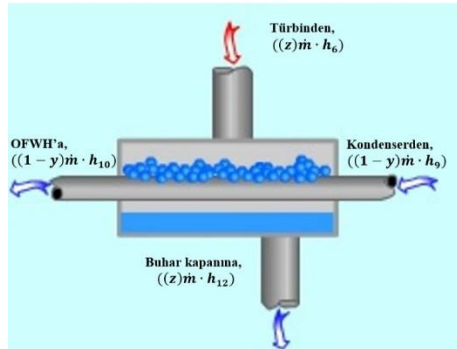
Bu hal değişimi, 4→5 olana benzerdir ancak buhar birinci ara alma noktasındaki koşullardan (22.025 bar, 341.86) ikinci ara alma noktasındaki koşullara (2.226 bar, 123.63 °C, %98.4 kuru buhar) kadar türbinde genişlemekte ve iş elde edilmektedir. Bu hal değişiminde iş yapan akışkanın kütsel debisi $(1 - y)\dot{m}$ eşittir ve elde edilen iş eşitlik 4.7 kullanılarak hesaplanabilmektedir.

$$W_{5-6} = \eta_T W_{5-6_s} = \dot{m}(1 - y)(h_5 - h_6) \quad (4.7)$$

6→10, 9→12: Kapalı besleme suyu ısıtıcısı (CFWH):

CFWH'te, OFWH'te olduğu tam aksine besleme suyu ve türbinden alınan buhar birbirleriyle karışmamaktadır. Bu hal değişimi sırasında kondenserden gelen besleme suyu ısıtılıp OFWH'a gönderilmektedir. Şekil 4.10'de CFWH'te ısıl enerji dengesi açıklanmaktadır. Türbinden alınan buharın oranı (z) eşitlik 4.8 kullanılarak bulunabilmektedir.

$$z = \frac{(1 - y)(h_{10} - h_9)}{h_6 - h_{12}} \quad (4.8)$$



Şekil 4.10. CFWH'te ısıl enerji dengesi

6→7: Alçak basınç türbininde genişleme:

Bu hal değişiminde, türbinde kalan iş yapan akışkanın miktarı $(\dot{m}(1 - y - z))$ kondenser basıncına (0.042 bar) genişlemekte ve iş üretmektedir. Elde edilen işin

değeri eşitlik 4.9 ile bulunabilmektedir.

$$W_{6-7} = \eta_T W_{6-7s} = \dot{m}(1 - y - z)(h_6 - h_7) \quad (4.9)$$

12→13: Buhar kapanında genişleme:

Türbinden alınan ($\dot{m}(z)$) miktarlı buhar, CFWH'ten ayrıldıktan sonra buhar kapanından geçirilerek kondensere gönderilmektedir. Bu hal değişimi sırasında, entalpi sabit kalmaktadır. Eşitlik 4.10 bunu izah etmektedir.

$$h_{13} = h_{12} \quad (4.10)$$

7→8: Kondenserde ısı atılması:

Kondenserde, soğutma kulesinden gelen soğutma suyu ile besleme suyu sabit basınçta (0.042 bar) soğutulmakta ve sıcaklığı düşürülmektedir. Atılan ısı enerjisinin miktarı eşitlik 4.11 ile verilmektedir.

$$Q_{7-8} = (1 - y) \cdot \dot{m} \cdot (h_7 - h_8) \quad (4.11)$$

8→9: Besleme suyu pompası:

Besleme suyu pompası, besleme suyun basıncını kondenser basıncından (0.042 bar) OFWH'in basıncına (22.025 bar) artırmaktadır. Hal değişimi sırasında tüketilen güç eşitlik 4.12 ile hesaplanabilmektedir.

$$W_{8-9} = \frac{W_{8-9s}}{\eta_p} = \dot{m}(1 - y)(h_9 - h_8) \quad (4.12)$$

Eşitlikteki η_p , 0.9 değeri olan izantropik pompa verimidir.

11→1: Ana pompa:

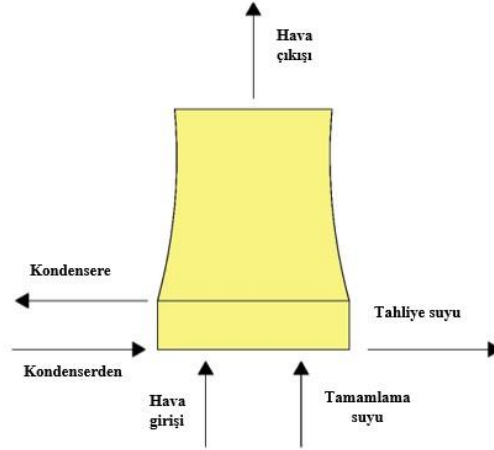
Ana pompa ya da kazan pompası, besleme suyun basıncı, OFWH'in basıncından maksimum basınca (100 bar) artırmaktadır. Basıncı artırılan besleme suyu kazana gönderilmektedir. Bu hal değişiminde pompa işi eşitlik 4.13 ile verilebilmektedir.

$$W_{11-1} = \frac{W_{11-1s}}{\eta_p} = \dot{m}(h_1 - h_{11}) \quad (4.13)$$

Pompanın izantropik verimi η_p 0.9'dur.

Soğutma kulesi:

Soğutma kulesi, kondenserdeki suyun ısını alan soğutma suyunu sağlamak için kullanılmaktadır. Güç bloğunda kullanılan bu soğutma kulesi, ıslak soğutma prensibiyle çalışmaktadır. Şekil 4.11'de soğutma kulesinin şematığı verilmiştir.



Şekil 4.11. Soğutma kulesinin şematiği

Soğutma kulesi, tasarım yaş ampul sıcaklığı, yaklaşım, soğutma aralığı ve soğutma verimi ile karakterize edilmektedir. Tasarım yaş ampul sıcaklığı, santralin konumundaki iklim koşullarından belirlenebilmektedir. Konumdaki yaş ampul sıcaklığı, yaz aylarında zamanın %95’inde tasarım sıcaklığından daha düşük olmalıdır (Hensley, 2009). Soğutma kulesi yaklaşımı (A), çıkan soğutma suyu ile havanın yaş ampul sıcaklığı arasındaki farktır. Soğutma aralığı R, kondenserden gelen ve kondensere gönderilen soğutma suyun sıcaklıkları arasındaki farktır. Soğutma verimi ($\eta_{soğutma}$), gerçek soğutma aralığının mümkün olan maksimum soğutma aralığına oranıdır. Eşitlikler 4.14-16 ile yaklaşım, soğutma aralığı ve soğutma verimi hesaplanabilmektedir (Nag, 2008).

$$A = T_{cikan\ su} - T_{(wb)giren\ hava} \quad (4.14)$$

$$R = T_{giren\ su} - T_{cikan\ su} \quad (4.15)$$

$$\eta_{soğutma} = \frac{R}{R_{max}} = \frac{T_{giren\ su} - T_{cikan\ su}}{T_{giren\ su} - T_{(wb)giren\ hava}} \quad (4.16)$$

Tasarım yaş ampul sıcaklığı ve kuleden çıkan suyun sıcaklığı sırayla 20 °C ve 22.5 °C olarak varsayılmaktadır.

Çevrimin ısı verimi:

Bir termodinamik çevrimin ısı verimi, elde edilen net işin ısı enerji girdisine oranıdır. Eşitlik 4.17’de ısı verim verilmektedir (Boles ve Yunus A. Cengel, 2014).

$$\eta_{th} = \frac{W_{net}}{Q_{in}} \quad (4.17)$$

Santralin kurulu kapasitesi, güç bloğundan elde edilen net işten ibarettir. Net iş

(W_{net}), brüt iş ile pompa gücü arasındaki farktır. Brüt iş, 4.3, 4.5, 4.7 ve 4.9 numaralı eşitliklerden hesaplanan değerlerin toplamıdır. Pompa gücü ise, besleme suyu ve ana pompanın işlerin toplamıdır ve 4.12 ve 4.13 numaralı eşitliklerden bulunabilmektedir.

Çevrimdeki ısı enerjisi girdisi (Q_{in}), kazan ve ara ısıtıcıda ısı girişlerinin toplamıdır. Başka tabirle, Q_{in} , ısı alışveriş işlemi sırasında termal yağın kaybettiği ısı enerjidir. Eşitlik 4.18 bunu izah etmektedir.

$$Q_{in} = \dot{m}_{su}(h_2 - h_1) + \dot{m}_{su}(h_4 - h_3) = \dot{m}_{HTF}(h_{in} - h_{out}) \quad (4.18)$$

Eşitlikteki h_{in} ve h_{out} sırayla, güneş tarlasından gelen ve güç bloğundan ayrılan termal yağın entalpileridir.

SAM yazılımında kullanıcı tanımlı güç çevrimi:

Güç bloğu tasarımından elde edilen sonuçlar, SAM yazılımına girilerek güneş tarlası güç bloğunun kapasitesine göre boyutlandırılıp tasarlanmaktadır. SAM yazılımında ön tanımlı ve tanımlanabilir olmak üzere iki farklı güç bloğu modeli vardır. Tanımlanabilir model, kullanıcıya CSP santrallerinde çeşitli güç bloğunun tasarımlarını kullanma konusunda daha fazla özgürlük vermektedir. Buna ilaveten, bu model, tasarım dışı çalışma koşullarında santralin performansının araştırılmasını mümkün kılmaktadır (Ezeanya vd., 2018; Neises ve Boyd, 2021). Bu modelde, eşitlik 4.19 ile verilen güç bloğunun performansı (Y), çevre havanın sıcaklığının (T_{amb}), güneş tarlasından gelen HTF'nin sıcaklığı (T_{HTF}) ve kütleli debisinin ($\dot{m}_{HTF}$) bir fonksiyonudur (Neises ve Boyd, 2021).

$$Y = f(\dot{m}_{HTF}, T_{HTF}, T_{amb}) \quad (4.19)$$

Tasarlanan güç bloğunu SAM yazılımında tanımlamak için aşağıdaki adımlar başvurulmalıdır (Neises ve Boyd, 2021).

1. Tasarım şartlarında, ısı enerjisi girdisi, elde edilen net iş, soğutmak için tüketilen güç ve suyun miktarının değerleri bulunmalıdır. Bu adım Ebsilon Professional yazılımıyla yapılmaktadır.
2. T_{amb} , T_{HTF} , ve $\dot{m}_{HTF}$ parametrelerine alt (T_{amb}^- , T_{HTF}^- , $\dot{m}_{HTF}^-$) ve üst (T_{amb}^+ , T_{HTF}^+ , $\dot{m}_{HTF}^+$) limitler belirlenmelidir. Simülasyonda kullanılan parametrelerin limitleri tablo 4.6'da verilmiştir. HTF'nin kütleli debisi ($\dot{m}_{HTF}$) değerleri, tasarım değerine bölünmeli ve tasarım değerine oran şeklinde SAM yazılımına girilmelidir.

Tablo 4.6. Kullanıcı tanımlı güç çevrimi parametrelerinin limitleri

	T_{HTF}	$\dot{m}_{HTF}$	T_{amb}
Üst limit	380 °C	0.3	46.6 °C
Tasarım değeri	393 °C	1	43 °C
Alt limit	399 °C	1.2	35 °C

3. Parametrelerin alt ve üst limitleri arasındaki fark, N adet aralara eşit olarak bölünmeli ve tablo 4.7 doldurulmalıdır (Neises ve Boyd, 2021).

Tablo 4.7. Kullanıcı tanımlı güç çevrimi parametreleri (Neises ve Boyd, 2021)

Tablo	Parametrik analiz	Simülasyon sayısı	Model girdileri		
			T_{HTF}	$\dot{m}_{HTF}$	T_{amb}
Tablo 1	1	$N_{T_{HTF}}$	T_{HTF}^i	$\dot{m}^-$	T_{amb}^*
	2		$i = 1 \rightarrow N_{T_{HTF}}$	$\dot{m}^*$	
	3			$\dot{m}^+$	
Tablo 2	4	$N_{\dot{m}_{HTF}}$	T_{HTF}^*	$\dot{m}_{HTF}^i$	T_{amb}^-
	5			$i = 1 \rightarrow N_{\dot{m}_{HTF}}$	T_{amb}^*
	6				T_{amb}^+
Tablo 3	7	$N_{T_{amb}}$	T_{HTF}^-	$\dot{m}^*$	T_{amb}^i
	8		T_{HTF}^*		
	9		T_{HTF}^+		

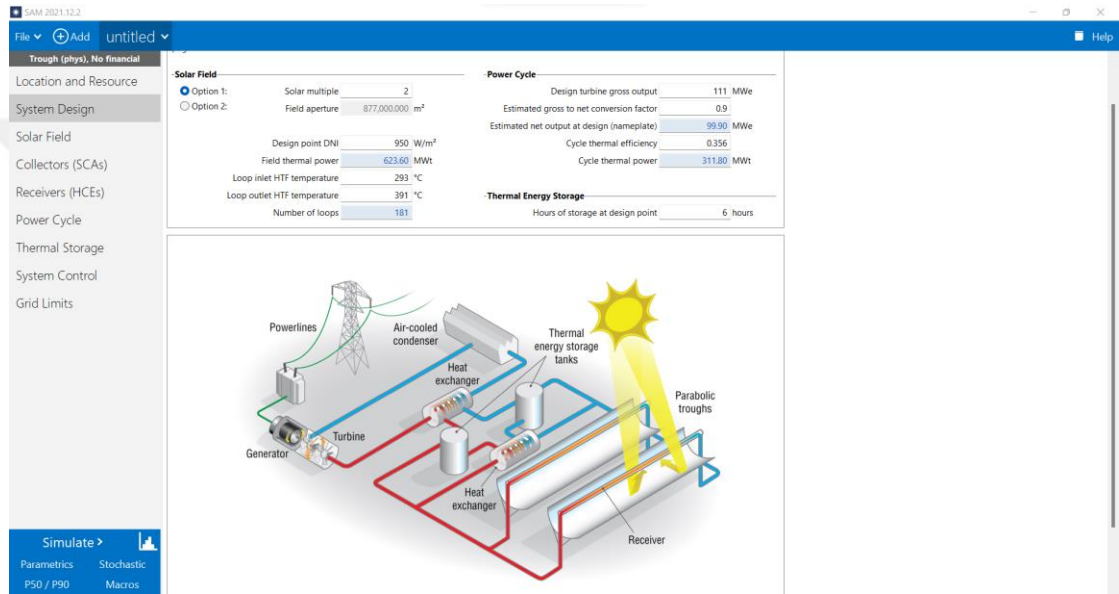
4. $(N \times 9)$ adet simülasyon yapılarak, tablo 4.7'daki her bir parametrik analiz için ısı enerjisi girişi, net iş, tüketilen su miktarı ve soğutma sisteminin tükettiği gücünün değerleri bulunmalıdır. Hesaplanan değerler yerine onların tasarım koşullarındaki değerlere oranları kullanılmaktadır.
5. Elde edilen veriler SAM yazılımındaki güç bloğu kısmına girilmektedir.

4.5. Güneş Tarlasının Tasarlanması

System Advisor Model (SAM) yazılımı, önerilen PTCSP santralini tasarlamak, modellemek ve analiz etmek için kullanılmaktadır. Proje yöneticilerine, mühendislere ve araştırmacılara CSP enerji santralleri, PV sistemleri, rüzgar türbinleri ve jeotermal enerji uygulamaları gibi çeşitli yenilenebilir enerji sistemlerini modellemede yardımcı olmak için Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (NREL) bu aracı geliştirmiştir. Ek olarak, SAM, incelenen sistemler için ekonomik analiz sağlayarak karar verme sürecini kolaylaştırabilmektedir (Bashir ve Özbey, 2022).

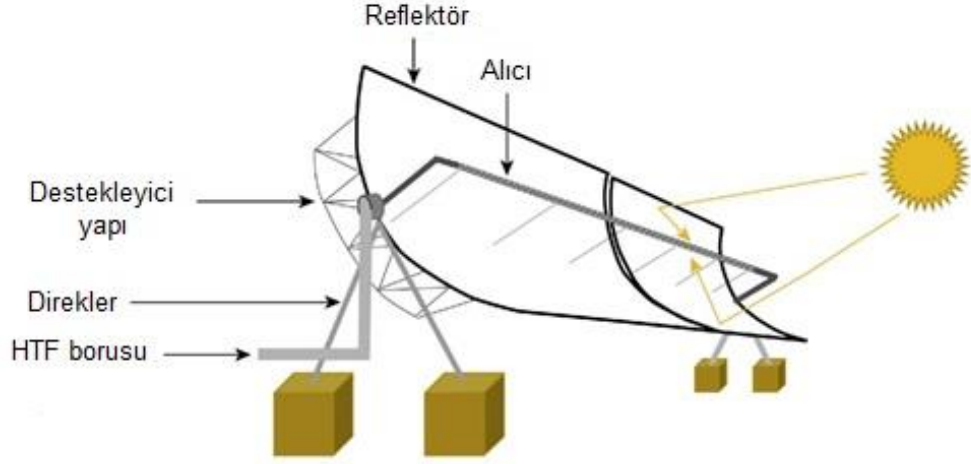
SAM, PTCSP santrallerini modellemek için iki farklı yöntemi kullanmaktadır. Bu yöntemler ise, fiziksel ve deneysel parabolik oluk modelleridir. Deneysel model,

mevcut birkaç santralin işletme verilerine dayanmaktadır. Tersine, fiziksel model daha ayarlanabilir ve kullanıcıların tasarım parametrelerini değiştirmesine izin vermektedir (Bashir ve Özbey, 2022; NREL, 2021b). Bu model, simülasyon sonuçları ile PTCSP santrallerinin gerçek işletme verileri ile karşılaştırılarak doğrulanmıştır. PTCSP santrallerinin basit tasarımı ve yaygın uygulaması nedeniyle, simülasyonların sonuçları ölçülen işletme verilerine nispeten yakın bulunmuştur. Bunun için, SAM fiziksel modelinin, PTCSP santrallerini modellemekte güvenilir olduğu anlaşılmıştır (Boretti vd., 2020). Bu çalışmada, SAM fiziksel model yaklaşımı kullanılmaktadır. Şekil 4.12’te SAM yazılımının ara yüzü gösterilmektedir.



Şekil 4.12. SAM yazılımının ara yüzü

Şekil 4.13’de gösterildiği gibi, parabolik oluklu kollektör (PTC) iki ana elemandan oluşmakta; reflektör ve alıcıdır (Blanco ve Miller, 2017). Yansıtıcı, güneş ışınımını yakalayan ve alıcıya yansıtan U şeklinde bir aynadır. PTC’in yansıtma özelliklerini arttırmak için reflektör, koruyucu bir bakır tabakası ile alüminyum veya gümüş kaplamalı cam ile kaplanmaktadır. (Fernández-García vd., 2010). Alıcı, reflektörler tarafından yansıtılan güneş ışınımının ısını emmek için birçok kollektör boyunca uzanan bir borudur. Alıcılar genellikle paslanmaz çelikten yapılmakta, siyah bir kaplama ile kaplanmakta ve etrafı havası boşaltılmış bir cam kılıf ile çevrilmiştir. Böyle bir üretim yöntemi ile alıcı yüksek absorpsiyon verimine ulaşmakta ve ısı kayıpları en aza indirilmektedir (Moya, 2012).



Şekil 4.13. PTC yapısı (Blanco ve Miller, 2017)

Reflektörün temel geometrik özellikleri odak uzunluğu (f), açıklık genişliği (w_a) ve uzunluktur (L). Odak uzunluğu, reflektörün tepe noktası ile odak noktası arasındaki mesafedir. Odak noktası, yansıtılan ışınların kesiştiği noktadır. Açıklık genişliği (w_a), kollektör kenarları arasındaki mesafedir. Kollektörün yakalayabileceği ışıyım miktarını belirleyen açıklık alanı (A_p) eşitlik 4.20 ile verilmektedir (Kalogirou, 2013).

$$A_p = w_a \cdot L \quad (4.20)$$

Yoğunlaştırma oranı, alıcı boyutuna kıyasla reflektör boyutunun bir ölçüsüdür. PTC için yoğunlaştırma oranı eşitlik 4.21 ile verilebilmektedir (Kalogirou, 2013).

$$C = \frac{A_p}{A_a} = \frac{w_a}{\pi D_a} \quad (4.21)$$

Burada A_a ve D_a , sırayla alıcı borunun alanı ve dış çapıdır.

PTC optik verimi (η_o), alıcı tarafından emilen enerjinin, reflektör açıklığına gelen güneş ışıyımına oranı olarak tanımlanmaktadır (Kalogirou, 2013). Üretim hataları, zayıf yapı, toz ve yağmur gibi dış sorunlar, kollektörün optik veriminin azalmasına neden olmaktadır. Temiz ve kaliteli PTC'lerin maksimum optik verim 0.74-0.79 arasındadır. Optik verim, eşitlik 4.22 ile hesaplanabilmektedir (Moya, 2012).

$$\eta_o = \rho \times \gamma \times \tau \times \alpha \times X(\theta) \quad (4.22)$$

Burada, ρ reflektörün yansıtıcılığı, τ camlı kılıfın geçirgenliği, α alıcı borunun emiciliği, γ kesişme faktörü ve $X(\theta)$ geliş açısı düzeltme faktörüdür. Kesişme faktörü (γ), kollektörün yanlış montajını ve kusurlu yapımını ifade etmekte kullanılan bir

terimdir. Geliş açısı düzeltme faktörü (θ), optik verimin, güneş ışıınının geliş açısı ile değişmesini açıklamakta ve eşitlik 4.23 ile hesaplanabilmektedir.

$$X(\theta) = \begin{cases} 1 - [(7 \times 10^{-4} \times \theta + 36 \times 10^{-6} \times \theta^2) / \cos(\theta)], & \theta < 78 \\ 0, & \theta > 78 \end{cases} \quad (4.23)$$

Alıcı borusu tarafından emilen toplam enerji (Q_t), eşitlik 4.24 ile ifade edilebilmektedir (Kalogirou, 2013).

$$Q_t = A_p \eta_o G_b \quad (4.24)$$

Burada G_b , eşitlik 4.25 ile hesaplanabilen, kollektör üzerine düşen anlık güneş ışıınıdır (W/m^2) (Z. Wang, 2019).

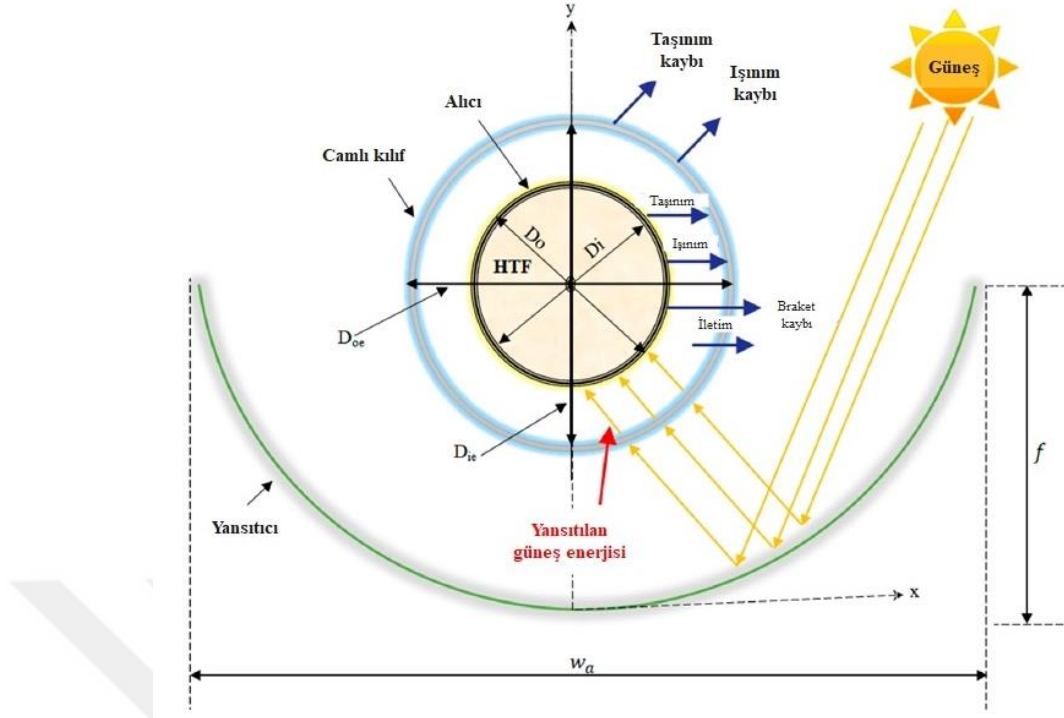
$$G_b = DNI \cdot \cos(\theta) \quad (4.25)$$

Burada θ güneş ışıınının geliş açısıdır. Eşitlikteki DNI (W/m^2) cinsinden olmalıdır.

Verimliliğin azalmasına neden olabilecek bir diğer faktör de alıcıdan ortam havasına ısı kaybıdır. Şekil 4.14'te gösterildiği gibi, bu ısı kaybı, taşınım, ışıınım ve iletim ısı transferi süreçleri nedeniyle meydana gelmektedir (Abed vd., 2020). Boru ile camlı kılıf arasındaki vakum boşluğu nedeniyle borudan camlı kılıfa olan taşınım kaybı ihmal edilebilmektedir. Ayrıca, destek braketlerinden geçen iletim kaybı, diğer kayıplarla karşılaştırıldığında küçüktür ve etkisi de ihmal edilebilmektedir. Toplam ısı kaybı katsayısı (U_L), eşitlik 4.26 ile verilebilmektedir (Kalogirou, 2013).

$$U_L = \left(\frac{A_r}{(h_w + h_{r,c-a})A_c} + \frac{1}{h_{r,r-c}} \right)^{-1} \quad (4.26)$$

Burada, h_w ortam havasına taşınım kaybı ($W/m^2 \cdot K$), $h_{r,c-a}$ camlı kılıftan ortam havasına ışıınım kaybı ($W/m^2 \cdot K$), $h_{r,r-c}$ borudan camlı kılıfa ışıınım kaybı ($W/m^2 \cdot K$) ve A_r ve A_c sırasıyla borunun ve camlı kılıfın kesit alanıdır (m^2).



Şekil 4.14. PTC geometrisi ve çalışma prensibi (Abed vd., 2020)

Yararlı enerji (Q_u), alıcı borunun içinde dolaşan HTF'ye aktarılan enerjidir. Q_u eşitlik 4.27 ile hesaplanabilmektedir (Kalogirou, 2013).

$$Q_u = A_p \eta_o G_b - A_r U_L (T_r - T_a) \quad (4.27)$$

Burada T_r ve T_a , sırasıyla alıcı borunun ve ortam havasının sıcaklıklarıdır.

Kollektörün toplam verimi (η), yararlı enerjinin alınan toplam enerjiye oranı olarak tanımlanmakta ve eşitlik 4.28 ile verilmektedir (Kalogirou, 2013).

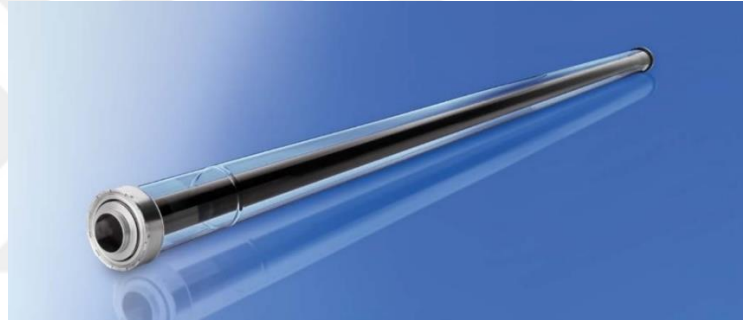
$$\eta = \frac{Q_u}{Q_t} \quad (4.28)$$

Bu çalışmada, EuroTrough ET150 kollektörü, güneş tarlasının PTC'si olarak seçilmiştir. EuroTrough PTC tipleri, yapıların dayanıklılığı ve hafifliği, az bileşen gereksinimi, basit imalatı ve düşük maliyeti gibi diğer PTC tiplerine göre çeşitli avantajlara sahiptir. Tüm bu nedenlerden dolayı, bu tip PTC, diğer ticari kollektörlere göre verimli olarak kabul edilmektedir (Fernández-García vd., 2010). Şekil 4.15'te EuroTrough ET150 gösterilmektedir (Fredriksson vd., 2021).



Şekil 4.15. EuroTrough ET 150 (Fredriksson vd., 2021)

Güneş tarlasının alıcısı olarak SCHOTT PTR70 seçilmiştir. Bu tip alıcı, düşük ısı kaybı sayesinde istikrarlı performansı ve daha yüksek verimliliği ile karakterize edilmektedir. Şekil 4.16’da SCHOTT PTR70 gösterilmektedir (SCHOTT Solar, 2013).



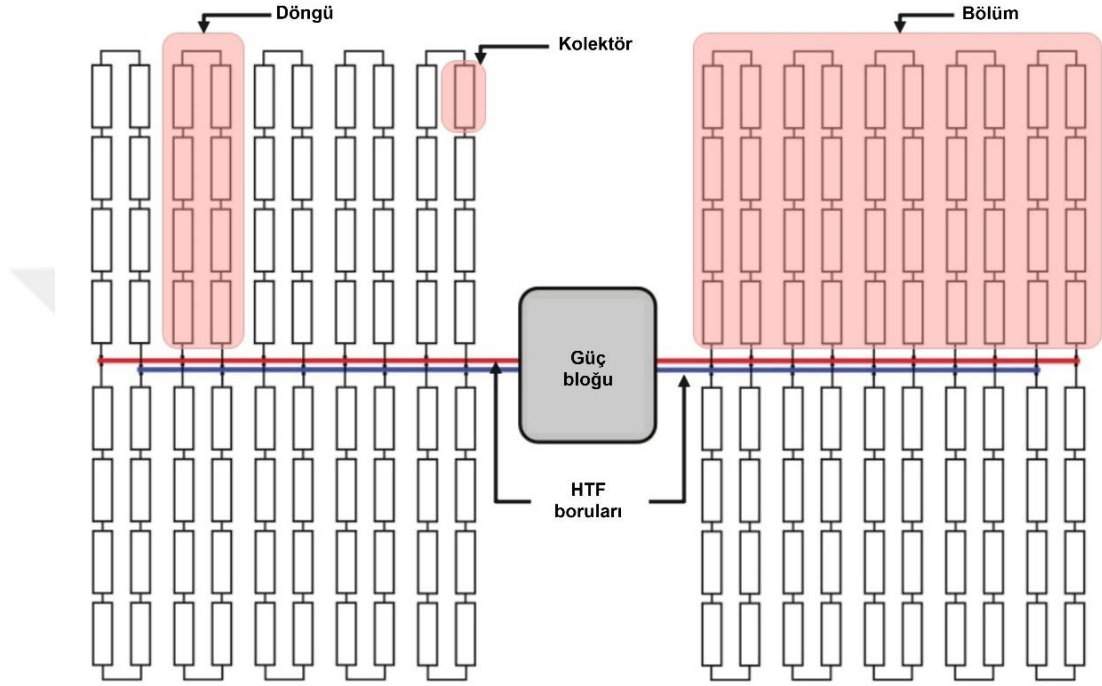
Şekil 4.16. SCHOTT PTR70 (SCHOTT Solar, 2013)

Seçilen reflektör ve alıcının özellikleri tablo 4.8’de verilmiştir. Tablodaki değerler SAM yazılımının veri tabanından alınmıştır. PTC’nin optik verimi, reflektörün veriminin alıcının verimi ile çarpımına eşittir. Seçilen bileşenler için optik verim 0.757’dir.

Tablo 4.8. Seçilen reflektör ve alıcının özellikleri (NREL, 2021b)

Reflektör (EuroTrough ET150)		Alıcı (SCHOTT PTR70)	
Açlık alanı	817 m ²	Alıcı borunun iç çapı	0.066 m
Odak uzunluğu	2.11 m	Alıcı borunun dış çapı	0.07 m
Optik verim	0.871	Camlı kılıfın iç çapı	0.115 m
		Camlı kılıfın dış çapı	0.12 m
		Optik verim	0.87
		Metre uzunluk başına ısı kaybı	205.65 W/m

PTCSP santrallerindeki güneş tarlası birkaç bölüme ayrılmaktadır. Her bölüm, birkaç kollektörü tek bir alıcı boru ile bağlayan birçok döngüden oluşmaktadır. Sıcak HTF boruları, her bölümden HTF'yi toplayıp ve güç bloğuna veya TES sistemine göndermektedir. Soğuk HTF boruları ters işlemi yapmaktadır (Bashir ve Özbey, 2022). Şekil 4.17’de PTCSP santrallerinde güneş tarlası düzeni gösterilmiştir (Wagner ve Gilman, 2011).



Şekil 4.17. PTCSP santrallerinde güneş tarlası düzenine bir örnek (Wagner ve Gilman, 2011)

Güneş tarlasından maksimum verimi alabilmek için tek eksenli takip sistemleri kullanılmaktadır. Güneş tarlalarındaki kollektörleri yönlendirmek için iki olası seçenek vardır; doğu-batı izleme tekniği ile kuzey-güney yönelimi veya kuzey-güney izleme tekniği ile doğu-güney yönelimidir. Kuzey-güney yönelimi, doğu-batı yöneliminden daha verimli ve daha iyi bir performansa sahiptir (Asiri ve AL-Yahya, 2021). Bu nedenle, önerilen PTCSP santralının güneş tarlası, doğu-batı takip sistemi ile kuzey-güney yönelimli olacak şekilde tasarlanmaktadır.

Güneş tarlası tasarlanırken, tasarım koşullarındaki DNI değeri önceden belirlenmelidir. Bunun sebebi, güneş tarlasının alan hesaplamalarının bu değere dayanarak yapılmasıdır. Bu parametre için düşük bir değer seçilirse güneş tarlasının alanı gereğinden daha büyük olacaktır. Büyük bir değer seçilmesi halinde güneş tarlası küçük olup güç bloğuna gerekli ısı enerjisi sağlayamaz olacaktır. Tasarım

koşullarındaki DNI optimum değeri, santralin konumundaki yılda en yüksek DNI değerine yakın olmalıdır (NREL, 2021a).

Güneş çarpanı (SM), PTCSP santrallerinin güneş tarlasının boyutlandırılmasında kullanımı yaygın bir terimdir. Güneş çarpanı, tarlasının gerçek açıklık alanının, santrali tasarım kapasitesinde çalıştırmak için gereken açıklık alanına oranını ifade etmektedir (Bishoyi ve Sudhakar, 2017). Güneş çarpanını optimize etmek ve optimum değerini seçmek, CSP sistemlerinin tasarımı için çok önemlidir. Güneş çarpanının optimal değeri, depolama sistemi olmayan santraller için 1.15-1.3 civarındayken, depolama sistemleri içeren santraller için 2'den büyük olmalıdır (Lovegrove ve Pye, 2012). Tablo 4.9 güneş tarlasının karakteristikleri ve tasarım varsayımlarını özetlemektedir.

Tablo 4.9. Güneş tarlasının karakteristikleri

Karakteristik	Açıklama
Yöneltme	Kuzey-güney
Her döngü için kollektör sayısı	8
Sıra aralığı	15
Bölüm sayısı	6
Tasarım koşullarındaki DNI	900 W/m ²

Kapasite faktörü (CF), santralin gerçek çıktısının tasarım koşulları altında üretebileceği maksimum çıktıya oranı olarak tanımlanmaktadır. Eşitlik 4.29 kapasite faktörünü matematiksel olarak ifade etmektedir (Lopes vd., 2021). TES sistemi olmayan santraller için bu değer %25 ile %28 arasında değişirken, TES sistemlerinin kullanılması ısı depolama işleminin süresine bağlı olarak bu değeri %70'e kadar arttırmaktadır (IRENA, 2012; Lovegrove ve Pye, 2012).

$$CF = \frac{\text{Yıllık elektrik üretimi}}{\text{Üretilen maksimum elektrik enerjisi}} \quad (4.29)$$

Santralin genel verimi (η), güneş tarlasına düşen güneş enerjisinin elektriğe dönüştürülen fraksiyonu olarak tanımlanmaktadır. Genel olarak, PTCSP santrallerinin genel verimi %11-16 arasındadır (IRENA, 2012). Eşitlik 4.30, genel verimin matematiksel ifadesini gösterir.

$$\eta = \frac{\text{Yıllık elektrik üretimi}}{\text{Güneş tarlasına düşen yıllık güneş ışıması}} \quad (4.30)$$

4.6. Isı Depolama Sisteminin Tasarlanması

PTCSP santrallerindeki TES sistemi, çalışma yöntemi, ısı depolama süresi, kapasite ve kullanılan depolama malzemesi ile tanımlanmaktadır. TES sistemlerinin birkaç çalışma yöntemi vardır, ancak PTCSP santrallerinde kullanımı en yaygın olan endirekt iki tanklı sistemdir. Bu sistem, soğuk ve sıcak depolama malzemesini iki ayrı tankta ayrı tutmaktadır. Güneş tarlasından gelen sıcak HTF, sıcak depolama tankında bulunan depolama malzemesi ile ısı alışverişinde bulunup malzemenin sıcaklığını artırmaktadır. Soğuk depolama malzemesi, sıcak olan ile karışmasına izin verilmemekte ve soğuk depolama tankında depolanmaktadır. Önerilen santralde ısı enerjisi depolamak için endirekt iki tanklı bir depolama sisteminin kullanılacağı varsayılmaktadır.

Yüksek ısı kapasitesi, yüksek kaynama noktası, termal stabilite ve düşük maliyet sayesinde, erimiş tuzlar PTCSP santralleri için diğer depolama malzemelerinden daha uygundur (Caraballo vd., 2021). Tablo 4.10'da PTCSP santrallerinde kullanılan bazı erimiş tuzlar ve özellikleri verilmiştir (Caraballo vd., 2021; Raade ve Padowitz, 2011). Tabloda verilen erimiş tuzlar, SAM yazılımının veri tabanında mevcuttur.

Tablo 4.10. PTCSP santrallerinde kullanılan bazı erimiş tuzların özellikleri (Caraballo vd., 2021; Raade ve Padowitz, 2011)

Erimiş tuz	Minimum sıcaklık (°C)	Maximum sıcaklık (°C)	Yoğunluk (kg/m ³)	Isıl kapasite (J/Kg.K)	Maliyet (\$/kg)
@ 500 °C					
Hitec Solar Salt	240	593	1772	1529	1.3
Hitec	142	538	1572	1560	1.93
Hitec XL	120	500	1826.5	1381.3	1.66

Hitec Solar Salt, yaygın kullanılması ile beraber uygun maliyetli olması için önerilen santralin TES sisteminde depolama malzemesi olarak seçilmiştir. Tablo 4.11'de seçilen malzemenin kompozisyonu ve termofiziksel özellikleri sıralanmaktadır (Caraballo vd., 2021; Zavoico, 2001). Ek 3'te Hitec Solar Salt erimiş tuzunun detaylı termofiziksel özellikleri verilmektedir.

Tablo 4.11. Hitec Solar Salt'ın özellikleri (Caraballo vd., 2021; Zavoico, 2001)

Özellik	Açıklama
Kompozisyon	60% NaNO ₃ , 40% KNO ₃
Yoğunluk (kg/m ³)	2090 – 0.636 · T(°C)
Özgül ısı kapasitesi (J/kg·K)	1443 + 0.172 · T(°C)
Dinamik viskozite (mPa.sec)	22.714 – 0.120 · T(°C) + 2.281 × 10 ⁻⁴ · T(°C) ² – 1.474 × 10 ⁻⁴ · T(°C) ³
Isı iletkenliği (W/m.°C)	0.443 + 1.9 × 10 ⁻⁴ · T(°C)

Önerilen santralde, tankların içindeki tuz kristalleşmesini önlemek için, sırasıyla 260 °C ve 365 °C, soğuk ve sıcak tanklar için en düşük sıcaklık olarak ayarlanmaktadır. Tuz sıcaklığı bu sınırların altına düştüğünde, tankla takılı yardımcı bir ısıtıcı tuzu tekrar ısıtmak için çalışmaktadır.

TES sisteminin kapasitesi, santralin kurulu kapasitesine (W_{net}) ve depolama süresine (t) bağlıdır. Kapasite, eşitlik 4.31 ile hesaplanabilmektedir (Wagner ve Gilman, 2011).

$$E_{TES} = \frac{W_{net}}{\eta_{th}} \times t \quad (4.31)$$

Burada, η_{th} güç bloğunun ısı verimidir.

TES sisteminin bileşenlerinin tasarımı, sistemin kapasitesine dayanarak belirlenebilmektedir. Tuz tankların hacmi (V_{TES}) eşitlik 4.32 ile verilmektedir (Wagner ve Gilman, 2011).

$$V_{TES} = \frac{E_{TES}}{\rho_{TES,avg} c_{TES,avg} f_{hx} (T_{HTF,out} - T_{HTF,in})} \quad (4.32)$$

Burada, $\rho_{TES,avg}$ ve $c_{TES,avg}$ sırayla, TES malzemesinin ortalama yoğunluğu ve ısı kapasitesidir. $T_{HTF,out}$ ve $T_{HTF,in}$ sırayla, HTF'nin güneş tarlasının girişindeki ve çıkışındaki sıcaklığıdır. f_{hx} ise ısı eşanjörünün azaltma faktörü olup TES sistemindeki ısı eşanjörünün tasarımına bağlı olarak belirlenebilmektedir (Wagner ve Gilman, 2011).

Depolama tankının çapı (D_{tank}), eşitlik 4.33 kullanılarak hesaplanabilmektedir

(Wagner ve Gilman, 2011).

$$D_{tank} = 2 \sqrt{\frac{V_{TES}}{\pi H_{tank}}} \quad (4.33)$$

Burada H_{tank} , depolama tankının yüksekliğidir.

Depolama süresi (t) bağımsız bir parametre olmasına rağmen santralin kurulum maliyetinin gereğinden fazla olmaması için optimizasyon aşamasında bu parametreye optimum bir değer belirlenecektir. Ayrıca, güneş çarpanı ile beraber bu parametre, tartışma bölümünde karar vermek ve farklı senaryolar karşılaştırmak için kullanılacaktır.

4.7. Finansal Parametrelerin Belirlenmesi

Ekonomik analizin amaçları, farklı tasarımlar (senaryolar) birbirleriyle karşılaştırmak, güneş çarpanı ve depolama süresi parametrelerin optimum değerlerini belirtmek, santralin ekonomik karını tartışmak ve santrali mevcut benzer santrallerle kıyaslamaktır. Santrali kurmak ve çalıştırmasını sürdürmek için gerekli maliyet, sermaye ve işletme maliyetlerinin toplamından belirlenebilmektedir. Sermaye maliyeti, santrali inşa etmek, santralin farklı bileşenleri satın almak ve kurmak, araziyi hazırlamak ve projenin yönetim maliyeti karşılamak için sarf edilmesi gereken para miktarıdır. İşletme maliyeti ise, santralin bakım ve idare maliyetini karşılamak için sürekli olarak ödenmesi gereken para miktarıdır. Santralin sermaye maliyetinin en büyük kısmı, güneş tarlasının kurulmasında harcanmaktadır. Güneş tarlası, sermaye maliyetinin yaklaşık %39'undan sorumludur. Güç bloğu ve TES sistemi sırayla, sermaye maliyetinin %18 ve %17'sinden sorumlulardır. Alıcı borularının maliyeti sermaye maliyetinin %6'sını temsil etmektedir. Yöntem bütçesi ve endirekt inşaat maliyetlerini karşılamak için santralin toplam sermaye maliyetinin %20'sinin harcanması gerekmektedir (IRENA, 2021).

Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (LCOE), bir santralin toplam yaşam döngüsü maliyeti olarak tanımlanan, ömrü boyunca üretilen elektrik birimi başına maliyet olarak ifade edilen önemli bir ekonomik faktördür (Asiri ve AL-Yahya, 2021). LCOE hem yatırımcılar hem de araştırmacılar için önemlidir ve farklı teknolojileri karşılaştırmak için sık kullanılan bir terimdir. LCOE matematiksel formunda santralin toplam maliyetinin üretilen enerjinin miktarına bölünmesinin sonucudur. Eşitlik 4.34 kullanılarak LCOE belirlenebilmektedir (NREL, 2021a; Short vd., 1995).

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+d)^n}}{\sum_{n=0}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}} \quad (4.33)$$

Burada, N analiz süresi, C_n ve Q_n sırayla, n yılında santralin maliyeti ve ürettiği enerjidir. d ise, enflasyon ve faiz oranları dikkate alınarak gelecekteki tüm maliyetleri bugünkü eşdeğer maliyete dönüştürülmekte kullanılan ve indirim oranı olarak bilenen faktördür. Gerçek ve nominal olarak indirim oranının iki şekli vardır. Gerçek indirim oranı (d_r) enflasyonu dikkate alırken, nominal olan (d_n) enflasyondan bağımsız olarak belirlenmektedir. Buna göre, gerçek ve nominal olarak LCOE iki şekli olabilmektedir. Gerçek LCOE, hesaplamaları enflasyonu içerdiğinden, uzun vadeli analizde nominal olandan daha uygundur (Ahmed vd., 2022; Breeze, 2021; Short vd., 1995).

Net bugünkü değer (NPV), santralden analiz süresi boyunca elde edilen ekonomik kazancın bugünkü eşdeğerini ifade etmektedir. Bu terim, santrallerin ekonomik fizibilitesini kararlaştırmak için kullanılmaktadır. Eğer değeri pozitif ise santral ekonomik açıdan uygun sayılmaktadır. Negatif olması durumunda santralin ekonomik açıdan uygun olmadığı anlaşılmaktadır. NPV, eşitlik 4.34 kullanılarak hesaplanabilmektedir (Abdalla ve Özcan, 2021; Short vd., 1995).

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{C_p - C_n}{(1 + d_{nominal})^n} \quad (4.34)$$

Burada, $d_{nominal}$ nominal indirim oranı ve C_p ve C_n sırayla, n yılında santralin karı ve masraflarıdır.

Bu çalışmada, SAM yazılımındaki ekonomik parametrelerin varsayılan değerleri kullanılmaktadır. Bu değerler, mevcut sistemlerin verilerine dayanarak sürekli olarak güncellenmekte ve çoğu yenilenebilir enerji sistemi durumuna uymaktadır (Boretti ve Castelletto, 2021; Turchi vd., 2019). Tablo 4.12’de ekonomik analizde kullanılan parametrelerin değerleri verilmiştir. Bu değerler SAM yazılımının veri tabanından alınmıştır.

Tablo 4.12. Ekonomik analizde kullanılan parametreler ve değerleri (NREL, 2021b)

Maliyet türü	Değer	Açıklama
Direkt sermaye maliyeti		
Güneş tarlası	150 \$/m ²	Alan metrekaresinin başına
HTF sistemi	60 \$/m ²	
Arazi hazırlama	25 \$/m ²	
TES sistemi	62 \$/kWh _t	Depolanan enerji birimi başına
Güç bloğu	910 \$/kW _e	Kurul kapasite birimi başına

Santral dengesi	90 \$/ kW _e	
İhtiyaç yedeği	Direkt sermaye maliyetinin %7'si	
Satış vergisi	Direkt sermaye maliyetinin %4'si	
Endirekt sermaye maliyeti		
Yönetim bütçesi	Direkt sermaye maliyetinin %11'u	
Arazi toplam maliyeti	10000 \$/acre	Alan dönümünün başına
İşletme maliyeti		
Sabit maliyet	66 \$/kW _e	Kapasite birimi başına
Değişen maliyet	4 \$/MWh	Üretilen enerji birimi başına
Analizin diğer faktörleri		
Analiz süresi	25 yıl	
Enflasyon oranı	Yılda %2.5	
Gerçek indirim oranı	Yılda %6.4	
Nominal indirim oranı	Yılda %9.06	
Elektrik satış fiyatı	0.095 \$/kWh, yıllık artışı %1'dir.	

4.8. Simülasyon

Simülasyonda kullanılan SAM yazılımı, tasarlanan santralin detaylı performans verileri ve tasarım sonuçlarını vermektedir. Yıllık, aylık, günlük ve saatlik olarak verileri formatı değişmektedir. Ekonomik analizin sonuçları yazılımdan elde edilip tartışma bölümünde incelenecektir. Güneş tarlası, TES sistemi ve güç bloğunu kapsayan termal analizin sonuçları yıllıktan saatliğe tartışılacaktır.

4.9. Optimizasyon

Optimizasyon amacı, santralin doğru tasarımını kararlaştırmaktır. Bu aşamada, ekonomik analizin sonuçlarına dayanarak güneş çarpanı ve depolama süresi parametrelerinin optimum değerleri belirlenecektir. LCOE optimizasyon esası olarak alınarak farklı tasarımlar birbirleriyle karşılaştırılıp en az LCOE'nin değerine sahip olan tasarım onlardan en iyisi sayılacaktır. Optimizasyon, tartışma bölümünde farklı tasarım senaryoları tanımlandıktan sonra yer almaktadır.

5. BULGULAR VE TARTIŞMA

Güç bloğunun tasarımı ve termodinamik çevrimin hesaplamaları, tasarım koşulları altında Ebsilon Professional yazılımından elde edilmiştir. Tablo 5.1’de güç bloğunun performans analizinden alınan sonuçlar verilmektedir.

Tablo 5.1. Güç bloğu tasarımının sonuçları

Parametre	Değer
Brüt güç (Türbin işi)	83.1283 MW
Pompa gücü	1.1227 MW
Kurulu kapasite (Net iş)	82.0056 MW
Isıl enerji girdisi	200.7520 MW
Atılan ısı enerjisi	118.7464 MW
Isıl verim	%40.8492
Soğutma sisteminin tükettiği su	103.875 kg/s

Güneş tarlasının tasarımı, dört farklı senaryo ile incelenecektir. Senaryolar, birbirinden güneş çarpanı ve depolama süresinde farklıdır. Birinci senaryo, 1 güneş çarpanı değerine sahip ve bir TES sistemi içermemektedir. İkinci senaryo da bir TES sistemi içermemekte, ancak optimize edilen bir güneş çarpanı değerini almaktadır. Üçüncü senaryoda, güneş çarpanı değeri ikidir ve ısı enerjisi 6 saat kadar depolanmaktadır. Son senaryoda hem güneş çarpanı hem de depolama süresi parametreleri optimize edilip optimum değerleri kullanılacaktır. Tablo 5.1’de belirtilen güç bloğunun performans verileri, senaryoların hepsinde kullanılacaktır

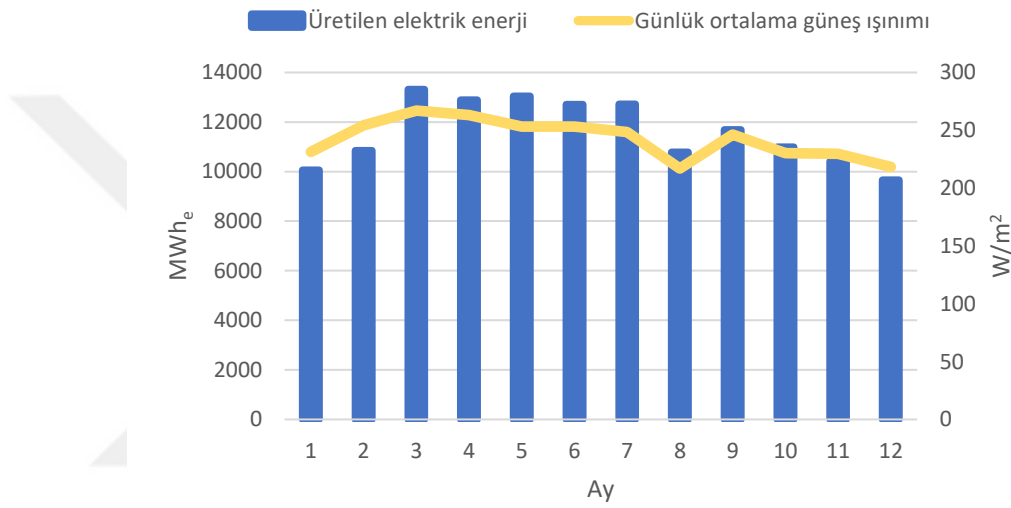
5.1. Birinci Senaryo

Bu senaryoyu incelemenin amacı santralin en basit şekilde performansını ve ekonomik fizibilitesini belirlemektir. Bu senaryoda, güneş çarpanı 1 olduğundan dolayı, güneş tarlasının ısı enerjisi çıkışı güç bloğunun ısı enerjisi girdisi ile aynıdır ve 200.75 MW_t olarak bulunmuştur. Güneş tarlası, 325,376 m² toplam açıklık alanına sahip ve 62 döngüden oluşmaktadır. Kullanılan PTC’lerin toplam sayısı ise 496’dır. Tablo 5.2’de bu senaryoda güneş tarlası tasarımından alınan sonuçlar gösterilmektedir.

Tablo 5.2. Birinci senaryo (SM=1, Depolama süresi=0) termal analizinin yıllık sonuçları

Sonuç	Değer
Güneş tarlasının aldığı güneş enerjisi	759,379.429 MWh _t
Üretilen elektrik enerjisi (Brüt)	154,083.824 MWh _e
Üretilen elektrik enerjisi (Net)	139,122.112 MWh _e
Brüt/net dönüşüm oranı	%90.3
Santralin genel verimi	%18.3
Kapasite faktörü	%19.4
Tüketilen suyun miktarı	503,754 m ³

Bu senaryoda, santral Mart ayında diğer aylardan daha çok elektriği üretirken, Aralık ayında elektrik üretimi en düşük seviyesinde bulunmuştur. Santralin Mart ve Aralık aylarında ürettiği elektrik enerji tutarları sırayla, 13320.6 ve 9660.83 MWh'tır. Şekil 5.1'de gösterildiği gibi, aylık üretilen elektrikteki değişiklik, günlük ortalama düşen ışıınımdaki (G_b) değişiklikten kaynaklanmaktadır. Takip hataları nedeniyle, bu güneş ışıınımlı değeri her zaman doğrudan normal ışıınımdan (DNI) daha azdır. Tablo 5.3'de takip hatalarından kaynaklanan enerji kaybı ve meydana gelen diğer kayıplar verilmektedir.



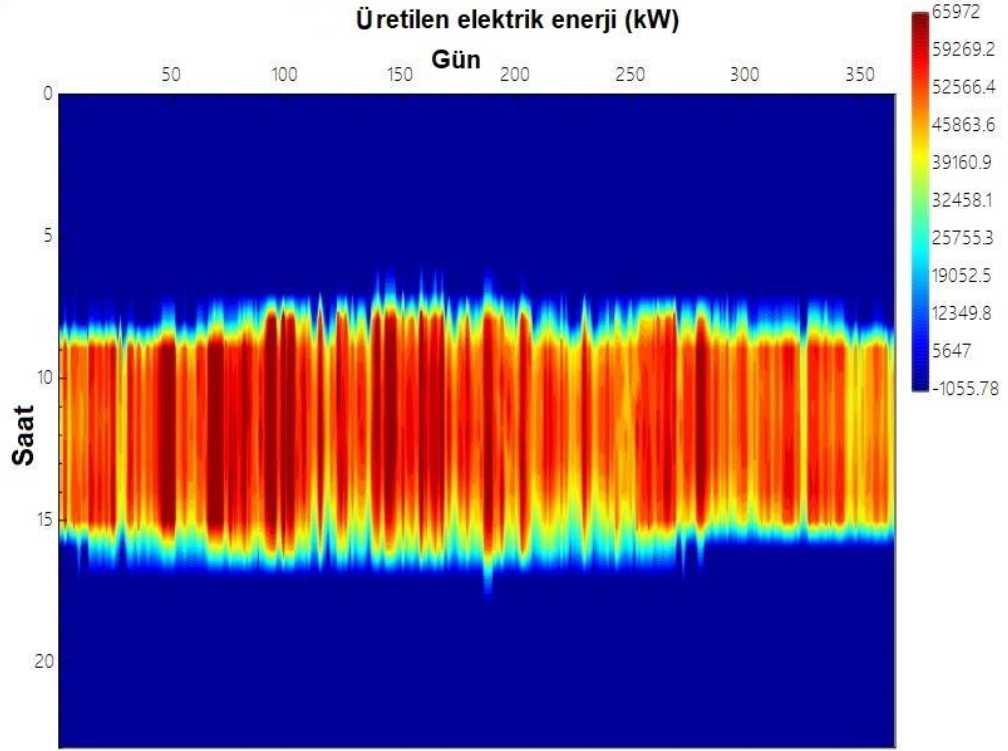
Şekil 5.1. Birinci senaryoda santralin aylık elektrik üretimi

Tablo 5.3. Birinci senaryoda (SM=1, Depolama süresi=0) santralde yıllık enerji kayıpları

Kayıp açıklaması	Değeri
Takip hataları nedeniyle güneş enerjisi kaybı	68,084.7 MWh _t
Takip sistemi için gerekli elektrik	227.3 MWh _e
HTF'yi pompalamak için gerekli elektrik	2678.38 MWh _e
Boru hattı ısı kayıpları	1153.077 MWh _t
Alıcı ısı kayıpları	73435.38 MWh _t
Kondenser çalışmasının parazit enerjisi	1380.96 MWh _e

Şekil 5.2 saatlik üretilen elektrik enerjisi ısı haritası formunda göstermektedir. Şekilde, en düşük değer için koyu maviden en büyük değer için koyu kırmızıya kadar, yılın her saatinde santralin üretebileceği enerji değişik renklerle temsil edilmektedir. Şekilde görüldüğü gibi, santral çoğu zaman saat 8-15 arasında çalışıp 40000 kW'tan fazla enerjiyi üretebilmektedir. Kapasite faktörünün tanımına göre, bu senaryoda santral zamanın %19.4'ü (1,700 saat) tam kapasitesi ile çalışması durumunda aynı

miktar elektrik enerjiyi üretebilmektedir.

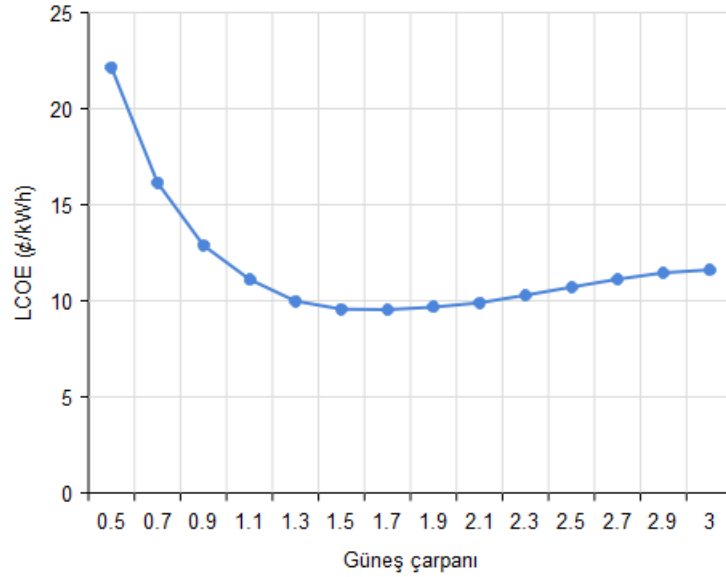


Şekil 5.2. Birinci senaryoda saatlik elektrik üretiminin ısı haritası şeması

Bu senaryonun ekonomik fizibilitesini belirlemek amacıyla yapılan analiz, santralin toplam kurulu maliyetinin 197,810,064 \$, gerçek LCOE değerinin 11.88 ¢/kWh, nominal LCOE değerinin 14.96 ¢/kWh ve net bugünkü değerinin (NPV) - 22,359,528 \$ olduklarını belirtmiştir. NPV'nin negatif çıkması nedeniyle bu senaryo ekonomik açıdan uygun sayılmamaktadır.

5.2. İkinci Senaryo

Bu senaryo, ekonomik olarak yararlı depolamasız bir PTCSP santralin tasarımını incelemeyi amaçlamaktadır. Güneş çarpanının optimum değerini belirlemek için 0.5'ten 3'e kadar farklı güneş çarpanına sahip olan tasarımlar kontrol edilmektedir. En düşük LCOE değerine karşılık gelen güneş çarpanı en uygun olarak sayılıp santralin tasarımı bu değer üzerine inşa edilmektedir. Şekil 5.3 optimizasyon için seçilen güneş çarpanının değerleri ve elde edilen gerçek LCOE sonuçlarını göstermektedir. Şekilde görüldüğü gibi, en düşük LCOE (9.54 ¢/kWh), 1.7 güneş çarpanının değerinde meydana gelmektedir. Dolayısıyla, bu senaryodaki güneş çarpanı 1.7 olarak farz edilmektedir.



Şekil 5.3. TES sistemi olmayan santralin tasarımının optimizasyonu

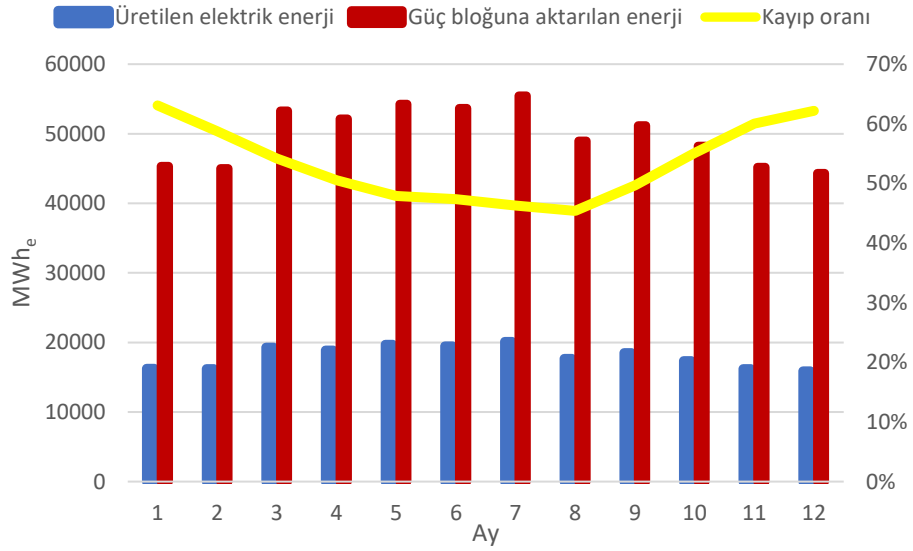
Bu senaryoda, güneş tarlasının toplam açıklık alanı %69.35 oranla 551,040 m²'ye artarken, 105 döngüde organize edilen toplam kollektörlerin sayısı 840'a ulaşmaktadır. Güneş çarpanının artışı nedeniyle güneş tarlasının termal gücü 343.28 MW_t'a yükselmiştir. Ayrıca, santralin kapasite faktörü %56.63 oranla artarak %30 olmuştur. Tablo 5.4'te bu senaryoda santralin yıllık termal analizinin sonuçları verilmektedir.

Tablo 5.4. İkinci senaryo (SM=1.7, Depolama süresi=0) termal analizinin yıllık sonuçları

Sonuç	Değer
Güneş tarlasının aldığı güneş enerjisi	1,292,091.8 MWh _t
Üretilen elektrik enerji (Brüt)	235,775.12 MWh _e
Üretilen elektrik enerji (Net)	215,574.416 MWh _e
Brüt/net dönüşüm oranı	%91.4
Santralin genel verimi	%16.7
Kapasite faktörü	%30
Tüketilen suyun miktarı	771,755 m ³

Aylık elektrik üretimi Şekil 5.4'te gösterilmektedir. Şekilde gösterildiği gibi, Temmuz ayında üretilen elektrik, Mart ayında üretilenden küçük bir farkla daha fazladır. Bunun nedeni güneş tarlasında meydana gelen çeşitli enerji kayıplarıdır. Şekilde açıklandığı gibi, bu kayıp oranı Mart ayında %51 iken, Temmuz ayında sadece %46'dır. Kayıpların artışı, santralin genel verimindeki düşüşü de açıklamaktadır. Temmuz ve Mart aylarında üretilen elektrik sırasıyla 20,118.4 ve 19,275.3 MWh_e'tir. Aralık ayında, enerji üretimi en düşük seviyesine ulaşır santral bu ayda 15,878 MWh_e

elektrik üretmektedir. Tablo 5.5'te santralin farklı bileşenlerinde meydana gelen yıllık enerji kayıpları verilmektedir.

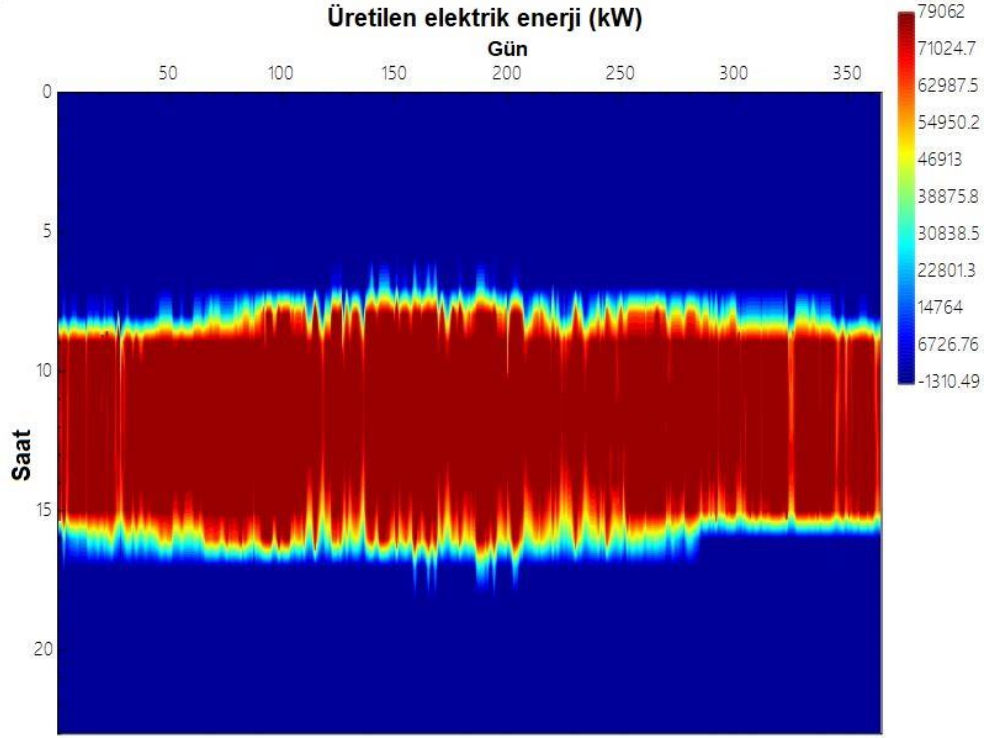


Şekil 5.4. İkinci senaryoda santralin aylık elektrik üretimi

Tablo 5.5. İkinci senaryoda (SM=1.7, Depolama süresi=0) santralde yıllık enerji kayıpları

Kayıp açıklaması	Değeri
Takip hataları nedeniyle güneş enerjisi kaybı	115,764.2 MWh _t
Takip sistemi için gerekli elektrik	387.5 MWh _e
HTF'yi pompalamak için gerekli elektrik	3,349.7 MWh _e
Boru hattı ısı kayıpları	2175.7 MWh _t
Alıcı ısı kayıpları	125,781.24 MWh _t
Kondenser çalışmasının parazit enerjisi	2,116.64 MWh _e

Şekil 5.5'de bu senaryo için saatlik üretilen elektrik enerji, ısı haritası formunda gösterilmektedir. Şekilde görüldüğü gibi, bu senaryoda santral, günde yaklaşık 8 saat 70,000 MW'tan fazla elektrik enerjisi üretebilmektedir. Kapasite faktörüne bakıldığında, santral, zamanın %30'u (2,630 saat) tam kapasitesinde çalışırsa aynı enerji çıktısı elde edilebilmektedir.



Şekil 5.5. İkinci senaryoda saatlik elektrik üretiminin ısı haritası şeması

Ekonomik analizin sonuçlarına gelince, bu senaryo ekonomik olarak uygun bulunmuştur. Bunun nedeni, net bugünkü değerinin (NPV) pozitif çıkmasıdır. Hesaplanan ekonomik parametreler şöyledir:

- Net bugünkü değer (NPV): 29,337,070 \$
- Gerçek LCOE: 9.54 ¢/kWh
- Nominal LCOE: 12.02 ¢/kWh
- Toplam kurulu maliyeti: 292,744,480 \$

5.3. Üçüncü Senaryo

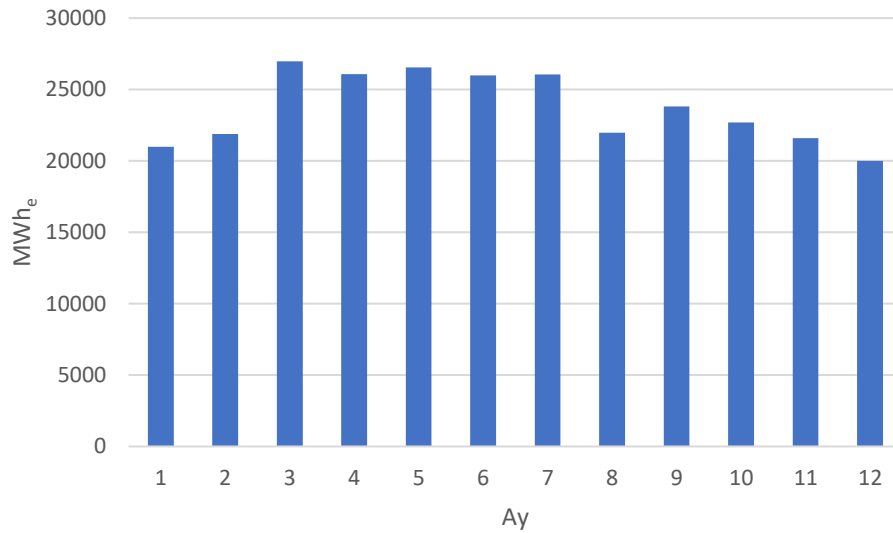
Bu senaryoda yapılan analiz, ısı depolamalı basit bir PTCSP santralının performansını belirlemektir. Santralin güneş çarpanı 2'ye artırılmış ve ısı enerjisinin 6 saate kadar depolandığı farz edilmiştir. Bu varsayımlarla güneş tarlasının açıklık alanı ve ısı gücü 645,504 m² ve 402.13 MW'a yükselmiştir. Güneş tarlası, 123 döngü ve toplam 984 PTC'den oluştuğu tespit edilmiştir. TES sisteminin ısı kapasitesi 1,204.51 MW_t · hr/day olarak hesaplanmıştır. Isı depolama sürecinde Hitec Solar Salt'ten 17798.09 m³ kullanıldığı bulunmuştur. TES sistemi, 19,416.10 m³ hacimli iki tanktan oluştuğu belirlenmiştir. 6 saatlik TES sistemi ve güneş çarpanındaki artış, bu senaryodaki santralin kapasite faktörünü ikinci senaryo ile kıyasla %32 oranla

artırmakta ve onu %39.6'ya ulaştırmaktadır. Tablo 5.6'da bu senaryoda santralin yıllık termal analizinin sonuçları verilmektedir.

Tablo 5.6. Üçüncü senaryo (SM=2, Depolama süresi=6) termal analizinin yıllık sonuçları

Sonuç	Değer
Güneş tarlasının aldığı güneş enerjisi	1,554,493.05 MWh _t
Üretilen elektrik enerji (Brüt)	312,516.512 MWh _e
Üretilen elektrik enerji (Net)	284,576.256 MWh _e
Depolanan ısı enerji	182,226.45 MWh _t
TES sisteminden geri kazanılan ısı enerji	175,251.25 MWh _t
Brüt/net dönüşüm oranı	%91.1
Santralin genel verimi	%18.3
Kapasite faktörü	%39.6
Tüketilen suyun miktarı	999,713 m ³

Şekil 5.6'da bu senaryoda santralin aylık elektrik üretimi gösterilmektedir. Şekilde görüldüğü gibi, en yüksek ve en düşük üretilen elektrik tutarları, sırasıyla Mart ve Aralık aylarında olmaktadır. Santral, Mart ayında 26,970.7 MWh elektrik üretirken, Aralık ayında %25.8 düşüş oranıyla 20007.2 MWh elektrik üretmektedir.



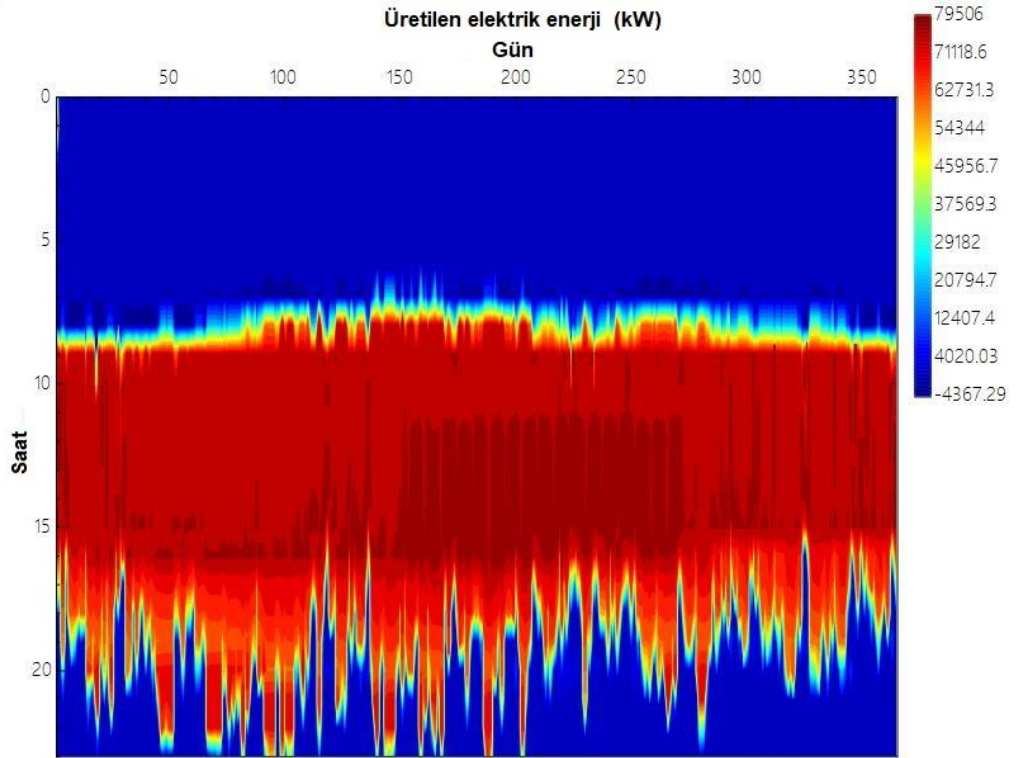
Şekil 5.6. Üçüncü senaryoda santralin aylık elektrik üretimi

Tablo 5.7 bu senaryoda santralin farklı bileşenlerinde yıllık enerji kayıpları ve gereksinimlerini açıklamaktadır. Erimiş tuzu, TES sistemi içinde donmaktan korumak için bir miktar elektrik enerji harcanmaktadır. Ayrıca, TES sistemindeki yüksek sıcaklıklardan kaynaklanan ısı kayıpları, geri kazanılabilen enerjiyi azaltmaktadır. Yaklaşık depolanan ısı enerjinin %4'ü ısı kaybı olup hiç geri kazanılmamaktadır.

Tablo 5.7. Üçüncü senaryoda (SM=2, Depolama süresi=6) santralde yıllık enerji kayıpları

Kayıp açıklaması	Değeri
Donma önlenmesi	32.055 MWh _e
TES sistemindeki ısı kaybı	7,318.35 MWh _t
Takip hataları nedeniyle güneş enerjisi kaybı	137,996.5 MWh _t
Takip sistemi için gerekli elektrik	387.5 MWh _e
HTF'yi pompalamak için gerekli elektrik	6,169.51 MWh _e
Boru hattındaki ısı kayıpları	2,607.29 MWh _t
Alıcı ısı kayıpları	141,309.47 MWh _t
Kondenser çalışmasının parazit enerjisi	2,805.93 MWh _e

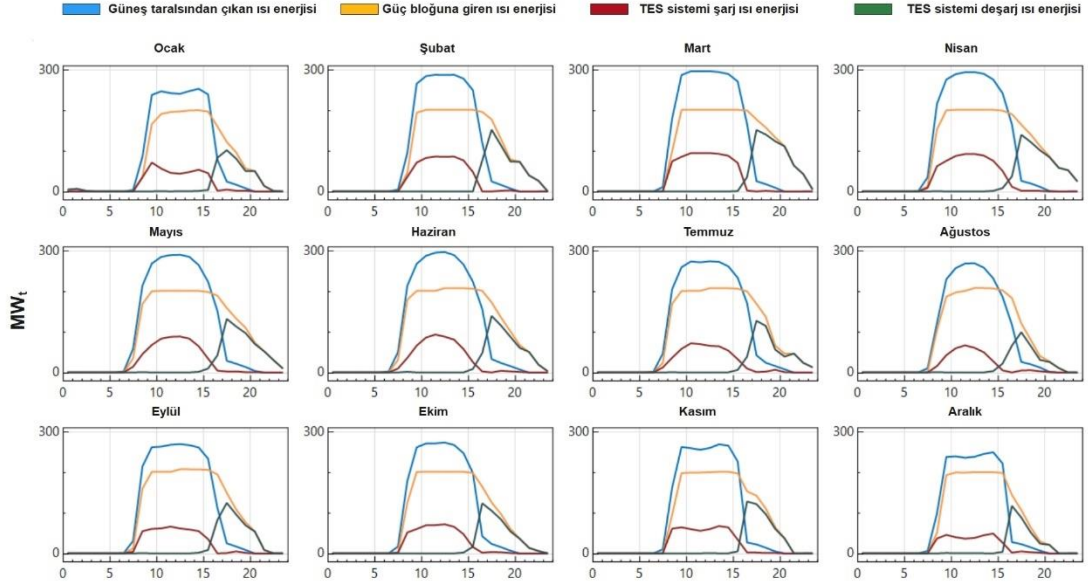
Şekil 5.7’de bu senaryo için saatlik üretilen elektrik enerji, ısı haritası formunda gösterilmektedir. Şekilde görüldüğü gibi, saat 18’e kadar santral 60,000 kW’tan fazla elektrik üretmektedir. Kapasite faktörü dikkate alındığında santral, zamanın %39.6’sında (3,416 saat) tam kapasitesinde çalışması halinde üretebileceği elektriğe eşit miktarda enerji üretebilmektedir.



Şekil 5.7. Üçüncü senaryoda saatlik elektrik üretiminin ısı haritası şeması

Şekil 5.8 yılın her ayı için farklı santral bileşenleri arasındaki ısıl enerji akışını açıklamaktadır. Şekilde görüldüğü gibi, gündüz saatlerinde güneş tarlası, güç bloğunu çalıştırmak için yeterli enerji ile sağlamak ve TES sistemini eş zamanlı olarak şarj etmektedir. Güneş tarlası çalışmadığında, güç bloğunu altı saat daha çalıştırmak için TES sisteminde depolanan enerjiden faydalanılmaktadır. Santralin maksimum enerji

üretimi ulaştığı Mart ayında 20,863.33 MWh ısıl enerji TES sisteminden deşarj edilmektedir. Bu, güç bloğuna aktarılan enerjinin yaklaşık %28'ine eşittir. Aralık ayında bu oran %17'ye düşmekte ve TES sisteminden 9,573.5 MWh ısıl enerji geri kazanılmaktadır. Şekil 5.9'da her ay için TES sisteminden güç bloğuna aktarılan enerjinin oranı verilmektedir.



Şekil 5.8. Üçüncü senaryoda yılın her ayı için santralin farklı bileşenleri arasındaki ısıl enerji akışı



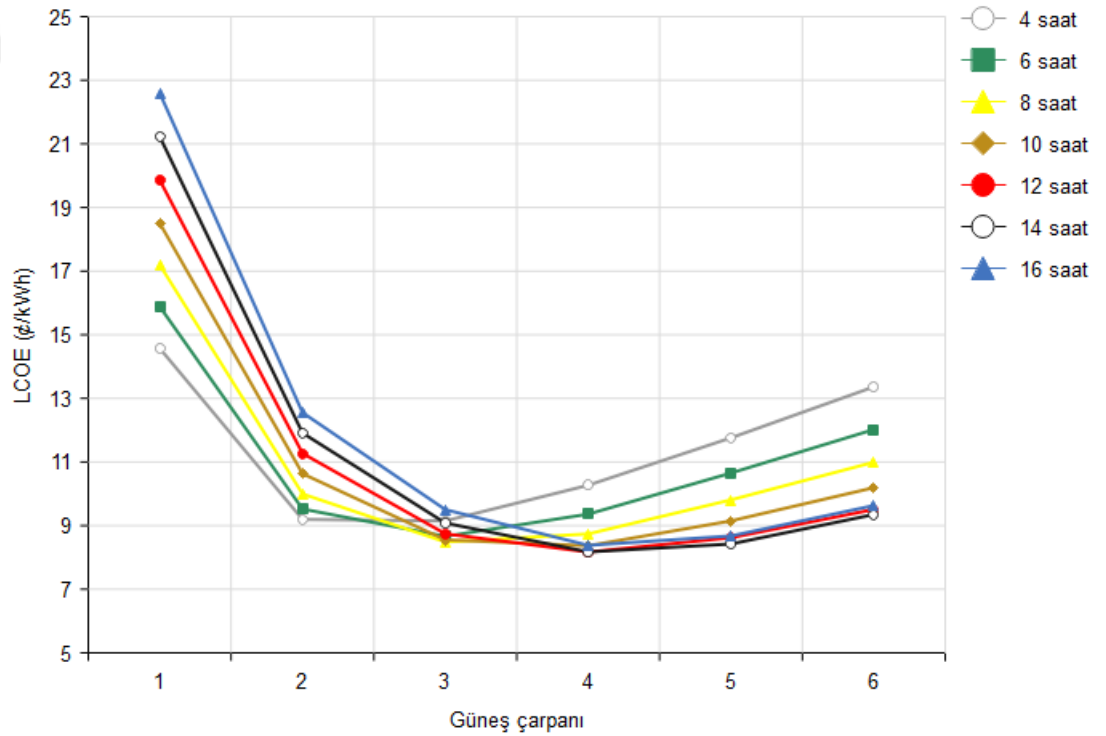
Şekil 5.9. Üçüncü senaryoda TES sisteminden güç bloğuna aktarılan enerjinin oranı

Ekonomik analiz, +35,813,484 \$ net bugünkü değeri (NPV) ile santralin bu

senaryonun şartları altında ekonomik fizibilitesini ispatlamıştır. Santralin toplam sermaye maliyeti 423,610,624 \$ olarak bulunmuştur. TES sisteminin, santralin maliyetinin 38,703,240 \$'ından sorumlu olduğu tespit edilmiştir. Gerçek ve nominal LCOE değerleri sırasıyla 9.52 ¢/kWh ve 11.99 ¢/kWh olarak hesaplanmıştır.

5.4. Dördüncü Senaryo

Bu senaryoyu incelemenin amacı, ısı depolamalı PTCSP santralin optimum tasarımını ve ekonomik fizibilitesini belirlemektir. Bunu yapmak için farklı güneş çarpanı ve depolama süresinin değerlerinin denenmesi gerekmektedir. En düşük LCOE değerini veren güneş çarpanı-depolama süresi kombinasyonu, santrali tasarlamak için kullanılmaktadır. Optimizasyon olarak bilinen bu süreçte 1-6 farklı güneş çarpanı değerlerine ve 4-16 saatlik farklı depolama sürelerine sahip toplam 42 tasarım test edilmiştir. Şekil 5.10 optimizasyon için seçilen güneş çarpanı ve depolama süresi değerleri ve bunlara karşılık gelen gerçek LCOE değerleri verilmektedir. Şekilde görüldüğü gibi, en düşük gerçek LCOE değeri (8.173 ¢/kWh), 14 saatlik depolama süresi ve 4 güneş çarpanı noktasında meydana gelmektedir. Dolayısıyla, bu senaryoda santralin tasarımı bu değerlerin üzerine inşa edilmektedir.



Şekil 5.10. Isı depolamalı santralin tasarımının optimizasyonu

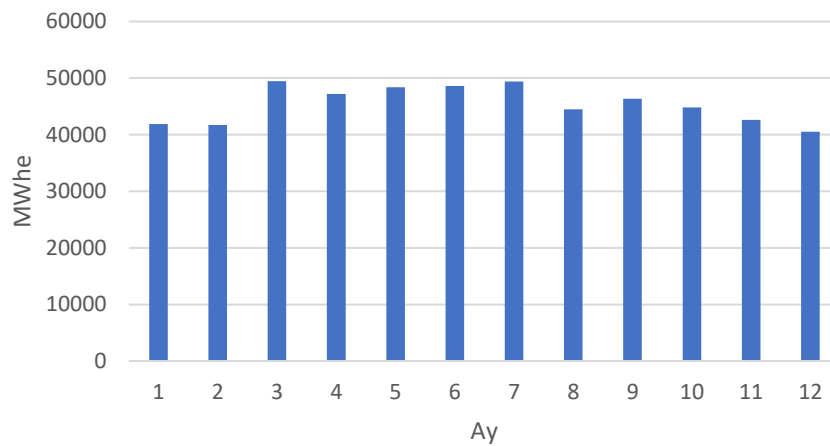
14 saatlik bir TES sistemi kullanmak ve güneş çarpanını 6'ya artırmak santralin üretebildiği yıllık net elektrik enerjiyi 540,420.608 MWh'a kadar yükseltmiştir. Bu,

üçüncü senaryodaki tasarımdan yaklaşık %90 daha fazladır. Kapasite faktörü %75.9'a yükselirken, büyük güneş tarlası nedeniyle artan ısı kayıplarından dolayı genel verim %17.38'e düşmüştür. Bu senaryoda, güneş tarlasının ısı kapasitesi ve toplam açıklık alanı sırasıyla 1,291,008 m² ve 804.26 MW'tır. Güneş tarlası, 246 döngüde bulunan toplam 1,968 kollektörden oluşmaktadır. TES sisteminin ısı kapasitesi 2,810.53 MW_t · hr/day olarak hesaplanmıştır. Isı depolamak için kullanılan erimiş tuzun hacmi 41,528.88 m³'tur. TES sistemi, 45,304.24 m³ hacimli iki tanktan oluştuğu belirlenmiştir. Tablo 5.8'de bu senaryoda santralin yıllık termal analizinin sonuçları verilmektedir.

Tablo 5.8. Dördüncü senaryo (SM=4, Depolama süresi=14) termal analizinin yıllık sonuçları

Sonuç	Değer
Güneş tarlasının aldığı güneş enerjisi	3,108,986.1 MW _{h_t}
Üretilen elektrik enerji (Brüt)	599,491.648 MW _{h_e}
Üretilen elektrik enerji (Net)	540,420.608 MW _{h_e}
Depolanan ısı enerji	827,186.97 MW _{h_t}
TES sisteminden geri kazanılan ısı enerji	809,399.61 MW _{h_t}
Brüt/net dönüşüm oranı	%91
Santralin genel verimi	%17.38
Kapasite faktörü	%75.9
Tüketilen suyun miktarı	1,610,633 m ³

Şekil 5.11'da bu senaryoda santralin aylık elektrik üretimi verilmektedir. Şekilde görüldüğü gibi, en yüksek ve en düşük üretilen elektrik tutarları, sırasıyla Mart ve Aralık aylarında elde edilmektedir. Mart ve Aralık aylarında üretilen elektrik enerji sırasıyla 49,433.9 ve 40,547.9 MW_{h_e}'tır.



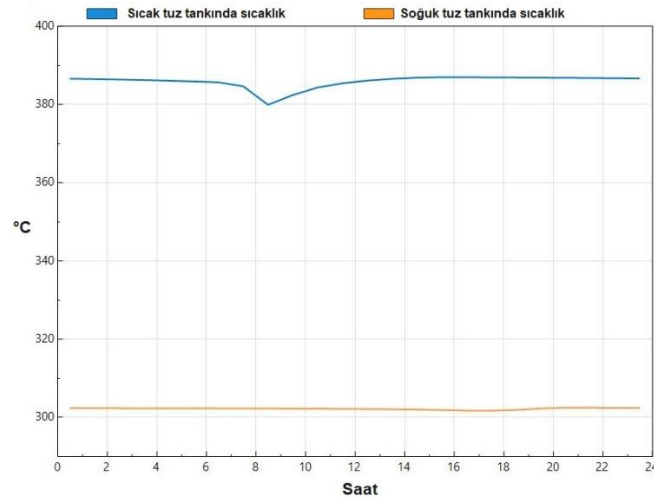
Şekil 5.11. Dördüncü senaryoda santralin aylık elektrik üretimi

Isı kaybı, santralin büyüklüğündeki artışla artmaktadır. Tablo 5.9 bu senaryoda

santralin farklı bileşenlerinde yıllık enerji kayıpları ve gereksinimlerini açıklamaktadır. TES sistemindeki ısı kaybı, depolanan ısı enerjisinin %2.1'ine eşittir. Erimiş tuzun sürekli olarak sirküle edildiğinden ve minimum sıcaklığına düşmeden önce güneş tarlasının çalıştığından, erimiş tuz donmaya maruz kalmamaktadır. Dolayısıyla bu senaryoda donma önlenmesi için enerjinin tüketilmesine ihtiyaç yoktur. Şekil 5.12 depolama tanklarında yıllık ortalama tuzun sıcaklığını göstermektedir.

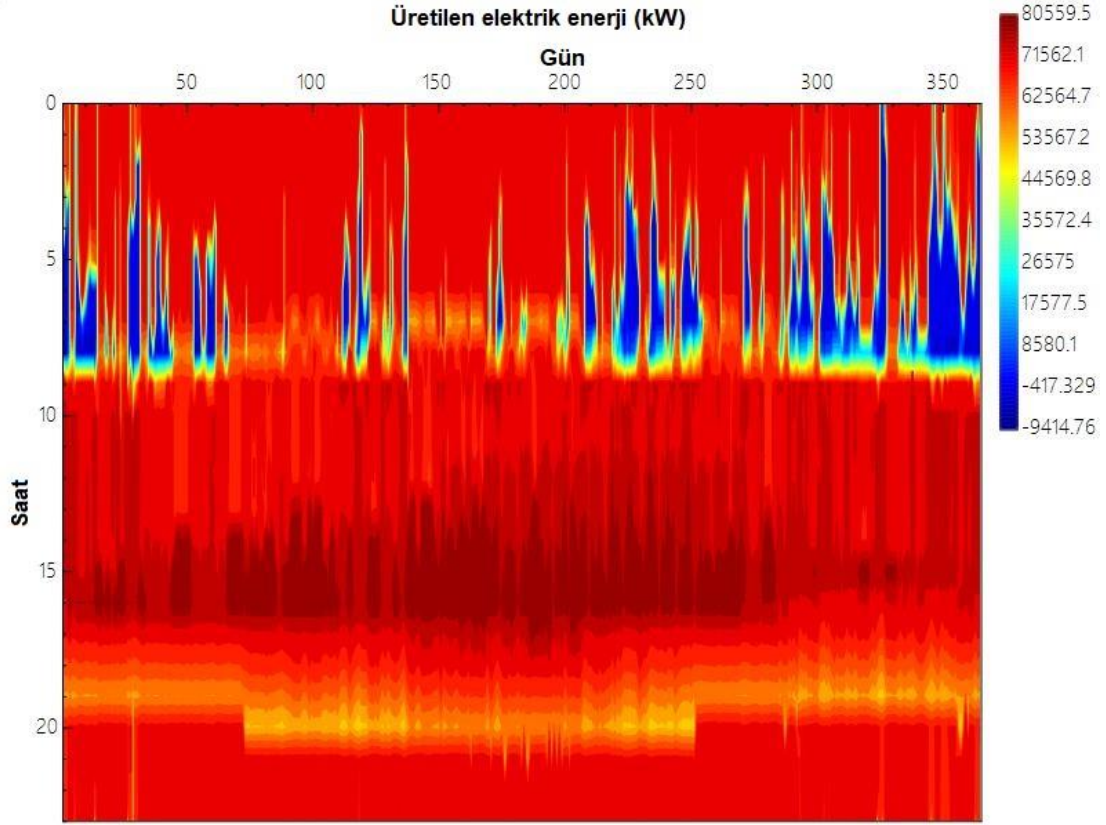
Tablo 5.9. Dördüncü senaryoda (SM=4, Depolama süresi=14) santralde yıllık enerji kayıpları

Kayıp açıklaması	Değeri
TES sistemindeki ısı kaybı	17,787.3 MWh _t
Takip hataları nedeniyle güneş enerjisi kaybı	275,992.9 MWh _t
Takip sistemi için gerekli elektrik	947.07 MWh _e
HTF'yi pompalamak için gerekli elektrik	13,998.05 MWh _e
Boru hattındaki ısı kayıpları	6,295.05 MWh _t
Alıcı ısı kayıpları	289,908.58 MWh _t
Kondenser çalışmasının parazit enerjisi	5,409.29 MWh _e



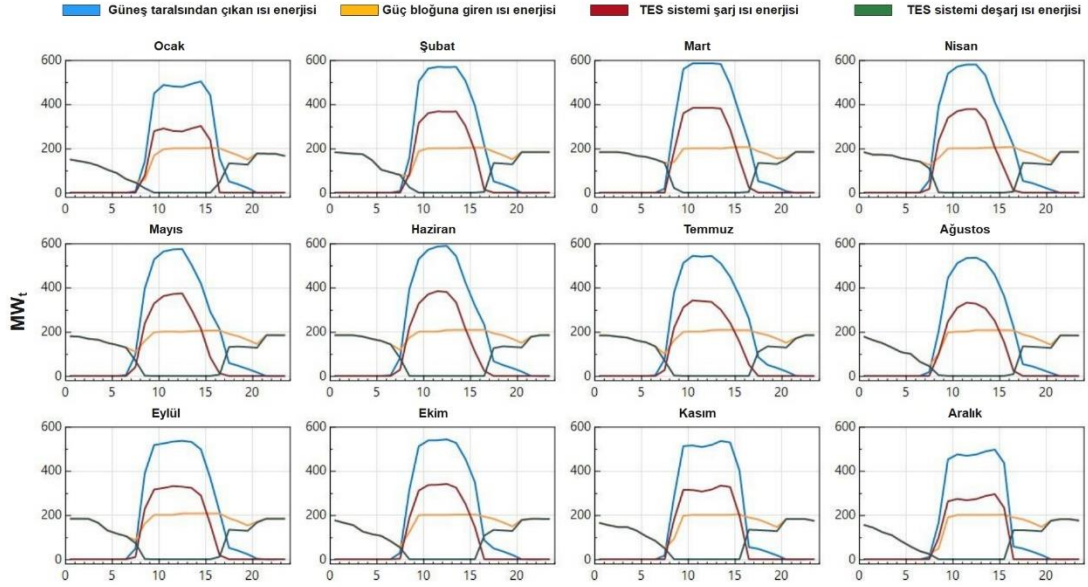
Şekil 5.12. Dördüncü senaryoda TES sisteminde yıllık ortalama erimiş tuzun sıcaklığı

Şekil 5.13'te bu senaryo için saatlik üretilen elektrik enerji, ısı haritası formunda gösterilmektedir. Şekilde gösterildiği gibi, çoğu zaman santral 70,000 MW'tan fazla elektrik üretmektedir. Kapasite faktörü dikkate alındığında santral, tam kapasitesinde zamanın %75.9'unda (6,650 saat) çalışırken üretebileceği enerji miktarına eşit miktarda elektriği üretebilmektedir.

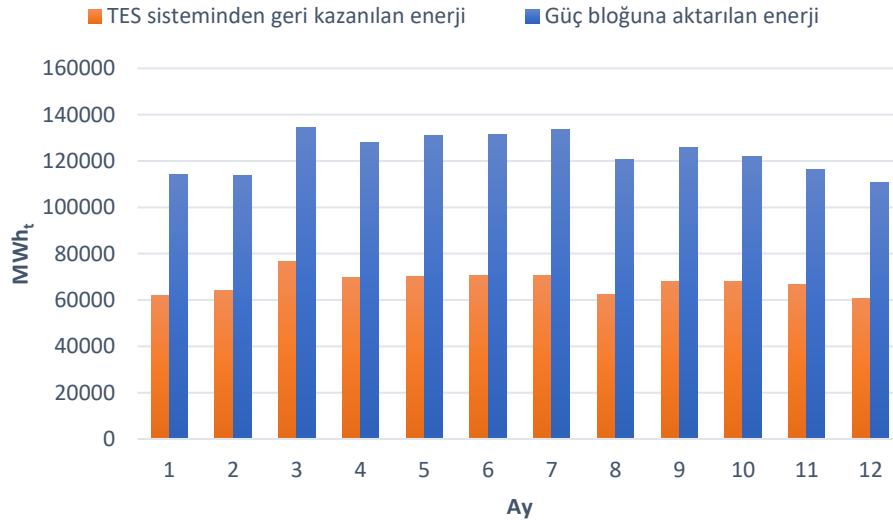


Şekil 5.13. Dördüncü senaryoda saatlik elektrik üretiminin ısı haritası şeması

Şekil 5.14'te bu senaryoda yılın her ayı için farklı santral bileşenleri arasındaki ısı enerji akışı izah edilmektedir. Şekilde görüldüğü gibi, gündüz saatlerinde güneş tarlası, güç bloğunun ısı enerji ihtiyacını karşılamakta ve TES sistemini şarj etmektedir. Güneş tarlası çalışmadığında, TES sistemi güç bloğunu 14 saat daha çalıştırmaktadır. Güneş ışıının yıl boyunca sürekli değişmesine rağmen santralin üretebildiği enerji aynı kalmakta ya da az miktarda değişmektedir. Bunun nedeni, TES sisteminin üretimin dalgalanmayı azaltabilmesi ve santralin stabilitesini güçlendirebilmesidir. Santralin maksimum enerji üretimi ulaştığı Mart ayında 76,416 MWh ısı enerji TES sisteminden deşarj edilmektedir. Bu, güç bloğuna aktarılan enerjinin yaklaşık %57'sine eşittir. Aralık ayında bu oran %55 olup, TES sisteminden 9,573.5 MWh ısı enerji geri kazanılmaktadır. Şekil 5.15'da her ay için TES sisteminden güç bloğuna aktarılan enerjinin oranı verilmektedir.



Şekil 5.14. Dördüncü senaryoda yılın her ayı için santralin farklı bileşenleri arasındaki ısı enerjisi akışı



Şekil 5.15. Dördüncü senaryoda TES sisteminden güç bloğuna aktarılan enerjinin oranı

Ekonomik analize gelince, bu senaryodaki şartlar altında santralin tasarımının ekonomik olarak uygun olduğu bulunmuştur. Bunun nedeni, net bugünkü değerin (NPV) pozitif çıkmasıdır. NPV, 52,673,892 \$ olarak hesaplanmıştır. Santralin net sermaye maliyeti 766,949,824 \$ ve TES sisteminin maliyeti 174,252,765 \$'dır. Gerçek ve nominal LCOE değerleri sırasıyla 8.17 ¢/kWh ve 10.29 ¢/kWh olarak hesaplanmıştır.

5.5. Senaryoların Birbirleriyle Karşılaştırılması

Farklı senaryolar birbirleriyle karşılaştırıldığında dördüncü senaryonun ekonomik olarak en uygun tasarıma sahip olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca, bu senaryoda santral, diğer senaryolardan daha fazla elektrik üretmektedir. Kapasite faktörü açısından, bu senaryo diğerlerinden büyük bir farkla daha yüksek bir kapasite faktörüne sahiptir. Yüksek su tüketimi, bu senaryonun bir dezavantajıdır. Ancak, güvenilir bir su kaynağının varlığı, yer seçimi için kriterlerden biriydi ve santrali konumu bu esasa göre belirlenmiştir. Birinci senaryo dışında, diğer senaryoların ekonomik olarak uygun olduğu bulunmuştur. Tablo 5.10’da dört senaryonun özeti verilmektedir.

Tablo 5.10. Test edilen senaryoların özeti ve birbirleriyle karşılaştırılması

Karşılaştırma parametresi	Birinci senaryo	İkinci senaryo	Üçüncü senaryo	Dördüncü senaryo
Güneş çarpanı	1	1.7	2	4
Depolama süresi	0	0	6	14
Üretilen net elektrik (MWh _e)	139,122.112	215,574.416	284,576.256	540,420.608
Kapasite faktörü	%19.4	%30	%39.6	%75.9
Genel verim	%18.3	%16.7	%18.3	%17.38
Su tüketimi (m ³)	503,754	771,755	999,713	1,610,633
Toplam sermaye maliyeti (\$)	217,422,032	292,744,480	423,610,624	766,949,824
Net bugünkü değer (\$)	-22,359,528	29,337,070	35,813,484	52,673,892
Gerçek LCOE (¢/kWh)	11.88	9.54	9.52	8.17
Nominal LCOE (¢/kWh)	14.96	12.02	11.99	10.29

6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu çalışma, Sudan’da parabolik oluk kollektörlü yoğunlaştırılmış bir güneş güç (PTCSP) santralinin tasarımı yapılmış ve performansı analiz edilmiştir. Santrali tasarlamak için sekiz aşamalı bir yöntem başvurulmuştur. Bu yöntem ile konum belirlenmiş, HTF ve ısı depolama malzemesi seçilmiş, güç bloğu tasarımı yapılmış, güneş tarlası tasarlanmış, TES sistemi tanımlanmış ve finansal parametreler belirlenmiştir. Simülasyonda farklı yazılımlar kullanılmıştır. Epsilon Professional yazılımı kullanılarak güç bloğu tasarımı ve termodinamik çevrimin hesaplamaları yapılmıştır. SAM yazılımı yardımıyla güneş tarlası boyutlandırılmış, santralin genel performansını incelenmiş ve ekonomik fizibilitesini belirlenmiştir. Çalışmadan elde edilen sonuçlar aşağıda özetlenmektedir.

- İncelenmiş 17 şehirden Sudan kuzeyinde bulunan Wadi-Halfa şehri, PTCSP santrallerinin kurulması için Sudan’da en iyi yer olduğu bulunmuştur. Seçilen konumda yıllık ortalama DNI $6.6 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$ olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca, santralin çalışması için kritik olan kalıcı bir su kaynağının (Nil nehri) mevcudiyeti ile bu konumun diğerlerinden daha üstün olduğu kanıtlanmıştır.
- PTCSP santrallerinde kullanılabilen HTF türleri karşılaştırıldığında, Therminol VP-1’in önerilen santral için uygun olduğu sonucuna varılmıştır. Therminol VP-1, uzun çalışma ömrü ve yüksek maksimum sıcaklığı sayesinde çoğu PTCSP santrallerinde tercih edilmiştir.
- 82 MW kapasiteli ara ısıtılmalı ara buhar almalı Rankine çevriminin hesaplamaları yapıldığında, çevrimin ısı veriminin %40.84 olduğu bulunmuştur. Güç bloğuna gerekli ısı enerjisi sağlamak için 850 kg/s HTF kullanılması gerektiği tespit edilmiştir. Tasarım koşullarında önerilen santralin tükettiği 103.875 kg/s su, yakın su kaynaklarından temin edilebilmektedir.
- TES sisteminde kullanılmak üzere Hitec Solar Salt erimiş tuz seçilmiştir. Bu tip erimiş tuzun diğer malzemelerden daha uygun maliyetli olduğu bulunmuştur.
- Önerilen santralin optimum tasarımını belirlemek amacıyla farklı dört tasarım seçeneği denenmiştir. Güneş çarpanı 1 olan ısı depolamasız tasarımın, ekonomik açıdan uygulanabilir olmadığı tespit edilmiştir.

Güneş çarpanının 1.7'ye çıkarılmanın, TES sistemi içermeyen tasarımı ekonomik olarak uygun kıldığı ispatlanmıştır. Bu durumda, kapasite faktörü %30'a artmakta ve santral yılda 215,574.416 MWh elektrik üretebilmektedir.

- 6 saatlik TES sistemi ve güneş çarpanı 2 olan güneş tarlasından oluşan santralin ekonomik olarak uygun olduğu bulunmuştur. Bu senaryoda, santral %39.6 kapasite faktörü ile yılda 284,576.256 MWh elektrik üretebilmektedir. Santralin toplam sermaye maliyeti ve gerçek LCOE değeri sırasıyla 423,610,624 \$ ve 9.52 ¢/kWh olarak bulunmuştur.
- Optimizasyon yapılarak parametreleri belirlenmiş olan ve 14 saatlik depolama süresi ve 4 güneş çarpanına sahip olan tasarımın, incelenmiş durumlar arasında ekonomik olarak en uygun olduğu bulunmuştur. Bu senaryoda santralin kapasite faktörü %75.9'a, yıllık elektrik üretimi ise 540,420,608 MWh'ye yükselmiştir. Santralin toplam sermaye maliyeti ve gerçek LCOE değeri sırasıyla 766,949,824 \$ ve 9.52 ¢/kWh olarak bulunmuştur.
- En yüksek elektrik üretiminin Mart ayında, en düşük elektrik üretiminin ise Aralık ayında gerçekleştiği bulunmuştur. Dördüncü senaryoda, santralin Mart ve Aralık aylarında ürettiği elektrik sırasıyla 49,433.9 ve 40,547.9 MWh'tır olarak bulunmuştur.
- Santralin farklı bileşenlerinde medyana gelen ısı kayıpları verimin düşmesine neden olmaktadır. Takip hatalarından kaynaklanan enerji kaybının, güneş tarlasının aldığı güneş enerjisinin %8.87'sinin kaybolmasından sorumlu olduğu bulunmuştur. Dördüncü senaryoda, güneş alanında meydana gelen alıcı ısı kaybının yılda 289,908.58 MWh olduğu tespit edilmiştir.

Bu çalışma, enerji krizine yenilikçi bir çözüm olarak CSP santrallerinin potansiyelini araştırmak ve elektrik üretimindeki rollerini vurgulamak için yapılmıştır. Çalışmada başvurulmuş tasarım yöntemi, benzer sistemleri incelemek ve performansını belirlemek için kullanılabilir. İlerde yapılabilecek çalışmalar için aşağıdaki öneriler faydalı olabilmektedir.

- Sudan'ın iklim koşulları altında hangi teknolojinin en iyi performansa sahip olduğunu belirlemek için farklı CSP teknolojilerini karşılaştırmaya

odaklanan bir çalışma yapılabilmektedir.

- Sudan'daki gerçek elektrik yüküne uyacak şekilde boyutlandırılmış bir CSP santralini analiz etmek, gelecekteki bir çalışma için önerilen bir konu olabilmektedir.
- PTCSP santrallerinde ısı kayıplarını azaltmak için daha verimli yöntem ve malzemeler kullanılarak alıcıların geliştirilmesi ileriki çalışmalarda tartışılabilir.
- İleriki çalışmalar, hibrit CSP teknolojilerini araştırmaya, olası tasarımlarını belirlemeye ve Sudan ve diğer geliştirmekte olan ülkelerdeki potansiyelini incelemeye odaklanabilmektedir.
- İleriki çalışmalar, deniz suyu arındırma ve endüstriyel proses ısıtma gibi özel CSP uygulamalarını inceleyebilmektedir.

KAYNAKLAR

- Abdalla, S. N. M., & Özcan, H. (2021). Design and simulation of a 1-GWp solar photovoltaic power station in Sudan. *Clean Energy*, 5(1), 57-78. doi:10.1093/ce/zkaa030
- Abdeen, O., et al. (2019). A comparison study of PV (5MW) based on PVsyst program for evaluation productive energy to connect with the grid. Sudan case study. Paper presented at the 2019 1st International Conference on Sustainable Renewable Energy Systems and Applications (ICSRESA).
- Abed, N., et al. (2020). Assessment and Evaluation of the Thermal Performance of Various Working Fluids in Parabolic Trough Collectors of Solar Thermal Power Plants under Non-Uniform Heat Flux Distribution Conditions. *Energies*, 13(15), 3776.
- ABENGOA. (2019). Solar Thermal. Retrieved Sep 29, 2022 from <https://www.abengoa.com/web/en/negocio/energia/termosolar/>
- Abuelyamen, A., & Mohamed, M. H. (2016). Techno-Economic Study of Installing 10 MW PV Power Plant in Sudan. Paper presented at the ASME 2016 International Mechanical Engineering Congress and Exposition.
- Ahmadi, M. H., et al. (2018). Solar power technology for electricity generation: A critical review. 6(5), 340-361. doi:<https://doi.org/10.1002/ese3.239>
- Ahmed, G., et al. (2022). Concentrating solar thermal power generation in Sudan: Potential and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 161, 112366. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112366>
- Amoah, R. K., et al. (2022). Technoeconomic Evaluation of Electricity Generation from Concentrated Solar Power Technologies in Ghana. *Journal of Energy*, 2022, 8955896. doi:10.1155/2022/8955896
- Asiri, I. M., & AL-Yahya, S. (2021). Design and Analysis of Parabolic Trough Collector Power Plant in Saudi Arabia. *International Transaction Journal of Engineering, Management, Applied Sciences & Technologies*, 12(2), 12A12F: 11-13.
- ATLAS, G. S. (2022). Map and data downloads (Sudan). Retrieved Feb 21, 2022 from <https://globalsolaratlas.info/download/sudan>
- Azouzoute, A., et al. (2020). Overview of the integration of CSP as an alternative energy source in the MENA region. *Energy Strategy Reviews*, 29, 100493. doi:<https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100493>
- Bakhit, M. A. E. (2014). Comparative Study of Photovoltaics and Dish Stirling Engines For Decentralised Power Generation in Sudan. (MSc Thesis), Universiti Kebangsaan, Bangi, Malaysia. Retrieved from <https://doi.org/10.6084/m9.figshare.5996411.v1>
- Bashir, A. A. A., & Özbey, M. (2022). Modelling and analysis of an 80-MW parabolic trough concentrated solar power plant in Sudan. *Clean Energy*, 6(3), 512-527. doi:10.1093/ce/zkac032
- Bayraktar, F., et al. (2019). CSP sistemlerinin incelenmesi ve Türkiye'nin CSP potansiyeli. Paper presented at the MAS International European Conference on Mathematics, Engineering, Natural & Medical Sciences, Izmir-Turkey.
- Benhadji Serradj, D. E., et al. (2021). Design and performance analysis of a parabolic trough power plant under the climatological conditions of Tamanrasset, Algeria. *International Journal of Environmental Science and Technology*. doi:10.1007/s13762-021-03350-x
- Bilal Awan, A., et al. (2020). Commercial parabolic trough CSP plants: Research trends and technological advancements. *Solar Energy*, 211, 1422-1458. doi:10.1016/j.solener.2020.09.072

- Bishoyi, D., & Sudhakar, K. (2017). Modeling and performance simulation of 100MW PTC based solar thermal power plant in Udaipur India. *Case Studies in Thermal Engineering*, 10, 216-226. doi:<https://doi.org/10.1016/j.csite.2017.05.005>
- Blanco, M. J., & Miller, S. (2017). 1 - Introduction to concentrating solar thermal (CST) technologies. In M. J. Blanco & L. R. Santigosa (Eds.), *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology* (pp. 3-25): Woodhead Publishing.
- Boles, M. A., & Yunus A. Cengel, D. (2014). *Thermodynamics: An Engineering Approach* (8 ed.): McGraw-Hill Education.
- Boretti, A., & Castelletto, S. (2021). Techno-economic performances of future concentrating solar power plants in Australia. *Humanities and Social Sciences Communications*, 8(1), 326. doi:10.1057/s41599-021-01005-3
- Boretti, A., et al. (2020). Validation of SAM Modeling of Concentrated Solar Power Plants. 13(8), 1949.
- Breeze, P. (2021). *The Cost of Electricity*: Elsevier Science.
- Caraballo, A., et al. (2021). Molten Salts for Sensible Thermal Energy Storage: A Review and an Energy Performance Analysis. 14(4), 1197.
- Dow. (2022a). DOWTHERM™ Q Technical Data Sheet. Retrieved Sep 30, 2022 from <https://www.dow.com/en-us/document-viewer.html?docPath=/content/dam/dcc/documents/en-us/productdatasheet/176/176-01467-01-dowtherm-q-tds.pdf>
- Dow. (2022b). DOWTHERM™ RP Synthetic Organic Heat Transfer Fluid Technical Data Sheet. Retrieved Sep 30, 2022 from <https://www.dow.com/en-us/document-viewer.html?docPath=/content/dam/dcc/documents/en-us/productdatasheet/176/176-01473-01-dowtherm-rp-synthetic-organic-heat-transfer-fluid-tds.pdf>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes*: John Wiley & Sons.
- DURATHERM. (2022). Compare Industry Fluids. Retrieved Sep 30, 2022 from <https://durathermfluids.com/resources/compare/?prod1=273&prod2=943&prod3=1025&prod4=1016&>
- Ezeanya, E. K., et al. (2018). System advisor model (SAM) simulation modelling of a concentrating solar thermal power plant with comparison to actual performance data. *Cogent Engineering*, 5(1), 1524051. doi:10.1080/23311916.2018.1524051
- Fernández-García, A., et al. (2010). Parabolic-trough Solar Collectors and Their Applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(7), 1695-1721. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.03.012>
- Fredriksson, J., et al. (2021). A comparison and evaluation of innovative parabolic trough collector concepts for large-scale application. *Solar Energy*, 215, 266-310. doi:<https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.12.017>
- German Aerospace Center. (2022). Parabol-ic-trough so-lar col-lec-tor at Platafor-ma So-lar de Almería. Retrieved Sep 30, 2022 from <https://www.dlr.de/content/en/images/institutes/institute-of-solar-research/parabolic-trough-solar-collector.html>
- Good, P., et al. (2014). Towards a commercial parabolic trough CSP system using air as heat transfer fluid. *Energy Procedia*, 49, 381-385.
- Günther, M., et al. (2011). Parabolic trough technology. In *Advanced CSP teaching materials* (pp. 1-106).
- Häberlin, H. (2012). *Photovoltaics: system design and practice*: John Wiley & Sons.

- Hensley, J. C. (2009). Cooling tower fundamentals. Kansas USA: SPX Cooling Technologies, Inc.
- Ibrahim, S. H. A., & Khayal, O. M. E. S. (2020). SOLAR ENERGY POTENTIAL AND ASSESSMENT OF CSP PLANT ACCOUNTING FOR SUSTAINABILITY IN SUDAN. *International Journal of Engineering Applied Sciences and Technology*, 5(7), 13-19.
- IEA-ETSAP, & IRENA. (2015). Solar Heating and Cooling for Residential Applications - Technology Brief. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2015/Jan/Solar-Heating-and-Cooling-for-Residential-Applications>
- IEA. (2022). Data and statistics. Retrieved Feb 12, 2022 from <https://www.iea.org/data-and-statistics>
- IRENA. (2012). Renewable Energy Technologies : Cost Analysis Series. Retrieved from <https://irena.org/publications/2012/Jun/Renewable-Energy-Cost-Analysis---Concentrating-Solar-Power>
- IRENA. (2020a). Final Renewable Energy Consumption. Retrieved Feb 12, 2022 from <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Renewable-Energy-Balances/Final-Renewable-Energy-Consumption>
- IRENA. (2020b). Solar energy. Retrieved Feb 13, 2022 from <https://www.irena.org/solar>
- IRENA. (2020c). Statistics Time Series. Retrieved Feb 12, 2022 from <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>
- IRENA. (2021). Renewable Power Generation Costs in 2020. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- Kalogirou, S. A. (2013). Solar energy engineering: processes and systems: Academic Press.
- Kearney, D. (2014). Utility-scale power tower Solar Systems: performance acceptance test guidelines. *Energy Procedia*, 49, 1784-1791.
- Kordmahaleh, A. A., et al. (2017). Design of a 25 MWe Solar Thermal Power Plant in Iran with Using Parabolic Trough Collectors and a Two-Tank Molten Salt Storage System. *International Journal of Photoenergy*, 2017, 4210184. doi:10.1155/2017/4210184
- Koyun, A. (2006). Güneş bacası ile enerji üretiminin incelenmesi. (PhD. Thesis), Fen Bilimleri Enstitüsü, Süleyman Demirel Üniversitesi,
- Krüger, M., et al. (2019). Slag as an Inventory Material for Heat Storage in a Concentrated Solar Tower Power Plant: Design Studies and Systematic Comparative Assessment. *Applied Sciences*, 9(9), 1833.
- L&T Construction. (2020). 125 MWp CSP Plant at Dhursar. Retrieved Sep 25, 2022 from <https://www.lntec.com/renewable-energy-infrastructure/solar-plant-construction-companies-lnt-construction-125-mwp-csp-plant-dhursar/>
- Liaqat, K., et al. (2018). Modeling and Simulation of a 100 MW Concentrated Solar Thermal Power Plant Using Parabolic Trough Collectors in Pakistan. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 414, 012032. doi:10.1088/1757-899x/414/1/012032
- Livatyah, H., & Yıldırım, T. (2012). Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi Teknolojisindeki Gelişmeler. *Mühendis ve Makina*(633), 16-20.
- Lopes, T., et al. (2021). Pressure drops, heat transfer coefficient, costs and power block design for direct storage parabolic trough power plants running molten salts. *Renewable Energy*, 163, 530-543. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.07.110>

- Lopez, V., et al. (2021). Analysis of the behavior of a parabolic trough collectors' plant for weather conditions of Cartagena - Bolívar. Paper presented at the IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Volume 1154, Cartagena, Colombia. <https://dx.doi.org/10.1088/1757-899X/1154/1/012024>
- Lovegrove, K., & Pye, J. (2012). 2 - Fundamental principles of concentrating solar power (CSP) systems. In K. Lovegrove & W. Stein (Eds.), *Concentrating Solar Power Technology* (pp. 16-67): Woodhead Publishing.
- Lovegrove, K., & Stein, W. (2021). Chapter 1 - Introduction to concentrating solar power technology. In K. Lovegrove & W. Stein (Eds.), *Concentrating Solar Power Technology* (Second Edition) (pp. 3-17): Woodhead Publishing.
- Mohamed, A., & Yahya, A. (2016, 20-23 Feb. 2016). Development and characterization of parabolic trough for generating 50MW concentrating solar power plant. Paper presented at the 2016 Conference of Basic Sciences and Engineering Studies (SGCAC).
- Mouaky, A., et al. (2019). Simulation and experimental validation of a parabolic trough plant for solar thermal applications under the semi-arid climate conditions. *Solar Energy*, 194, 969-985. doi:<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.040>
- Moya, E. Z. (2012). 7 - Parabolic-trough concentrating solar power (CSP) systems. In K. Lovegrove & W. Stein (Eds.), *Concentrating Solar Power Technology* (pp. 197-239): Woodhead Publishing.
- Muñoz, M., et al. (2022). Thermodynamic cycles for solar thermal power plants: A review. 11(2), e420. doi:<https://doi.org/10.1002/wene.420>
- Nag, P. K. (2008). *Power Plant Engineering* (Third ed.). New Delhi, India: Tata Mcgraw-Hill Publishing Company Limited.
- Neises, T., & Boyd, M. (2021). Description of SAM's CSP user-defined power cycle model. NREL. Retrieved from https://sam.nrel.gov/images/web_page_files/Neises-DRAFT-user-defined-power-cycle-v4-2021.pdf
- NREL. (2021a). SAM User Documentation. Retrieved Oct 2, 2022 from <https://samrepo.nrelcloud.org/help/index.html>
- NREL. (2021b). System Advisor Model Version 2020.11.29 (SAM 2020.11.29). Retrieved from <https://sam.nrel.gov/download>
- NREL. (2022a). Concentrating Solar Power Projects (SolarPACES). Retrieved Feb 13, 2022 from <https://solarpaces.nrel.gov/>
- NREL. (2022b). Dhursar CSP Project. Retrieved Sep 26, 2022 from <https://solarpaces.nrel.gov/project/dhursar>
- NREL. (2022c). Greenway CSP Mersin Tower Plant CSP Project. Retrieved Sep 27, 2022 from <https://solarpaces.nrel.gov/project/greenway-csp-mersin-tower-plant>
- NREL. (2022d). Ivanpah Solar Electric Generating System CSP Project. Retrieved Sep 26, 2022 from <https://solarpaces.nrel.gov/project/ivanpah-solar-electric-generating-system>
- NREL. (2022e). Maricopa Solar Project CSP Project. Retrieved Sep 25, 2022 from <https://solarpaces.nrel.gov/project/maricopa-solar-project>
- NREL. (2022f). Mojave Solar Project CSP Project. Retrieved Sep 28, 2022 from <https://solarpaces.nrel.gov/project/mojave-solar-project>
- NREL. (2022g). Noor Energy 1. Retrieved Sep 28, 2022 from <https://solarpaces.nrel.gov/project/noor-energy-1-dewa-iv-3x-200mw-trough-1-segment>

- Pitz-Paal, R. (2020). 19 - Concentrating Solar Power. In T. M. Letcher (Ed.), *Future Energy* (Third Edition) (pp. 413-430): Elsevier.
- Qazi, S. (2017). Solar thermal electricity and solar insolation. In *Standalone Photovoltaic Systems for Disaster Relief Remote Areas* (pp. 203-237): Elsevier.
- R. P., P., et al. (2018). Performance Analysis and Optimization of a Parabolic Trough Solar Power Plant in the Middle East Region. *Energies*, 11(4). doi:10.3390/en11040741
- Raade, J. W., & Padowitz, D. (2011). Development of Molten Salt Heat Transfer Fluid With Low Melting Point and High Thermal Stability. *Journal of Solar Energy Engineering*, 133(3). doi:10.1115/1.4004243
- Romero, M., & González-Aguilar, J. (2014). Solar thermal CSP technology. 3(1), 42-59. doi:<https://doi.org/10.1002/wene.79>
- Santos, J. J. C. S., et al. (2018). Chapter 12 - Concentrating Solar Power. In I. Yahyaoui (Ed.), *Advances in Renewable Energies and Power Technologies* (pp. 373-402): Elsevier.
- Schiel, W., & Keck, T. (2012). 9 - Parabolic dish concentrating solar power (CSP) systems. In K. Lovegrove & W. Stein (Eds.), *Concentrating Solar Power Technology* (pp. 284-322): Woodhead Publishing.
- Schlecht, M., & Meyer, R. (2012). 4 - Site selection and feasibility analysis for concentrating solar power (CSP) systems. In K. Lovegrove & W. Stein (Eds.), *Concentrating Solar Power Technology* (pp. 91-119): Woodhead Publishing.
- SCHOTT Solar. (2013). SCHOTT PTR®70 Receiver The 4th Generation, brochure. Retrieved Feb 24, 2022 from <https://pdf.directindustry.com/pdf/schott-glas/schott-ptr70-brochure/22716-557455.html>
- Shagdar, E., et al. (2022). Performance Analysis of the 50 MW Concentrating Solar Power Plant under Various Operation Conditions. 15(4), 1367.
- Sharma, M. K., et al. (2020). Optimal Tilt Angle Determination for PV Panels Using Real Time Data Acquisition. 4(8), 1900109. doi:<https://doi.org/10.1002/gch2.201900109>
- Short, W., et al. (1995). A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. NASA STI/Recon Technical Report N, 95. doi:10.2172/35391
- Siqueira, A., et al. (2019). SIMULATION STUDY OF PARABOLIC TROUGH SOLAR POWER PLANTS IN BRAZIL. *International Journal of Research - GRANTHAALAYAH*, 7, 17-28. doi:10.5281/zenodo.3379638
- Solargis. (2022). Solar resource maps of World. Retrieved Sep 30, 2022 from <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>
- SQM. (2018). Thermo-Solar Salts. Retrieved 12 Oct, 2022 from <https://www.sqm.com/wp-content/uploads/2018/05/Solar-salts-Book-eng.pdf>
- STEAG System Technologies. (2022). EBSILON®Professional Retrieved Oct 10, 2022 from <https://www.steag-systemtechnologies.com/en/products/ebsilon-professional>
- Tahir, S., et al. (2021). Techno-economic assessment of concentrated solar thermal power generation and potential barriers in its deployment in Pakistan. *Journal of Cleaner Production*, 293, 126125. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126125>
- Tahsin Koroğlu, et al. (2010). GÜNEŞ PANELİ SİSTEMLERİNİN TASARIMI. *Elektrik Mühendisliği Dergisi*, 439, 98-104.
- Therminol. (2020a). Therminol® 59 Heat transfer fluid. Retrieved Sep 30, 2022 from https://www.eastman.com/Literature_Center/T/TF9029.pdf

- Therminol. (2020b). THERMINOL® 66 Heat Transfer Fluid. Retrieved Sep 30, 2022 from https://www.eastman.com/Literature_Center/T/TF8695.pdf
- Therminol. (2020c). Therminol® VP-1 Heat Transfer Fluid. Retrieved Sep 30, 2022 from https://www.eastman.com/Literature_Center/T/TF9141.pdf
- TRACKING SDG 7. (2020). Sudan Report. Retrieved Feb 12, 2022 from <https://trackingsdg7.esmap.org/country/sudan>
- Turchi, C. S., et al. (2019). CSP systems analysis-final project report. Retrieved from Golden, CO (United States): <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72856.pdf>
- ÜÇGÜL, İ., & ERGÜN, E. (2012). Doğrusal Fresnel Güneş Güç Sistemi. SDÜ Yekarum e-Dergi, 1(3).
- Vetter, M., & Bopp, G. (2016). Stand-Alone and Hybrid PV Systems. In A. Reinders, P. Verlinden, W. v. Sark, & A. Freundlich (Eds.), Photovoltaic Solar Energy (pp. 539-552). UK: John Wiley & Sons, Ltd.
- Wagner, M. J., & Gilman, P. (2011). Technical Manual for the SAM Physical Trough Model. Retrieved from United States: <https://www.osti.gov/biblio/1016437>
<https://www.osti.gov/servlets/purl/1016437>
- Wang, Y., & Wang, P. (2021). Influence of reheat pressure on reheat cycle economy. Paper presented at the E3S Web of Conferences, Dali, China.
- Wang, Z. (2019). Design of Solar Thermal Power Plants: Academic Press.
- World Bank. (2011). Review of CSP Technologies. In Middle East and North Africa Region Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power (CSP) Projects.
- Yan, H., et al. (2021). Review on Performance Analysis of the Power Block in Concentrated Solar Power Plants. 9(1), 2000621. doi:<https://doi.org/10.1002/ente.202000621>
- Yapıcı, E., & Al-Attwani, A. (2019). Thermodynamic Analysis And Simulation of Steam Turbine Power Plant Hybrid With Parabolic Trough Collectors; a Study in Iraq. Mugla Journal of Science and Technology, 5(2), 1-12.
- Zavoico, A. B. (2001). Solar Power Tower Design Basis Document. Retrieved from Sandia National Laboratories, USA: https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc723553/m2/1/high_res_d/786629.pdf
- Zhu, G., et al. (2014). History, current state, and future of linear Fresnel concentrating solar collectors. Solar Energy, 103, 639-652.

EKLER

Ek 1

Wadi-Halfa şehrinde meteorolojik veriler (Meteonorm 7.3 yazılımı)

Ay	T _{DB} (C)			T _{WB} (C)			RH (%)		
	Min	Ortalama	Maks	Min	Ortalama	Maks	Min	Ortalama	Maks
Ocak	4.9	16.0288	30	1.6969	9.2769	17.0484	15	43.4261	81
Şubat	6.4	18.2214	34.3	2.9063	9.7664	17.4375	12	34.4301	64
Mart	9.4	23.0813	39.5	3.775	11.7298	18.3672	10	24.7419	59
Nisan	14.8	27.9249	43.3	6.95	14.1952	20.4703	10	20.8236	55
Mayıs	20.1	32.1456	45.3	9.9438	16.7564	22.6703	10	20.1599	54
Haziran	23.7	33.8938	45.8	13.1187	17.832	22.3344	10	19.8847	45
Temmuz	25.1	35.4023	46.6	13.8969	18.9017	23.0453	10	20.2661	46
Ağustos	25.3	35.0208	45.3	13.3078	19.0764	23.9719	10	21.7379	43
Eylül	22.8	32.4571	44.1	12.2156	18.1282	22.5141	10	24.8417	53
Ekim	17.4	28.9317	41.4	10.6031	16.6908	21.8125	10	29.2272	58
Kasım	11.1	22.2304	36.3	7.2813	13.1732	20.1516	15	36.8	70
Aralık	6.3	17.7	31.9	3.775	10.5689	18.5969	17	43.2272	88

Ay	Maksimum DNI (W/m ²)	Maksimum DHI (W/m ²)	Maksimum GHI (W/m ²)	V _{wind} (m/s)		
				Min	Ortalama	Maks
Ocak	1024	291	836	0.1	3.6015	11.3
Şubat	1035	230	951	0.1	3.6996	12.1
Mart	973	331	983	0.2	3.9013	11.9
Nisan	930	444	1022	0.2	4	12.7
Mayıs	844	473	1023	0.1	4.2047	11.7
Haziran	828	401	1014	0.1	4.2917	12.6
Temmuz	799	409	995	0.2	4.1051	12.9
Ağustos	760	458	981	0.1	4.1991	13.1
Eylül	816	356	947	0.2	4.0979	12.9
Ekim	939	282	953	0.1	3.8078	12.4
Kasım	1003	264	836	0.1	3.6011	11.3
Aralık	1006	200	795	0.1	3.397	11.6

Ek 2

Therminol VP-1 termal yağın termofiziksel özellikleri (Therminol, 2020c)

T (°C)	C_p (kJ/kg · °C)	ρ (kg/m ³)	μ (mPa · s)	ν (mm ² /s)	K (W/m · K)	h (kJ/kg)
12	1.523	1070	5.48	5.12	0.137	0
20	1.546	1064	4.29	4.03	0.1363	12.3
30	1.575	1056	3.28	3.11	0.1353	27.9
40	1.604	1048	2.6	2.48	0.1344	43.8
50	1.633	1040	2.12	2.03	0.1333	60
60	1.662	1032	1.76	1.71	0.1323	76.4
70	1.69	1024	1.49	1.46	0.1312	93.2
80	1.719	1015	1.28	1.26	0.13	110.2
90	1.747	1007	1.12	1.11	0.1289	127.6
100	1.775	999	0.985	0.986	0.1277	145.2
110	1.803	991	0.875	0.884	0.1264	163.1
120	1.831	982	0.784	0.798	0.1252	181.2
130	1.858	974	0.707	0.726	0.1239	199.7
140	1.886	965	0.642	0.665	0.1225	218.4
150	1.913	957	0.585	0.612	0.1212	237.4
160	1.941	948	0.537	0.566	0.1197	256.7
170	1.968	940	0.494	0.526	0.1183	276.2
180	1.995	931	0.457	0.491	0.1168	296
190	2.021	922	0.424	0.46	0.1153	316.1
200	2.048	913	0.395	0.432	0.1138	336.5
210	2.075	904	0.368	0.407	0.1122	357.1
220	2.101	895	0.345	0.385	0.1106	378
230	2.128	886	0.324	0.366	0.1089	399.1
240	2.154	877	0.305	0.348	0.1072	420.5
250	2.181	867	0.288	0.332	0.1055	442.2
260	2.207	857	0.272	0.317	0.1038	464.1
270	2.234	848	0.258	0.304	0.102	486.3
280	2.26	838	0.244	0.292	0.1002	508.8
290	2.287	827	0.232	0.281	0.0983	531.6
300	2.314	817	0.221	0.271	0.0964	554.6
310	2.341	806	0.211	0.262	0.0945	577.8
320	2.369	796	0.202	0.254	0.0925	601.4
330	2.397	784	0.193	0.246	0.0905	625.2
340	2.425	773	0.185	0.239	0.0885	649.3
350	2.454	761	0.177	0.233	0.0864	673.7
360	2.485	749	0.17	0.227	0.0843	698.4
370	2.517	736	0.164	0.222	0.0822	723.4
380	2.551	723	0.158	0.218	0.08	748.7
390	2.588	709	0.152	0.214	0.0778	774.4
400	2.628	694	0.146	0.211	0.0756	800.5

Ek 3

Hitec Solar Salt erimiş tuzun termofiziksel özellikleri (SQM, 2018)

T (°C)	ρ (kg/m³)	C_p (kJ/kg · °C)	μ (mPa · s)	K (W/m · °C)
260	1924.64	14.88	4.343	0.492
288	1906.97	14.92	3.558	0.498
316	1889.31	14.97	2.929	0.503
343	1871.64	15.02	2.436	0.508
371	1853.97	15.07	2.062	0.514
399	1836.31	15.12	1.786	0.519
427	1818.64	15.16	1.589	0.524
454	1800.97	15.21	1.454	0.529
482	1783.31	15.26	1.361	0.535
510	1765.64	15.31	1.29	0.54
538	1747.97	15.35	1.223	0.545
566	1730.31	15.4	1.142	0.55
593	1712.64	15.45	1.026	0.556

ÖZ GEÇMİŞ

Abdallah Adil Awad BASHIR, Suudi Arabistan’da Hotat Bani Tamem Lisesi’ni bitirdikten sonra Sudan’da Omdurman Isalmic Üniversitesi Mühendislik bilimleri Fakültesi Makine Mühendisliği bölümünden 2018 yılında mezun oldu. Lisans mezuniyeti sonrasında Omdurman Islamic Üniversitesi’nde araştırmaya görevlisi olarak görev yaptı. 2019 yılında OMÜ LEE Makine Mühendisliği Ana Bilim Dalı Yüksek Lisans programına girdi. İyi derecede İngilizce bilmektedir. Temel ilgi alanları, yenilenebilir enerji teknolojileri ve HVAC sistemleridir.

İletişim Bilgileri

ORCID ID : 0000-0003-2372-8777

Yayınlar:

1. Bashir, A. A. A., & Özbey, M. (2022). Modelling and analysis of an 80-MW parabolic trough concentrated solar power plant in Sudan. Clean Energy, 6(3), 512-527. doi:10.1093/ce/zkac032

Kazanılan Ödüller, Teşvikler ve Burslar

1. 2019-2022 yıllarında Türkiye Bursları kazanmıştır.