



**T.C.
AMASYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**KONSANTRE FOTOVOLTAİK PANELLERDE FDM VE SU
BİLEŞENLİ HİBRİT SOĞUTMA SİSTEMİNİN PERFORMANS
ÜZERİNE ETKİLERİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

ENGİN ŞİMŞEK

OCAK

ENGİN ŞİMŞEK

MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ
ANABİLİM DALI

OCAK 2025

**KONSANTRE FOTOVOLTAİK PANELLERDE FDM VE SU
BİLEŞENLİ HİBRİT SOĞUTMA SİSTEMİNİN PERFORMANS
ÜZERİNE ETKİLERİ**

Engin ŞİMŞEK

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

Danışman

Dr. Öğr. Üyesi Korhan ÖKTEN

**AMASYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

OCAK 2025

Yüksek Lisans Tezi Kabul ve Onay Sayfası

Engin ŞİMŞEK tarafından hazırlanan “Konsantre Fotovoltaik Panellerde Fdm ve Su Bileşenli Hibrit Soğutma Sisteminin Performans Üzerine Etkileri” adlı tez çalışması aşağıdaki jüri tarafından OY BİRLİĞİ ile Amasya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Mühendisliği Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Korhan ÖKTEN

Makine Mühendisliği Anabilim Dalı, Amasya Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum

Başkan : Doç. Dr. Burak KURŞUN

Makine Mühendisliği Anabilim Dalı, Amasya Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum

Üye : Dr. Öğr. Üyesi Gökhan CANBOLAT

Makine Mühendisliği Anabilim Dalı, Alanya Alaaddin Keykubat Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum

Tez Savunma Tarihi: 24/01/2025

Jüri tarafından kabul edilen bu tezin Yüksek Lisans Tezi olması için gerekli şartları yerine getirdiğini onaylıyorum.

.....

Doç. Dr. Ümit YILDIRIM

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

ETİK BEYAN

Amasya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmada;

- Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
 - Tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
 - Tez çalışmada yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi,
 - Kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı,
 - Bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu,
- bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

(İmza)

Engin ŞİMŞEK

24/01/2025

KONSANTRE FOTOVOLTAİK PANELLERDE FDM VE SU BİLEŞENLİ HİBRİT SOĞUTMA SİSTEMİNİN PERFORMANS ÜZERİNE ETKİLERİ

(Yüksek Lisans Tezi)

Engin ŞİMŞEK

AMASYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Ocak 2025

ÖZET

Fotovoltaik (PV) panellerin performansı, büyük ölçüde çalışma sıcaklıklarından etkilenmektedir. Artan sıcaklıkların olumsuz etkilerini azaltmak amacıyla, literatürde çeşitli aktif ve pasif soğutma yöntemleri araştırılmıştır. Ancak, son yıllarda aktif ve pasif teknikleri bir araya getiren hibrit soğutma sistemlerine olan ilginin giderek arttığı görülmektedir. Bu bağlamda, faz değişim malzemeleri (FDM) pasif bir soğutma elemanı olarak kullanılırken, akışkanlar ise aktif bir soğutma ajanı olarak işlev görmektedir. Bu çalışmada, PV panelin tabanında bir akışkanın dolaştığı bir kanal tasarımı önerilmiştir. Kanalin altına yerleştirilen bir FDM katmanı, akışkanın ortalama sıcaklığını düşürerek PV panellerle doğrudan temas durumuna kıyasla daha fazla ısı çekilmesini sağlamaktadır. Önerilen sistem, geleneksel su soğutmalı PV panellerle karşılaştırmalı olarak değerlendirilmiş ve analizde yoğunluk oranı, çevre sıcaklığı, rüzgâr hızı, kanaldaki suyun kütleli akış hızı ve giriş sıcaklığı gibi parametreler dikkate alınmıştır. Elde edilen sonuçlar, önerilen hibrit soğutma sisteminin elektrik üretiminde 1.4–7 kW arasında bir artış sağladığını ve PV verimliliğini %1.6–3.8 arasında iyileştirdiğini göstermektedir.

Sayfa Adedi	: 44
Anahtar Kelimeler	: PV soğutma, Hibrit soğutma, Faz Değişim Malzemesi
Danışman	: Dr. Öğr. Üyesi Korhan ÖKTEN

EFFECTS OF FDM AND WATER-BASED HYBRID COOLING SYSTEM ON THE PERFORMANCE OF CONCENTRATED PHOTOVOLTAIC PANELS

(M. Sc. Thesis)

Engin ŞİMŞEK

AMASYA UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

January 2025

ABSTRACT

The performance of photovoltaic (PV) panels is significantly influenced by their operating temperature. To address the adverse effects of elevated temperatures, numerous active and passive cooling strategies have been investigated in the literature. Recent advancements, however, indicate a rising focus on hybrid cooling systems that integrate both active and passive techniques. In this regard, phase change materials (PCMs) are utilized as passive cooling elements, while fluids serve as active cooling agents. This study introduces an innovative design incorporating a channel at the base of the PV panel, facilitating fluid flow. A PCM layer is strategically positioned beneath the fluid channel to lower the fluid's average temperature, thereby enhancing heat extraction compared to direct thermal contact with the PV panel. The performance of the proposed system is evaluated against conventional water-cooled PV panels through a parametric analysis, considering variables such as concentration ratio, ambient temperature, wind speed, water mass flow rate within the channel, and fluid inlet temperature. The findings indicate that the proposed hybrid cooling system enhances electricity generation by 1.4–7 kW and improves PV efficiency by 1.6%–3.8%, depending on the operating conditions.

Number of pages : 44

Keywords : PV cooling, Hybrid cooling, Phase Change Material

Supervisor : Asst. Prof. Dr Korhan ÖKTEN

ÖN SÖZ ve TEŞEKKÜR

Tüm çalışmalarım boyunca tecrübe ve bilgi birikimini benimle paylaşan değerli danışman hocam Dr. Öğr. Üyesi Korhan ÖKTEN 'e tüm yardımlarından ötürü teşekkürü bir borç bilirim. Son olarak bu süreçte beni maddi ve manevi olarak destekleyen eşim Hatice ŞİMŞEK'e ve çocuklarım Ahmet ŞİMŞEK ve Elif Sare ŞİMŞEK'e minnettarlığımı belirtirim.



İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET	iv
ÇİZELGELER DİZİNİ	ix
ŞEKİLLER DİZİNİ	x
1. GİRİŞ.....	1
1.1. Yenilenemez Enerji Kaynakları.....	1
1.1.1. Petrol	1
1.1.2. Kömür	1
1.1.3. Doğalgaz	2
1.1.4. Nükleer Enerji.....	2
1.2. Yenilenebilir Enerji Kaynakları.....	2
1.2.1. Jeotermal enerji.....	3
1.2.2. Rüzgâr enerjisi	3
1.2.3. Hidroelektrik enerji.....	3
1.2.4. Güneş enerjisi.....	3
1.3. PV Panellerde Elektrik Üretimi ve Verimlilik	4
1.4. PV Panellerin Çalışma Prensipleri.....	4
1.5. PV Panellerin Verimliliğini Etkileyen Faktörler	5
1.6. Türkiye’de PV Panel Verimliliği ve Gelişmeler	6
2. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI	7
2.1. PV Panellerde Soğutma Teknikleri	7
2.1.1 Pasif soğutma ile ilgili çalışmalar	7
2.1.2 Aktif soğutma ile ilgili çalışmalar.....	8

	Sayfa
3. MATERYAL VE YÖNTEM	11
3.1. Sistem Tanımı.....	11
3.2 Her İki Durumun Sistem Bileşenleri ve Isı Transfer Modeli	11
3.3 Ekonomik Analiz.....	23
3.4. Hesaplama Prosedürü	25
4. SONUÇLAR VE TARTIŞMA	28
4.1.Model Doğrulaması	28
4.2. Zamana Bağlı Sıcaklık Değişiminin Değerlendirilmesi.....	29
4.3. Parametrik Analiz	30
4.3.1 Yoğunlaştırma oranının sistem çıktıları üzerindeki etkisi	30
4.3.2 Su akış hızının sistem çıktıları üzerindeki etkisi.....	32
4.3.3. Giriş suyu sıcaklığının sistem çıktıları üzerindeki etkisi	34
4.3.4 Ortam sıcaklığının sistem çıktıları üzerindeki etkisi	35
4.3.5. Rüzgâr hızının sistem çıktıları üzerindeki etkisi.....	36
4.3.6 Ekonomik sonuçların değerlendirilmesi	37
5. SONUÇ	39
ÖZGEÇMİŞ	45

ÇİZELGELER DİZİNİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 3.1. Her İki Durumun Geometrisi, Bileşenleri Ve 1-D Boyutlu Isi Transfer Modellemesi	13
Çizelge 3.2. Bileşenler Ve Termal Dirençler	14
Çizelge 3.3. Her Bir Durumun Modellenmesinde Kullanılan Denklemler	20
Çizelge 3.4. Sistemin Geometrik Boyutlari	21
Çizelge 3.5. Bileşenlerin Termofiziksel Özellikleri	22
Çizelge 3.6. Bileşenlerin Maliyet Fonksiyonu.....	24

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil	Sayfa
Şekil 3.1. Durum 1 ve durum 2'ye ait sistem tanımlaması	11
Şekil 3.2. Durum 1'in hesaplama prosedürü.....	26
şekil 3.3. Durum 2'nin hesaplama prosedürü	27
Şekil 4.1. Mevcut modelden elde edilen a) pv/su ve b) pv-fdm sistemlerindeki pv sıcaklıklarının literatür çalışmalarıyla karşılaştırılması	29
Şekil 4.2. Durum 1 ve durum 2 için zamana bağlı pv panel sıcaklık değerleri	30
Şekil 4.3. Yoğunlaştırma oranına bağlı.....	32
Şekil 4.4. $\dot{m}_{su}$ bağımlı.....	33
Şekil 4.5. $T_{giriş}$ bağımlı	34
Şekil 4.6. T_o bağımlı	35
Şekil 4.7. V_{wind} bağımlı	36
Şekil 4.8. yoğunlaştırma oranına bağlı durum 1 ve durum 2 için maliyet değerleri.....	37
Şekil 4.9. Yoğunlaştırma oranına bağlı durum 1 ve durum 2 için dem (dengelenmiş elektrik maliyeti)	38

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

Bu çalışmada kullanılmış bazı simgeler ve kısaltmalar, yanda açıklamaları verilmek üzere aşağıda listelenmiştir.

Simgeler	Açıklama
A	alan, m^2
M	maliyet, \$
C_p	özgül ısı kapasitesi, J/kgK
E_f	elektrik fiyatı, \$
g	yer çekimi, m/s^2
h	ısı transfer katsayısı, W/m^2K
I	ışınım, W/m^2
k	Termal iletkenlik, W/mK
L	uzunluk, m
$\dot{m}$	kütle debisi, kg
Nu	Nusselt sayısı
Pr	Prandtl sayısı
in	İndirim oranı
R	ısı direnç, m^2K/W
Re	Reynolds sayısı
Gk	Geri kazanım faktörü
$T_{\text{çev}}$	çevre sıcaklığı, $^{\circ}C$
$T_{\text{gök}}$	gökyüzü sıcaklığı, $^{\circ}C$
T	sıcaklık, $^{\circ}C$
th	kalınlıklar, m

Simgeler	Açıklama
t	zaman, s
x	boyut, m
x_i	Katı-sıvı arayüzü, m
Q	enerji, W
$\dot{Q}_{\text{depolanan}}$	depolanan enerji(kj)
$\dot{Q}_{\text{kayıp}}$	kayıp enerji(kj)
V	hız, m/s
W	iş, W
η	verimlilik, %
ρ	yoğunluk, kg/m ³
σ	Stefan-Boltzmann sabiti
β	güneş pili sıcaklık katsayısı
ε	yayıma katsayısı
μ	dinamik viskozite

Kısaltmalar**Açıklama***o*

ortam

Al,üst

üst alüminyum tabakası

Al,orta

orta alüminyum tabakası

Al,alt

alt alüminyum tabakası

EVA,üst

üst EVA tabakası

EVA,alt

alt EVA tabakası

rad

radyasyon ısı transferi

red

referans

FDM

Faz değıştiren malzeme

taş

taşınım ısı transferi

DEM

elektriğin seviye maliyeti

1. GİRİŞ

Enerji, modern toplumların ekonomik ve sosyal gelişimi için en temel gereksinimlerden biridir. Enerji kaynakları, fosil yakıtlar gibi yenilenemez ve güneş, rüzgâr gibi yenilenebilir kaynaklar olmak üzere iki ana kategoriye ayrılmaktadır. Yenilenemez enerji kaynaklarının sınırlı doğası ve çevresel etkileri nedeniyle, yenilenebilir enerji kaynakları sürdürülebilir kalkınma için büyük önem taşımaktadır. Özellikle Türkiye gibi yüksek güneş enerjisi potansiyeline sahip ülkelerde, yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmek stratejik bir öneme sahiptir (Karaca, 2022).

1.1. Yenilenemez Enerji Kaynakları

Yenilenemez enerji kaynakları, fosil yakıtlar ve nükleer enerji olmak üzere iki ana başlıkta toplanır. Bu kaynaklar sınırlı rezervlere sahip oldukları için tükenme riski altındadırlar ve çevresel etkileri nedeniyle sürdürülebilir enerji çözümleri arasında yer almazlar. Başlıca yenilenemez enerji kaynaklarının ayrıntıları aşağıda incelenmiştir.

1.1.1. Petrol

Petrol, dünya genelinde en yaygın kullanılan fosil yakıtlardan biridir. Özellikle ulaşım ve sanayi sektörlerinde yoğun olarak kullanılan petrol, yüksek enerji yoğunluğuna sahiptir ve bu nedenle ekonomik olarak oldukça avantajlıdır. Ancak, petrolün yanması sonucu atmosfere salınan karbon dioksit ve diğer zararlı gazlar, çevre kirliliği ve küresel ısınma gibi önemli çevresel sorunlara yol açmaktadır (Kara, 2020). Türkiye, petrol rezervleri açısından sınırlı bir ülke olduğundan, enerji ithalatına bağımlıdır ve bu durum, enerji arz güvenliğini tehdit etmektedir.

1.1.2. Kömür

Kömür, sanayi devriminden bu yana enerji üretiminde önemli bir kaynak olarak kullanılmıştır. Türkiye, yerel kömür rezervlerine sahip olmasına rağmen, kömür kullanımı çevresel sorunlara yol açmaktadır. Kömür santralleri, yüksek miktarda karbon salınımı yaparak iklim değişikliğine olumsuz yönde etki eder. Ayrıca, kömür madenciliği, yerel

ekosistemler üzerinde olumsuz etkilere neden olabilir (Smith, 2022). Türkiye'de kömür santralleri, enerji arzında önemli bir yere sahip olsada, uzun vadede daha sürdürülebilir ve temiz enerji kaynaklarına geçilmesi zorunludur.

1.1.3. Doğalgaz

Doğalgaz, Türkiye'nin enerji tüketiminde önemli bir paya sahiptir. Doğalgaz santralleri, kömür ve petrol gibi diğer fosil yakıtlara kıyasla daha düşük karbon salınımına sahiptir ve daha çevre dostu bir alternatif olarak öne çıkar. Türkiye, doğalgazı büyük oranda ithal etmektedir, bu da enerji güvenliği ve ekonomik açıdan zorluklar ortaya çıkarmaktadır. Ayrıca, doğalgazın çıkarılması ve taşınması sırasında metan sızıntıları çevresel riskler oluşturmaktadır. Metan, güçlü bir sera gazı olup küresel ısınmaya olumsuz yönde etki eder (Öztürk, 2021).

1.1.4. Nükleer Enerji

Nükleer enerji, yüksek enerji yoğunluğu ve düşük karbon salınımı ile çevresel sürdürülebilirlik açısından avantajlı bir yenilenemez enerji kaynağıdır. Bununla birlikte, nükleer enerji, radyoaktif atıklar ve güvenlik endişeleri sebebiyle risk barındırmaktadır. Türkiye, ilk nükleer santrali Akkuyu'da inşa etmektedir ve bu santral, ülkenin enerji arz güvenliğine katkı sağlayacak olsada, nükleer enerjinin yol açabileceği çevresel ve toplumsal riskler dikkate alınmalıdır. (Karaca, 2022). Ayrıca, nükleer enerji santrallerinde meydana gelebilecek kazalar ve radyoaktif atıkların uzun süreli depolanması gibi sorunlar önemli dezavantajlar arasında yer almaktadır (Smith, 2023).

1.2. Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Yenilenebilir enerji kaynakları, doğanın kendini sürekli yenileyen unsurlarından elde edilen enerjiyi ifade eder. Bu kaynaklar, sınırsız ve temiz enerji üretimi sağlayarak fosil yakıtların çevresel etkilerini azaltma potansiyeline sahiptir. Türkiye, coğrafi konumu ve iklimi sayesinde güneş enerjisi başta olmak üzere çeşitli yenilenebilir enerji kaynaklarına sahiptir (Kara, 2020).

1.2.1. Jeotermal enerji

Türkiye, jeotermal enerji potansiyeli bakımından dünyada ilk sıralarda yer almaktadır. Özellikle Batı Anadolu’da bulunan jeotermal kaynaklar, elektrik üretiminde kullanılmakta ve bölgesel ısıtma projeleri için önemli bir enerji kaynağı oluşturmaktadır (Kara, 2020). Jeotermal enerji, sürekli bir enerji kaynağı olmasının yanı sıra karbon salınımı açısından da düşük bir çevresel etkiye sahiptir. Ancak, jeotermal enerji yalnızca belirli coğrafi bölgelerde elde edilebilir ve bu, enerji üretiminin yaygınlaştırılmasını sınırlandıran bir faktördür.

1.2.2. Rüzgâr enerjisi

Rüzgâr enerjisi, Türkiye'nin rüzgâr hızlarının yüksek olduğu kıyı bölgelerinde potansiyel taşıyan bir yenilenebilir enerji kaynağıdır. Özellikle Ege ve Marmara bölgeleri, rüzgâr türbinlerinin kurulumu için uygun alanlar sunmaktadır. Rüzgâr enerjisi, temiz, sürdürülebilir ve düşük işletme maliyetlerine sahip bir enerji kaynağıdır (Smith, 2022). Ancak, rüzgârın süreksizliği, enerji üretiminde dalgalanmalara yol açabilir. Türkiye’de rüzgâr enerjisi yatırımları giderek artmakta ve 2030’a kadar yenilenebilir enerji hedefleri kapsamında önemli bir paya sahip olması planlanmaktadır (IEA).

1.2.3. Hidroelektrik enerji

Türkiye, hidroelektrik enerji üretimi açısından da büyük bir potansiyele sahiptir. Ülkenin akarsuları ve barajları, hidroelektrik santraller aracılığıyla önemli miktarda enerji sağlamaktadır. Hidroelektrik enerji, yenilenebilir enerji kaynakları arasında en eski ve en yaygın kullanılan yöntemlerden biridir. Karbon salınımı düşük olan bu enerji kaynağı, nehirlerin akış gücünden yararlanarak elektrik üretir (Öztürk, 2021). Ancak baraj yapımı sırasında çevresel zararlar meydana gelebilir, su kaynaklarına olan bağımlılık da hidroelektrik enerjiyi iklim değişikliğine karşı hassas hale getirmektedir.

1.2.4. Güneş enerjisi

Türkiye, yüksek güneş enerjisi potansiyeline sahip ülkelerden biridir. Ülkenin büyük bir kısmı yıl boyunca yüksek güneş ışınımına maruz kalmaktadır. Türkiye’nin yıllık

güneşlenme süresi yaklaşık 2.741 saat, ortalama günlük ışıınım değerleri ise 1.527 KWh/m² civarındadır (Öztürk, 2021). Güneş enerjisi, fotovoltaik (PV) paneller aracılığıyla elektrik enerjisine dönüştürülmektedir. Güneş enerjisinin en büyük avantajı sınırsız bir enerji kaynağı olması ve karbon salınımı yapmamasıdır. Dezavantajları ise, güneş enerjisi üretimi geceleri ve bulutlu havalarda kesintiye uğrayabilir, ayrıca PV panellerin verimliliği sıcaklık değişimlerine karşı hassastır. Yüksek sıcaklıklarda PV panellerin verimi düşebilir, bu nedenle panel soğutma yöntemleri üzerine araştırmalar yoğunlaşmaktadır (Öztürk, 2021).

PV panel verimliliği, güneş ışığının yoğunluğuna ve çevresel koşullara bağlı olarak değişmektedir. Türkiye'nin özellikle güney bölgeleri, yüksek güneş enerjisi potansiyeli nedeniyle PV paneller için ideal yerler olarak öne çıkmaktadır. Ancak, sıcak yaz aylarında yüksek sıcaklıklar PV panellerin enerji üretim verimliliğini düşürebilir. Bu nedenle, PV panellerin soğutulması, enerji verimliliğini artırmada kritik bir öneme sahiptir. Pasif soğutma sistemleri, doğal hava akışıyla panellerin sıcaklığını düşürürken; aktif soğutma sistemleri su veya hava devrelerini kullanarak verim kayıplarını minimuma indirmektedir (Kara, 2020).

1.3. PV Panellerde Elektrik Üretimi ve Verimlilik

Fotovoltaik (PV) paneller, güneş ışığını doğrudan elektrik enerjisine dönüştüren yarı iletken malzemelerden oluşan sistemlerdir. Bu sistemler, özellikle enerji üretiminin fosil yakıtlara dayandığı ülkelerde temiz enerji kaynaklarına geçiş için önemli bir çözüm olarak görülmektedir (Smith, 2022). PV panellerin verimliliği, güneş ışığının ne kadarının elektrığe dönüştürüldüğünü gösterir ve bu oran birçok faktörden etkilenir. PV panellerin verimliliğini artırmaya yönelik teknolojiler, bu alandaki araştırmaların odak noktası haline gelmiştir (Kara, 2020). Bu bölümde, PV panellerin çalışma prensipleri, verimliliği etkileyen faktörler ve verimliliği artırmaya yönelik teknolojik gelişmeler incelenecektir.

1.4. PV Panellerin Çalışma Prensibi

PV paneller, güneşten gelen fotonları elektrığe dönüştüren yarı iletken malzemelerden oluşur. Bu süreç, fotovoltaik etki olarak adlandırılır ve güneş ışığının yarı iletken malzeme üzerine düşmesi sonucu elektronların hareket etmesiyle elektrik akımı meydana gelir

(Karaca, 2022). Elektrik akımı, PV hücreler arasında oluşturulan devreler aracılığıyla toplanır ve bu enerji kullanılabilir elektrik formuna dönüştürülür. Türkiye, coğrafi konumu itibarıyla PV paneller için uygun bir ülkedir ve yıllık ortalama 2.741 saatlik güneşlenme süresi, panel verimliliği açısından önemli bir avantaj sunmaktadır (Öztürk, 2021).

PV panellerin elektrik üretimi, günün saatine, güneş ışığının açısına ve hava koşullarına bağlı olarak değişiklik gösterebilir. Güneş ışığı yoğunluğu ve süresi, elektrik üretiminde belirleyici rol oynar (Smith, 2022). Türkiye'nin güney bölgeleri, yüksek güneş potansiyeline sahip olduğu için bu bölgelerdeki PV paneller daha verimli çalışabilir (Kara, 2020). Ancak bu panellerin verimliliğini etkileyen birçok faktör vardır ve bunların yönetimi verimlilik artışında kritik rol oynar.

1.5. PV Panellerin Verimliliğini Etkileyen Faktörler

PV panellerin verimliliği, güneşten gelen ışığı ne kadar verimli bir şekilde elektriğe dönüştürdüğü ile doğrudan ilgilidir. Genellikle PV panellerde bu oran %15 ila %20 arasında değişir, ancak bazı gelişmiş teknolojilerle %25'in üzerinde verimlilik sağlanabilir (Smith, 2022). Verimliliği etkileyen başlıca faktörler şunlardır:

- **Güneş Işığının Şiddeti ve Süresi:** PV paneller, doğrudan güneş ışığına ihtiyaç duyar ve bu nedenle bulutlu havalarda veya gece saatlerinde üretim azalır. Türkiye, yıllık ortalama 1.527 kWh/m² güneş ışıınımı ile güneş enerjisinden faydalanmak için elverişli bir ülkedir (Öztürk, 2021). Güneş ışığının yoğun olduğu yaz aylarında enerji üretimi daha yüksek olur, ancak kış aylarında verimlilik düşebilir.
- **Sıcaklık:** PV panellerin sıcaklıkla verim kaybına uğraması, sistemin performansını olumsuz etkileyen önemli bir faktördür. Sıcaklık arttıkça PV panellerdeki yarı iletken malzemelerin direnci de artar ve bu durum verimliliğin düşmesine yol açar. Yapılan araştırmalar, her 1°C sıcaklık artışının PV panellerde %0.5 oranında verim kaybına neden olabileceğini göstermektedir (Kara, 2020). Türkiye gibi sıcak iklim bölgelerinde bu sorun daha belirgin hale gelir ve bu nedenle soğutma çözümleri önem kazanır.
- **Panel Yönelimi ve Montaj Açısı:** PV panellerin güneşe doğru ideal bir açıyla yerleştirilmesi, verimliliği doğrudan etkileyen bir diğer faktördür. Türkiye'de panellerin

güneye doğru yerleştirilmesi ve 30-40 derece eğimle monte edilmesi en yüksek verimliliği sağlamaktadır (Smith, 2022). Yanlış açılarla yerleştirilen panellerde enerji üretiminde ciddi kayıplar yaşanabilir.

- **Gölgeleme:** PV panellerin üzerine düşen ağaç, bina veya diğer yapıların yarattığı gölgeler, verimliliği olumsuz etkileyebilir. Gölgeleme, hücrelerin çalışmasını engelleyerek toplam enerji üretimini düşürür. Bu nedenle, panellerin gölgesiz alanlara kurulması önemlidir (Öztürk, 2021).

- **Panel Malzemesi ve Teknolojisi:** PV panellerde kullanılan yarı iletken malzemelerin türü de verimlilik üzerinde belirleyici bir faktördür. Monokristal paneller, daha yüksek verimlilik oranlarına sahipken, polikristal paneller daha uygun maliyetli ancak daha düşük verimlidir (Smith, 2022). Ayrıca, ince film PV paneller ve çift yüzeyli (bifacial) paneller gibi yeni nesil teknolojiler de verimlilik artışında önemli rol oynamaktadır (Karaca, 2022).

1.6. Türkiye’de PV Panel Verimliliği ve Gelişmeler

Türkiye, güneş enerjisi potansiyeli açısından Avrupa’nın önde gelen ülkelerinden biridir. Ülke genelinde güneş enerjisi projeleri hızla artmakta ve yenilenebilir enerjiye olan ilgi her geçen gün büyümektedir (Öztürk, 2021). Türkiye’nin güney bölgeleri, özellikle Mersin, Adana, Antalya gibi şehirler, yüksek güneşlenme süresi ile PV paneller için oldukça elverişli bölgeler arasında yer alır. Ayrıca Türkiye’de son yıllarda güneş enerjisi yatırımları hız kazanmış, küçük ve orta ölçekli işletmeler kendi elektrik ihtiyaçlarını karşılamak için güneş enerjisinden yararlanmaya başlamıştır (Smith, 2022).

2. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI

2.1. PV Panellerde Soğutma Teknikleri

Yüksek sıcaklık, PV panellerin verimliliğini düşüren en önemli faktörlerden biridir. Özellikle Türkiye'nin güney bölgelerinde sıcaklıklar yaz aylarında aşırı derecelere ulaşabilir ve bu da panellerin verimliliğinde ciddi kayıplara yol açabilir (Öztürk, 2021). Bu nedenle, PV panellerin verimliliğini artırmak için soğutma yöntemleri geliştirilmiştir. Soğutma teknikleri aktif ve pasif olmak üzere iki kategoriye ayrılır:

- **Pasif Soğutma:** Pasif soğutma sistemleri, doğal hava sirkülasyonu sağlayarak panellerin sıcaklığını düşürmeye çalışır. Bu yöntem, düşük maliyetli ve bakım gerektirmeyen bir çözüm sunar ancak çok sıcak iklimlerde yeterince etkili olmayabilir (Smith, 2022).
- **Aktif Soğutma:** Aktif soğutma, su veya hava devreleri kullanarak PV panellerin sıcaklığını düşürmeyi amaçlayan bir yöntemdir. Su soğutmalı sistemler, panellerin arkasından su dolaştırarak sıcaklığı düşürür ve verimliliği artırır. Aktif soğutma yöntemleri, pasif soğutmaya göre daha etkilidir, ancak bu yöntemler daha pahalı ve bakım gerektiren çözümlerdir (Kara, 2020).

2.1.1 Pasif soğutma ile ilgili çalışmalar

Hasan, Sarwar, Alnoman ve Abdelbaqi, sıcak iklim koşullarında fotovoltaik (PV) panellerin arka yüzeyine faz değişim malzemesi (RT-42) yerleştirerek, bu sistemin performansını hem deneysel hem de sayısal olarak incelemişlerdir. Çalışmalarında, en yüksek soğutma performansının Nisan ve Haziran aylarında gözlemlendiği, ancak kış aylarında faz değişim malzemesinin tamamen erimemesi nedeniyle soğutma performansının düştüğü bildirilmiştir. Nisan ve Ekim aylarında faz değişim malzemesinin gündüz eriyip gece katılaşması sonucunda, PV panel sıcaklığında ortalama 0.5°C'lik bir azalma kaydedilmiş ve PV güç üretiminde yıllık %5.9 oranında bir artış sağlanmıştır (Hasan, Sarwar, Alnoman ve Abdelbaqi, 2017).

Pichandi, Murugavel Kulandaivelu, Alagar, Dhevaguru ve Ganesamoorthy, Güney Hindistan'da gerçekleştirdikleri deneysel çalışmada, faz değişim malzemesi olarak hidratlı tuz, sodyum karbonat dekahidrat ve magnezyum sülfat heptahidrat kullanmışlardır. Çalışma sonucunda, PV panel sıcaklığında 7°C'ye kadar bir düşüş ve panelin günlük ortalama veriminde %1.21 oranında bir artış gözlemlenmiştir (Pichandi, Murugavel Kulandaivelu, Alagar, Dhevaguru ve Ganesamoorthy, 2020).

Savvakis, Dialyna ve Tsoutsos, Yunanistan'da gerçekleştirdikleri deneysel çalışmada, PV panellere faz değişim malzemesi olarak parafin RT-27 ve RT-31 uygulanmıştır. Sonuçlara göre, günlük enerji üretiminde RT-27 ile %4.19, RT-31 ile %4.24 oranında artış sağlanmış ve panel verimliliği %2.86 ile %4.19 arasında değişen oranlarda artmıştır (Savvakis, Dialyna ve Tsoutsos, 2020).

Waqas, Jie ve Xu'nun deneysel çalışmasında, faz değişim malzemesi olarak RT-24 kullanılmış ve bu malzeme bakır borulara yerleştirilerek PV panelin arka yüzeyine monte edilmiştir. Çalışma sonucunda, PV panelin yüzey sıcaklığında 8.5°C'lik bir azalma sağlanmış ve arka yüzey sıcaklığı 62°C'den 56°C'ye düşmüştür. Panel verimliliğinde %3 oranında bir iyileşme kaydedilmiştir (Waqas, Jie ve Xu, 2017).

Du, Fell, Duck, Chen, Liffman, Zhang ve Gu, rüzgâr hızının PV panel soğutma performansı üzerindeki etkilerini inceleyen teorik bir çalışma gerçekleştirmiştir. %70 soğurma oranına sahip bir güneş panelinin, rüzgârsız koşullarda 1000 W/m² güneş ışınlamında 60°C'ye kadar ısınırken, rüzgâr hızının 4 m/s'yi geçtiği günlerde panel sıcaklığının 40°C'nin altına düştüğü tespit edilmiştir (Du, Fell, Duck, Chen, Liffman, Zhang ve Gu, 2019).

2.1.2 Aktif soğutma ile ilgili çalışmalar

Krauter, PV panelin ön yüzeyine 1 mm kalınlığında su akıtan bir sistem kullanarak panelin sıcaklığını 22°C'ye kadar düşürmüştür ve elektrik veriminde %10.3 oranında artış sağlamıştır (Krauter, 2004).

Nižetić, Čoko, Yadav ve Grubišić-Čabo, PV panelin ön ve arka yüzeylerine su püskürterek soğutma işlemi yapmışlardır. Bu çalışmanın sonucunda, elektrik veriminde %5.9 ve güç

çıkışında %16.3 oranında artış gözlemlenmiştir; panel sıcaklığı ortalama 52°C'den 24°C'ye düşmüştür (Nižetić, Čoko, Yadav ve Grubišić-Čabo, 2017).

Rahimi, Asadi, Karami ve Karimi, PV panelin arka yüzeyine su taşıyan tek ve çok başlıklı hidrolik kanallar yerleştirerek, farklı akış hızlarında deneysel çalışmalar yapmışlardır. Çalışma sonucunda, çok başlıklı sistemin tek başlıklı sisteme göre %19 daha fazla ısı absorbe ettiği ve güç üretiminde %28 oranında iyileşme sağlandığı belirlenmiştir (Rahimi, Asadi, Karami ve Karimi, 2015).

Bahaidarah, Subhan, Gandhidasan ve Rehman, Suudi Arabistan çöl ikliminde su soğutmalı hibrit sistem üzerine sayısal ve deneysel çalışmalar gerçekleştirmiştir. Çalışmada, PV hibrit su soğutmalı sisteminin enerji toplama kapasitesinin, PV panel sistemine göre yaklaşık 4 kat daha fazla olduğu belirlenmiştir. 900 W/m² güneş ışınımında, hibrit sistem 750 W enerji toplarken PV panel sistemi yalnızca 190 W enerji toplamıştır. Ayrıca, hibrit soğutma sistemi ile panel sıcaklığında %20 düşüş ve elektrik veriminde %9 artış gözlemlenmiştir (Bahaidarah, Subhan, Gandhidasan ve Rehman, 2013).

Fudholi, Sopian, Yazdi, Ruslan, Ibrahim ve Kazem, su ile soğutulan termal PV panel sisteminin 500 W/m²–800 W/m² güneş ışınımı altında termal ve elektriksel performansını incelemişlerdir. 0.011 kg/s ile 0.041 kg/s arasında değişen kütleli debiler kullanılarak, en iyi performansın 800 W/m² güneş ışınımı ve 0.041 kg/s debi ile elde edildiği belirlenmiştir. Çalışmada, termal PV verimliliğinde %68.4, PV verimliliğinde %13.8 ve termal verimde %54.6 oranında artış sağlanmıştır (Fudholi, Sopian, Yazdi, Ruslan, Ibrahim ve Kazem, 2014).

Kabul ve Duran, Isparta'da yapılan deneysel çalışmada, su ile soğutmalı ve soğutmasız PV panelleri karşılaştırmışlardır. 39.9°C ortam sıcaklığında, soğutmasız panelin yüzey sıcaklığı 95.1°C ölçülürken, soğutmalı panelin yüzey sıcaklığı 41.6°C olarak kaydedilmiştir. 0.16 kg/s ile 0.33 kg/s debi aralıklarında yapılan testlerde, daha yüksek debi ile %30 oranında güç artışı gözlemlenmiştir (Kabul ve Duran, 2014).

Teo, Lee ve Hawlader, PV panelin arka yüzeyine üfleyici ile soğutma uygulamışlardır. Soğutmasız panelin yüzey sıcaklığı 68°C iken, elektrik verimliliği %8.6'ya kadar düşmüştür.

Soğutma yapılan panelde ise yüzey sıcaklığı 38°C'ye düşerken, elektrik verimliliği %12.5 olarak kaydedilmiştir (Teo, Lee ve Hawlader, 2012).

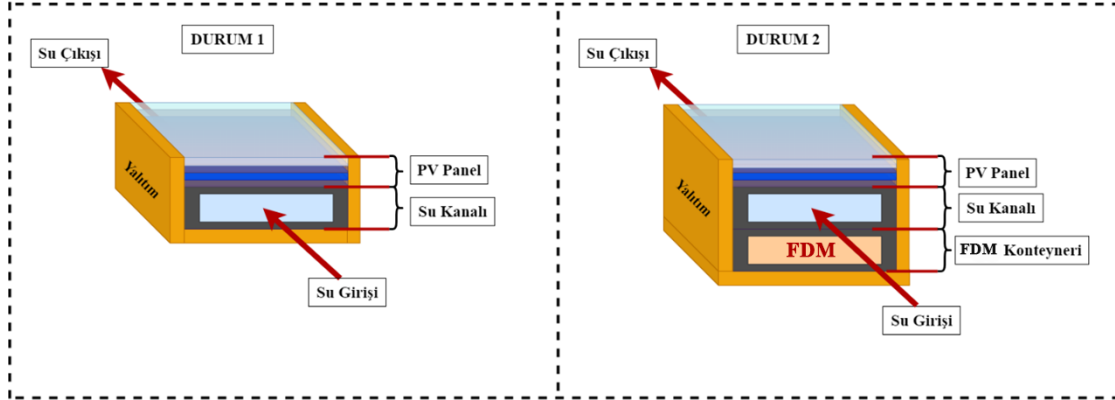


3. MATERİYAL VE YÖNTEM

Bu bölümde, iki farklı durumun sistem tanımı, ısı transfer modeli ve hesaplama yöntemi ayrıntılı olarak ele alınmaktadır. İlk olarak, her iki sistemin çalışma prensibi 3.1. Bölümde verilmektedir.

3.1. Sistem Tanımı

Bu çalışmada, fotovoltaik (PV) panellerin etkin bir şekilde soğutulması amacıyla iki farklı senaryo incelenmiştir. Şekil 3.1'de görüldüğü üzere, Durum 1'de PV panelin soğutulması, panelin altına bir su kanalı yerleştirilerek sağlanmıştır. Durum 2'de ise su kanalına ek olarak, faz değişim malzemesi (FDM) kabı da PV panelin altına yerleştirilmiştir; bu durumda su kanalı panelin alt kısmına, FDM kabı ise su kanalının altına konumlandırılmıştır. Her iki senaryoda da termal verimliliği optimize etmek amacıyla PV panel sisteminin yan ve alt yüzeyleri yalıtılmıştır; bu, literatürde sıkça karşılaşılan bir uygulama olarak bilinmektedir. (Zheng ve Zhou, 2023).



Şekil 3.1. Durum 1 ve Durum 2'ye ait sistem tanımlaması

3.2 Her İki Durumun Sistem Bileşenleri ve Isı Transfer Modeli

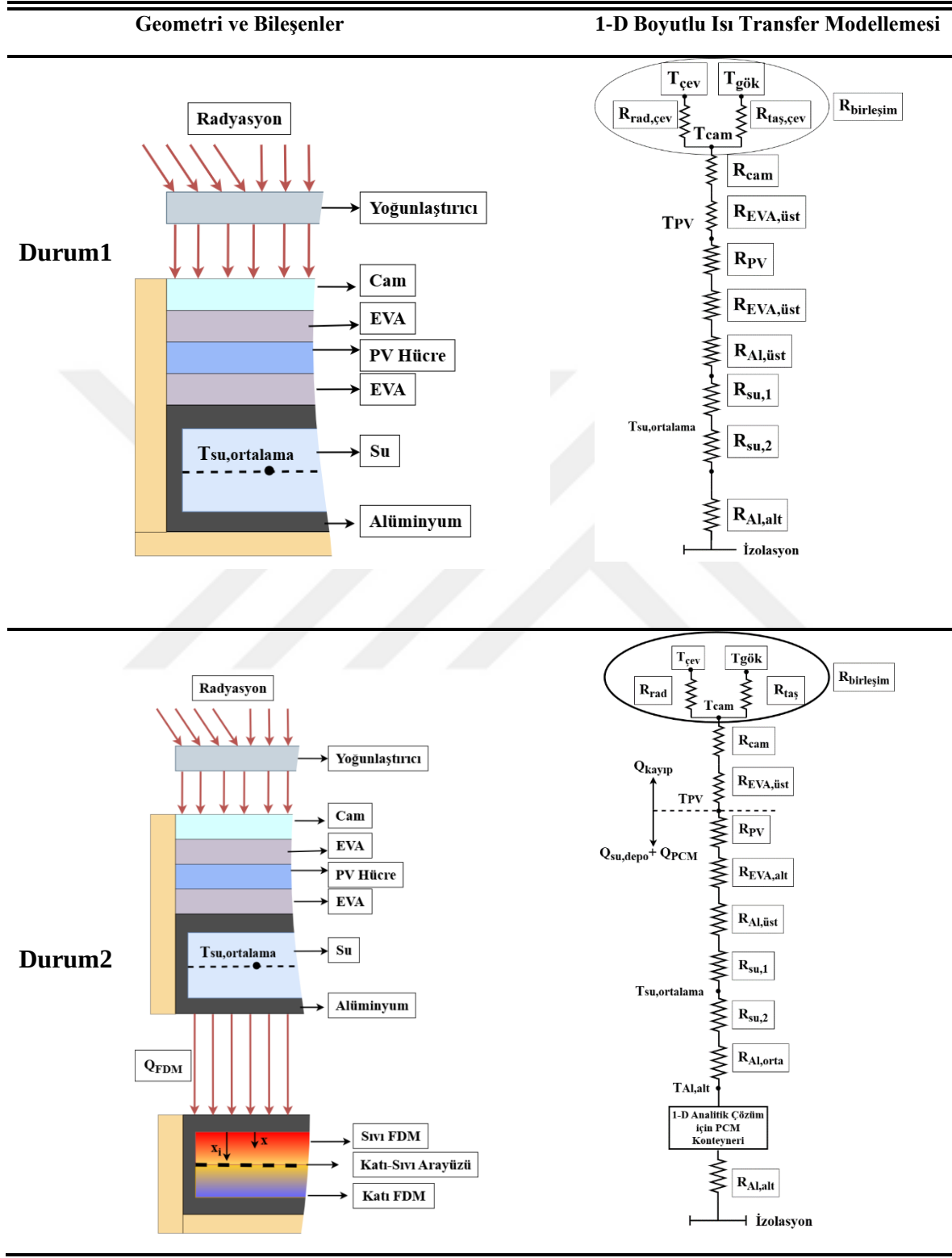
Çizelge 3.1'de gösterildiği gibi, PV ve su kanalı bileşenlerinden oluşan sistem Durum 1 olarak adlandırılırken, PV, su kanalı ve FDM kabı içeren sistem Durum 2 olarak adlandırılmıştır. Çizelgeye bakıldığında, her iki durumda da PV panelleri ve su kanalları kullanıldığı görülmektedir. Bu bileşenler arasında, PV paneli, cam, PV hücreleri, EVA ve alüminyum katmanları olup, literatürde yaygın olarak kullanılan panel modellerine

dayanmaktadır (Kurşun, 2021) (Hasan, Sarwar, Alnoman, ve Abdelbaqi, 2017). Su kanalı, iki alüminyum plaka arasında akan bir su tabakası olarak modellenmiştir. Ayrıca, Durum 1'den farklı olarak, Durum 2 bir FDM kabı içermekte olup, bu FDM kabı, iki alüminyum plaka arasına yerleştirilmiş bir FDM tabakası olarak modellenmiştir. Her iki durumda da, belirtilen katmanların boşluksuz ve homojen olduğu varsayılmaktadır (Kurşun, 2021) (Hasan ve diğerleri, 2017).

Her iki senaryoda da PV hücrelerine radyasyon enerjisi ulaşmaktadır. Bu radyasyon enerjisinin bir kısmı elektrik enerjisine dönüştürülürken, kalan kısmı ısı enerjisine dönüştürülmektedir. Bu ısı PV panelinin sıcaklığını artırmakta, dolayısı ile etkin bir şekilde dağıtılması gerekmektedir. Bunu sağlamak için, atık ısının bir kısmı PV panelinin üst yüzeyinden çevreye yayılırken ($Q_{kayıp}$), geri kalan kısmı Durum 1 için su kanalına ($Q_{su,depolanan}$) ve Durum 2 için hem su kanalına ($Q_{su,depolanan}$) hem de FDM kabına (Q_{FDM}) aktarılmaktadır. Bu ısı, su kanalındaki suyun sıcaklığını yükseltir (Durum 1 ve Durum 2) ve FDM'nin ısınarak erimesine neden olur (Durum 2).

Fiziksel mekanizmayı analiz etmek için Çizelge 3.1'de gösterilen 1-D ısı transfer modelleri kullanılmıştır. 1-D termal direnç ağları, hem Durum 1 hem de Durum 2'de zamandan bağımsız olan PV paneli ve su kanalını analiz etmek için kullanılırken, Durum 2'de gözlemlenen FDM kabı için 1-D analitik bir model uygulanmıştır.

Çizelge 3.1. Her İki Durumun Geometrisi, Bileşenleri ve 1-D Boyutlu Isı Transfer Modellemesi



Çizelge 3.2'de EVA, PV hücresi, alüminyum, su ve cam yüzeyinden ortama olan ısı kaybına karşılık gelen dirençler belirtilmiştir. Çizelgede açıkça görüldüğü gibi, PV, EVA ve alüminyum katmanları içindeki ısı transferi iletim yoluyla gerçekleşmektedir. Su

kanalındaki akan su kütlesi içindeki ısı, taşınım yoluyla aktarılmaktadır. Son olarak, cam yüzeyinden çevreye ısı transferi radyasyon ve taşınım yoluyla gerçekleşmektedir.

Çizelge 3.2. Bileşenler ve termal dirençler

Bileşenler	Termal Direnç
Cam (R_{cam})	$R_{cam} = \frac{th_{cam}}{k_{cam}A_{PV}}$ (1)
EVA (R_{EVA})	$R_{EVA} = \frac{th_{EVA}}{k_{EVA}A_{PV}}$ (2)
PV Hücresi (R_{PV})	$R_{PV} = \frac{th_{PV}}{k_{PV}A_{PV}}$ (3)
Alüminyum (R_{Al})	$R_{Al} = \frac{th_{Al}}{k_{Al}A_{PV}}$ (4)
Su (R_{su})	$R_{su} = \frac{1}{h_{su}A_{PV}}$ (5)
Çevreye Taşınım ($R_{taş}$)	$R_{taş} = \frac{1}{h_{taş}A_{PV}}$ (6)
Ortamdan Çevreye (R_{rad})	$R_{rad} = \frac{1}{h_{rad}A_{PV}}$ (7)

Çizelge 3.2'de gösterilen k_{cam} , k_{EVA} , k_{PV} , ve k_{Al} ifadeleri sırasıyla cam, EVA, PV ve alüminyum katmanlarının ısı iletkenliğini temsil etmektedir. Ayrıca, th_{cam} , th_{EVA} , th_{PV} ve th_{Al} ifadeleri sırasıyla cam, EVA, PV ve alüminyum katmanlarının kalınlıklarını temsil etmektedir. Alan değeri tüm katmanlarda eşit olduğundan, tüm denklemlerde A_{PV} olarak gösterilmiştir. Hesaplamaları yapmak için, kanaldaki suyun hareketiyle oluşan taşınım yoluyla ısı transfer katsayısının cam yüzeyinden çevreye olan taşınım yoluyla ısı transfer katsayısının ($h_{taş}$), ve cam tüp yüzeyinden gökyüzüne olan radyasyon yoluyla ısı transfer katsayısının (h_{rad}), Eşitlik 5, 6 ve 7'de görüldüğü gibi belirlenmesi gerekmektedir. Öncelikle, h_{su} , ifadesini hesaplamak için Nu_{su} sayısının hesaplanması gerekmektedir. Laminer ve türbülanslı akış rejimleri için Nu_{su} sayısı şu şekilde tanımlanmaktadır (Qu, Hong, Su, Tang, ve Jin, 2018):

$$Nu_{Su} = \begin{cases} 3.66 + \frac{(0.049 + 0.02 / Pr_{Su}) \left(\frac{Re_{Su} Pr_{Su} D_h}{L_{PV}} \right)}{\left(1 + 0.065 \left(\frac{Re_{Su} Pr_{Su} D_h}{L_{PV}} \right)^{0.7} \right)} & Re < 2300 \\ \frac{\left(\frac{f}{8} \right) Re_{Su} Pr_{Su}}{K_1(f) + K_2(Pr_{Su}) \left(\frac{f}{8} \right)^{1/2} (Pr_{Su}^{2/3} - 1)} & Re \geq 2300 \end{cases} \quad (8)$$

Eşitlik 8'de görülen Re_{Su} , Pr_{Su} ifadeleri sırasıyla boyutsuz Reynold ve Prandtl sayısını ifade etmektedir. f , L_{PV} , ve D_h ifadeleri sırasıyla sürtünme katsayısını, su kanalı uzunluğunu ve hidrolik çapı temsil etmektedir. Ayrıca, f ve Pr , sayılarına bağlı fonksiyonlar olan $K_1(f)$ ve $K_2(Pr)$, ifadeleri şu şekilde tanımlanmaktadır:

$$K_1(f) = 1 + 3.4 f \quad (9)$$

$$K_2(Pr) = 11.7 + 1.8 Pr^{-1/3} \quad (10)$$

Eşitlik 9'da görülen f ifadesi şu şekilde belirlenmiştir:

$$f = (1.82 \log Re - 1.64)^{-2} \quad (11)$$

Hem Nu_{Su} sayısını hem de K_2 ifadesini hesaplamak için gerekli olan Re_{Su} ve Pr_{Su} sayıları şu şekilde hesaplanmaktadır:

$$Re_{Su} = \frac{\rho_{Su} V_{Su} D_h}{\mu} \quad (12)$$

$$Pr_{Su} = \frac{\mu c_{p,su}}{k_{su}} \quad (13)$$

Eşitlik 12'de, V_{Su} suyun hızı, ρ_{Su} suyun yoğunluğu ve D_h hidrolik çap olarak tanımlanmaktadır. Eşitlik 13'te, μ dinamik viskozite, $c_{p,Su}$ özgül ısı kapasitesi ve k_{Su} ısı iletkenlik katsayısıdır. Hesaplanan Nu ifadesi kullanılarak h_{Su} değeri şu şekilde hesaplanmaktadır:

$$h_{Su} = \frac{k_{Su} Nu_{Su}}{D_h} \quad (14)$$

Cam katmanından çevreye ısı transfer katsayısını hesaplamak için $T_{gök} = T_{çev}$ varsayalım. Böylece, taşınım ve radyasyon yoluyla gerçekleşen ısı transfer katsayısı, birleşik ısı transfer katsayısı olarak aşağıdaki şekilde hesaplanabilir (Cengel, 2000).

$$h_{birleşik} = h_{taş} + h_{rad} \quad (15)$$

Eşitlik 15'te görülen h_{rad} ifadesi aşağıdaki şekilde tanımlanmaktadır.

$$h_{rad} = A_{pV} \sigma \varepsilon (T_{cam}^2 + T_{çev}^2) (T_{cam} + T_{çev}) \quad (16)$$

Eşitlik 16'da, A_{pV} ısı transfer alanı, σ Stefan Boltzmann sabiti, ε yayılma katsayısı, T_{cam} cam yüzey sıcaklığı ve $T_{çev}$ çevre sıcaklığıdır. $h_{taş}$ ifadesi aşağıdaki gibidir.

$$h_{taş} = 2.8 + 3V_{rüzgar} \quad (17)$$

Hesaplanan $h_{taş}$ ve h_{rad} değerleri Eşitlik 15'e yerine konularak $h_{birleşik}$ ifadesi elde edilmektedir. Bu nedenle, Eşitlik 6 ve 7'de görülen ısı dirençlerin birleştirilmesiyle Eşitlik 18 elde edilmektedir.

$$R_{rad} = \frac{1}{h_{birleşik} A_{pV}} \quad (18)$$

Yukarıda belirtilen hesaplamalara dayanarak, Durum 1 ve Durum 2'de gözlemlenen PV paneli ve su kanalını modelleyebiliriz. Aşağıda ise FDM konteyneri için hesaplamalar gerçekleştirilmiştir. Çizelge 3.1 (Durum 2), ısı transferinin su kanalından FDM konteynerinin yüzeyine doğru gerçekleştiğini göstermektedir. Sonuç olarak, başlangıçta tamamen katı halde olan FDM, ısınma nedeniyle erimeye başlar ve zamanla erimiş FDM miktarı artar. Bu nedenle, FDM konteyner modeli üç bileşene ayrılmıştır: sıvı faz, katı faz ve geçiş bölgesi. İlk olarak, sıvı faz için 1-D ısı iletim denklemi ve sınır koşulları aşağıdaki gibi tanımlanır.

$$\frac{\partial^2 T_l}{\partial x^2} = 0 \quad (19)$$

$$x = 0, \quad -k_l \frac{\partial T_l}{\partial x} = \frac{\dot{Q}_{FDM}}{A} \quad (19a)$$

$$x = x_i(t), \quad T_{sıvı} = T_{erime} \quad (19b)$$

Eşitlik 19'da sunulan 1 boyutlu diferansiyel denklemi çözmek için, Eşitlik 19a'da konteynerin üst yüzeyinden sabit bir ısı akısı olduğunu belirten sınır koşulu ve Eşitlik 19b'de katı-sıvı arayüzünün sabit bir erime sıcaklığını koruduğunu gösteren sınır koşulu kullanılmıştır. Katı-sıvı arayüzü zamanla gelişirken, modelimizin 1 boyutlu doğası göz önünde bulundurularak, erime sırasında sıvı bölgenin zamana bağlı uzunluğu tanımlanmıştır. Bu bilgiler kullanılarak, Eşitlik 19, Eşitlik 19a ve 19b yardımıyla çözülmüş ve Eşitlik 20 türetilmiştir.

$$T_{sıvı}(x) = \frac{\dot{Q}_{FDM}}{A_{pv} k_l} (x_i(t) - x) + T_{erime} \quad (20)$$

Katı faz için 1 boyutlu ısı iletim denklemi ve sınır koşulları aşağıda gösterilmiştir.

$$\frac{\partial^2 T_s}{\partial x^2} = 0 \quad (21)$$

$$x = x_i(t), \quad T_{katı} = T_{erime} \quad (21a)$$

$$x = th_{FDM}, \quad \frac{\partial T_{katı}}{\partial x} = 0 \quad (21b)$$

Eşitlik 21'i çözmek için, Eşitlik 21a'da görüldüğü gibi katı-sıvı arayüzünde sabit bir erime sıcaklığı ve Eşitlik 21b'de konteynerin alt kısmında (th_{FDM}) yalıtım sınır koşulları kullanılmıştır. Bu bilgilerle, Eşitlik 21'in çözümü şu şekilde elde edilmiştir:

$$T_s(x) = T_m \quad (22)$$

Eşitlik 22'de görüldüğü gibi, yalıtımlı sınır koşulunun kullanılması nedeniyle tüm katı bölgenin erime sıcaklığında olduğu varsayılmaktadır. Son olarak, x_i 'in ilerlemesini belirlemek için aşağıda gösterilen katı-sıvı arayüz sınır koşulu kullanılmıştır. Başlangıç koşulu olarak, erimenin olmadığı varsayılmıştır (Jiji ve Gaye, 2006).

$$k_{katı} \frac{\partial T_{katı}(x_i, t)}{\partial x} - k_{sıvı} \frac{\partial T_{sıvı}(x_i, t)}{\partial x} = \rho_{sıvı} L_{erime} \frac{dx_i}{dt}, \quad x_i(0) = 0 \quad (23)$$

Eşitlik 20 ve 22, Eşitlik 23'e yerine konulduğunda, $x_i(t)$ fonksiyonu aşağıdaki şekilde elde edilir.

$$x_i(t) = \frac{\dot{Q}_{FDM} t}{\rho L_{erime} A_{PV}} \quad (24)$$

Bu noktaya kadar, Durum 1 ve Durum 2 için temel denklemleri oluşturan ana denklemler özetlenmiştir. Çizelge 3.3, her iki durumu ele alan temel denklemleri, modelin anlaşılmasını kolaylaştırmak amacıyla üç ayrı bölüme ayırarak sunmaktadır. İlk bölüm, her iki durumda da kullanılan denklemleri içermektedir. İkinci bölüm, yalnızca Durum 1'de kullanılan denklemleri kapsarken, üçüncü bölüm ise yalnızca Durum 2'de kullanılan denklemleri içermektedir (Kurşun ve Ökten, 2019) (Emam ve Ahmed, 2017).

Bölüm 1'de görüldüğü gibi, $\dot{Q}_{PV}$ PV hücresine gelen radyasyondan kaynaklanan toplam enerjiyi, C yoğunlaşma oranını, η_{op} optik verimliliği, η_{PV} PV panel verimliliğini, η_{ref}

referans verimliliği, T_{PV} PV panel sıcaklığını, β_{ref} referans sıcaklık katsayısını, T_{ref} referans sıcaklığını, $\dot{Q}_{su,depolanan}$ su tarafından soğurulan enerji miktarını, $\dot{m}_{su}$ suyun kütleli debisini, $T_{su,ortalama}$ ortalama su sıcaklığını, $T_{giriş}$ suyun giriş sıcaklığını, $T_{çıkış}$ suyun çıkış sıcaklığını, $\dot{Q}_{kayıp}$ cam tüp yüzeyinden çevreye olan ısı kaybını, T_{cam} cam tüp yüzey sıcaklığını ve $T_{gök}$ gökyüzü sıcaklığını temsil etmektedir. Çizelge 3.3'te görülen Eşitlik 25-28, literatürden alınan ampirik denklemlerdir. Eşitlik 29 ve 30 su tarafından soğurulan enerji miktarını hesaplamak için kullanılmıştır. Son olarak, Eşitlik 31, PV panelde cam yüzeyinden çevreye üretilen ısı kaybını gösteren üç farklı enerji denklemini göstermekte olup, ısıl direnç ağları kullanılarak oluşturulmuştur. Eşitlikler 25 ve 28'de görülen η_{op} ve η_{inv} ifadeleri sırasıyla 0.85 ve 0.9 olarak alınmıştır (Kosmadakis, Manolakos ve Papadakis, 2010).

Çizelge 3.3'ün ikinci bölümünde, Denklem 32'deki $\dot{Q}_{su,depolanan}$ ifadesi, ısıl direnç ağları ile modellenmiştir. Denklem 33, atık ısının bir kısmının PV panel yüzeyinden çevreye atıldığını ($\dot{Q}_{kayıp}$) ve bir kısmının ise su tarafından emildiğini ($\dot{Q}_{su,depolanan}$) göstermektedir. Son olarak, Durum 2 için ısıl verimlilik Denklem 34'te görülebilir.

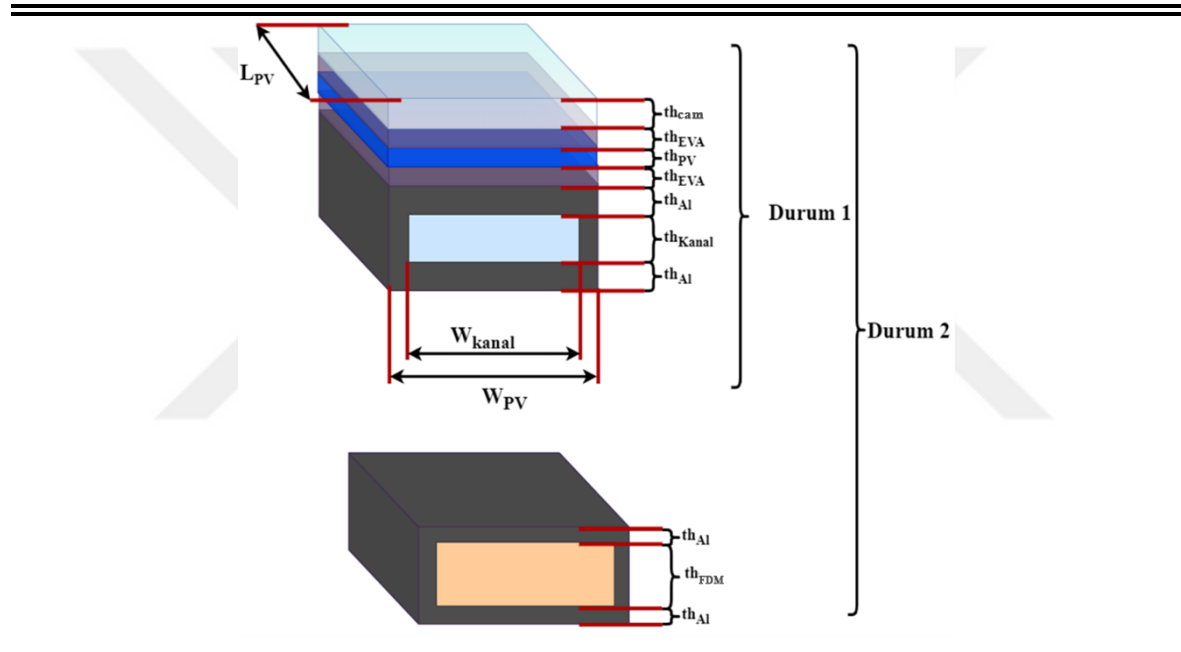
Dördüncü bölümdeki denklemlerde yer alan $\dot{Q}_{FDM}$, FDM tarafından emilen enerji miktarını göstermektedir. Denklem 35'te, PV panelinden salınan atık ısının su ve FDM tarafından emilen kısmı ($\dot{Q}_{su,depolanan} + \dot{Q}_{FDM}$), ısıl direnç ağları ile modellenmiştir. Denklem 36 ve 37, ısıl direnç ağları ile modellenen $\dot{Q}_{su,depolanan}$ ve $\dot{Q}_{FDM}$ ifadelerini göstermektedir. Denklem 37, atık ısının bir kısmının cam üst yüzeyinden çevreye atıldığını ($\dot{Q}_{kayıp}$) ve bir kısmının su ve FDM tarafından emildiğini ($\dot{Q}_{su,depolanan}$, $\dot{Q}_{FDM}$) gösteren enerji dengesini temsil etmektedir. Denklemler 38 ve 39, FDM kabının analitik çözümünden türetilen $T_{Al,orta}$ ve $x_i(t)$ ifadelerini göstermektedir. Son olarak, Denklem 40, Durum 2'nin ısıl verimlilik ifadesidir.

Çizelge 3.3. Her bir durumun modellenmesinde kullanılan denklemler

Durumlar	Denklemler	Ref.
1)Hem Durum 1 hem de Durum 2	$\dot{Q}_{PV} = (IC\eta_{op}A_{PV})$	(25) (Kurşun ve Ökten, 2019)
	$\dot{Q}_{atık} = \dot{Q}_{PV}(1 - \eta_{PV})$	(26) (Emam ve Ahmed, 2017)
	$\eta_{PV} = \eta_{ref} (1 - \beta_{ref} (T_{PV} - T_{ref}))$	(27) (Emam ve Ahmed, 2017)
	$\dot{W}_{el,PV} = \dot{Q}_{PV} \eta_{PV} \eta_{inv}$	(28) (Kurşun ve Ökten, 2019)
	$\dot{Q}_{su,depolanan} = \dot{m}_{su} c_{su} (T_{çıkan} - T_{giren})$	(29) -
	$T_{su,ortalama} = (T_{giren} + T_{çıkan}) / 2$	(30) -
2)Sadece Durum 1	$\dot{Q}_{kayıp} = \frac{T_{cam} - T_{gök}}{R_{birleşik}} = \frac{T_{PV} - T_{cam}}{R_{EVA,üst} + R_{gl}} = \frac{T_{PV} - T_{gök}}{R_{EVA,üst} + R_{cam} + R_{birleşik}}$	(31) -
	$\dot{Q}_{su,depolanan} = \frac{T_{PV} - T_{su,ortalama}}{R_{EVA,alt} + R_{Al,alt} + R_{su,1}}$	(32) -
	$\dot{Q}_{atık,ısı} = \dot{Q}_{kayıp} + \dot{Q}_{su,depo}$	(33) -
	$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{su,depolanan}}{\dot{Q}_{PV}}$	(34) -
3)Sadece Durum 2	$\dot{Q}_{FDM} + \dot{Q}_{su,depolanan} = \frac{T_{PV} - T_{Al,üst}}{R_{EVA,alt} + R_{Al,üst}}$	(35) -
	$\dot{Q}_{su,depolanan} = \frac{T_{Al,üst} - T_{su,ortalama}}{R_{su1}}$	(36) -
	$\dot{Q}_{FDM} = \frac{T_{su,ortalama} - T_{Al,orta}}{R_{Al,orta} + R_{su1}}$	(37) -
	$\dot{Q}_{atık,ısı} = \dot{Q}_{kayıp} + \dot{Q}_{su,depolanan} + \dot{Q}_{FDM}$	(38) -
	$T_{Al,orta} = \left(\frac{\dot{Q}_{FDM} x_i(t)}{k_{sivi} A_{PV}} \right) + T_{erime}$	(39) -
	$x_i(t) = \left(\frac{\dot{Q}_{FDM} t}{\rho L_{erime} A_{PV}} \right)$	(40) -
	$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{su,depolanan} + \dot{Q}_{FDM}}{\dot{Q}_{PV}}$	(41) -

Yukarıda verilen denklemlerle, her bir katmanın sıcaklıkları, η_{PV} , η_{th} , $\dot{W}_{PV}$ ve x_i değerleri kolayca hesaplanabilir. Ancak, sayısal değerlere ulaşmak için PV hücresinin özellikleri, geometrik boyutlar ve FDM'nin termofiziksel özellikleri bilinmelidir. Çizelge 3.4, sistemin geometrik boyutlarını göstermektedir (Kurşun ve Ökten, 2019) (Emam ve Ahmed, 2017). Çizelgede görülen FDM kabı geometrisi, maksimum erime koşuluna göre tasarlanmıştır. Başka bir deyişle, maksimum erime koşulunda bile, kabın içindeki FDM tamamen sıvı hale gelmemektedir.

Çizelge 3.4. Sistemin geometrik boyutları



	Ölçüler (m)	Ref.
th_{cam}	0.003	(Emam ve Ahmed, 2017)
th_{EVA}	0.0005	(Emam ve Ahmed, 2017)
th_{PV}	0.0002	(Kurşun ve Ökten, 2019)
th_{Al}	0.004	(Emam ve Ahmed, 2017)
th_{kanal}	0.04	-
th_{FDM}	0.25	-
W_{PV}	0.3	-
W_{kanal}	0.2	-
L_{PV}	100	-

Bu çalışmada, literatürde yaygın olarak tercih edildiği için silikon PV hücreleri kullanılmıştır (Kurşun ve Ökten, 2019)(Díaz, Moraga ve Cabrales, 2022). Ayrıca, düşük erime sıcaklığı aralığı, yüksek erime ısısı, yüksek ısıl iletkenlik, katı ve sıvı haller arasındaki düşük hacimsel genişleme ve yüksek yoğunluk değeri nedeniyle tuz hidrat $\text{CaCl}_2\text{--}6\text{H}_2\text{O}$ kullanılmıştır (Emam ve Ahmed, 2017). Bu bileşenlerin termofiziksel özellikleri Çizelge 3.5'te görülmektedir (Kurşun ve Ökten, 2019) (Emam ve Ahmed, 2017) (Hasan, McCormack, Huang ve Norton, 2014).

Çizelge 3.5. Bileşenlerin termofiziksel özellikleri

Bileşen	Özellikler	Değer	Ref.
Cam	k_{cam} (W/mK),	0.8	(Kurşun ve Ökten, 2019)
	ε	0.9	(Kurşun ve Ökten, 2019)
EVA	k_{EVA} (W/mK)	0.023	(Kurşun ve Ökten, 2019)
Silisyum Güneş Hücresi	k_{PV} (W/mK)	148	(Emam ve Ahmed, 2017)
	n_{ref} (%)	20	(Emam ve Ahmed, 2017)
	β_{ref}	0.0045	(Emam ve Ahmed, 2017)
Alüminyum	k_{Al} (W/mK)	211	(Kurşun ve Ökten, 2019)
FDM ($\text{CaCl}_2\text{--}6\text{H}_2\text{O}$)	Sıvı faz, $k_{sıvı}$ (W/mK)	0.56	(Emam ve Ahmed, 2017) (Hasan ve diğerleri, 2014)
	Katı faz, $k_{katı}$ (W/mK)	1.08	
	Sıvı faz, $\rho_{sıvı}$ (kg/m^3)	1560	
	Katı faz, $\rho_{katı}$ (kg/m^3)	1710	
	Sıvı faz, $c_{p,sıvı}$ (J/kgK)	2100	
	Katı faz, $c_{p,katı}$ (J/kgK)	1400	
	L_{erime} (J/kgK)	191000	
	μ_{FDM} (Pa s)	0.00287	
	β_{FDM} (1/K)	0.0005	
	T_{erime}	29.8	

FDM'nin ısı iletkenliği Çizelge 3.5'te görölebilir. Özellikle sıvı fazda, sıcaklık artışı ve erime kaynaklı konveksiyon etkileri, sıvı FDM davranışını değiştirmektedir. Bu bölümde, konveksiyon etkilerini içeren ve Nu sayısına bağlı olarak elde edilen yeni ısı iletkenlik aşığıdaki şekilde hesaplanmıştır (Díaz ve diğerleri, 2022).

$$k_{sıvı,n} = k_{sıvı} Nu_{FDM} \quad (42)$$

Bu çalışmadaki panel yatay olduğundan, Nu_{FDM} sayısı aşığıdaki şekilde hesaplanmıştır (Hollands, Unny, Raithby ve Konicek, 1975).

$$Nu_{FDM} = 1 + 1.44 \left[1 - \frac{1708}{Ra_{FDM}} \right]^+ + \left[\frac{Ra_{FDM}^{1/3}}{18} - 1 \right]^+ \quad (43)$$

Denklem 43'te görölen Ra_{FDM} sayısı aşığıdaki şekilde hesaplanmıştır.

$$Pr_{FDM} = \frac{c_{p,l} \mu_{FDM}}{k_l}; \quad Gr_{FDM} = \frac{g \beta (T_{sıcak} - T_{soğuk}) L_{ch}^3}{\nu^2}; \quad Ra_{FDM} = Gr_{FDM} Pr_{FDM} \quad (44)$$

Denklem 44'te görölen $T_{sıcak}$ ve $T_{soğuk}$, sırasıyla erimiş FDM'nin sıcak ve soğuk yüzeylerini temsil etmektedir. Bu çalışmada, $T_{Al,orta}$ ($x=0$) sıcak yüzeyi, T_{erime} ($x = x_i$) ise soğuk yüzeyi temsil etmektedir.

3.3 Ekonomik Analiz

Bu bölümde, Durum 1 ve Durum 2'nin ekonomik analizine yönelik hesaplamalar sunulmaktadır. Ekonomik açıdan her iki sistem de çalışma kapsamında incelenmiştir; bu inceleme, seçilen kontrol hacimleri içerisinde PV modülleri, alüminyum su kanalları, yoğunlaştırıcılar (hem Durum 1 hem de Durum 2), alüminyum FDM kapları ve FDM malzemelerini (sadece Durum 2) içermektedir (Çizelge 3.1). Elektrik çıktısı, seçilen kontrol hacmine bağlı olduğundan, ekonomik analiz için DEM (dengelenmiş elektrik maliyeti) parametresi seçilmiş ve şu şekilde hesaplanmıştır.

$$DEM = \frac{M_{yatirim,toplam} + \sum_{i=1}^{I\ddot{O}} \frac{M_{yillik}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^{I\ddot{O}} \frac{\dot{W}_{net,yillik}}{(1+in)^i}} \quad (45)$$

Burada $M_{yatirim,toplam}$ toplam yatırım maliyetini, M_{yillik} yıllık maliyeti, in indirim oranını, $I\ddot{O}$ işletme ömrünü ve $\dot{W}_{net,yillik}$ toplam yıllık elektrik üretimini temsil etmektedir. M_{yillik} , Denklem 46 ile ifade edilmektedir (tcmb.gov.tr).

$$M_{yillik} = M_{isletme} - (ef_{satıs} W_{PV,yillik}) - Gk \quad (46)$$

Denklem 46'da, $M_{isletme}$ terimi işletme maliyetini, Ef elektrik fiyatını ve Gk geri kazanım faktörünü ifade etmektedir. PV panel tarafından üretilen elektriğin satış fiyatının hesaplanması, Türkiye'den elde edilen in ve Ef parametrelerine dayandırılmış olup, sırasıyla %12.36 ve 0.133 \$/kWh değerleri elde edilmiştir (tcmb.gov.tr) (The University of Manchester). Ayrıca, sistemin 25 yıllık bir ömre sahip olduğu ve toplam işletme ve sürdürülebilirlik maliyetinin toplam tutarın %1.5'i olduğu varsayılmıştır (Hu, Yang, Li, ve Duan, 2021). Ekonomik değerlendirmelerde geri kazanım faktörünü temsil eden R_v , sistemlerin uzun işletme süresi nedeniyle $Gk=0$ olarak belirlenmiştir (Hu ve diğerleri, 2021). Sistemin toplam maliyetini hesaplamak için kullanılan fonksiyonlar Çizelge 3.6'da gösterilmiştir.

Çizelge 3.6. Bileşenlerin maliyet fonksiyonu

Bileşen	Maliyet Fonksiyonu	Temel Yıl	Ref.
Yoğunlaştırıcı	20 \$/m ²	2005	(Tripanagnostopoulos ve diğerleri, 2005)
PV modülleri	100 \$/m ²	2019	(Gürtürk, 2019)
Alüminyum	100 \$/ton	2019	(Kursun ve diğerleri, 2023)
FDM	0.2 \$/kg	2019	(Bland ve diğerleri, 2017)

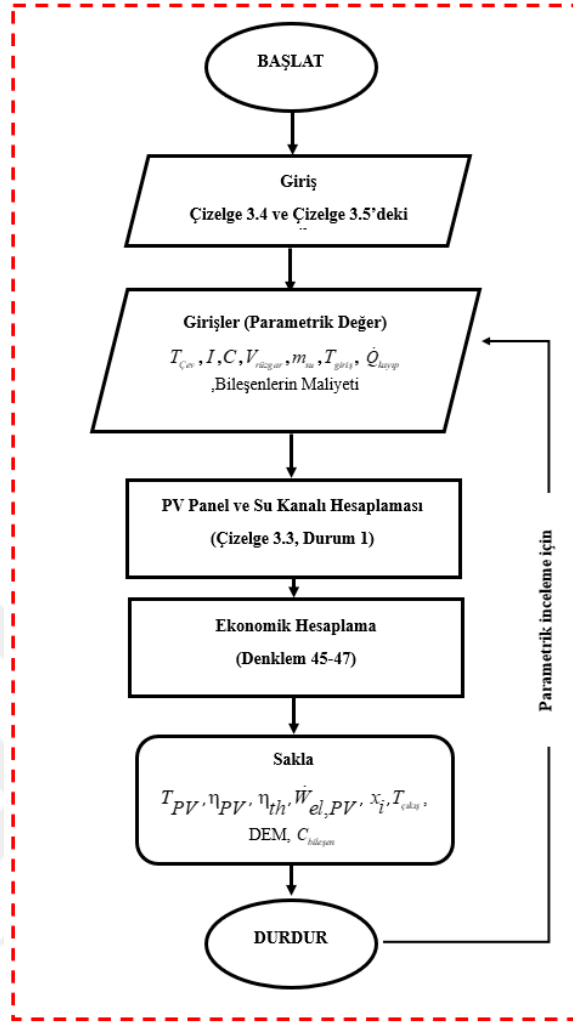
2023 yılında oluşan maliyetleri belirlemek için toplam maliyetler, Denklem 47'de gösterildiği gibi CEPCI değeri olarak bilinen düzeltme faktörü kullanılarak hesaplanmıştır (Hu ve diğerleri, 2021). Buna göre, 2023 yılı için CEPCI değeri 800.8 olarak alınmıştır (The University of Manchester).

$$M_{bileşen} = M_{temel} (CEPCI_{2023} / CEPCI_{temel\ yıl}) \quad M_{yatırım, toplam} = \sum M_{bileşen} \quad (47)$$

Yukarıda detaylandırılan modelin sonuçlarını elde etmek için, Bölüm 3.4'te tartışılan hesaplama prosedürü kullanılmıştır.

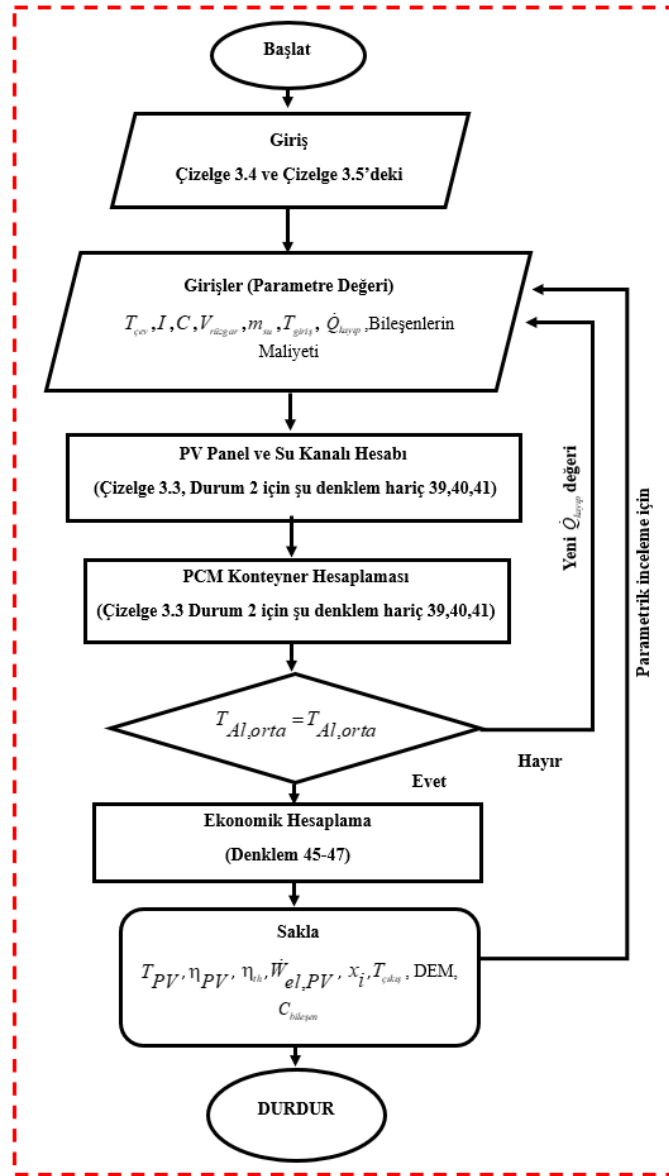
3.4. Hesaplama Prosedürü

Hesaplamaları gerçekleştirmek için ticari bir mühendislik yazılımı olan EES (Engineering Equation Solver) kullanılmıştır. Şekil 3.2, Durum 1'in hesaplama prosedürünü göstermektedir. İlk olarak, sistem girdileri tanıtılmış ve parametrik olarak belirlenen veriler girilmiştir. Ardından, daha önce bahsedilen formüller programa tanıtılmıştır. Böylece, değişken sayısı ve denklemler eşit olduğundan sistem çıktıları kolayca elde edilmiştir. Bu işlem, tüm parametrik değerler için tekrarlanmıştır.



Şekil 3.2. Durum 1'in hesaplama prosedürü

Şekil 3.3, Durum 2'nin hesaplama prosedürünü göstermektedir. Durum 1'de olduğu gibi, sabitler ve parametrik değerler sisteme tanıtılmıştır. Ancak, Durum 1'den farklı olarak, PV paneli ve su kanalı, FDM kabı hesaplamalarından ayrı olarak gerçekleştirilmiştir. Buna göre, önce $\dot{Q}_{kayıp}$ 'a bir değer atanır. Ardından, PV paneli ve su kanalı hesaplamaları için oluşturulan model kullanılarak $T_{Al,orta}$ değeri hesaplanır. Aynı değer, FDM kabı için oluşturulan modelle belirlenir. İki değer arasındaki fark en fazla 10^{-3} olana kadar yeni bir $\dot{Q}_{kayıp}$ değeri atanarak işleme devam edilir. Son olarak, hesaplama parametrik değerler için tekrarlanır.



Şekil 3.3. Durum 2'nin hesaplama prosedürü

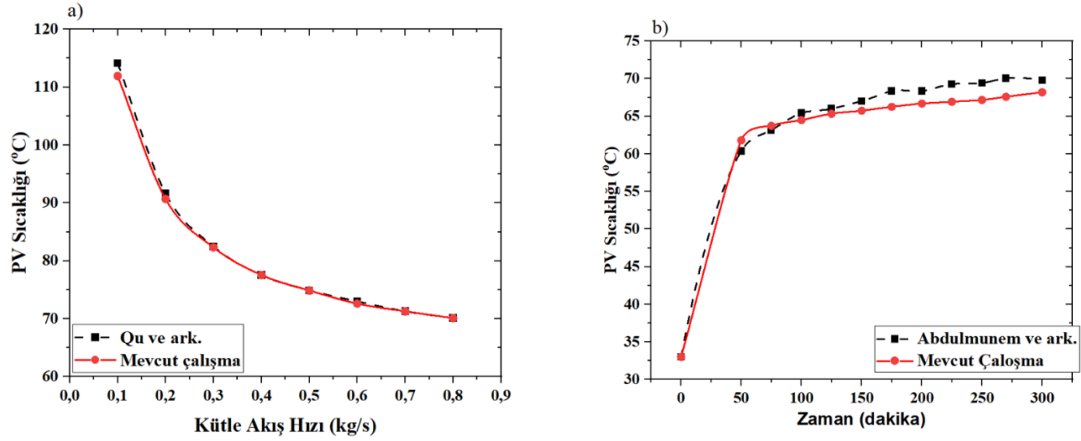
Matematiksel model ve hesaplamalar açıklandıktan sonra, sonuçlar ve tartışmalar bölümü aşağıda sunulmaktadır.

4. SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Bu bölümde, önerilen matematiksel modelden elde edilen sonuçlar, doğruluklarını doğrulamak amacıyla literatürdeki mevcut çalışmaların bulguları ile karşılaştırılmıştır (Bölüm 4.1). Ardından, parametrik çalışmanın inceleme sistematüğini anlamak için zamana bağımsızlık araştırması yapılmıştır (Bölüm 4.2). Son olarak, seçilen parametrelere dayalı sistem çıktıları ele alınmıştır (Bölüm 4.3).

4.1.Model Doğrulaması

Bu bölümde, çalışmada geliştirilen teorik modeli doğrulamak amacıyla, literatürde yapılan çalışmalardan elde edilen sistem çıktıları ile karşılaştırmalar yapılmıştır. Ancak, önerilen PV/Su-FDM (Durum 2) sistemine benzer bir literatür çalışması bulunamadığından, mevcut modelin doğrulaması PV/Su ve PV-FDM sistemleri için ayrı ayrı yapılmıştır. Bu yaklaşım, mevcut modelde PV/Su ve FDM kaplarının ayrı kontrol hacimleri olarak seçilip daha sonra birleştirildiği göz önüne alındığında kabul edilebilir görünmektedir. Şekil 4.1a, PV/Su'nun doğrulamasını göstermektedir. Bu doğrulama için Q_u ve arkadaşlarının yaptığı çalışma kullanılmış olup, maksimum sapmanın %0.56 olduğu bulunmuştur. Şekil 4.1b'de ise, PV-FDM sistemi, Abdulmunen ve arkadaşlarının çalışması kullanılarak doğrulanmış ve maksimum sapmanın %4 olduğu görülmüştür. Bu oranlar, mevcut modelin doğru kabul edilebileceğini göstermektedir.

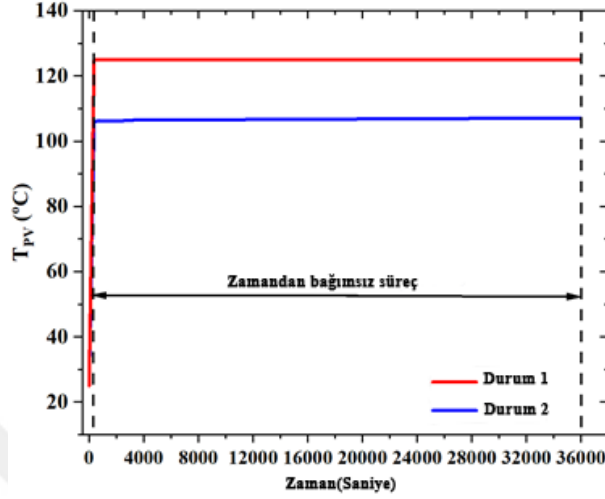


Şekil 4.1. Mevcut modelden elde edilen a) PV/Su ve b) PV-FDM sistemlerindeki PV sıcaklıklarının literatür çalışmalarıyla karşılaştırılması

4.2. Zamana Bağlı Sıcaklık Değişiminin Değerlendirilmesi

Bu bölümde, sistem çıktılarının zamana bağlılığı tartışılmış ve buna göre parametrik çalışmanın inceleme sistematigi açıklığa kavuşturulmuştur. Şekil 4.2'de, PV sıcaklığının zamana bağlı değişimi gösterilmiştir. Hem Durum 1 hem de Durum 2'nin, sürecin başlamasından hemen sonra zamandan bağımsız olarak sabit kaldığı açıkça görülmektedir. Diğer tüm parametrelerin sıcaklıkla değiştiği göz önüne alındığında, çalışmada, parametrelerin zamandan bağımsız olduğu 10 saatlik bir süreç boyunca sistem çıktılarının ortalamaları değerlendirilmiştir. Tüm parametre inceleme süreci boyunca kararlı bir duruma geçilmiş olmasına rağmen, parametrenin zamanla artacağı öngörülmektedir. Bu nedenle, bu

çalışmada, incelenen sürecin sonunda (katı-sıvı arayüzü) değeri paylaşılmıştır (toplam erime miktarı).



Şekil 4.2. Durum 1 ve Durum 2 için zamana bağlı PV panel sıcaklık değerleri. ($T_{gök} = 25^{\circ}C$, $C = 2$, $L_{PV} = 100m$, $T_{giriş} = 15^{\circ}C$, $V_{rüzgar} = 2 m/s$, $\dot{m} = 0.1kg/s$, $I = 800W/m^2$)

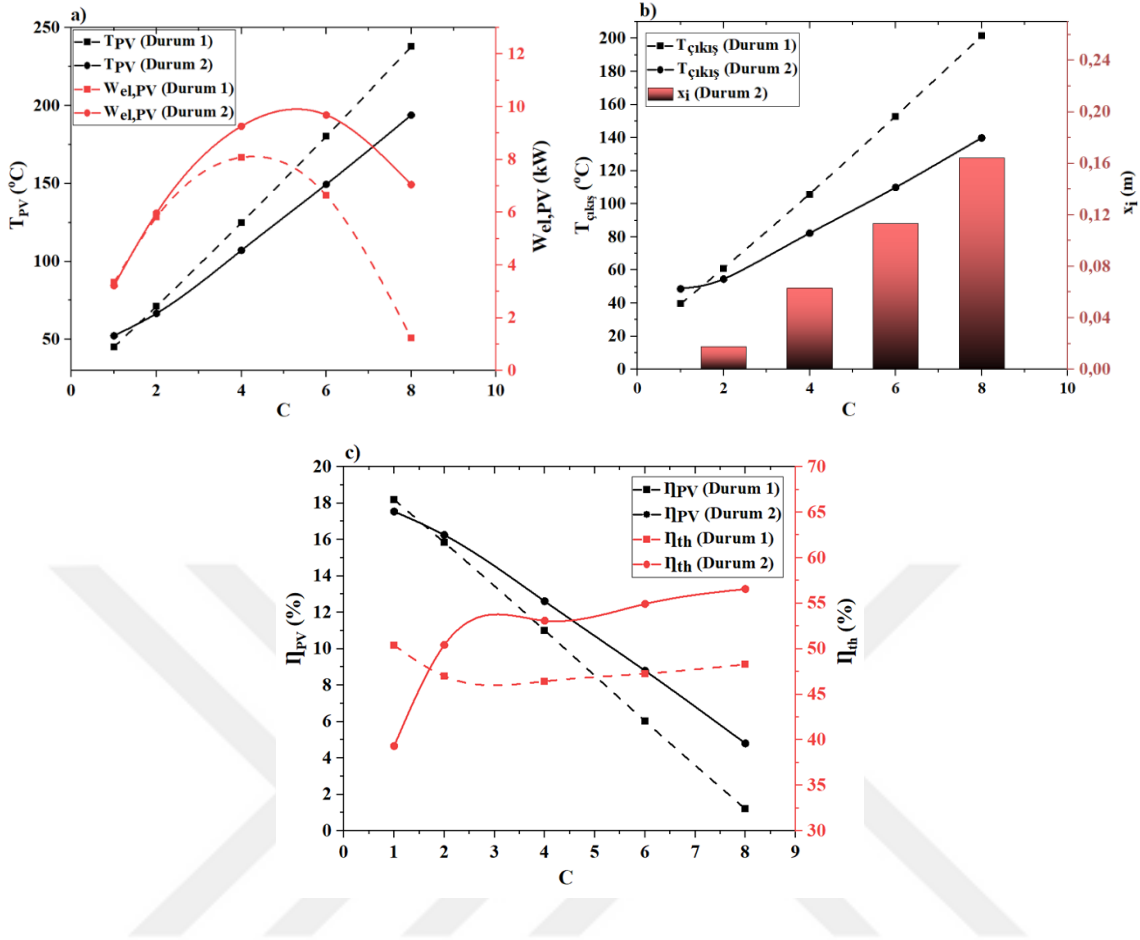
Çalışmada, yoğunlaştırma oranı, rüzgâr hızı, ortam sıcaklığı, kütle akış hızı ve PV panel uzunluğu parametrik değerler olarak seçilmiştir (Bölüm 3.3). İlk olarak, yoğunlaştırma oranının sistem çıktıları üzerindeki etkileri Bölüm 3.3.1'de gösterilmiştir.

4.3. Parametrik Analiz

4.3.1 Yoğunlaştırma oranının sistem çıktıları üzerindeki etkisi

Şekil 4.3a'da, PV panel sıcaklığı ve elektrik üretimi, yoğunlaştırma oranına bağlı olarak gösterilmiştir. Buna göre, yoğunlaştırma oranı 1 olduğunda (yoğunlaştırma yapılmayan senaryo) hariç, Durum 2'den elde edilen PV panel sıcaklıkları, Durum 1'den elde edilenlerden daha düşüktür. İki durum arasındaki maksimum sıcaklık farkı, yoğunlaştırma oranının 8 olduğu durumda $45^{\circ}C$ olarak gerçekleşmiştir. Elektrik üretimi her iki durumda da benzer eğilimler göstermektedir. Ancak, yoğunlaştırma oranı 5'e ulaşana kadar artmış, ardından PV panel sıcaklığındaki aşırı artış nedeniyle azalmıştır. Benzer şekilde, elektrik üretiminde de iki durum arasındaki maksimum fark, yoğunlaştırma oranı 8 olduğunda $5.815 kW$ olarak kaydedilmiştir. Durum 2'de PV panel sıcaklığının diğer durumlardan daha düşük

olmasının nedeni, Şekil 4.3b'de açıkça görülmektedir. Şekil 4.3b, Durum 2'de kanaldan geçen suyun enerjisinin bir kısmını FDM'ye aktardığını göstermektedir. Sonuç olarak, suyun ortalama sıcaklığı düşmüş ve bu sayede PV panelden daha fazla ısı çekilmesi sağlanmıştır. Bu nedenle, yoğunlaştırma oranı 1 olduğu durum (yoğunlaştırma yapılmayan senaryo) hariç, Durum 2'nin ortalama su çıkış sıcaklığı, yoğunlaştırma oranının farklı değerlerinde diğer durumlara göre daha düşük olmuştur. Yoğunlaştırma oranı 1 olduğunda, FDM katmanında erimenin olmaması, Durum 2'de su çıkış sıcaklığının daha yüksek olmasına neden olmuştur. Diğer senaryolarda, yoğunlaştırma oranındaki artış, FDM katmanında daha fazla erimeye yol açmış ve yoğunlaştırma oranı 8 olduğunda maksimum erime miktarı 0.16 olarak kaydedilmiştir. Bu değerde, her iki durumun çıkış sıcaklıkları arasındaki fark maksimuma ulaşmış ve 61.6°C olarak belirlenmiştir. Şekil 4.3c, yoğunlaştırma oranına bağlı olarak PV ve termal verimlilik ifadelerini göstermektedir. Buna göre, yoğunlaştırma oranı 1 olduğu senaryo hariç hem PV hem de termal verimlilik Durum 2'de daha yüksektir. Ancak, yoğunlaştırma oranı 8 olduğunda, PV verimliliği Durum 1 için yaklaşık %2 ve Durum 2 için yaklaşık %5 olup, oldukça düşük değerlere sahiptir. Diğer yoğunlaştırma oranlarında, Durum 2, Durum 1'e kıyasla ortalama %1.5'lik bir verim artışı göstermiştir. Benzer şekilde, termal verimlilikte de yoğunlaştırma oranı 1 olduğunda (yoğunlaştırma yapılmayan senaryo) hariç, Durum 2 için daha yüksek sonuçlar elde edilmiştir. Ayrıca, yoğunlaştırma oranı 3'e ulaştıktan sonra her iki durumda da termal verimliliklerde önemli bir artış gözlenmemiştir. Bu değerlerde, Durum 2, Durum 1'e kıyasla ortalama %7 daha fazla termal verimlilik sağlamıştır.



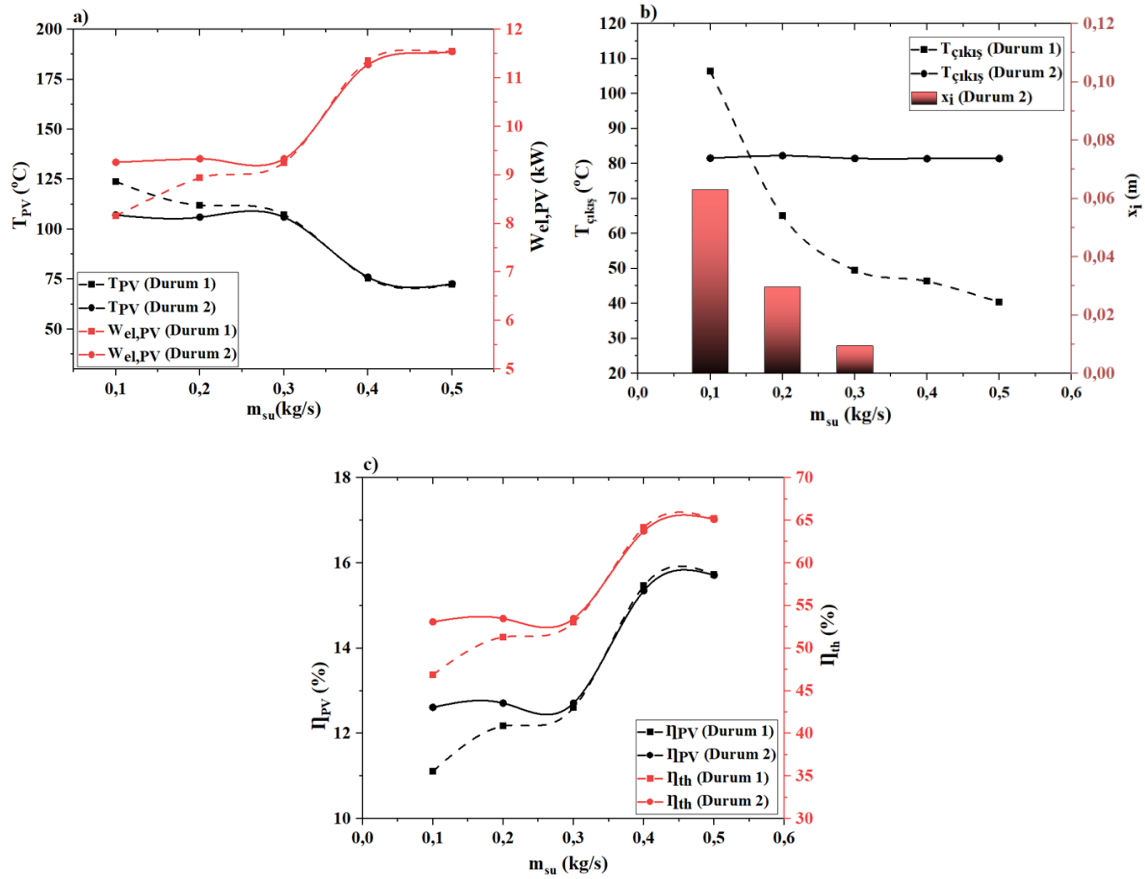
Şekil 4.3. Yoğunlaştırma oranına bağlı a) PV panel sıcaklığı, elektrik üretimi, b) $T_{cıkış}$, x_i , c)

n_{PV} ve n_{th} Durum 1 ve Durum 2 için değerler ($T_{gök} = 25^\circ C$, $T_{giriş} = 15^\circ C$,
 $\dot{m}_{su} = 0.1 kg / s$, $V_{rüzgar} = 2 m / s$ $I = 800 W / m^2$)

4.3.2 Su akış hızının sistem çıktıları üzerindeki etkisi

Önerilen sistemde, PV panelin performansını etkileyen en önemli parametrelerden biri suyun kütesel akış hızıdır. Şekil 4.4, kütesel akış hızının sistem çıktıları üzerindeki etkisini göstermektedir. Şekil 4.5b, suyun kütesel akış hızının 0.1, 0.2 ve 0.3 kg/s olduğu durumlarda FDM katmanının erimesini göstermektedir. Bu, kanaldaki akan suyun ortalama sıcaklığının azalmasına ve dolayısıyla Şekil 4.4a'da Durum 2 için gözlemlenen PV panel sıcaklığının düşmesine neden olmuştur. Ayrıca, elektrik üretimi Durum 2'de daha yüksektir. Fiziksel modelin çerçevesinde, kanaldaki su akışının türbülans rejimine geçişi, su kanalından FDM kabına olan ısı transferinin azalmasına yol açmıştır. Kütesel akış hızı 0.4 kg/s'ye ulaştığında, FDM'nin erimesi için yeterli ısı transferi sağlanamadığı belirlenmiştir. Sayısal veriler,

kütleli akış hızının 0.1 kg/s olduğu durumda, her iki durum arasındaki PV sıcaklığı ve elektrik üretimindeki maksimum farkın sırasıyla 16.7°C ve 1.1 kW olduğunu göstermektedir. Ayrıca, 0.3 kg/s değerine kadar, Durum 2’de Durum 1’e kıyasla daha düşük PV sıcaklıkları ve daha yüksek elektrik üretimi elde edilmiştir. Ancak, 0.3 kg/s değerinden sonra, PV panel sıcaklıkları, elektrik üretimi ile PV ve termal verimlilik ifadeleri her iki durum için birbirine çok yakın olmuştur. Ek olarak, kütleli akış hızının 0.1 kg/s olduğu durumda, maksimum çıkış sıcaklıkları ve erime miktarı arasındaki fark sırasıyla 24.9°C ve 0.09 m olarak belirlenmiştir. Bu bulgular, Durum 2’de PV verimliliğinde %1.5 ve termal verimlilikte %6.1 artışa yol açmıştır.



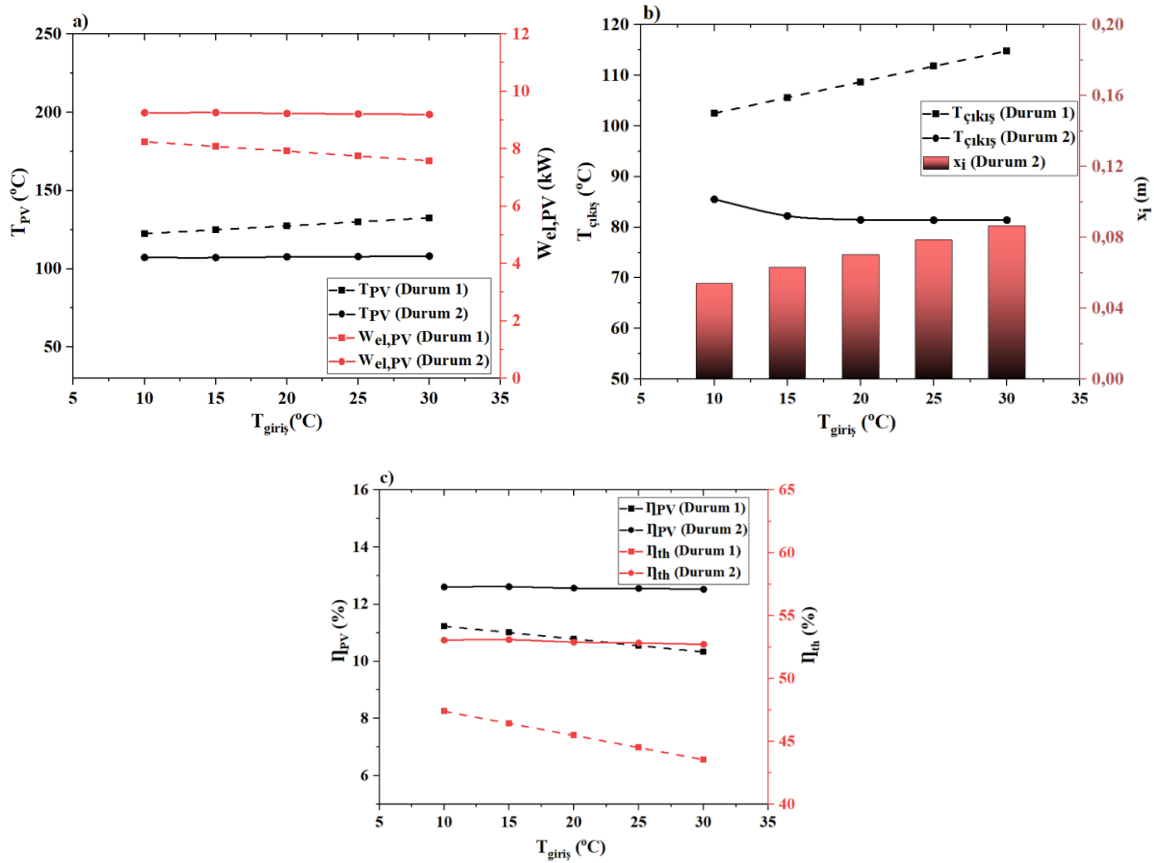
Şekil 4.4. $\dot{m}_{su}$ bağımlı a) PV panel sıcaklığı, elektrik üretimi, b) $T_{çıkış}$, x_i , c) η_{PV} ve η_{th}

Durum 1 ve Durum 2 için değerler ($T_{gök} = 25^\circ C$, $C = 2$, $T_{giriş} = 15^\circ C$,

$$V_{rüzgar} = 2 \text{ m/s}, I = 800 \text{ W/m}^2)$$

4.3.3. Giriş suyu sıcaklığının sistem çıktıları üzerindeki etkisi

Şekil 4.5, kanal giriş suyu sıcaklığının PV panel performansı üzerindeki etkisini göstermektedir. Sonuçlar, giriş sıcaklığı arttıkça FDM erime derecesinin arttığını, ancak kanalda akan suyun ortalama sıcaklığının azaldığını göstermektedir. Giriş sıcaklığındaki artış, iki durum arasındaki PV sıcaklığı ve elektrik üretimindeki farkı artırmıştır. Maksimum sıcaklık farkı ve elektrik üretimindeki sapma, fotovoltaik (PV) sistemde giriş sıcaklığı 30°C olduğunda sırasıyla 24.4°C ve 1.6 kW olarak belirlenmiştir. Ayrıca, aynı 30°C giriş sıcaklığı için, iki senaryo arasındaki kanal çıkış sıcaklıklarındaki fark 33.4°C olarak ölçülmüştür. Gözlemlenen erime miktarı ise 0.086 metre olarak bulunmuştur. Buna bağlı olarak, Şekil 4.6c'de gösterildiği gibi, su giriş sıcaklığı 30°C olduğunda iki durum arasındaki PV ve termal verimlilik ifadelerindeki en büyük farklar sırasıyla %2.19 ve %9.17 olarak hesaplanmıştır.



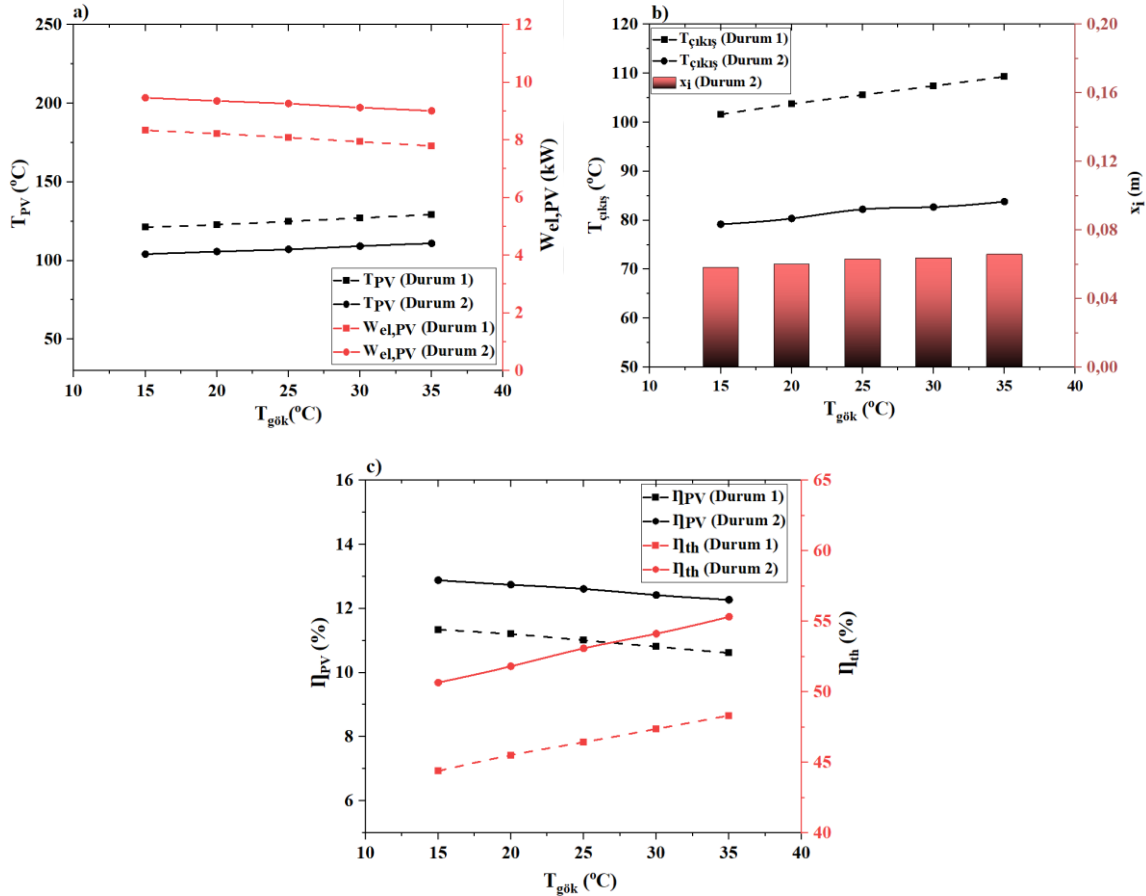
Şekil 4.5. $T_{giriş}$ bağımlı a) PV panel sıcaklığı, elektrik üretimi, b) $T_{çıkış}$, x_i , c) η_{PV} ve η_{th}

Durum 1 ve Durum 2 için değerler ($T_{gök} = 25^{\circ}C$, $C = 2$, $\dot{m}_{su} = 0.1kg / s$,

$V_{rüzgar} = 2 m / s$, $I = 800W / m^2$)

4.3.4 Ortam sıcaklığının sistem çıktıları üzerindeki etkisi

Şekil 4.6, ortam sıcaklığı değişimlerine bağlı olarak sistem çıktılarının analizini göstermektedir. Bulgular, ortam sıcaklığının artmasıyla PV panel sıcaklığı, erime hızı, kanal çıkış suyu sıcaklığı ve termal verimliliğin arttığını, diğer parametrelerin ise buna bağlı olarak azaldığını ortaya koymaktadır. Ancak, diğer parametrelerin aksine, ortam sıcaklığındaki değişiklik iki durum arasındaki sistem çıktılarındaki farkı önemli ölçüde değiştirmemektedir. Sonuç olarak, Durum 2'de ortalama PV panel sıcaklığı 17°C azalmış, elektrik üretimi ise 1.1 kW artmıştır. Ayrıca, ortalama kanal suyu çıkış sıcaklığı 24°C azalmış ve erime hızı 0.061 metre olarak belirlenmiştir. Bu ayarlamalar, Durum 2'nin uygulanmasıyla PV verimliliğinde $\%1.6$ ve termal verimlilikte $\%7$ artışa neden olmuştur.



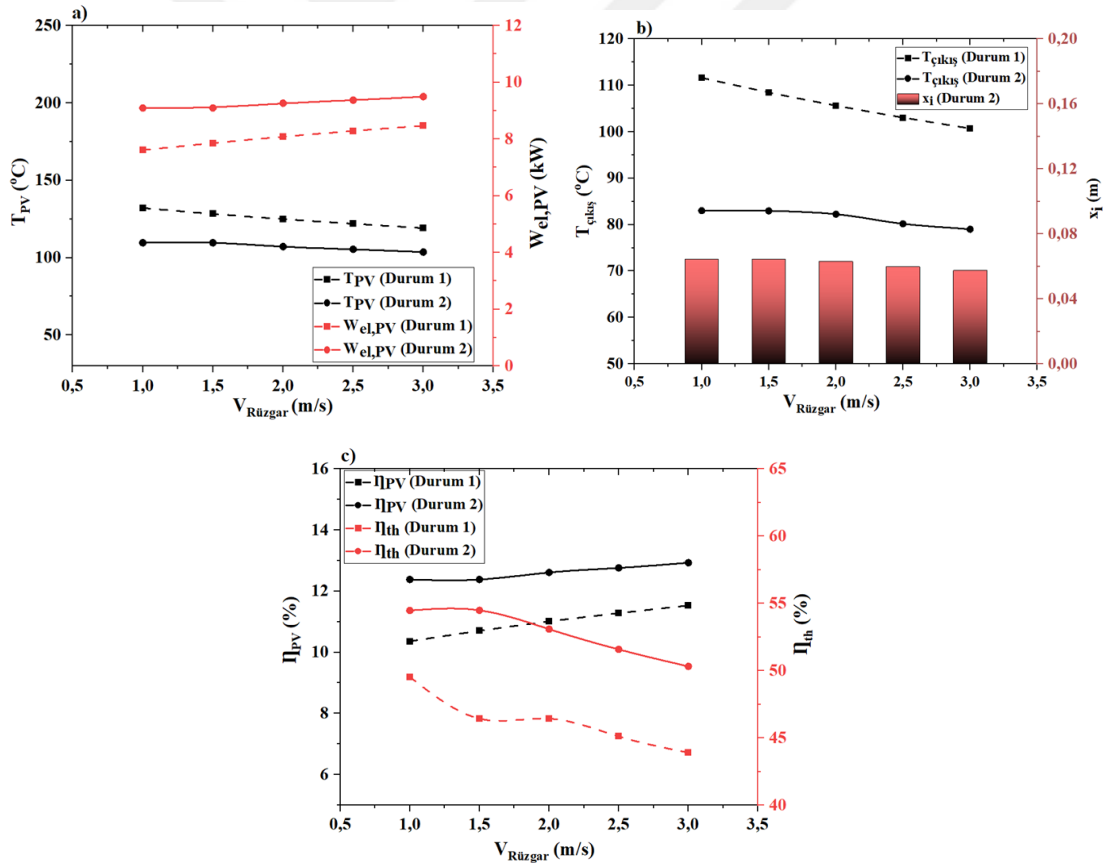
Şekil 4.6. $T_{gök}$ bağımlı a) PV panel sıcaklığı, elektrik üretimi, b) $T_{çıkış}$, x_i , c) η_{PV} ve η_{th}

Durum 1 ve Durum 2 için değerler ($T_{giriş} = 15^{\circ}\text{C}$, $C = 2$, $\dot{m}_{su} = 0.1\text{ kg/s}$,

$V_{rüzgar} = 2\text{ m/s}$, $I = 800\text{ W/m}^2$, $L_{PV} = 100\text{ m}$)

4.3.5. Rüzgâr hızının sistem çıktıları üzerindeki etkisi

Şekil 4.7, rüzgâr hızı değişimlerine bağlı olarak sistem çıktılarının nasıl etkilendiğini göstermektedir. Bulgular, rüzgâr hızının artmasıyla konveksiyon etkilerinin yoğunlaştığını, bunun sonucunda PV panel sıcaklığının azaldığını ve elektrik üretiminin arttığını göstermektedir. Ayrıca, PV panel sıcaklığındaki azalma, kanal çıkış suyu sıcaklığının ve faz değişim malzemesi (FDM) erime miktarının da azalmasına katkıda bulunmuştur. İki durum arasındaki maksimum farklar, 1 m/s minimum rüzgâr hızında gözlemlenmiştir. Bu farklar şu şekilde belirlenmiştir: PV panel sıcaklığında 22.4°C azalma, elektrik üretiminde 1.4 kW artış, ortalama çıkış sıcaklığında 28.6°C azalma, PV verimliliğinde %2 artış ve termal verimlilikte %4.9 artış. Ayrıca, bu koşullarda FDM erime miktarı 0.064 metre olarak ölçülmüştür.



Şekil 4.7. $V_{rüzgar}$ bağımlı a) PV panel sıcaklığı, elektrik üretimi, b) $T_{çıkış}$, x_i , c) η_{PV} ve η_{th}

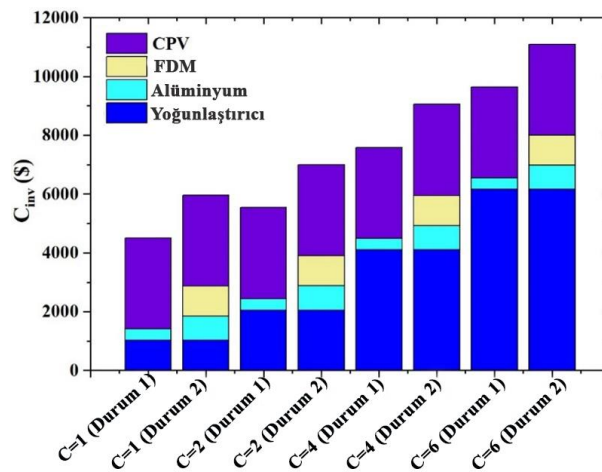
Durum 1 ve Durum 2 için değerler ($T_{giriş} = 15^\circ C$, $C = 2$, $\dot{m}_{su} = 0.1 kg / s$,

$T_{gök} = 25^\circ C$, $I = 800 W / m^2$, $L_{PV} = 100 m$)

4.3.6 Ekonomik sonuçların değerlendirilmesi

Bu bölümde, kontrol hacmi içerisindeki bileşenlerin ekonomik analizi yapılmıştır. Bu bileşenler arasında, sistemin toplam maliyetini etkileyen tek parametre yoğunlaştırma oranıdır. Yoğunlaştırma oranındaki değişim, yoğunlaştırıcı maliyetini ve dolayısıyla DEM'i (Dengelenmiş Elektrik Maliyeti) değiştirmektedir. Ekonomik analiz amacıyla, yoğunlaştırma oranları 1, 2, 4 ve 6 olarak seçilmiştir. Şekil 4.2'de seçilen yoğunlaştırma oranı değeri 8 olmasına rağmen, ekonomik analizde kullanılmamıştır. Çünkü $C=8$ olduğunda, Durum 1'de panel sıcaklığı önemli ölçüde artmış ve bu da elektrik üretiminde büyük bir düşüşe neden olmuştur. Paneli bu kadar yüksek sıcaklıklarda çalıştırmanın uygun olmayacağı göz önünde bulundurulduğunda, $C=8$ değeri için Durum 1 ve Durum 2'yi karşılaştırmanın doğru olmadığı kabul edilmiştir.

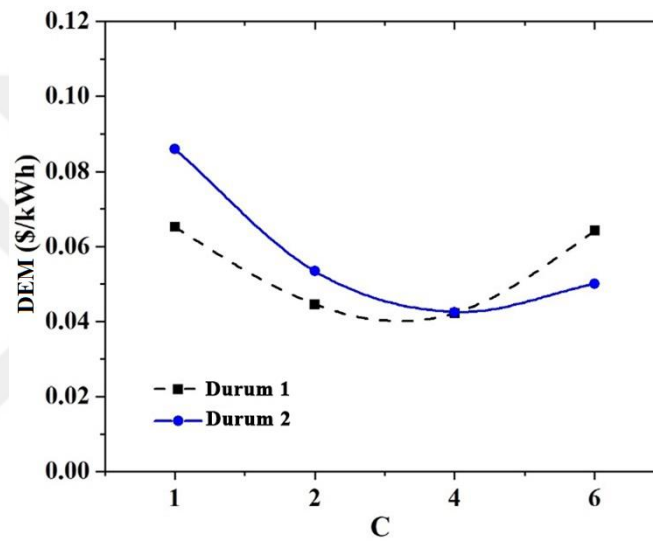
Şekil 4.8'te, toplam maliyet ifadeleri Durum 1 ve Durum 2 için yoğunlaştırma oranına bağlı olarak gösterilmektedir. Şekle göre, Durum 1'in aksine, Durum 2'de FDM kabı ve FDM maliyeti bulunmaktadır. Sonuç olarak, her yoğunlaştırma oranında iki senaryo arasında ortalama 1450 \$ fark olduğu belirlenmiştir. Toplam maliyet içinde yoğunlaştırıcı maliyetinin baskın olduğu, ardından PV maliyetinin geldiği açıktır. Ayrıca, her yoğunlaştırma oranı değerindeki artışla birlikte, tüm durumlarda ortalama toplam maliyetin 2050 \$ arttığı tespit edilmiştir.



Şekil 4.8. Yoğunlaştırma oranına bağlı Durum 1 ve Durum 2 için maliyet değerleri (

$$T_{gök} = 25^{\circ}C, \quad L_{PV} = 100m, T_{giriş} = 15^{\circ}C, V_{rüzgar} = 2 m/s, \dot{m} = 0.1kg/s, \\ I = 800W/m^2)$$

Şekil 4.9'da, yoğunlaştırma oranına ilişkin DEM değerinin değişimi gösterilmektedir. Buna göre, yoğunlaştırma oranlarının 1 ve 2 olduğu durumlarda DEM değerinin Durum 1'de, diğer yoğunlaştırma değerlerine kıyasla daha düşük olduğu, diğer durumlarda ise Durum 2'de daha düşük olduğu görülmektedir. Ancak, yoğunlaştırma oranı 2 olduğunda, DEM değerlerinin birbirine yakın olduğu ve Durum 2'nin daha yüksek elektrik üretimi sağladığı unutulmamalıdır. Dolayısıyla, sonuçlar yoğunlaştırma oranı 2'nin üzerinde olduğunda, önerilen Durum 2'nin çalışma kapsamında tercih edilebilir olduğunu göstermektedir.



Şekil 4.9. Yoğunlaştırma oranına bağlı Durum 1 ve Durum 2 için DEM (Dengelenmiş Elektrik Maliyeti) ($T_{gök} = 25^{\circ}C$, $L_{PV} = 100m$, $T_{giriş} = 15^{\circ}C$, $V_{rüzgar} = 2 m/s$, $\dot{m} = 0.1kg/s$, $I = 800W/m^2$)

5. SONUÇ

Son yıllarda, fotovoltaik (PV) panellerin soğutulmasında hibrit sistemlerin kullanımı giderek daha yaygın hale gelmiştir. Genellikle, bu tür soğutma sistemleri, faz değişim malzemesi (FDM) içerisine yerleştirilmiş su borularını içerir. Ancak, bu çalışmada geleneksel yaklaşımdan farklı olarak, PV panelin tabanında doğrudan FDM kullanmak yerine, daha yüksek ısıl iletkenlik ve akışkanlık özelliklerinden dolayı su kanalı yerleştirilmiştir. Ayrıca, suyun taban ile temas eden kısmının ortalama sıcaklığını düşürmek amacıyla panelin altına bir FDM kabı yerleştirilmiştir.

Çalışmada, çeşitli parametreler dikkate alınarak PV/Su-FDM ve PV/Su konfigürasyonları karşılaştırılmıştır; bu parametreler arasında PV panel sıcaklığı, elektrik üretimi, kanallardan çıkan suyun sıcaklığı, PV ve termal verimlilik ifadeleri yer almaktadır. Bu karşılaştırmalı analiz, farklı yoğunlaştırma oranları, su kütleli akış hızları, giriş sıcaklıkları, ortam sıcaklıkları ve rüzgâr hızları için gerçekleştirilmiştir. Bu amaçla, 1 boyutlu bir matematiksel model geliştirilmiş ve mevcut literatürün kapsamlı bir incelemesiyle doğrulanmıştır.

Toplanan verilerden elde edilen değerlendirmeler şu şekilde verilmiştir:

- Seçilen parametreler arasında, yoğunlaştırma oranı sistem çıktıları üzerinde en önemli etkiye sahiptir. Her iki konfigürasyonda da yaklaşık olarak 5 yoğunlaştırma oranına ulaştıktan sonra, PV panelindeki aşırı ısınma elektrik üretiminde azalmaya yol açmıştır. Buna göre, PV/Su-FDM konfigürasyonundaki maksimum elektrik üretimi, yaklaşık 5 yoğunlaştırma oranında yaklaşık 10 kW olup, bu değer PV/Su konfigürasyonundan yaklaşık 2 kW daha fazladır. Ayrıca, yoğunlaştırma nedeniyle PV panel sıcaklığındaki artış, FDM erime miktarını artırmış ve bu da termal verimliliği iyileştirmiştir.
- Kanaldaki hareketli suyun akış hızındaki artış, PV/Su-FDM konfigürasyonunun etkinliğini azaltmış ve 0.3 kg/s akış hızının üzerinde her iki konfigürasyon yaklaşık olarak aynı değerlere sahip olmuştur. Ancak, 0.3 kg/s akış hızının altında, PV/Su-FDM konfigürasyonu biraz daha iyi sonuçlar göstermiştir. Özellikle bu aralıkta, FDM'nin erimesine bağlı olarak termal verimlilik parametresi, PV/Su konfigürasyonuna göre PV/Su-FDM konfigürasyonunda ortalama %5 iyileşme göstermiştir.

- Kanal içindeki tüm giriş sıcaklığı parametre değerleri için PV/Su-FDM konfigürasyonu, PV/Su konfigürasyonuna göre daha iyi sonuçlar vermiştir. Ayrıca, iki konfigürasyondan elde edilen sonuçlar arasındaki fark, giriş sıcaklığı ile paralel olarak artmıştır. Buna göre, yaklaşık 9 kW'lık daha yüksek bir elektrik üretim değeri, 10°C giriş sıcaklığında elde edilmiştir.
- Belirlenen parametrelerde tüm ortam sıcaklıklarında PV/Su-FDM konfigürasyonu ile daha iyi sonuçlar elde edilmesine rağmen, ortam sıcaklığındaki artış bu konfigürasyonun verimliliğini artırmıştır. Ayrıca, sistem çıktıları üzerinde en az etkiye sahip olan parametrenin ortam sıcaklığı olduğu gözlemlenmiştir.
- Rüzgâr hızındaki artış, her iki konfigürasyon için de elektrik üretimi üzerinde olumlu bir etkiye sahip olmuştur. Seçilen aralıktaki tüm rüzgâr hızlarında PV/Su-FDM konfigürasyonu ile daha iyi sonuçlar elde edilmiştir. Buna göre, maksimum elektrik üretimi, 3.5 m/s rüzgâr hızında yaklaşık 9 kW olarak elde edilmiştir.
- 50 m daha uzun panellerde PV/Su-FDM konfigürasyonunun PV/Su konfigürasyonuna göre daha iyi sonuçlar verdiği gözlemlenmiştir. Ancak, panel uzunluğu 100 m'yi aştığında sonuçlar arasındaki farkın çok az olduğu belirtilmelidir. Bu nedenle, parametrik analize dahil edilmemiştir.
- Her iki sistemin yatırım maliyetleri incelenmiş ve yoğunlaştırma oranı arttıkça Durum 1 ve Durum 2 arasında ortalama 1500 \$ fark olduğu gözlemlenmiştir.

KAYNAKLAR

- Bland, A., Khzouz, M., Statheros, T., & Gkanas, E. I. (2017). *PCMs for residential building applications: A short review focused on disadvantages and proposals for future development*. Buildings, 7(3), 78.
- BP. (2020). BP Statistical Review of World Energy 2020. BP.
- Cengel, Y.A., Heat and mass transfer. 2000
- Díaz, F. A., Moraga, N. O., & Cabrales, R. C. (2022). *Computational modeling of a PV-PCM passive cooling system during a day–night cycle at arid and semi-arid climate zones*. Energy Conversion and Management, 270, 116202.
- EIA. (2020). *International Energy Outlook 2020*. U.S. Energy Information Administration.
- Emam, M., & Ahmed, M. (2018). *Cooling concentrator photovoltaic systems using various configurations of phase-change material heat sinks*. Energy conversion and management, 158, 298-314.
- Goldemberg, J. (2000). *World energy assessment: Energy and the challenge of sustainability*. United Nations Development Programme.
- Goldthau, A., & Sovacool, B. K. (2012). *The uniqueness of the energy security, justice, and governance problem*. Energy Policy, 41, 232-240
- Gürtürk, M. (2019). *Economic feasibility of solar power plants based on PV module with levelized cost analysis*. Energy, 171, 866-878.
- Hasan, A., McCormack, S. J., Huang, M. J., & Norton, B. (2014). *Characterization of phase change materials for thermal control of photovoltaics using Differential Scanning Calorimetry and Temperature History Method*. Energy Conversion and Management, 81, 322-329.
- Hasan, A., Sarwar, J., Alnoman, H., & Abdelbaqi, E. S. (2017). *Yearly energy performance of a photovoltaic-phase change material (PV-PCM) system in hot climate*. Solar Energy, 146, 417-429.
- Hollands, K. G. T., Unny, T. E., Raithby, G. D., & Konicek, L. (1976). *Free convective heat transfer across inclined air layers*.
- Hu, S., Yang, Z., Li, J., & Duan, Y. (2021). *Thermo-economic analysis of the pumped thermal energy storage with thermal integration in different application scenarios*. Energy Conversion and Management, 236, 114072.
- IAEA. (2018). *Nuclear Power and Sustainable Development*. International Atomic Energy Agency.

- IEA. (2018). *World Energy Outlook 2018*. International Energy Agency.
- IEA. (2019). *World Energy Outlook 2019*. International Energy Agency.
- IPCC. (2014). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press.
- IPCC. (2014). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press.
- IRENA. (2019). *Global energy transformation: A roadmap to 2050*. International Renewable Energy Agency.
- Izmi Mazali, I., Abdulmunem, A. R., Mohd Samin, P., Abdul Rahman, H., Hussien, H. A., & Ghazali, H. (2021). *Numerical and experimental analysis of the tilt angle's effects on the characteristics of the melting process of PCM-based as PV cell's backside heat sink*.
- İnternet: The University of Manchester, Cost Index. 2023; [URL: https://www.training.itservices.manchester.ac.uk/public/gced/CEPCI.html?reactor/s/CEPCI/index.html](https://www.training.itservices.manchester.ac.uk/public/gced/CEPCI.html?reactor/s/CEPCI/index.html) Son Erişim Tarihi: 17.12.2024
- İnternet: Türkiye, 2024; URL: <https://www.tcmb.gov.tr>. Son Erişim Tarihi: 17.12.2024
- Jiji, L. M., & Gaye, S. (2006). *Analysis of solidification and melting of PCM with energy generation*. Applied Thermal Engineering, 26(5-6), 568-575.
- Kara, Z. (2020). *Enerji ekonomisi ve maliyet analizi*. Enerji Verimliliği Dergisi, 10(1), 45-60.
- Karaca, A. (2022). *Yenilenemez enerji kaynaklarının sürdürülebilirlik üzerindeki etkileri*. Enerji Dergisi, 45(2), 123-145.
- Karanfil, F. (2009). *How many times again will we examine the energy-income nexus using a limited range of traditional econometric tools?* Energy Policy, 37(4), 1191-1194.
- Kosmadakis, G., Manolakos, D., & Papadakis, G. (2011). *Simulation and economic analysis of a CPV/thermal system coupled with an organic Rankine cycle for increased power generation*. Solar Energy, 85(2), 308-324.
- Kursun, B., ÖKTEN, K., & Özak, B. *Reducing the Cost of Pumped Thermal Electricity Storage (Ptes) with a Novel Thermal Integration Scenario Supported by a Concentrated Photovoltaic Thermal System*. Available at SSRN 4524732.
- Kurşun, B. (2021). *Theoretical energy and exergy analysis of a combined cooling, heating and power system assisted by a low concentrated photovoltaic recuperator*. Energy Conversion and Management, 228, 113659.

- Kurşun, B., & Ökten, K. (2019). *Thermodynamic analysis of a Rankine cycle coupled with a concentrated photovoltaic thermal system for hydrogen production by a proton exchange membrane electrolyzer plant*. International Journal of Hydrogen Energy, 44(41), 22863-22875.
- MIT. (2003). *The Future of Nuclear Power: An Interdisciplinary MIT Study*. Massachusetts Institute of Technology.
- Öztürk, M. (2021). *PV panel verimliliği ve soğutma yöntemleri*. Yenilenebilir Enerji Araştırmaları Dergisi, 22(4), 99-115.
- Panwar, N. L., Kaushik, S. C., & Kothari, S. (2011). *Role of renewable energy sources in environmental protection: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15(3), 1513-1524.
- Patterson, M. G. (1996). *What is energy efficiency? Concepts, indicators and methodological issues*. Energy Policy, 24(5), 377-390.
- Qu, W., Hong, H., Su, B., Tang, S., & Jin, H. (2018). *A concentrating photovoltaic/Kalina cycle coupled with absorption chiller*. Applied energy, 224, 481-493.
- REN21. (2016). *Renewables 2016 Global Status Report*. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.
- Sadorsky, P. (2014). *The effect of urbanization on CO2 emissions in emerging economies*. Energy Economics, 41, 147-153.
- Smith, J. (2022). *Renewable energy technologies: Global impact and future trends*. Journal of Sustainable Energy, 34(3), 89-102.
- Smith, J. (2023). *Nuclear energy and environmental impact*. Journal of Clean Energy, 67(1), 78-92.
- Sorrell, S., Miller, R., Bentley, R., & Speirs, J. (2010). *Oil futures: A comparison of global supply forecasts*. Energy Policy, 38(9), 4990-5003.
- Sovacool, B. K. (2009). *The importance of comprehensiveness in renewable energy policy*. Energy Policy, 37(4), 1529-1541.
- Stern, D. I. (2011). *The role of energy in economic growth*. Annals of the New York Academy of Sciences, 1219(1), 26-51.
- Tripanagnostopoulos, Y., Souliotis, M., Battisti, R., & Corrado, A. (2005). *Energy, cost and LCA results of PV and hybrid PV/T solar systems*. Progress in Photovoltaics: Research and applications, 13(3), 235-250.
- UNSCEAR. (2008). *Sources and Effects of Ionizing Radiation*. United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation

- WHO. (2016). *Ambient Air Pollution: A Global Assessment of Exposure and Burden of Disease*. World Health Organization.
- World Nuclear Association. (2020). Nuclear Power in the World Today.
- Yergin, D. (2006). *Ensuring energy security*. Foreign Affairs, 85(2), 69-82.
- Zheng, X., & Zhou, Y. (2023). *A three-dimensional unsteady numerical model on a novel aerogel-based PV/T-PCM system with dynamic heat-transfer mechanism and solar energy harvesting analysis*. Applied Energy, 338, 120899.



ÖZGEÇMİŞ

Adı-Soyadı : Engin ŞİMŞEK

Bilimsel Faaliyetler (Yayınlar, Bildiriler, Katıldığı Projeler)

1-) 3. International World Energy Conference, December 4-5, 2023 / Kayseri, Türkiye
Comparison Of Hybrid And Active Pv Cooling Systems With A 1-D Mathematical Model Based On Concentration Ratio'

