T.C.
MANİSA CELAL BAYAR ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

YÜKSEK LİSANS TEZİ
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ BİLİM DALI

ŞEBEKE BAĞLANTILI VEYA BAĞLANTISIZ ÇALIŞABİLEN PV SİSTEMİN TASARIMI VE TEKNO-EKONOMİK ANALİZİ

Elif Merve BAHAR

Danışman
Dr. Öğr. Üyesi Kıvanç BAŞARAN



MANİSA–2019

Elif Merve BAHAR	**ŞEBEKE BAĞLANTILI VEYA BAĞLANTISIZ ÇALIŞABİLEN PV SİSTEMİN TASARIMI VE TEKNO-EKONOMİK ANALİZİ**	**2019**

TEZ ONAYI

Elif Merve BAHAR tarafından hazırlanan **"Şebeke Bağlantılı veya Bağlantısız Çalışabilen PV Sistemin Tasarımı ve Tekno-Ekonomik Analizi"** adlı tez çalışması 28/06/2019 tarihinde aşağıdaki jüri üyeleri önünde Manisa Celal Bayar Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü **Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı**'nda **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak başarı ile savunulmuştur.

Danışman	**Dr. Öğr. Üyesi Kıvanç BAŞARAN** Manisa Celal Bayar Üniversitesi	.....
Jüri Üyesi	**Doç. Dr. Eşref BAYSAL** Manisa Celal Bayar Üniversitesi	.....
Jüri Üyesi	**Doç. Dr. Ulaş KILIÇ** Ege Üniversitesi	.....

TAAHHÜTNAME

Bu tezin Manisa Celal Bayar Üniversitesi Hasan Ferdi Turgutlu Teknoloji Fakültesi Enerji Sistemleri Mühendisliği Bölümü'nde, akademik ve etik kurallara uygun olarak yazıldığını ve kullanılan tüm literatür bilgilerinin referans gösterilerek tezde yer aldığını beyan ederim.

Elif Merve BAHAR

İÇİNDEKİLER

Sayfa

İÇİNDEKİLER I
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ III
ŞEKİLLER DİZİNİ V
TABLO DİZİNİ VI
TEŞEKKÜR VII
ÖZET VIII
ABSTRACT IX
1. GİRİŞ 1
1.1. Önceki Çalışmalar 2
2. GENEL BİLGİLER 11
2.1. Fotovoltaik Sistemler 11
2.2. Fotovoltaik Panellerin Çalışma Prensibi 11
2.3. Fotovoltaik Sistemin Elemanları 12
2.3.1. Fotovoltaik Panel 13
2.3.2. Şarj Regülatörü 14
2.3.3. İnvertör 14
2.3.4. Akü 15
2.4. Fotovoltaik Sistemlerin Bağlantı Çeşitleri 16
2.4.1. Şebekeden Bağlantısız Fotovoltaik Sistemler 16
2.4.2. Şebekeye Bağlı Fotovoltaik Sistemler 18
3. MATERYAL VE METOT 19
3.1. Fotovoltaik Sistemin Modellenmesi 19
3.1.1. Fotovoltaik Panel Seçimi 19
3.1.2. İnvertör Seçimi 21
3.1.3. Akü Seçimi 23
3.1.4. Şarj Kontrolör Seçimi 23
3.2. Fotovoltaik Sistemin Ekonomik Analizi 25
3.2.1. Şebekeye Bağlı Fotovoltaik Sistemin Ekonomik Analizi 26
3.2.2. Hibrit Fotovoltaik Sistemin Ekonomik Analizi 29
4. ARAŞTIRMA BULGULARI 31
4.1. Şebekeye Bağlı Sistemin Ekonomik Analiz Sonuçları 31
4.2. Hibrit Sistemin Ekonomik Analiz Sonuçları 38
5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER 46
KAYNAKLAR 51
EKLER 54

EK A. (Fotovoltaik Panel Kataloğu) 54
EK B. (İnvertör Katoloğu)..... 56
EK C. (Şebekeye Bağlı Sistemin 2. Senaryosu İçin Ekonomik Analiz Hesabı) 58
ÖZGEÇMİŞ 63

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

AC	Alternatif Akım
Ah	Amper Saat
CF_t	t Yılı İçin Nakit Akışı
C_o	Sermaye Maliyeti
C_t	t Yılındaki Toplam Maliyet
DC	Doğru Akım
D_d	Akünün Doldur Boşalt Oranı
DE	Borç Kazanç Oranı
$E_{el,kazanç}$	Elektrik Enerjisi Kazanç Miktarı
EP_t	Elektrik Fiyatı
E_{pv}	Panelden Üretilen Elektrik Enerjisi Miktarı
Et	Elektrik Enerjisi Üretim Miktarı
FACTS	Esnek Alternatif Akım İletim Sistemi
G	Güneş Işınım Miktarı
Hz	Frekans Birimi Hertz
I_{mmp}	Maksimum Güç Akımı
I_{sc}	Kısa Devre Akımı
$I_{şç}$	Şarj Kontrolör Akımı
Itr_t	t Yılı İçin Faiz Oranı
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattsaat
kWp	Kilowattpeak
LCOE	Seviyeleştirilmiş Elektrik Maliyeti
LFP	Lityum Demir Fosfat
L_t	Finansman Kredi Maliyeti
LTO	Lityum Titanat
m	Metre
MILP	Tamsayı Değişkenli Doğrulama Programı
MPPT	Maksimum Güç Noktası İzleyici Şarj Regülatörü
n	Sistem Ömrü
NCA	Nikel Kobalt Alüminyum Oksit

$\mathbf{N_p}$	Paralel Bağlı Panel Sayısı
NPV	Net Bugünkü Değer
$\mathbf{OM_t}$	İşletme ve Bakım Maliyetleri
$\mathbf{P_{inv}}$	İnvertör Gücü
$\mathbf{P_{mmp}}$	Maksimum Güç
$\mathbf{P_{pv}}$	Panel Gücü
$\mathbf{P_{tepe}}$	Panel Maksimum Güç Değeri
PWM	Darbe Genişlik Modülasyonu Şarj Regülatörü
$\mathbf{P_{yük}}$	Yüklerin Gücü
r	İndirim Oranı
t	t Yılı
$\mathbf{Ta_t}$	t Yılı İçin Elektrik Üretiminin Vergi Ödemesi
$\mathbf{T_{çevre}}$	Çevre Sıcaklığı
$\mathbf{t_{güneş,süresi}}$	Güneşlenme Süresi
TR	Birim Vergi Fiyatı
V	Volt
$\mathbf{V_{mpp}}$	Maksimum Güç Gerilimi
$\mathbf{V_{oc}}$	Açık Devre Gerilimi
W	Watt
y	Yıl
$\boldsymbol{\eta_{inv}}$	İnvertör Verimi
$\boldsymbol{\eta_{şc}}$	Şarj Kontrolör Verimi
$\boldsymbol{\eta_{tel}}$	Tel Verimi
$\boldsymbol{\gamma}$	Panel Sıcaklık Katsayısı

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa

Şekil 2.1. P-N eklemin oluşması 12
Şekil 2.2. Fotonların elektron hareketi oluşturması 12
Şekil 2.3. Fotovoltaik sistemin blok şeması 13
Şekil 2.4. Şebekeden bağımsız fotovoltaik sistemin bağlantı şeması 17
Şekil 2.5. Şebeke bağlantılı fotovoltaik sistemin güç akış diyagramı 18
Şekil 2.6. Şebeke bağlantılı fotovoltaik sistemin evsel uygulamalarda kullanılmasının bağlantı şeması 18
Şekil 3.1. Şebekeye bağlı fotovoltaik sistem tasarımı 24
Şekil 3.2. Hibrit fotovoltaik sistem tasarımı 24
Şekil 4.1. Hesaplamalara göre yıllık elektrik üretiminin aylara göre değişimi 31
Şekil 4.2. Yıllara göre gerçekleşen nakit akışı (CF_t) 32
Şekil 4.3. Toplam maliyetin yıllara göre değişimi (Ct) 33
Şekil 4.4. Finansman kredi maliyetlerinin yıllara göre değişimi (L_t) 34
Şekil 4.5. Elektrik üretim vergi ödemesinin yıllara göre değişimi (Ta_t) 35
Şekil 4.6. Elektrik üretiminde elde edilen kazanç miktarı ($E_{el,kazanç}$) 36
Şekil 4.7. Elektrik üretiminin yıllara göre değişimi (E_t) 37
Şekil 4.8. Senaryolara göre sistemin geri ödeme süresi 38
Şekil 4.9. Yıllara göre gerçekleşen nakit akışı (CF_t) 39
Şekil 4.10. Toplam maliyetin yıllara göre değişimi (Ct) 40
Şekil 4.11. Finansman kredi maliyetlerinin yıllara göre değişimi (Lt) 41
Şekil 4.12. Elektrik üretim vergi ödemesinin yıllara göre değişimi (Tat) 42
Şekil 4.13. Elektrik üretiminde elde edilen kazanç miktarı ($E_{el,kazanç}$) 43
Şekil 4.14. Elektrik üretiminin yıllara göre değişimi (E_t) 44
Şekil 4.15. Senaryolara göre sistemin geri ödeme süresi 45
Şekil 5.1. LCOE değerlerinin karşılaştırılması 47
Şekil 5.2. NPV değerlerinin karşılaştırılması 48
Şekil 5.3. Geri ödeme sürelerinin karşılaştırılması 49

TABLO DİZİNİ

Sayfa

Tablo 2.1. Lityum iyon ile kurşun asit akünün karşılaştırılması 16
Tablo 3.1. Standart bir konutun aylık elektrik tüketim değerleri (kWh) 20
Tablo 3.2. Seçilen bölgede PV sistemin bir yıllık elektrik enerjisi üretim değerleri . 21
Tablo 3.3. Seçilen PV panellerin teknik özellikleri 21
Tablo 3.4. Elektrikli cihazların güç değeri (W) 22
Tablo 3.5. Seçilen invertörün teknik özellikleri 22
Tablo 3.6. Seçilen akünün teknik özellikleri 23
Tablo 3.7. Seçilen şarj kontrolörün teknik özellikleri 23
Tablo 3.8. Şebekeye bağlı sistem için uygulanan senaryolar 25
Tablo 3.9. Hibrit sistem için uygulanan senaryolar 26
Tablo 3.10. Akü için oluşturulan senaryolardaki maliyetler ($) 30
Tablo 3.11. Ekonomik analiz için gerekli değerler 30
Tablo 4.1. Senaryolara göre net bugünkü değer 36
Tablo 4.2. Senaryolara göre seviyeleştirilmiş elektrik maliyeti 37
Tablo 4.3. Senaryolara göre net bugünkü değer 43
Tablo 4.4. Senaryolara göre seviyeleştirilmiş elektrik maliyeti 44

TEŞEKKÜR

Çalışmamın her aşamasında bilgi ve tecrübesi ile lisansüstü öğrenim hayatımın tüm zorlu aşamalarında maddi manevi her yönden yardımcı olan, tecrübeleri ile beni aydınlatan ve desteğini hiç eksik etmeyen, kendisini tanımaktan büyük onur duyduğum danışman hocam Sayın Dr. Öğr. Üyesi Kıvanç BAŞARAN' a, öğrenim hayatım boyunca beni maddi ve manevi olarak destekleyen ve hep yanımda olan aileme yürekten teşekkür ederim.

Elif Merve BAHAR
Manisa, 2019

ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

ŞEBEKE BAĞLANTILI VEYA BAĞLANTISIZ ÇALIŞABİLEN PV SİSTEMİN TASARIMI VE TEKNO-EKONOMİK ANALİZİ

Elif Merve BAHAR

Manisa Celal Bayar Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Kıvanç BAŞARAN

Günümüzde enerji ihtiyacı nüfus artışı, teknolojik gelişmelerin olması, ekonomik büyüme gibi nedenlerden dolayı her geçen gün artmaktadır. Bu enerji ihtiyacını karşılamak için yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan güneş enerjisi kullanılabilmektedir. Güneş enerjisinden üretilen elektrik enerjisini kullanmak için şebekeye bağlı ve şebekeden bağımsız sistemler kullanılabilmektedir. Çalışmada Manisa ilinin Turgutlu ilçesindeki bir konuttan alınan elektrik enerjisi tüketim verileri doğrultusunda, şebeke bağlantılı fotovoltaik sistem ve hem şebeke bağlantılı hem de bağlantısız (hibrit) fotovoltaik sistem tasarlanmıştır.

Tasarlanan şebekeye bağlı fotovoltaik sistem için 3 farklı senaryo hazırlanmıştır. 1. senaryo dolar bazlı yıllık elektrik fiyat artışı %0, 2. senaryo elektrik fiyat artışı %5 ve yıllık dolar kuru fiyat artışı % 3 ve 3. senaryo elektrik fiyat artışı %5 ve dolar kuru artışı % 7 olduğu durumlar için belirlenmiştir. Şebekeye bağlı fotovoltaik sistemin ekonomik analizi sonucunda Net Bugünkü Değeri (NPV) (747,571 $) 3. senaryoda daha yüksek olduğu, Seviyeleştirilmiş Elektrik Maliyet (LCOE) değerinin (0,0522 $/kWh) 1. senaryoda daha düşük olduğu ve geri ödeme süresinin (9 yıl) 3. senaryoda daha erken olduğu hesaplanmıştır.

Hibrit fotovoltaik sistem için de 3 farklı senaryo yapılmış ve 1. senaryo için akü fiyatlarının değişkenlik gösterdiği baz, iyi ve kötü durumlar olmak üzere üç farklı durum incelenmiştir (dolar bazlı yıllık elektrik fiyat artışı %0). 2. senaryo elektrik fiyat artışı %5, yıllık dolar kuru fiyat artışı % 3 ve akü fiyatlarındaki değişim baz duruma göre alınmış ve 3. senaryo elektrik fiyat artışı %5, dolar kuru artışı % 7 ve akü fiyatlarındaki değişim baz duruma göre belirlenmiştir. Hibrit fotovoltaik sistemin ekonomik analizi sonucunda NPV değerinin (705,241 $) 3. senaryoda daha yüksek olduğu, LCOE değerinin (0,0575 $/kWh) 1. senaryonun iyi durumunda daha düşük olduğu ve geri ödeme süresinin (8 yıl) 2. ve 3. senaryolarda daha erken olduğu hesaplanmıştır.

Anahtar kelimeler: Fotovoltaik, şebekeye bağlı fotovoltaik sistemler, hibrit sistemler, net bugünkü değeri, seviyeleştirilmiş elektrik maliyeti, geri ödeme süresi

2019, 76 sayfa

ABSTRACT

M.Sc. Thesis

DESIGN AND TECHNO ECONOMIC ANALYSIS OF A STANDALONE OR GRID CONNECTED PV SYSTEM

Elif Merve BAHAR

Manisa Celal Bayar University
Graduate School of Applied and Natural Sciences
Department of Energy Systems Engineering

Supervisor: Asst. Prof. Kıvanç BAŞARAN

Today, energy demand is increasing day by day due to population growth, technological developments and economic growth. In order to meet this energy need, solar energy, which is one of the renewable energy sources, can be used. In order to use the electricity generated from solar energy, grid-connected and grid-independent systems can be used. In the study, a grid-connected and grid- independent photovoltaic systems have been designed in accordance with the electrical energy consumption data obtained from a house in Turgutlu district of Manisa province.

For the designed grid-connected photovoltaic system, 3 different scenarios are made, and the first scenario is dollar-based annual electricity price increase 0%, the second scenario is electricity price increase 5% and annual dollar rate price increase 3%, and the third scenario is electricity price increase 5% and dollar rate increase 7%. As a result of the economic analysis of the grid-connected photovoltaic system, the Net Present Value (NPV) ($ 747,571) was higher in the 3rd scenario, the Leveled Electricity Cost (LCOE) value ($ 0,0522 / kWh) was lower in the 1st scenario, and the payback period (9 years) is calculated.

Hybrid photovoltaic system has been developed for 3 different scenarios and for the first scenario, three different situations have been examined including base, good and bad case where battery prices vary for first scenario (dollar-based annual electricity price increase 0%). The second scenario electricity price increase is 5%, annual dollar rate price increase3% and the change was based on the base situation and the third scenario was determined electricity price increase 5%, dollar rate increase 7% and the change in battery prices based on the base situation. As a result of the economic analysis of the hybrid photovoltaic system, the NPV value ($ 747,470) was higher in the third scenario, the LCOE value ($ 0,0573 / kWh) was 1. the scenario was lower in the good case and the payback period (8 years) was 2 and 3. the scenarios were calculated to be earlier.

Keywords: Photovoltaic, grid-connected photovoltaic systems, hybris system, net present value, levelized cost of energy, payback period

2019, 76 pages

1. GİRİŞ

Son yıllarda Dünya nüfusunun hızla artması, sanayileşme, hayat standartlarının artması gibi nedenlerden ötürü, günümüzde enerji gereksinimi hızla artmaktadır. Bu nedenlerin sonucunda enerjiye olan ihtiyacın artmasıyla birlikte fosil esaslı enerji kaynakları hızla tükenmeye başlamıştır. Mevcut enerji kaynaklarının tükenmeye başlaması, hammadde fiyatlarının yükselmesi, çevre ve insan sağlığı üzerindeki olumsuz etkilerinden dolayı yenilenebilir enerji kaynaklarından enerji elde etme üzerine çalışmalar son yıllarda artırılmıştır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan güneş enerjisi, geleneksel enerji üretim yöntemlerine göre daha temiz, çevre ve canlılar üzerinde daha az zararı olmasından dolayı tercih edilmektedir. Güneş enerjisinden elektrik üreten sistemlere fotovoltaik sistemler denilmektedir. Bu sistemler aynı zamanda modüler yapılardır. Bundan dolayı gerekli olduğu durumlarda sisteme yeni modüller ilave edilebilmektedir. Diğer enerji kaynaklarından üretim sağlayan sistemlerde bu durum daha maliyetli olmaktadır. Fotovoltaik sistemlerinin işletme ve bakım onarım maliyetleri, diğer enerji kaynaklarından üretim sağlayan tesislere göre daha düşüktür [1].

Fotovoltaik sistemler bağlantı şekillerine göre çeşitlilikler göstermektedir. Bu sistemler şebekeye bağlı veya bağlantısız çalışabilmektedir.

Yapılan çalışma, Manisa ilinin Turgutlu (38,5 enlem, 27,7 boylam) ilçesindeki bir konutun elektrik tüketim verilerinden faydalanarak, konut için kurulacak fotovoltaik sistemin tasarımı ve ekonomik analizini içermektedir. Çalışmada fotovoltaik sistem; iki farklı şekilde tasarlanmıştır. Birinci tasarım şebekeye bağlı fotovoltaik sistemi, ikinci tasarım ise hem şebekeye bağlı hem de bağlantısız (hibrit) fotovoltaik sistemi içermektedir. Şebekeye bağlı sistem için farklı seviyelerde yıllık elektrik (dolar bazlı) ve dolar kuru fiyat artışı senaryoları kurgulanırken, tasarlanan hibrit sistem için de farklı akü fiyatları, farklı seviyelerde yıllık elektrik ve dolar kuru fiyat artışı için senaryolar kurgulanmıştır. Kurgulanan senaryolara göre ekonomik analizi yapılarak net bugünkü değer (NPV), seviyeleştirilmiş elektrik maliyeti (LCOE) ve geri ödeme süreleri bulunmuştur.

1.1. Önceki Çalışmalar

Fotovoltaik sistemler bağlantı şekillerine göre; şebekeden bağlantısız sistemler, şebeke ile bağlantılı sistemler ve hem şebeke ile bağlantılı hem de bağlantısız kullanılabilen sistemlerdir.

Bu sistemlerin şebeke bağlantısı olmadan çalışması üzerine birçok araştırmalar yapılmıştır. Bu araştırmalar sonucunda, sistem boyutlandırılması, sisteminin enerji yönetimi, sistemde kullanılacak akünün seçimi ve sistemin ekonomik analizi üzerine sıklıkla çalışıldığı görülmüştür.

Şebekeden bağlantısız fotovoltaik sistem boyutlandırılması üzerine yapılan çalışmalarda, Mandeli ve ark. 2016, yük profilini şebekeden bağımsız çalışan fotovoltaik sistemler üzerindeki optimum tasarıma olan etkisini incelemişlerdir. Sistemin boyutlandırma metodolojisi; kırsal alandaki enerji ihtiyaçlarının modellenmesi, elektrik olmayan kırsal bölgeler için olası günlük yük profillerini oluşturan yenilikçi yöntemin yapılması, fotovoltaik ve akünün tekno ekonomik analizinin yapılması ve net bugünkü değer ve yük kaybı olasılığına dayanan sayısal yöntemle sistemin optimum boyutunun değerlendirilmesi konularına dayanmaktadır [2]. Weniger ve ark. 2016, nominal akü gücünün binalardaki fotovoltaik - akü sisteminin kullanımına etkisini tartışmışlardır. Yapılan çalışma sonucunda, çalışılan konfigürasyonlar için 4-5 kW aralığında akü uygun bulunmuştur. Optimum güç oranı %30-50 arasında değişen aküler, akü sisteminden maksimum deşarj edilebilen enerji seviyesinden %95'den daha fazlasını sağlamak için yeterlidir. Bu bulgular sonucunda, 1,5-2 kW' lık küçük boyutlarda aküleri kullanmak konut tüketimleri için yeterli olacağını belirtmişlerdir [3]. Gallegos ve ark. 2018, fotovoltaik panellerinin ve akülerin, elektrik enerji kaynağı olarak kullanılan dizel jeneratörlü sistemlerde boyutlandırılması ve yerleştirilmesini optimize etmek için çalışmışlardır. Optimizasyon yapmadan önce ekonomik hedef, çevresel kirliliği azaltma hedefi ve kaliteli şebeke hedefi belirlenmiştir. Çalışmanın sonucunda, fotovoltaik ve dizel jeneratörün bulunduğu hibrit sistemin uzak lokasyonlarda kurulmasının maliyet açısından etkin olduğu, biriken emisyonları azalttığı ve şebeke kalitesini iyileştirdiği gözlenmiştir [4].

Şebekeden bağlantısız fotovoltaik sistemin enerji yönetimi üzerine yapılan çalışmalarda, Baurzhan ve ark. 2016, Afrika kıtasının dünyanın geri kalan kısmından daha yüksek miktarda güneş ışınımı (4-7 kWh/m^2/gün) aldığından dolayı çalışmalarını Afrika kıtası üzerinde yapmışlardır. Afrika ülkelerindeki güneş enerjisi üretim projelerine yapılan yatırımlar ekonomik açıdan cazip olma potansiyeline sahip olduğu belirtilmiştir. Şebekeden bağımsız fotovoltaik sistemlerin fizibilitesini gözden geçirerek, düşen sistem maliyetleri bağlamında beş farklı ana konuya odaklanılmıştır: maliyet etkinliği, satın alınabilirlik, finansman, çevresel etki ve yoksulluğun azalmasıdır [5]. Al-Addous ve ark. 2017, şebekeden bağımsız fotovoltaik sisteminin pilot tesis kurulumunu, deniz seviyesinin 350 metre altındaki dünyanın en düşük noktası olan Jordan vadisi üzerinde yapmışlardır. Çalışmalarında fotovoltaik panellerin güç üretimi ve hava şartlarına bağımlılığı incelenip modellenmiştir. Sistemin performansı üzerindeki sıcaklık kaynaklı bozulmalar, sistemin karakteristiği bulmak için özel hazırlanmış soğutma sistemi aracılığıyla ölçmüşler ve modellemişlerdir. Oluşturulan modeller, fotovoltaik sistemlerinin güç üretimi potansiyelini doğru şekilde tahmin etmek ve güç santrallerinde istenen yük profillerine uyacak şekilde boyutlandırmak için kullanmışlardır [6]. Li ve ark. 2017, çalışmalarında Çin'in Kunming şehrindeki bir ev için PVsyst güneş enerjisi simülasyonu ile 2,02 kWp gücündeki şebekeden bağımsız fotovoltaik güç sisteminin performansı karşılaştırmışlardır. Aylık alınan verilerle beş farklı güneş yakalama modları için kullanılabilir güneş enerjisi, kayıp enerji, dizi yakalama ve sistem kayıpları analiz edilmiştir. Bu modlar, sabit eğimli düzlem, mevsimsel eğim ayarı, yatay eksen izleme, dikey eksen izleme ve çift eksen izlemedir. Beş farklı mod kullanıldığında, benzer bazı yönler bulunmakla beraber, sabit eğilimli düzlem için minimum kullanılabilir güneş enerjisi 2461 kWh/y ve maksimum kayıp enerji 134,68 kWh/y ölçülürken çift eksenli izleme sistemi için maksimum kullanılabilir güneş enerjisi 3081 kWh/y ve minimum kayıp enerji 48,53 kWh/y ölçülmüştür. Ortalama aylık performans oranı ise, sabit eğilimli düzlem sistemi için maksimum 0,689 ve eksenli izleme sistemi için minimum 0,596 belirlenmiştir [7]. Goldsworthy ve Sethuvenkatraman 2018, çalışmalarında şebekeden bağımsız sistem analizi için konutların şebekeden tükettikleri elektrik tüketim profillerini kullanmıştır. Şebekeden çıkmak isteyen konutlar, fotovoltaik - akü sisteminin boyutunu minimuma indirmek için tüketim modellerinde temel değişiklikler yapabilirler. Bu değişikliklere örnek olarak; elektrik depolama sıcak su sisteminin çalışma zamanının

güneş ışınımın maksimum olduğu zamana ayarlanması, klima cihazlarının verimliliğini artırma, su pompası verimliliğinin artırılması verilebilmektedir. Sonuç olarak, özellikle sıcak su ve iklimlendirme ayarlarının, ekonomik faydayı önemli ölçüde artırabildiği, hatta cihaz verimi iyileştirmelerinin elektrik maliyetlerini de düşürmüşlerdir [8].

Şebekeden bağlantısız fotovoltaik sistemlerde kullanılan aküler üzerine yapılan çalışmalarda, Bogno ve ark. 2017, standart ticari ekipmanlar kullanarak şebekeden bağımsız çalışan fotovoltaik sistem için pratik çözüm sunmuşlardır. Bu çalışmalarında, otonom depolamanın ve üretim sistemlerin uzun ömrü ve yüksek güvenliğini sağlayan akü şarj kontrolünün deney sonuçlarına dayanan ayrıntılı bir analiz gerçekleştirmişlerdir. Yaptıkları deneysel çalışmanın sonucunda 24 V- 55 Ah aküyü 175 kWp gücündeki fotovoltaik modül ile şarj etmişlerdir [9]. Jaiswal çalışmasında HOMER mikro şebeke yazılımı kullanarak güneş evi aydınlatma sisteminde kullanılacak olan kurşun asit akü için potansiyel yedek olarak kullanılabilecek geliştirilmiş yedi lityum iyon aküyü değerlendirmiştir. Ekonomi ve performans ölçümlerine dayanarak NCA, LFP ve LFP/LTO lityum iyon aküleri uygulanabilir olduğunu bulmuştur. Bu üç adet lityum iyon akü çeşidi kullanıldığında, kurşun asit akülere göre daha fazla akü değiştirme gerekmediğinden sistemin ömrü boyunca önemli avantaj sağladığı bulunmuştur [10]. Astaneh ve ark. 2018, lityum iyon akü tabanlı şebekeden bağımsız yenilenebilir enerji sistemleri için en ekonomik sistem konfigürasyonu ve enerji yönetimi stratejisini bulmak için yeni bir metodoloji önermektedirler. Metodolojinin etkinliğini araştırmak için optimizasyon sonuçları, İspanya'nın Zaragoza yakınlarında izole edilmiş bir eve elektrik sağlamak için kurulmuş fotovoltaik - akü sistemi üzerinde temel senaryo ile karşılaştırılmıştır. Sonuç olarak, optimize edilen senaryonun, temel senaryo ile kıyaslandığında enerji maliyetlerinde %9,7 oranında azalma ve akü kullanım süresinde %48,6 iyileşme gözlenmiştir [11]. Ayengo ve ark. 2018, lityum nikel kobalt alüminyum oksit (NCA) ve kurşun asit akülerin kullanıldığı güneş ev sistemlerini karşılaştırmışlardır. Matlab/Simulink uygulamasında modeller geliştirilmiş ve Tanzanya'nın başkenti Dodoma şehrinin güneş ışınımı, sıcaklık değerleri ve elektrik yük verileri kullanılmıştır. Her iki akü sistemi için elektrik maliyetleri karşılaştırılmış ve NCA akülerinin kurşun asitli aküye göre daha düşük maliyetli olduğu bulunmuştur [12].

Şebekeden bağlantısız fotovoltaik sistemin ekonomik analizi alanında yapılan çalışmalarda, Ghafoor ve Munir 2015, Pakistan'ın Faisalabad şehrindeki bir konutun elektrik ihtiyacını karşılamak için şebekeden bağımsız fotovoltaik sistem tasarlamışlardır. Sistemi tasarlarken, ihtiyaç duyulan yükü ve güneşten elde edilebilecek enerjiyi göz önünde bulundurmuşlardır. Tüm sistemin yaşam döngü maliyeti 457.306 rupi, yıllık yaşam döngüsü maliyeti ise 31,963 rubi/yıl olarak hesaplanmıştır. Birim elektrik maliyeti ise 14,8 rubi/kWh bulunmuş ve şebeke bağlantısız çalışan sistemden üretilen elektriğin birim fiyatı, şebekeden çekilen elektriğin birim fiyatından daha düşük olduğu ifade edilmiştir [13]. Zubi ve ark. 2016, yaptığı çalışmada şebekeden bağımsız kullanılan fotovoltaik sistemi dört farklı durumda ele alarak incelemişlerdir. Birinci durumda, sadece aydınlatma ve elektronik aletlerde, ikinci durumda, aydınlatma, elektronik aletler ve buzdolabında, üçüncü durumda aydınlatma, elektronik aletler ve elektrik fırınında ve dördüncü durumda ise aydınlatma, elektronik aletler, buzdolabı ve elektrikli fırının kullanımları modellenmiştir. Bu dört durumun modellenmesi, optimizasyonu ve en düşük maliyetli çözümün sağlaması için İHOGA yazılımı kullanılmıştır. 2020, 2030 ve 2040 yılları için bu dört durum ayrı ayrı yazılımın kullanılmasıyla tekno-ekonomik olarak değerlendirilmiştir [14]. Grande ve ark. 2018, çalışmalarında elektrikli araçların şarj edilebilmesi için şebekeden bağımsız fotovoltaik ve akü sisteminin teknik ve ekonomik uygulanabilirliğini analiz etmişlerdir. Çalışmada İspanya'nın Madrid şehrinin meteorolojik verileri kullanılarak sistemin etkinliğini doğrulamak için verimliliği ve çevresel yönleri dikkate alarak şebekeye bağlı şarj noktalarıyla karşılaştırılmıştır. Sonuç olarak, şebekeden bağımsız fotovoltaik ve akü enerjisi depolama sisteminin teknik ve ekonomik olarak uygulanabilir ve güvenilir olduğu bulunmuştur [15].

Fotovoltaik sistemlerin şebekeye bağlı çalışması üzerine birçok araştırmalar yapılmıştır. Bu araştırmalar sonucunda, sistemin performansı ve sistemde kullanılan invertör üzerine sıklıkla çalışıldığı görülmüştür.

Şebekeye bağlı fotovoltaik sistemin performansı üzerine yapılan çalışmalarda, Sharma ve Goel 2017, Doğu Hindistan'da kurulan 11,2 kWp' lık şebekeye bağlı fotovoltaik sistemi, Eylül 2014 - Ağustos 2015 tarihleri arasında gözlemlemişlerdir. Sistemin ürettiği elektriğin tamamı elektrik şebekesine

verilmiştir. Sistemin, bu tarihler arasındaki elektrik üretimini 14.960 MWh, panel verimini %13,42, invertör verimini %89,83 ve performans oranını %0,78 olarak belirlemişlerdir [16]. Maammeur ve ark. 2017, Cezayir'in kuzey batısında bulunan çiftlik için aylık elektrik faturalarına göre yük profili oluşturmuşlardır. Elektrik geri alım fiyatı ve proje ömrü gibi ekonomik parametreler değiştirilerek bir duyarlık analizi yapmışlardır ve sistemin ekonomik uygulanabilirliğini ve çevresel sürdürülebilirliğini göstermişlerdir [17]. Omar ve Mahmoud 2018, okul, belediye binaları ve özel şirketlerde inşa edilmiş ve üç yıldan beri faaliyette olan fotovoltaik sistemlerin teknik ve ekonomik değerlendirilmesini yapmışlardır. Bu sistemler maksimum %98 verimlilikle çalışan invertör kullanılmıştır. Fotovoltaik sistemlerden, gücü 5 kW olan üç tanesi seçilmiş ve iki yıllık veriler analiz edilmiştir. Yıllık ortalama 1756 kWh/kWp' lık verime karşılık günlük 4,81 kWh/kWp verim elde edilmiştir. Ekonomik analiz sonucunda, sistemin geri ödeme süresini 4,9 yıl, üretilen enerjinin maliyetini 0,155 Dolar/kWh ve iç getiri oranını %25 olarak hesaplamışlardır [18]. Laib ve ark. 2018, Cezayir'in kuzey bölgesindeki şebekeye bağlı fotovoltaik sistemin performansını ve konutlardaki enerji dengesini incelemişlerdir. Konutlardaki enerji profilleri, gerçek veriler ve meteorolojik koşullar dikkate alınarak, şebekeye bağlı fotovoltaik sistemin konut için pozitif elektrik dengesi sağlandığı gözlenmiştir. Konutta kullanılan elektriğin %67,6' si fotovoltaik sistem tarafından, %33,4' ü şebekeden satın alınarak karşılandığını hesaplamışlardır [19]. Badi 2018, Umman'da bulunan yenilenebilir enerji araştırma laboratuarındaki 1,4 kWp şebekeye bağlı fotovoltaik tesisin verilerini incelemiştir. Tesiste üretilen enerji alçak gerilim hattıyla şebekeye aktarılmaktadır. Yıllık üretilen toplam enerji 2217.6 kWh, yıllık ortalama günlük verim 6,36 kWh/kWP, dizi verimi 4,56 kWh/kWp-gün ve son verim 4,10 kWh/kWp-gün ölçülmüştür. Ortalama yıllık performans oranı 0,65, kapasite faktörü 0,17, yıllık ortalama sistem verimliliği %15, panel verimliliği %17,2 ve invertör verimliliği %91 bulunmuştur [20]. Baghdadi ve ark. 2018, üç farklı fotovoltaik panel teknolojisini, monokristal (2.04 kWp), polikristal (2,04 kWp) ve amorf (1,86 kWp), karşılaştırmış ve performans analizlerini yapmışlardır. Bu üç farklı yapı 5,94 kWp kapasiteli şebekeye bağlı sisteme bağlanmıştır. Her birinin sistem verimi karşılaştırılmış ve monokristal teknolojisine sahip yapının daha fazla elektrik ürettiği bulunmuştur [21].

Şebekeye bağlı fotovoltaik sistemde kullanılan invertör üzerine yapılan çalışmalarda, Hassaine ve ark. 2014, şebekeye bağlı fotovoltaik sistemler için invertörün topolojisini ve kontrol yapılarını incelemişlerdir. Tek fazlı ve üç fazlı invertörler için dq, αβ ve abc kontrol yapılarını ayrı ayrı incelenmiş ve avantajlarını karşılaştırmışlardır [22]. Latran ve Teke 2015, çalışmalarında bir fazlı ve üç fazlı sistemler için çeşitli çok seviyeli çok fonksiyonlu şebekeye bağlı invertör konfigürasyonlarının detaylı analizini yapmışlar ve güç kalitesinde oluşacak problemleri telafi etmek için kontrol stratejileri geliştirmişlerdir. Çok seviyeli ve çok fonksiyonlu bu invertörler, büyük ölçekli fotovoltaik uygulamalarında kullanılan yeni güç dönüştürücüsüdür. Düşük anahtarlama güç dağılımı, düşük harmonik bozulma ve düşük elektromanyetik girişim çıkışları gibi üstün avantajları bulunmaktadır [23]. Jana ve ark. 2017, yaptıkları çalışmada tek fazlı şebekeye bağlı invertörlerin tiplerine, gelişimlerine, topolojilerinin sınıflandırılmasına sistematik olarak değinmişlerdir. İnvertör verimliliğinin daha da artması ve maliyetinin düşmesi için gelişmiş yarı iletken cihazların kullanımı ve ayrılma kapasitörünün iyileştirilmesinin gerektiği sonucuna varmışlardır [24]. Zeb ve ark. 2018, çalışmasında fotovoltaik pazarın durumunu, fotovoltaik sistemlerin sınıflandırılmasını, şebekeye bağlı fotovoltaik - invertör konfigürasyonlarını, çeşitli invertör tiplerini sınıflandırıp topolojilerini şematik olarak sunmuşlardır. Tek ve üç fazlı invertörler için kontrol yöntemlerini inceleyip, şebekeye bağlı invertörlere uygulanan çeşitli kontrolörleri karşılaştırmışlardır [25]. Brito ve ark. 2018, farklı meteorolojik koşulların güvenilirlik analizi üzerine etkilerini araştırmak için şebekeye bağlı tek fazlı bir fotovoltaik invertörü kullanmışlardır. Fotovoltaik invertöründen oluşan güç modüllerinin ömür boyu değerlendirilmesi, güneş ışınımı ve ortam sıcaklığındaki farklılıklar göz önünde bulundurularak, aynı zamanda fotovoltaik paneli termal dinamikleri (yani termal kapasitans) de dahil olmak üzere yapılmaktadır. Sonuçlarında, ışınımın artmasının daha fazla enerji ürettiği gerçeğinin yanı sıra sistemin ömrünün önemli ölçüde de azalttığı görülmektedir [26].

Fotovoltaik sistemlerin hem şebekeye bağlı hem de bağlantısız çalışması üzerine birçok araştırmalar yapılmıştır. Bu araştırmalar sonucunda, sistemin performansı, boyutlandırılması, sistemde kullanılan akü ve tekno ekonomik konuları üzerine sıklıkla çalışıldığı görülmüştür.

Hem şebekeye bağlı hem de bağlantısız fotovoltaik sistemin performansı üzerine yapılan çalışmalarda, Wang ve ark. 2018, iki adet fotovoltaik sistemini Ningbo ve Schuan şehirlerine kurarak iki sistemin elektrik üretimlerini karşılaştırmışlardır. İki şehrin iklim koşullarına bakıldığında, Ningbo şehrinde kurulan fotovoltaik sistemin daha fazla güç ürettiği görülmüştür. Ningbo' nun güneşlenme süresi ve ışınım miktarının fazla olmasından Ningbo' daki elektrik üretiminin, Sichuan'a göre %40 daha fazla olduğu gözlenmiştir [27]. Li ve ark. 2018, Japonya'nın Kyushu şehrinde tasarlanan fotovoltaik sistem evsel yük, teknik ve ekonomik parametrelere dayanarak şebekeye bağlı fotovoltaik - akü sisteminin performansını simüle etmişlerdir. Konutlarda, fotovoltaik sistemin öz tüketim oranı aylar arasında farklılık göstermektedir. Sisteme değişken akü boyutu eklenerek, artan oranın aylar arasında belirgin farklılık gösterdiği ve değerinin büyük ölçüde evsel yük ve fotovoltaik üretim profillerinin özelliklerine bağlı olduğu gözlenmiştir. Akü sisteminin ekonomik uygulanabilirliği ve alımı, yüksek maliyetler sebebiyle doğrudan devlet teşvikine dayanmakta olduğundan bahsetmişler ve eğer teşvik politikası olmasaydı fotovoltaik - akü sistemin geri ödeme süresini yaklaşık 18 yıl olarak hesaplanacağını belirtmişlerdir [28].

Hem şebekeye bağlı hem de bağlantısız fotovoltaik sistemin boyutlandırılması üzerine yapılan çalışmalarda, Weniger ve ark. 2014, çalışmalarında konutlarda kullanılacak olan fotovoltaik - akü sisteminin boyutlandırılması üzerinde durmuşlardır. Bunun için simülasyon modeli geliştirerek dakikalık ölçümler alınmıştır. Ayrıca, uygun sistem konfigürasyonlarını tanımlamak için fotovoltaik - akü sisteminin boyutunu değiştiren duyarlılık analizi yapılmıştır. Sonuç olarak, uzun vadeli senaryoda fotovoltaik sistemlerde akü kullanılması en ekonomik çözüm olacağını göstermektedir [29]. Beck ve ark. 2016, çalışmalarında işletme ve yatırım maliyetlerini en aza indiren fotovoltaik – akü sisteminin optimizasyon modeli üzerinde durmuşlardır. Bu model, fotovoltaik ve fotovoltaik – akü sistemlerinin optimum boyutlandırılması üzerinde elektriksel yükün ve öz tüketimdeki fotovoltaik üretim yükünün etkisini incelemiştir. Modelde kullanılan veriler Almanya'da bulunan 25 hanenin akıllı sayaç ölçümlerinden alınmıştır. Yapılan hesaplamalar sonucunda fotovoltaik gücünün ve akü kapasitesinin optimum boyutlandırılması için 60 dakikalık çözünürlük, depolama sisteminin invertörünün gücünün

boyutlandırılması için ise 300 saniyelik daha hassas çözünürlük olması gerektiği bulunmuştur [30].

Hem şebekeye bağlı hem de bağlantısız fotovoltaik sistemde kullanılan akü üzerine yapılan çalışmalarda, Ru ve ark. 2013, şebekeye bağlı fotovoltaik sistemlerde kullanılan akü kapasitesinin belirlenmesi üzerine çalışma yapmışlardır. Fotovoltaik sistemden üretilen elektriğin fazlası ya şebekeye satılır yada aküde depolanabilir. Eğer fotovoltaik sistemde üretilen elektrik ve aküde depolanan elektrik ihtiyacı karşılamıyorsa şebekeden satın alınabilir. Elektrik fiyatlarının düşük olduğu saatlerde şebekeden satın alabilirken, elektrik fiyatlarının yüksek olduğu saatlerde ise şebekeye satabilirler. Bu sistemlerde amaç; elektrik şebekesinden net enerji alımı ile ilgili maliyetlerin ve akü kapasite kaybının en aza indirilmesi, aynı zamanda yükün karşılanması ve şebekeden en yüksek elektrik alım miktarının azaltılmasıdır. Bu amaç için akü boyutu çok önemlidir ve akü büyüklüğünün, kritik akü kapasitesi değerini hesaplamak gerekir. Çalışma sonucuna göre akü büyüklüğü, kritik akü kapasite değerine eşit veya daha büyükse toplam maliyet değişmezken, kritik akü kapasite değerinden küçükse toplam maliyet artmaktadır [31]. Ratnam ve ark. 2015, güneş enerjisi teşvik bağlamında fotovoltaik – akü sisteminin programlanması için optimizasyon tabanlı bir algoritma üzerine çalışmışlardır. Çalışmadaki amaç, müşterilere tahakkuk eden günlük operasyonel tasarrufları maksimize etmesini, ters güç akış ve pik yükten kaynaklanan yüksek voltaj dalgalanmaların oluşmamasını istemektedir. Bu amaca ulaşmak için ikinci dereceden algoritma tabanlı program sunmuşlardır. Programda Avustralya'daki 145 konutun yük ve üretim verileri kullanılmıştır. Program sonucunda en yüksek kullanım süresi faturalandırılmasına karşılık gelen ters güç akışını ve tepe yüklerini önemli ölçüde durduğunu doğrulamıştır [32]. Hassan ve ark. 2017 çalışmalarında besleme tarifesinden yararlanarak elektrik talebini, şebekeye bağlı fotovoltaik sistemi tarafından sağlanan elektrikle karşılamışlardır. Aküye sahip mevcut fotovoltaik sistemi, tamsayı değişkenli doğrusal program (MILP) tanımı ile optimizasyon modeli oluşturulmuştur. Optimizasyon modeli, MILP ile problemi çözmek ve mevcut fotovoltaik üretim sistemi için besleme tarifesinin gelir akışlarını en üst düzeye çıkarmak için farklı elektrik tarifeleri ve batarya depolaması dikkate alındığında faydaları analiz etmek için geliştirilmiştir. Standart bir konut fotovoltaik sisteminden elde edilen gerçek veriler, bir yıl boyunca yarım saatlik veri setini kullanarak akü

sisteminin faydasını incelemek için kullanılmıştır. Akü kapasitesinin (kWh) objektif işlev üzerindeki etkisini değerlendirmek için MILP optimizasyon modelinin duyarlılık analizi yapılmıştır. İkinci çalışmada ise, besleme tarifesinin gelirini en üst düzeye çıkarmada akü kapasitesinin birim maliyetinin, elektrik depolamanın benimsenmesi üzerindeki etkisini analiz etmek için elektrik talep verileri, güneş ışınımı, tarife ve batarya birim maliyeti kullanılmıştır. Bu durumda, fotovoltaik, üretim ve ihracat tarifesi teşvikini içerecek şekilde optimizasyon formülasyonunu değiştirirken, Dağıtılmış Enerji Kaynakları Müşteri Kabul Modeli (DER-CAM) yazılım aracı kullanılarak yeni bir sistem benzetimi gerçekleştirmişlerdir. Sonuçlar ile akünün faydaları hakkında, besleme tarifesi teşviklerinden faydalanan ve zamanla değişen, elektrik tarifelerinden faydalanan mevcut ve yeni fotovoltaik sistemi fikir vermişlerdir [33].

Yapılan literatür araştırmaları sonucunda hem şebekeye bağlı hem de şebekeden bağımsız çalışan sistemlerde, akü dolumu fotovoltaik panellerin oluşturduğu doğru akım ile gündüz saatlerinde yapılmaktadır. Yapılan çalışmada ise, Türkiye'deki elektriğin şebekeye satış ücreti ve farklı zaman dilimlerinde şebekeden enerji alım maliyet farklılıkları göz önünde bulundurularak, akünün şebekeden doldurulması ve şebekeden alınan elektriğin alış fiyatının en düşük olduğu gece saatlerinde yapılarak daha fazla tasarruf sağlanması hedeflenmiştir. Yükün pik olduğu saatlerde de akü kullanımı amaçlanmıştır. Fotovoltaik panellerden, gündüz saatlerinde üretilen elektrik enerjisi hem yük tarafından kullanılması hem de şebekeye satılması planlanmıştır. Çalışma sonucunda, tasarlanan sistemin ekonomik analizi yapılarak, sadece şebekeye bağlı sistemlerle karşılaştırılması yapılması hedeflenmiştir.

2. GENEL BİLGİLER

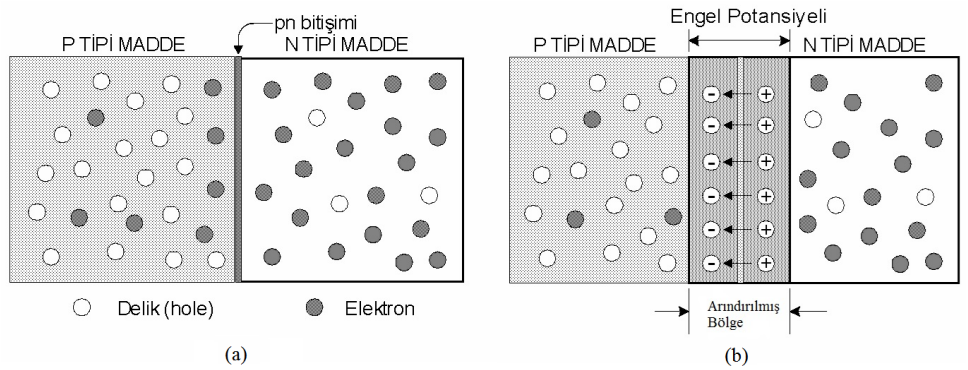
2.1. Fotovoltaik Sistemler

Güneş ışınımı, tükenmeyen bir enerji kaynağı olmasından ve geleneksel enerji kaynaklarına göre daha az çevreyi kirletmesinden dolayı yenilenebilir enerji kaynakları arasında yer almaktadır. Güneş ışınım, elektrik enerjisine dönüştürülmesinde kullanılan yarıiletken maddelere fotovoltaik panelleri (güneş pilleri) denir. Fotovoltaik panel, akü, invertör, akü şarj kontrolörleri gibi devrelerle birlikte kullanılarak fotovoltaik sistemi oluştururlar.

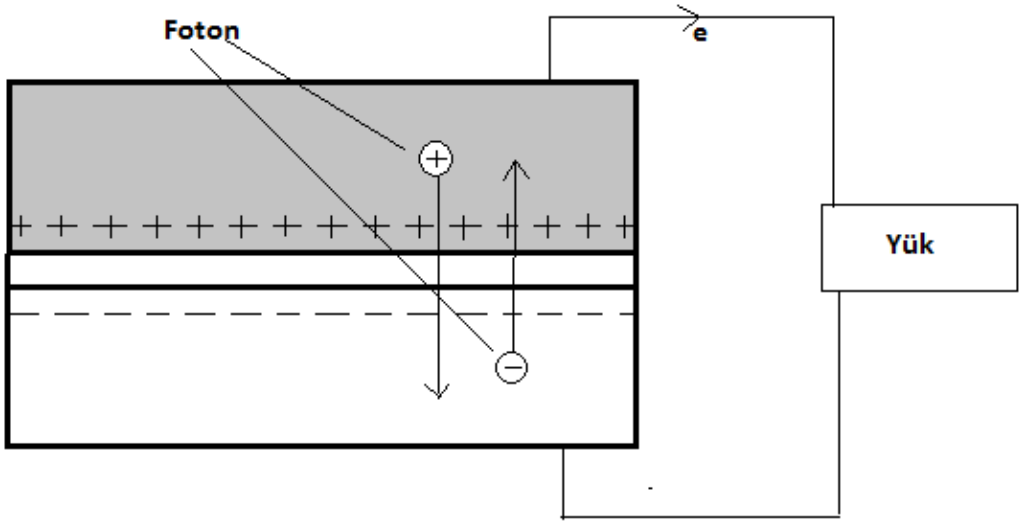
2.2. Fotovoltaik Panellerin Çalışma Prensibi

Fotovoltaik paneller, fotovoltaik hücrelerin paralel ve seri bağlanması oluşmaktadır. Fotovoltaik hücreler, silisyum, kadminyum ve galyum arsenit gibi yarıiletken maddelerden yapılmaktadır. Yarıiletken maddelerin fotovoltaik panellerde kullanılabilmesi için n veya p tipi yarıiletkenlerle katkılanması gerekmektedir. Katkılama işlemi, saf yarıiletken eriyik içerisine istenilen katkı maddelerinin kontrollü olarak eklenmesiyle yapılır ve kullanılan p ve n tipine göre değişiklik gösterir. Örneğin, fotovoltaik panellerde yaygın olarak kullanılan silisyumdan n tipi silisyum elde etmek için silisyum eriyiğine periyodik cetvelin 5. grubundan bir element eklenir. Silisyumun dış yörüngesinde 4 elektron, eklenen elementin dış yörüngesinde 5 elektron olduğundan dolayı, fazla olan elektron silisyuma aktarılır. Bu nedenle 5. grup elementlere verici veya n tipi katkı maddesi denir. Eğer p tipi silisyum elde edilecekse, silisyum eriyiğine periyodik cetvelin 3. grubundan bir element eklenir. Bu elementlerin dış yörüngesinde 3 elektron olduğundan bir elektron eksiği oluşur ve bu eksikliğe hol veya boşluk denir. Bu tür maddelere alıcı veya p tipi katkı maddesi denir [1].

Fotovoltaik panellerin çalışma prensibi; p - n yarıiletken birleşiminde, elektronlar p tipi bölgeye geçerek birleşme bölgesine yakın yerlerde (-) iyonları oluştururken, n tipi bölgesinde (+) iyonları duvar oluşturur (Şekil 2.1.). Güneş ışınımı bu bölgeye düşerse, yük taşıyıcı elektronlar çok az olduğundan, valans elektrona enerjisini bırakacak ve onu p tipinin olduğu bölgeye itecektir. Dış devre akımı ise p'den n'ye doğru iletilecektir. Bu sayede gerilim üretimi meydana gelmektedir (Şekil 2.2.) [1].



Şekil 2.1. P-N eklemin oluşması



Şekil 2.2. Fotonların elektron hareketi oluşturması

2.3. Fotovoltaik Sistemin Elemanları

Fotovoltaik sistemler, ihtiyaçlara göre çeşitli tasarım modelleri ve ürünlerin bir araya gelmesiyle oluşturulmaktadır. Genellikle sistem; fotovoltaik panel, şarj regülatörü, invertör ve aküden oluşmaktadır (Şekil 2.3.).



Şekil 2.3. Fotovoltaik sistemin blok şeması

2.3.1. Fotovoltaik Panel

Fotovoltaik panel, güneş ışınımı Doğru Akıma (DC) dönüştüren fotovoltaik hücrelerin paralel ve seri bağlanmasıyla oluşan dizilere denir. Fotovoltaik panellerinde kullanılan yarıiletkenin türüne ve işlenme tekniğine göre aşağıdaki gibi sınıflandırılmaktadır.

- Kristal Silisyum Fotovoltaik Panelleri
  - Monokristal Silisyum Fotovoltaik Panelleri
  - Polikristal Silisyum Fotovoltaik Panelleri

- İnce Film Fotovoltaik Panelleri
  - Amorf Silisyum Fotovoltaik Panelleri
  - Bakır İndiyum Diselenit Fotovoltaik Panelleri

2.3.2. Şarj Regülatörü

Şarj regülatörleri, fotovoltaik panellerden elde edilen gerilim değerini istenilen gerilim değerlerine çeviren cihazlardır. Ana görevleri, aküleri şarj etmek ve yüksek deşarjdan korumaktır. Eğer aşırı şarj olursa elektrolit kaynar ve aküde hasar oluşur. Şarj regülatörlerinin elektronik aksamı çok hassastır ve bozulması durumunda akünün değişimini gerektirebilir [34].

Bu cihazlar genellikle şebekeden bağımsız sistemlerde kullanılır ve ürün seçiminde verim değerleri dikkate alınır [35].

Şarj regülatörleri iki gruba ayrılmaktadır.

- Darbe Genişlik Modülasyonu (PWM) Şarj Regülatörleri

Şebeke bağlantısız fotovoltaik sistemlerde şarj kontrolü için kullanılabilmektedirler. Cihazın üzerinde bulunan LCD ekran ve LED'ler sayesinde akünün şarj durumu görülebilmektedir. PWM şarj regülatörleri, 12 V gerilime sahip aküleri, 24 V gerilime sahip aküleri veya akü gruplarını şarj edebilmektedir. Akünün tam şarjlı duruma ulaştığında güç aktarımı yapılırken güç miktarı yavaş yavaş azaltılır. Darbe genişlik modülasyonu akünün stresini azaltırken ömrünü daha da uzatmaktadır [36]. Cihazın verimi maksimum güç noktası izleyici şarj regülatörlerine göre daha düşük olmaktadır [35].

- Maksimum Güç Noktası İzleyicili (MPPT) Şarj Regülatörleri

Sistemin her koşulda maksimum güç üretecek şekilde çalışmasını sağlayan DC - DC dönüştürücülerinde kullanılan maksimum güç noktası takip yöntemidir (MPPT) [37]. Maksimum güç noktası izleyici şarj regülatörleri tam yükte %98 verimle çalışabilmektedir. Sistemde kullanılan akünün özelliklerine göre en uygun şekilde şarj sağladığından akünün ömrünü %50 oranında uzatmaktadır. Bu sebepten sistem ömrü uzadığından sistem maliyeti de düşmektedir [35].

2.3.3. İnvertör

İnvertörler, DC gerilimi AC gerilime dönüştüren cihazlardır [1]. Ürettiği alternatif akımda meydana gelen bozulmaların düşük seviyede olmasını ve istenilen

frekans ve genlikte alternatif gerilim üretimi sağlamaktadırlar. İnvertörün giriş ucunda akü, fotovoltaik panelle benzeri doğru akım kaynakları kullanılabilmektedir.

İnvertörlerin, çıkış gerilimlerinin sinüzoidal dalga olması gerekir, fakat düşük ve orta güçlü uygulamalarda kareye yakın dalga formları da kabul edilmektedir. Bu cihazların beslenmesinde kullanılan kaynağın çeşidine göre gerilim kaynaklı ve akım kaynaklı invertörler olarak ikiye ayrılmaktadır.

- Gerilim Kaynaklı İnvertörler

Gerilim kaynaklı invertörler, esnek AC iletim sistemlerini (FACTS) gerçekleştirmekte kullanılmaktadır. FACTS güç elektronik temelli sistemlerin ve ekipmanların, sistem üzerindeki kontrolün ve enerji transferinin olmasından dolayı sisteme AC elektrik iletim sistemi eklenmektedir. FACTS ekipmanlarının reaktif güç sistem kararlılığını kontrol etmek için yüksek gerilime sahip gerilim kaynaklı invertörlerin kullanılması gerekmektedir. Bu invertörler aynı zamanda sistemi besleyen bir gerilim kaynağı olarak da düşünülmektedir.

- Akım Kaynaklı İnvertörler

Akım kaynaklı invertörler, büyük güçlerdeki akımı çevirmek için kullanılmaktadır. İnvertörlerin çektiği akımın sabit kalmasını istersek, devrenin çıkışına büyük bir endüktansı seri bağlamak gerekir [34].

2.3.4. Akü

Akü, elektrik enerjisini kimyasal enerji olarak depolayan ve sonradan elektrik enerjisine dönüştüren sistemlere denmektedir.

Fotovoltaik sistemler kullanılan akülerden, yüksek şarj deşarj verimi, derin boşalma, hızlı şarj, düşük maliyet ve uzun ömür beklenilmektedir [38]. Güneş enerji sistemlerinde, lityum iyon, jel, kuru ve OPzS akü kullanılmaktadır.

- Lityum İyon Aküler

Lityum iyon aküler, deşarj olduktan sonra tekrar şarj edilerek kullanılabilen cihazlardır. Bu aküler, kapalı yapıya sahip tasarlanmış ve bakım gerektirmemektedir. Uzun ömürlü olan bu aküler, çabuk şarj olma kabiliyetine ve yüksek enerji verimine

sahiptirler. Bu akülerin, yüksek fiyatlı oluşu, yüksek sıcaklıklarda bozunmalara uğraması ve koruyucu devre ihtiyacına gerek duyması dezavantajlarındandır.

- Jel Aküler

Jel aküler, düşük ortam sıcaklıklarında daha uzun kullanım ömürlerine sahip ve daha iyi performans sağlayan silikon jel teknolojiyle üretilmektedirler. Akü kapalı bir kutu içinde ve bakım gerektirmemektedir.

- Kuru Aküler

Aküler kapalı şekilde dizayn edildiği için bakım gerektirmemektedir. Yatay veya dikey pozisyonlarda kullanılabilmektedir.

- OPzS Aküler

OPzS aküleri, sisteme kesintisiz enerji kaynağı olarak bağlanması için üretilmiş sabit tesis aküleridir. Bu aküler, minimum bakım ve enerji maliyetlidirler.

Lityum iyon ve kurşun asit akülerin karşılaştırılması Tablo 2.1.' de gösterilmiştir.

Tablo 2.1. Lityum iyon ile kurşun asit akünün karşılaştırılması

Akü	Döngü	Özellik
Lityum İyon	2000-4000	Yüksek performans, yüksek döngü, güvenirlilik, hafif
Kurşun Asit	500-2500	Düşük ücret, dolum/boşaltım hızı, derin döngü

2.4. Fotovoltaik Sistemlerin Bağlantı Çeşitleri

Fotovoltaik sistemler bağlantı şekillerine göre şebekeden bağlantısız ve şebekeye bağlı sistemler olarak sınıflandırılmaktadırlar.

2.4.1. Şebekeden Bağlantısız Fotovoltaik Sistemler

Şebekeden bağımsız sistemler;

- şebekenin olmadığı bölgelerde,

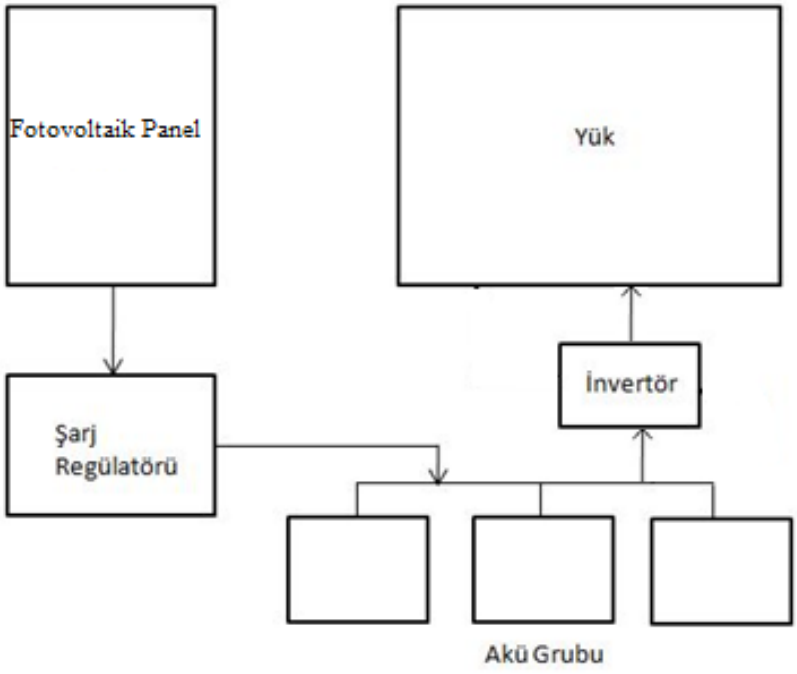
- şebeke için iletim hattının çekilmesinin ekonomik olmadığı bölgelerde,
- şebeke elektriğinin sıklıkla ve uzun süreli kesildiği bölgelerde

elektrik enerjisi sağlanması amacıyla kullanılmaktadır.

Şebekeden bağımsız sistemler genellikle yol kenarlarındaki aydınlatmalarda, konutlarda elektrik tüketiminde, deprem ve hava gözlem istasyonlarında, yangın gözetleme kulelerinde, bot ve yat gibi taşıtlardaki elektrik ihtiyacını karşılamak için kullanılmaktadır [36].

Şebekeden bağımsız sistemler; güneş paneli, şarj kontrol cihazı, akü ve invertör cihazlarından oluşmaktadır. Şebekeden bağımsız sistemlerde gündüz paneller üzerine düşen güneş ışınımı, panel uçlarında elektrik enerjisi üretir. Elektrik enerjisi şarj kontrol cihazlarıyla akü grubunda depo edilerek kullanım için hazır bekletilir. Alternatif akım ile çalışan cihazlarda kullanılmak üzere invertörde doğru akım, alternatif akıma (220 V, 50 Hz.' lik sinüs dalgası) dönüştürülerek cihazlara aktarılır.

Sistem tasarımını yaparken günlük talep edilen enerji, kullanımın olacağı ay, güneş ışınım miktarı, ortam sıcaklığı, çevre koşulları göz önüne alınmalıdır [39].

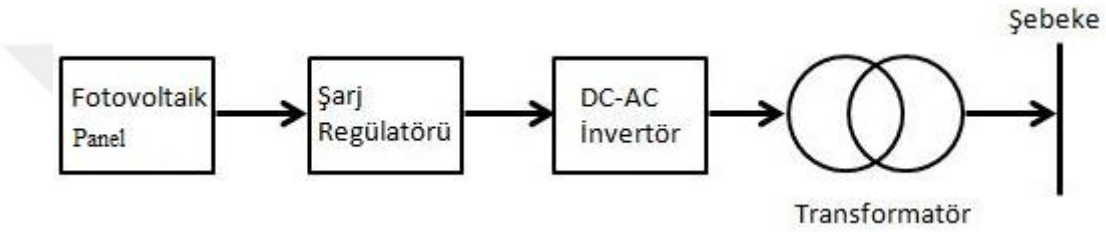


Şekil 2.4. Şebekeden bağımsız fotovoltaik sistemin bağlantı şeması

2.4.2. Şebekeye Bağlı Fotovoltaik Sistemler

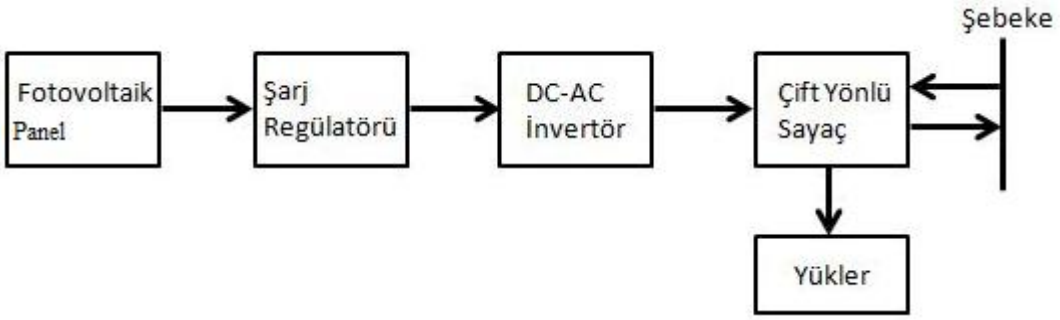
Şebeke bağlantılı fotovoltaik sistemler iki şekilde tasarımı yapılabilmektedir. Sistemde üretilen doğru akım, invertör aracılığıyla alternatif akıma dönüştürülerek doğrudan şebekeye aktarılabildiği gibi (Şekil 2.5.), invertörden sonra kullanılacak olan çift yönlü sayaç sayesinde hem çeşitli yükler beslenebilir hem de üretilen fazla elektrik şebekeye satılabilir. Bu sistemin avantajları arasında aküye ihtiyaç duyulmaması sayılabilir [39].

Bu tip sistemlerde iletim hatları kısa ve akü kullanılmadığından daha az enerji çevrimi olmakta ve kayıplar azalmaktadır.



Şekil 2.5. Şebeke bağlantılı fotovoltaik sistemin güç akış diyagramı

Şekil 2.6.' da ki sistem, üretilen elektriğin fazlasının şebekeye satılması ve üretilen elektriğin ihtiyacı karşılamadığı durumlarda şebekeden elektrik satın alınması şeklinde çalışmaktadır. Bu sayede akü ve şarj kontrol cihazların kullanılmamasından dolayı büyük oranda tasarruf sağlanmaktadır [35].



Şekil 2.6. Şebeke bağlantılı fotovoltaik sistemin evsel uygulamalarda kullanılmasının bağlantı şeması

3. MATERYAL VE METOT

Çalışma, Manisa ili Turgutlu ilçesinde bir konutun elektrik ihtiyacının optimum şekilde karşılanması üzerine kurgulanmıştır. Konuttaki yıllık elektrik tüketimleri ve kullandıkları cihazların güç değerleri baz alınarak şebekeye bağlı fotovoltaik sistem ve hem şebekeye bağlı hem de şebekeden bağımsız (hibrit çalışabilen) fotovoltaik sistem tasarlanmıştır. Fotovoltaik sisteminde kullanılan panel sayısı, panel gücü ve modeli, bağlantı şekilleri, invertör modeli ve akü modeli bulunmuştur.

Çalışmanın devamında tasarlanan şebeke bağlantılı ve hibrit sistemler için ekonomik analiz yapılmış ve net bugünkü değeri (NPV), seviyeleştirilmiş elektrik maliyeti (LCOE) ve geri ödeme süresi hesaplanmıştır. Sistemin çalışma ömrü 25 yıl alınmış ve hesaplamalar bu süreye göre yapılmıştır.

3.1. Fotovoltaik Sistemin Modellenmesi

Çalışmada, fotovoltaik sistem, şebekeye bağlı ve hibrit sistem olmak üzere iki şekilde tasarlanmıştır. Şebekeye bağlı sistem, fotovoltaik panel, invertör cihazlarından oluşmaktadır. Hibrit sistem ise, fotovoltaik panel, invertör, şarj kontrolör ve aküden oluşmaktadır.

3.1.1. Fotovoltaik Panel Seçimi

Çalışmada baz alınacak konut için aylık elektrik tüketim değerleri gündüz, puant ve gece olmak üzere 3 kademeli olarak Tablo 3.1.' de verilmiştir.

Tablo 3.1. Standart bir konutun aylık elektrik tüketim değerleri (kWh**)**

Aylar	Gündüz (06:00-17:00)	Puant (17:00-22:00)	Gece (22:00-06:00)	Toplam
Ocak	84,653	38,242	35,349	158,243
Şubat	47,231	34,628	23,344	105,203
Mart	84,831	36,629	23,713	145,174
Nisan	101,250	47,610	34,000	182,860
Mayıs	47,614	35,685	79,000	162,299
Haziran	60,743	43,980	30,288	135,011
Temmuz	64,673	44,618	33,569	142,859
Ağustos	180,285	48,525	93,764	322,574
Eylül	86,868	46,575	76,192	209,635
Ekim	49,758	36,330	19,963	106,051
Kasım	78,270	47,775	23,323	149,368
Aralık	111,931	47,850	32,734	192,515
Toplam	998,105	508,446	505,239	**2011,790**

Konuttaki aylık elektrik tüketim değerlerinin karşılanması için kullanılacak fotovoltaik paneller için hesaplamalar yaparken;

$$P_{pv} = P_{tepe} * (1 + \gamma pv(T_{hücre} - 25)) \quad (3.1)$$

$$T_{hücre} = T_{çevre} + 1{,}25 * G * (T_{Noct} - 20) \quad (3.2)$$

$$E_{pv} = P_{pv} * t_{güneş.süresi} * 365gün * \eta_{şc} * \eta_{inv} * \eta_{tel} \quad (3.3)$$

denklemleri kullanılmaktadır. Denklem 3.1' deki P_{pv} fotovoltaik panel gücünü (W), P_{tepe} fotovoltaik panelin maksimum güç değerini (W), γ panelin sıcaklık katsayısını (%/K), $T_{hücre}$ panelin hücre sıcaklığını (^oC) göstermektedir. Denklem 3.2' deki $T_{çevre}$ ortam sıcaklığını (^oC), G güneş ışınım miktarını, T_{Noct} panelin standart koşullarındaki hücre sıcaklığını (^oC) göstermektedir. Denklem 3.3' deki E_{pv} panelden üretilen elektrik enerjisi miktarını (Whgün), $t_{güneş,süresi}$ panelin güneşlenme süresini (saat), $\eta_{şc}$ şarj kontrol verimini, η_{inv} invertör verimini ve η_{tel} tel verimini göstermektedir.

Çalışmada 300 W gücünde 8 adet panel kullanılmıştır. Denklem 3.3' de edilen sonuç panellerden üretilen elektrik enerjisi miktarıdır. Toplam üretilen elektrik miktarının bir yıl boyunca aylara göre enerji üretimi Tablo 3.2. verilmiştir.

Tablo 3.2. Seçilen bölgede PV sistemin bir yıllık elektrik enerjisi üretim değerleri

Aylar	**Hesaplanan Enerji Miktarı (kWh)**
Ocak	181,65
Şubat	189,03
Mart	272,01
Nisan	319,04
Mayıs	351,31
Haziran	355,00
Temmuz	397,42
Ağustos	390,04
Eylül	336,56
Ekim	287,69
Kasım	225,91
Aralık	182,57
Toplam	**3488,24**

Matematiksel formüllerle üretilen elektrik enerjisi miktarı bulunmuştur ve 300 W gücündeki 8 adet panellerin dizilimi; seri halde 4 adet panel ve 2 paralel koldan oluşturulmuştur. Panellere ait özellikler Tablo 3.3.'de verilmiştir (Tablo EK A) .

Tablo 3.3. Seçilen PV panellerin teknik özellikleri

Maksimum Güç – P_{mpp} (W)	300
Pozitif Güç Toleransı	%0-3
Açık Devre Gerilimi – V_{oc} (V)	44,8
Kısa Devre Akımı – I_{sc} (A)	8,8
Maksimum Güç Gerilimi – V_{mpp} (V)	36,1
Maksimum Güç Akım – I_{mpp} (A)	8,32
Panel Verimliliği	15,49%
Güç Sıcaklık Katsayısı	-0,423%/K
NOCT Hücre Sıcaklığı (^{o}C)	45

3.1.2. İnvertör Seçimi

Çalışmada kullanılacak invertör için öncelikle Tablo 3.4.' deki elektrikli cihazların güç değerlerinin toplamını bilmek gerekmektedir.

Tablo 3.4. Elektrikli cihazların güç değeri (W)

Elektrikli cihazlar	Güç (W)
Buzdolabı	80
Bulaşık Makinesi	1000
Çamaşır Makinesi	1000
Kombi	150
Lamba (9 tane)	23
Fırın	2500
Klima	1350
Televizyon	180
Bilgisayar	65
Ütü	2000
Süpürge	650
Saç Kurutma Makinesi	2200
Toplam	**11198**

Talep faktörü yönetmeliğine göre elektrikli aletlerin talep güç değeri;

$$P_{yük} = P_{elektrikli\ alet} * 0{,}30 \tag{3.4}$$

denklemine göre bulunmaktadır. Seçilecek invertör gücü ise;

$$P_{inv} = P_{yük} * 1{,}25 \tag{3.5}$$

denklemine göre bulunmaktadır. Hesaplamalar sonucunda kullanılacak olan invertörün teknik özellikleri Tablo 3.5.' de verilmiştir (Tablo EK B).

Tablo 3.5. Seçilen invertörün teknik özellikleri

İzin Verilen Maksimum Fotovoltaik Pil Gücü (W)	4600
Nominal DC Güç (W)	4200
Maksimum DC Voltaj (V)	580
MPPT Gerilim Aralığı (V)	125~550
Başlatma Gerilimi (V)	150
Maksimum DC Akım (A)	11
Maksimum Verimlilik	97,6%
Avrupa Verimliliği	>97,0%

3.1.3. Akü Seçimi

Çalışmada seçilecek akü, elektrik tüketiminin pik olduğu saatlerde kullanılacaktır. Bundan dolayı puant saatlerindeki tüketimi karşılayacak akü kapasitesinin seçilmesi gerekmektedir. Akü kapasitesi seçilirken;

$$Ah = \frac{Günlük\ Puant\ Tüketimi}{V * D_d} \tag{3.6}$$

denklemi kullanılmaktadır. Denklem 3.6' da Ah akünün ampersaat değerini, V akünün voltaj değerini ve D_d akünün doldur boşalt oranını göstermektedir. Yapılan hesaplamalar sonucunda 8 adet akü kullanılmış ve teknik özellikleri Tablo 3.6.' de verilmiştir.

Tablo 3.6. Seçilen akünün teknik özellikleri

Akü Voltaj (V)	12
Akü Ah (amper.saat)	20
D_d	0,8
Kullanım Ömrü (yıl)	10
Şarj- Deşarj Döngüsü	4000

3.1.4. Şarj Kontrolör Seçimi

Çalışmada kullanılacak şarj kontrolörün akım değerimi bulmak için;

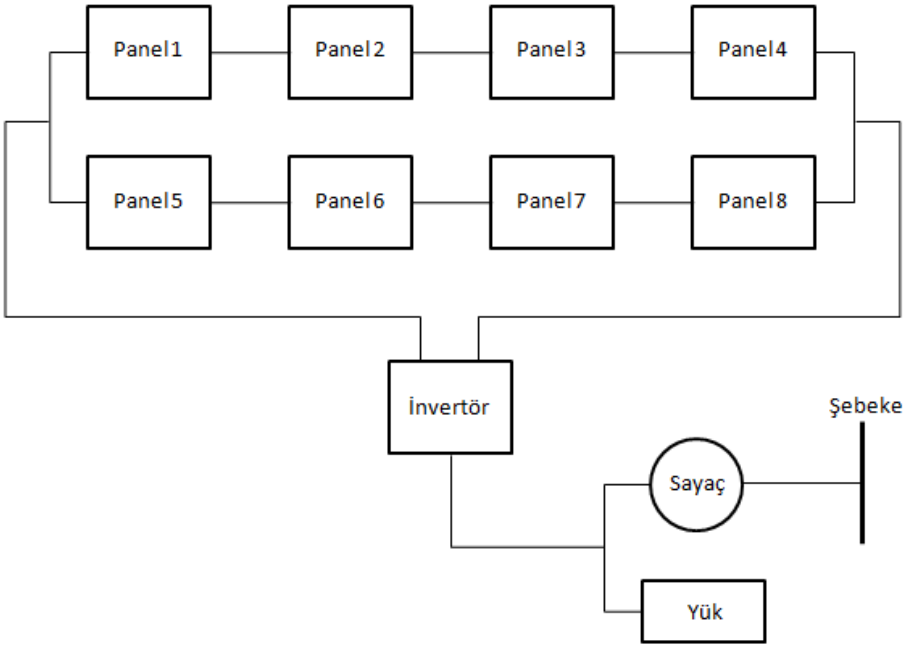
$$I_{şc} = N_P * I_{sc} * 1{,}25 \tag{3.7}$$

denklemi kullanılmaktadır. Denklem 3.7' de $I_{şc}$ şarj kontrolörün akım değeri (A), N_p paralel panel sayısı, I_{sc} panelin kısa devre akım değerini (A) göstermektedir. Seçilen şarj kontrolörün teknik özellikleri Tablo 3.7.' de verilmiştir.

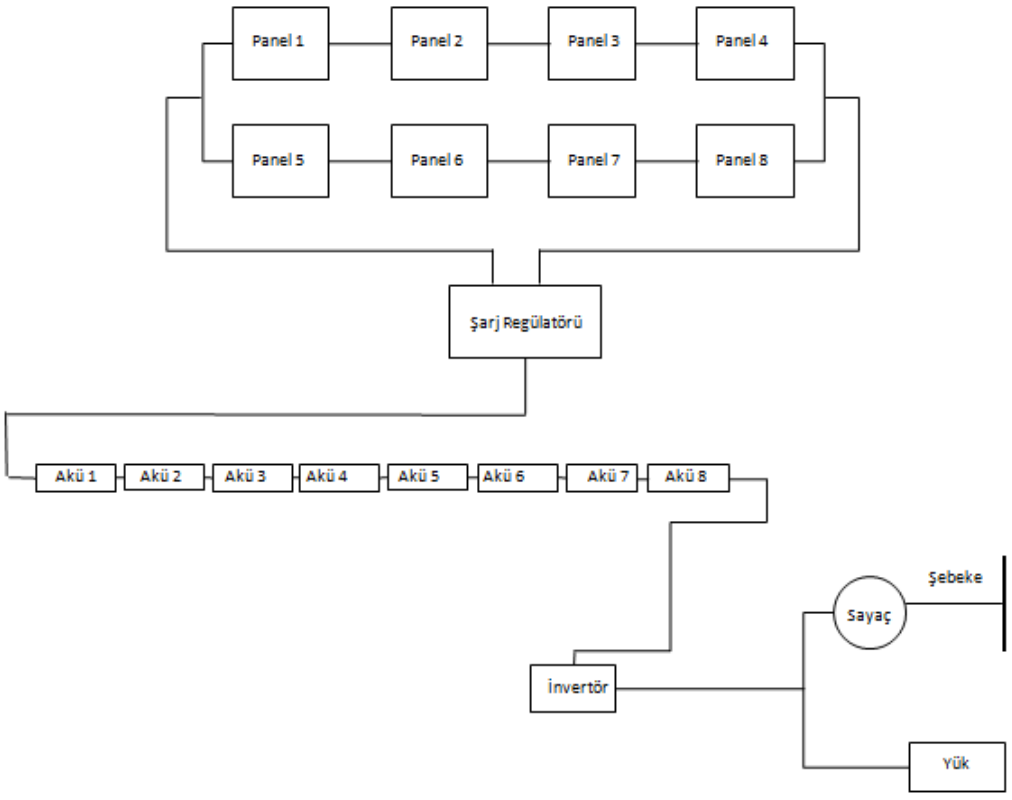
Tablo 3.7. Seçilen şarj kontrolörün teknik özellikleri

Maksimum Çalışma Akımı (A)	20
Sistem Voltajı (V)	12 / 24
Akü Maksimum Şarj Voltajı (V)	13,7 / 27,4
Akü Düşük Voltaj Koruması (V)	10,7 / 21,4
Verim	0,97

Sistem için seçilen cihazlara göre şebekeye bağlı sistem için Şekil 3.1.' deki sistem, hibrit sistem için Şekil 3.2.' deki sistem tasarlanmıştır.



Şekil 3.1. Şebekeye bağlı fotovoltaik sistem tasarımı



Şekil 3.2. Hibrit fotovoltaik sistem tasarımı

3.2. Fotovoltaik Sistemin Ekonomik Analizi

Fotovoltaik sistemin ekonomik analizi şebekeye bağlı sistem ve hibrit sistem için ayrı ayrı yapılmıştır.

Şebekeye bağlı sistem için 3 farklı senaryo uygulanmıştır. Birinci senaryo; yıllık elektrik fiyatlarındaki artışın dolar bazında 0 olduğu durum için, ikinci senaryo; yıllık elektrik fiyatlarındaki artışın dolar bazında %5 ve dolar kuru artışının yıllık %3 olduğu durum için ve üçüncü senaryo; yıllık elektrik fiyatlarındaki artışın dolar bazında %5 ve dolar kuru artışının yıllık %7 olduğu durum için oluşturulmuştur (Tablo 3.8.).

Tablo 3.8. Şebekeye bağlı sistem için uygulanan senaryolar

Şebekeye Bağlı Sistem	
Senaryolar	Şartlar
1. Senaryo	yıllık elektrik fiyatlarındaki artışın dolar bazında % 0
2. Senaryo	yıllık elektrik fiyatlarındaki artışın dolar bazında %5 ve dolar kuru artışının yıllık %3
3. Senaryo	yıllık elektrik fiyatlarındaki artışın dolar bazında %5 ve dolar kuru artışının yıllık %7

Hibrit sistem için 3 farklı senaryo uygulanmıştır. Birinci senaryo; yıllık elektrik fiyatlarındaki artışın dolar bazında 0 olduğu ve akü fiyatlarının iyi, baz ve kötü durumlar sonucunda oluşacak değişimler üzerine yapılmış, ikinci senaryo; yıllık elektrik fiyatlarındaki artışın dolar bazında %5 ve dolar kuru artışının yıllık %3 olduğu ve akü fiyatlarının baz durumda alınmasıyla oluşturulmuş ve üçüncü senaryo; yıllık elektrik fiyatlarındaki artışın dolar bazında %5 ve dolar kuru artışının yıllık %7 olduğu akü fiyatlarının baz durumda alınmasıyla oluşturulmuştur (Tablo 3.9.).

Tablo 3.9. Hibrit sistem için uygulanan senaryolar

Hibrit Sistem	
Senaryolar	Şartlar
1. Senaryo (iyi)	iyi durumdaki akü fiyatı ve yıllık elektrik fiyatlarındaki artışın dolar bazında % 0
1. Senaryo (baz)	baz durumdaki akü fiyatı ve yıllık elektrik fiyatlarındaki artışın dolar bazında % 0
1. Senaryo (kötü)	kötü durumdaki akü fiyatı ve yıllık elektrik fiyatlarındaki artışın dolar bazında % 0
2. Senaryo	baz durumdaki akü fiyatı, yıllık elektrik fiyatlarındaki artışın dolar bazında %5 ve dolar kuru artışının yıllık %3
3. Senaryo	baz durumdaki akü fiyatı, yıllık elektrik fiyatlarındaki artışın dolar bazında %5 ve dolar kuru artışının yıllık %7

Her iki sistemdeki senaryolara göre ayrı ayrı net bugünkü değer (NPV), seviyeleştirilmiş elektrik maliyeti (LCOE) ve geri ödeme süresi hesaplanmıştır.

3.2.1. Şebekeye Bağlı Fotovoltaik Sistemin Ekonomik Analizi

Şebekeye bağlı fotovoltaik sistemin ekonomik analizini yapıldığında NPV, LCOE ve geri ödeme süreleri bulunmaktadır. Tablo EK C' de Şebekeye bağlı fotovoltaik sistemin 2. senaryosunun hesaplama örneği bulunmaktadır.

Net bugünkü değer (NPV); herhangi bir yatırımın ekonomik ömrü boyunca sağladığı kazançlarının bugünkü değerlerinin toplanmasıyla elde edilmektedir (Denklem 3.8) [40].

$$\mathrm{NPV} = \sum_{t=0}^{n-1} \frac{\mathrm{CF_t}}{(1+r)^t} \tag{3.8}$$

3.8 numaralı denklemde CF_t t yılı için nakit akışını, r indirim oranını ve t hesabın kaçıncı yıl için yapıldığını göstermektedir. T yılı için nakit akışını hesaplamak için 3.9 numaralı denklem kullanılmaktadır [40].

$$CF_t = E_{el,kazanç} - C_t \tag{3.9}$$

3.9 numaralı denklemde $E_{el,kazanç}$ elektrik enerjisi üretiminden kazanılan ücreti ve C_t t yılındaki toplam maliyeti göstermektedir. C_t' yi bulmak için 3.10 numaralı denklem uygulanmaktadır [40].

$$C_t = L_t + OM_t + Ta_t \tag{3.10}$$

3.10 numaralı denklemde L_t finansman kredi maliyetini, OM_t işletme ve yönetim maliyetlerini ve Ta_t t yılı için elektrik üretimin vergi ödemesini göstermektedir. Finansman kredi maliyetini bulmak için 3.11 numaralı denklem kullanılmaktadır [40].

$$L_t = \left(C_0 * DE * \frac{1}{n}\right) + (C_0 * DE * \left(1 - \frac{t}{n}\right) * Itr_t) \tag{3.11}$$

3.11 numaralı denklemde DE borç kazanç oranını, Itr_t t yılı için faiz oranını, C_o sermaye maliyetini göstermektedir. Sermaye maliyetinin içinde; panel, invertör, kablo, bağlantı ekipmanlarının fiyatlarının toplamı yer almaktadır. 3.10 numaralı denklemdeki Ta_t' yi bulmak için 3.12 numaralı denklemdeki formül uygulanmaktadır [40].

$$Ta_t = TR * E_{el}, kazanç, t \tag{3.12}$$

Bu denklemde TR kWh başına düşen vergi fiyatını belirtmektedir. 3.12 numaralı denklemdeki $E_{el,kazanç,t}$ miktarını bulmak için 3.13 numaralı denklem uygulanmaktadır.

$$E_{el,kazanç,t} = E_{kazanç,t} + E_{kazanç,t-1} * elektrik\ fiyat\ artışı \tag{3.13}$$

3.13 numaralı denklemde $E_{kazanç,t}$ t yılı için elektrik alış ve satış durumlarının sonunda elde edilen kazanç miktarını ($), $E_{kazanç,t-1}$ ise bir önceki yılın kazanç miktarını ($) göstermektedir. Senaryolarda olacak olan farklılıklar bu denklemdeki elektrik fiyat artışı etkileyecektir.

$E_{kazanç,t}$ o yıldaki aylardan elde edilen kazanç miktarının toplamıyla bulunmaktadır (Denklem 3.14).

$$E_{kazanç,t} = E_{kazanç,ocak} + E_{kazanç,şubat} + \cdots + E_{kazanç,kasım} + E_{kazanç,aralık} \quad (3.14)$$

Bir aydaki kazanç miktarını bulmak için denklem 3.15 kullanılmaktadır.

$$E_{kazanç,ay} = E_{gelir,gündüz,ay} - E_{gider,puant,ay} - E_{gider,gece,ay} \quad (3.15)$$

Şebekeye bağlı sistemde, gündüz saatlerinde üretilen elektrik şebekeye satılır, puant ve gece saatlerinde ise şebekeden elektrik satın alınır. Bundan dolayı gündüz saatlerinde gelir olurken, gece ve puant saatlerinde gider olmaktadır. 3.16, 3.17 ve 3.18 numaralı denklemlerde seçilen konuttaki elektrik tüketim değerleri (kWh) göz önüne alınarak hesaplamalar yapılmaktadır.

$$E_{gelir,gündüz,ay} = \left(E_{üretilen,ay} - E_{tüketilen,gündüz,ay}\right) * elektrik\ satış\ fiyatı \quad (3.16)$$

$$E_{gider,puant,ay} = E_{tüketilen,puant,ay} * elektrik\ alış\ fiyatı_{puant} \quad (3.17)$$

$$E_{gider,gece,ay} = E_{tüketilen,gece,ay} * elektrik\ alış\ fiyatı_{gece} \quad (3.18)$$

Senaryolara göre dolarda meydana gelen artış elektrik alış fiyatını etkilemektedir (Denklem 3.19).

$$Elektrik\ alış\ fiyatı_t = Elektrik\ alış\ fiyatı_{t-1} + Elektrik\ alış\ fiyatı_{t-1} * dolar\ artışı \quad (3.19)$$

Seviyeleştirilmiş elektrik maliyeti (LCOE); herhangi bir yatırımın ömrü boyunca oluşan tüm maliyetlerinin, ömrü boyunca ürettiği elektriğe kWh cinsinden oranlanmasıyla bulunmaktadır (Denklem 3.20) [40].

$$\mathrm{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^{n-1} \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{n-1} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3.20)$$

3.20 numaralı denklemde E_t elektrik üretim miktarını (kWh) göstermektedir. E_t elektrik üretim miktarı bir önceki seneden üretilen miktardan %0,7 kayıpla üretim olduğu baz alınarak hesaplamalar yapılmaktadır (Denklem 3.21).

$$E_t = E_{\text{üretim},t} - E_{\text{üretim},t-1} * 0{,}007 \quad (3.21)$$

Bir sene boyunca üretilen elektrik miktarını bulurken, tüm aylarda üretilen miktarlarının (kWh) toplanması gerekmektedir (Denklem 3.22).

$$E_{\text{üretim},t} = E_{\text{üretim},ocak} + E_{\text{üretim},şubat} + \cdots + E_{\text{üretim},kasım} + E_{\text{üretim},aralık} \quad (3.22)$$

Sistemin geri ödeme süresini hesaplarken t yılının ve bir önceki yılın nakit akışlarının toplanması dikkate alınır (Denklem 3.23).

$$\text{Geri Ödeme Süresi} = \sum_{t=1}^{n}(CF_{t-1} + CF_t) \quad (3.23)$$

3.2.2. Hibrit Fotovoltaik Sistemin Ekonomik Analizi

Hibrit sistemin ekonomik analizi, şebekeye bağlı fotovoltaik sistemin ekonomik analizinde yapılan hesaplamalarla aynıdır. Şebekeye bağlı fotovoltaik sistem için kullanılan 3.15 numaralı denklem hibrit sistem için farklılık göstermektedir. Hibrit sistemde akü kullanıldığında ve gece saatlerinde elektrik alış fiyatı ucuz olduğu için, gece saatlerinde akü dolumu yapılmaktadır ve doldurulan akü puant saatlerinde kullanılmaktadır. Akü dolumu şebekeden çekilen elektrikten yapılacağı için denklem 3.24' deki gibi gider olarak ele alınmaktadır. Denklem 3.25' de akü doldurmadan dolayı gider fiyatı ($) bulunmakta ve 3.24 numaralı denklemde kullanılmaktadır.

$$E_{kazanç,ay} = E_{gelir,gündüz,ay} - E_{gider,gece,ay} - E_{gider,akü\ doldurma,ay} \quad (3.24)$$

$$E_{gider,akü\ doldurma,ay} = (V * Ah * Dd * 1{,}05 * gün\ sayısı) * elektrik\ alış\ fiyatı_{gece} \quad (3.25)$$

Şebekeye bağlı sistemde kullanılan denklem 3.17, hibrit sistem için kullanılmamaktadır. Çünkü puant saatlerinde herhangi bir gider bulunmamaktadır.

Hibrit sistemde kullanılacak aküler için baz, iyi ve kötü senaryoları ele alınmıştır. Akülerin ömürleri 10 yıl olduğundan dolayı bu senaryolara göre akü yenileme maliyetleri Tablo 3.10.' da gösterilmiştir [41, 42, 43].

Tablo 3.10. Akü için oluşturulan senaryolardaki maliyetler ($)

Senaryo	**İlk kurulum maliyeti ($)**	**10.yıl yenileme maliyeti ($)**	**20.yıl yenileme maliyeti ($)**
Baz	433,161	229,895	138,916
İyi	266,323	159,79	127,832
Kötü	600	300	150

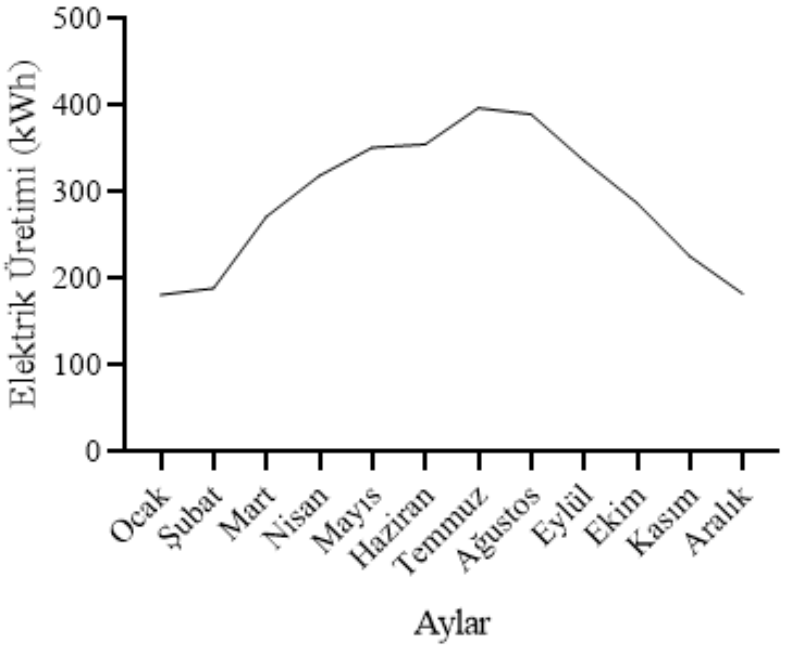
Ekonomik analiz yapılması için yukarıdaki denklemlerde kullanılacak bazı değerler Tablo 3.11.' de verilmiştir.

Tablo 3.11. Ekonomik analiz için gerekli değerler

Elektrik Satış Fiyatı (Dolar/kWh) (KDV Dahil) [44]	0,139
Elektrik Alış Fiyatı (Puant)(Dolar/kWh) [45]	0,1402
Elektrik Alış Fiyatı (Gece)(Dolar/kWh) [45]	0,0597
Sermaye Maliyeti (Dolar)	2750
Borç Kazanç Oranı	0,75
Faiz Oranı [40]	0,02
Sistem Ömrü (Yıl)	25
Vergi	0,18
Enflasyon Oranı [46]	0,02
Nominal İndirim Oranı	0,04
OM/ Sermaye Maliyeti Oranı [40]	0,01
PV Alanı (m^2)	1,37

4. ARAŞTIRMA BULGULARI

Çalışmada, Turgutlu ilçesindeki bir konutun elektrik tüketim değerlerine bakılarak gerekli olan panel gücü 2,4 kW bulunmuş ve matematiksel eşitliklerden faydalanarak aylara göre elektrik üretim değerleri hesaplanmış ve Şekil 4.1.' de gösterilmiştir.

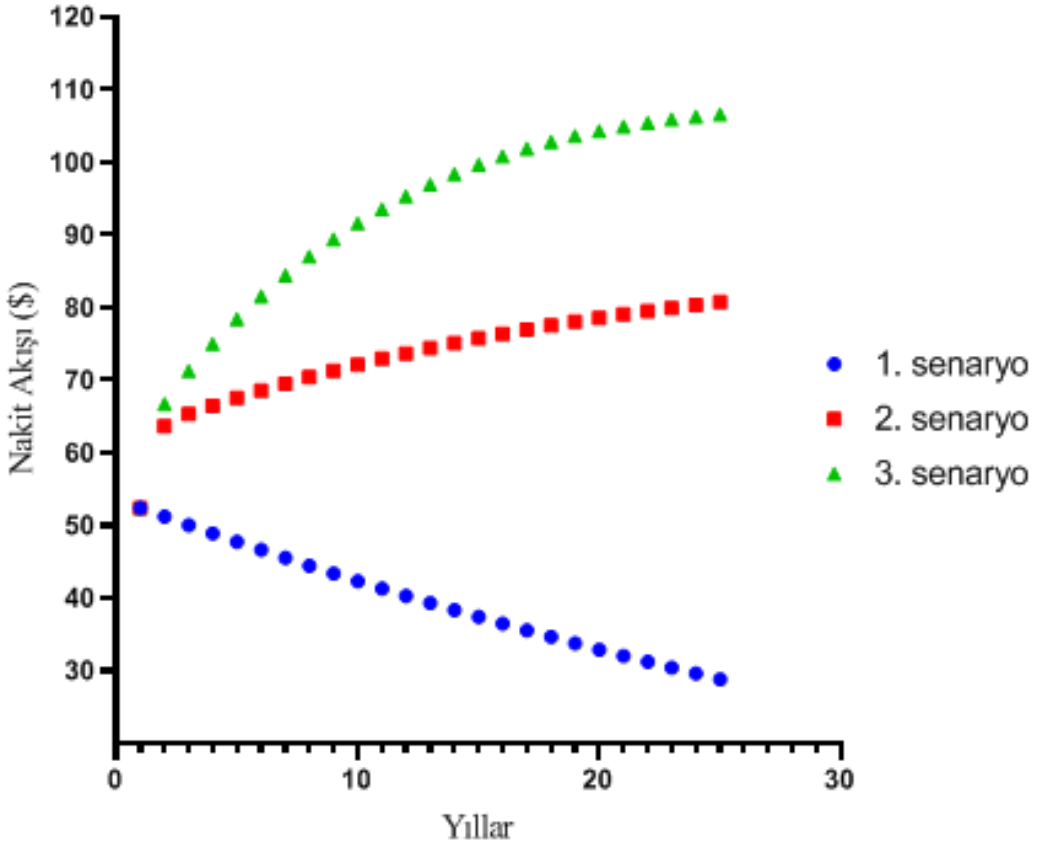


Şekil 4.1. Hesaplamalara göre yıllık elektrik üretiminin aylara göre değişimi

Şekil 4.1.'de de görüldüğü gibi yaz aylarında güneş ışınım süresinin fazla olmasından dolayı daha fazla elektrik üretiminin olacağı, kış aylarında ise daha az elektrik üretimi olacağı görülmektedir.

4.1. Şebekeye Bağlı Sistemin Ekonomik Analiz Sonuçları

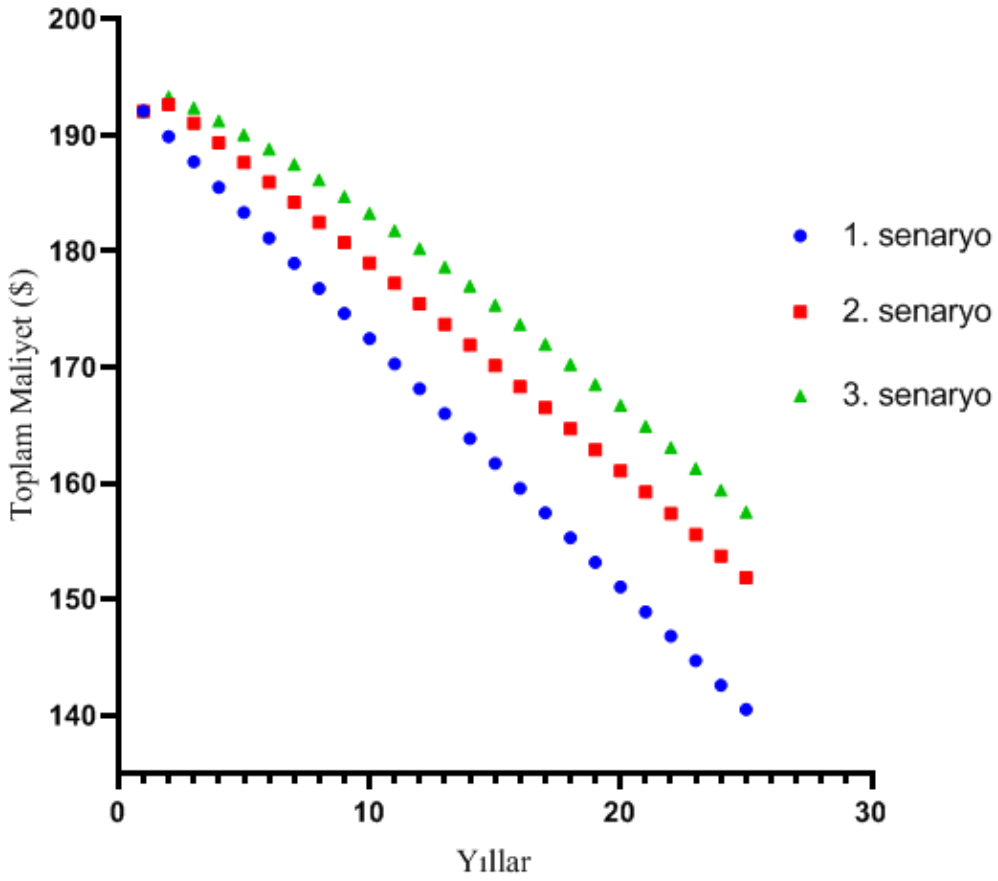
Şebekeye bağlı sistemin ekonomik analizi yapılmak istenildiğinde net bugünkü değeri, seviyeleştirilmiş elektrik maliyeti ve geri ödeme süresi bulunmuştur. Net bugünkü değeri hesaplanmak istediğinde CF_t, C_t, L_t, Ta_t değerinin bulunması gerekmektedir. Hesaplamalar sonucunda CF_t değerinin yıllara göre değişimi Şekil 4.2.' de verilmiştir.



Şekil 4.2. Yıllara göre gerçekleşen nakit akışı (CF_t)

Nakit akışını bulurken elektrik kazancından yapılan masraflar çıkarılır. 1. senaryoya göre yıllar ilerledikçe panel verimliliğinin azalması sonucunda elde edilecek kazanç miktarında da azalmalar olmaktadır. Bundan dolayı da nakit akışının da yıllara göre azalma gözenilmektedir. 2. ve 3. senaryoya göre elektrik ve dolar kuru fiyatlarının her geçen yıla göre artmasından dolayı nakit akışında artış gözlenmektedir.

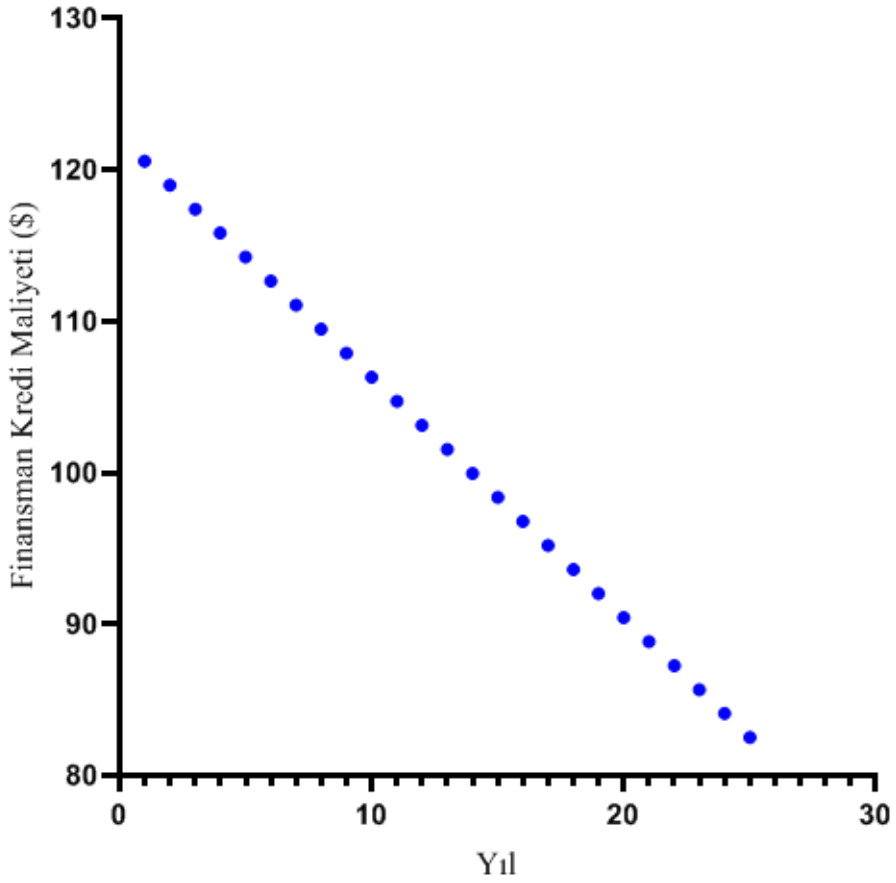
Sistemdeki NPV değerini bulmak için; toplam maliyetin (C_t) yıllara göre değişimi Şekil 4.3.'te gösterilmiştir.



Şekil 4.3. Toplam maliyetin yıllara göre değişimi (Ct)

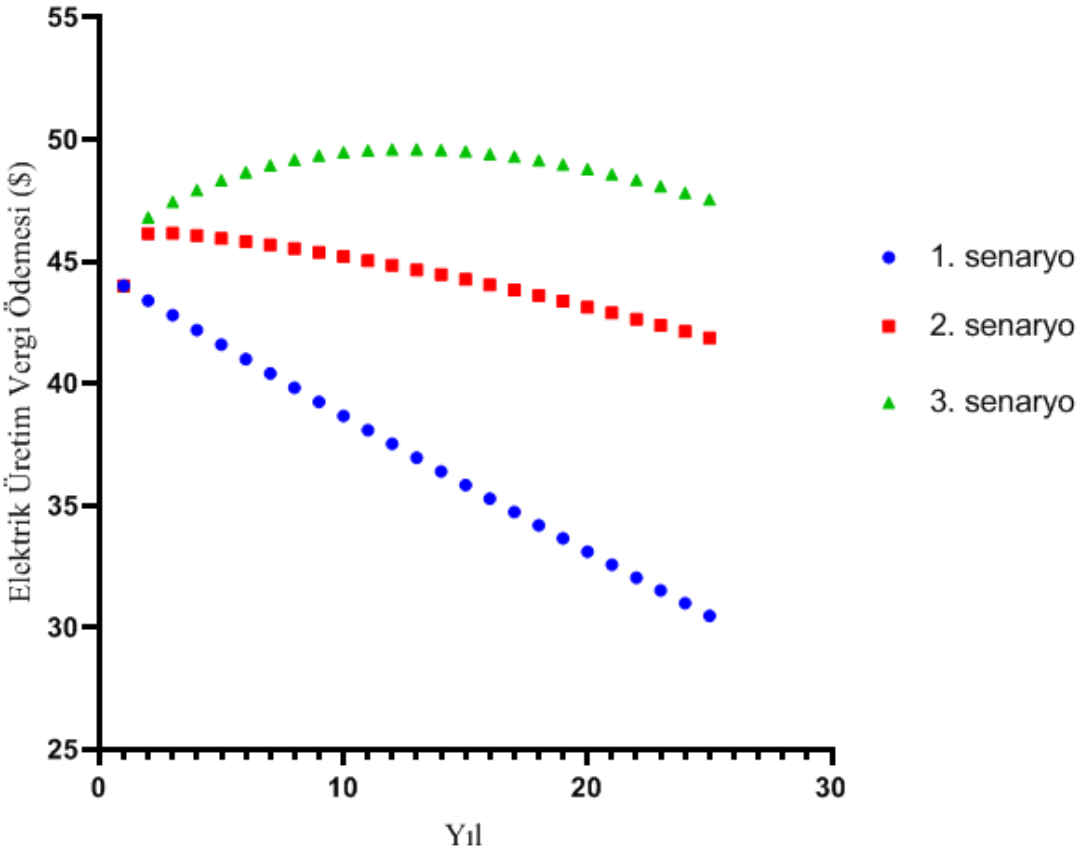
Şekil 4.3.'ten görüleceği üzere, tüm senaryolar için ilerleyen yıllarda toplam maliyet miktarı azalmaktadır. Bunun sebebi, kurulumdaki yüksek maliyetin ilerleyen yıllarda yerini sadece bakım ve vergi maliyetlerine bırakmasıdır.

NPV değerinin bulunması için gerekli olan finansman kredi maliyetinin yıllara göre değişimi Şekil 4.4.'de gösterilmiştir.



Şekil 4.4. Finansman kredi maliyetlerinin yıllara göre değişimi (L_t)

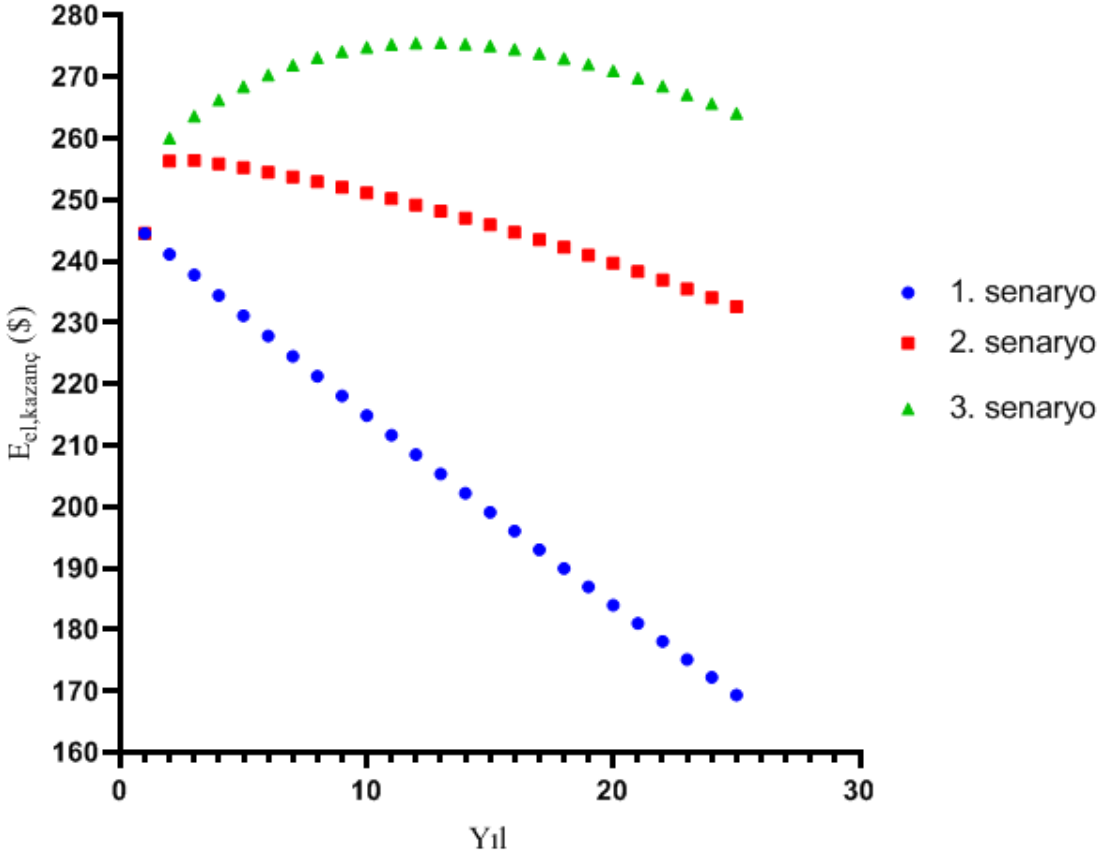
Şekil 4.4.' ten finansman kredi maliyetlerinin yıllara göre azaldığı görülmektedir. Bu azalma, toplam maliyetinde azalmasına neden olmaktadır. Finansman maliyeti senaryolara göre değişmemektedir. Toplam maliyeti etkileyen bir diğer değerde elektrik üretim vergi ödemesidir (Ta_t). Ta_t' nin yıllara göre değişimi Şekil 4.5.'de gösterilmiştir.



Şekil 4.5. Elektrik üretim vergi ödemesinin yıllara göre değişimi (Ta_t)

Şekilden görüleceği üzere, elektrik üretim vergi ödemesinin yıllara göre değişimine bakıldığında değerlerin 1. senaryoya göre azaldığı görülmektedir. Bu değerin azalması, toplam maliyetinde azalmasına neden olmaktadır. 2. ve 3. senaryolara bakıldığında elektrik ve dolar kuru fiyatlarındaki yıllık artışın vergi ödeme miktarını artırdığı ve sonra düşük eğimli azalışa geçtiği gözlenmektedir.

Elektrik üretimi vergi ödeme miktarını, elektrik alışverişinden sonra ortaya çıkan kazanç miktarı ($E_{el,kazanç}$) etkilemektedir. 1. senaryoda elektrik üretiminin yıllara göre azalmasından dolayı kazanç miktarında da azalma olmuştur. 2. ve 3. senaryolardaki yıllık elektrik fiyat artışının olmasından dolayı kazanç miktarında artış gözlenmektedir. Elektrik üretimi yıllara göre azaldığı için belli bir yıldan sonra kazanç miktarında azalma meydana gelmiştir (Şekil 4.6).



Şekil 4.6. Elektrik üretiminde elde edilen kazanç miktarı ($E_{el,kazanç}$)

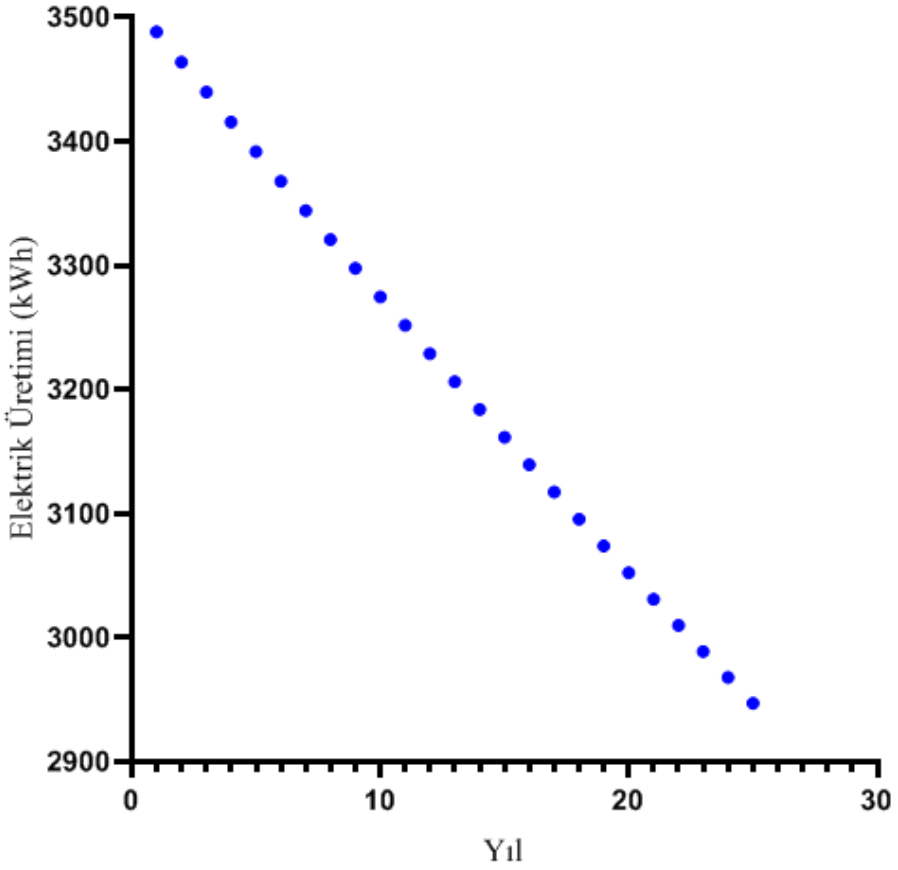
Yukarıda tüm hesaplamalar sonucunda 25 yıllık net bugünkü değerin senaryolara göre değişimi Tablo 4.1.'de verilmiştir.

Tablo 4.1. Senaryolara göre net bugünkü değer

Senaryolar	**NPV ($)**
1.senaryo	-8,578
2.senaryo	471,238
3.senaryo	747,571

Tablo 4.1.' de görüldüğü üzere, 3. senaryodan elde edilen NPV ($) yıllık elektrik fiyatlarındaki artışın dolar bazında %5 ve yıllık dolar kuru artışı %7 alınmasından dolayı yüksektir. Diğer senaryolarda, elektrik fiyat artışı ve dolar kurundaki artış daha az olduğundan dolayı NPV değeri düşük çıkmaktadır.

Seviyeleştirilmiş elektrik maliyetin (LCOE) değerini bulmak için toplam maliyeti (C_t) ve elektrik üretim miktarı (E_t) bilmek gerekmektedir. Elektrik üretim miktarının yıllara göre değişimi Şekil 4.7.' de gösterilmiştir. Yıllara göre elektrik üretim miktarında düşüş meydana gelmektedir. Bunun sebebi panellerde meydana gelecek verim düşüklüğü olabilmektedir. Elektrik üretim miktarı, senaryolara göre değişiklik göstermemektedir.



Şekil 4.7. Elektrik üretiminin yıllara göre değişimi (E_t)

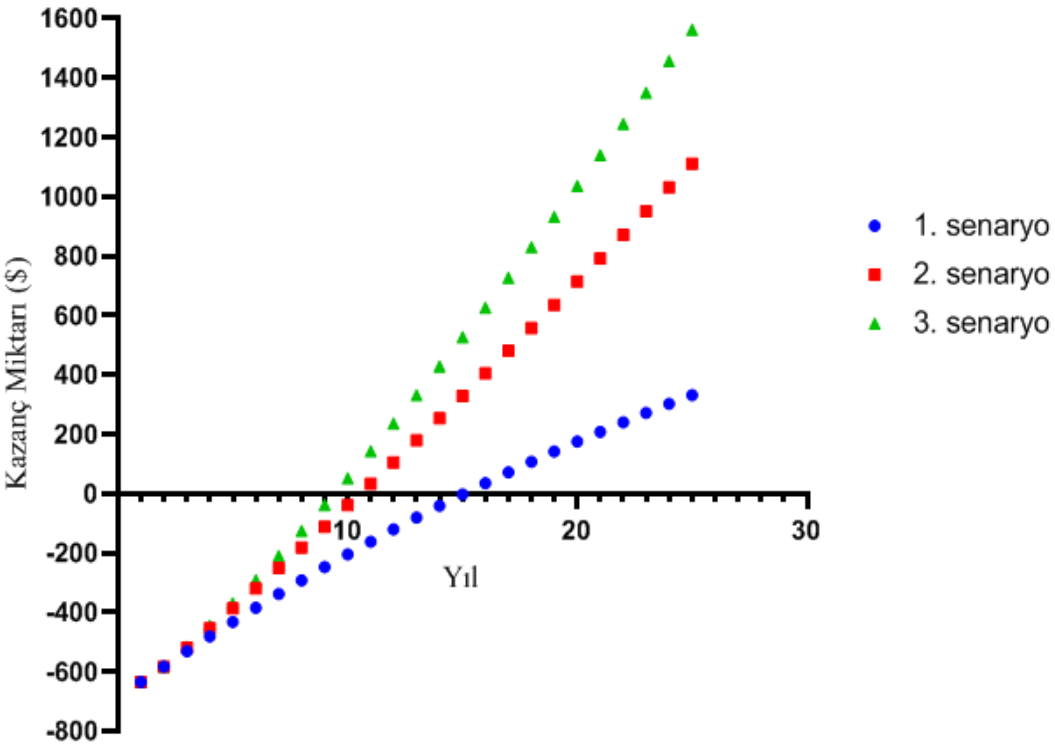
Tablo 4.2.'de, hesaplamalar sonucunda elde edilmiş 25 yıllık seviyeleştirilmiş elektrik maliyetinin senaryolara göre değişimi verilmiştir.

Tablo 4.2. Senaryolara göre seviyeleştirilmiş elektrik maliyeti

Senaryolar	**LCOE ($/ kWh)**
1.senaryo	0,0523
2.senaryo	0,0543
3.senaryo	0,0554

LCOE değeri giderlerin elektrik üretim miktarına oranlanmasıyla bulunduğu için hesaplamalar sonucunda bu değerin küçük çıkması istenilmektedir. Tablo 4.2.' deki LCOE değerlerine bakıldığında en küçük değer 1. senaryoda görülmektedir. Bunun sebebi, 1. senaryodaki sistemde toplam maliyetlerin diğer senaryolara göre daha düşük olmasındandır.

Sistemin geri ödeme süresini bulmak için o yılki nakit akışı ve bir önceki yılın nakit akışının toplanması ile hesaplanmaktadır. Şekil 4.8.'de, senaryolara göre geri ödeme süreleri gösterilmiştir.



Şekil 4.8. Senaryolara göre sistemin geri ödeme süresi

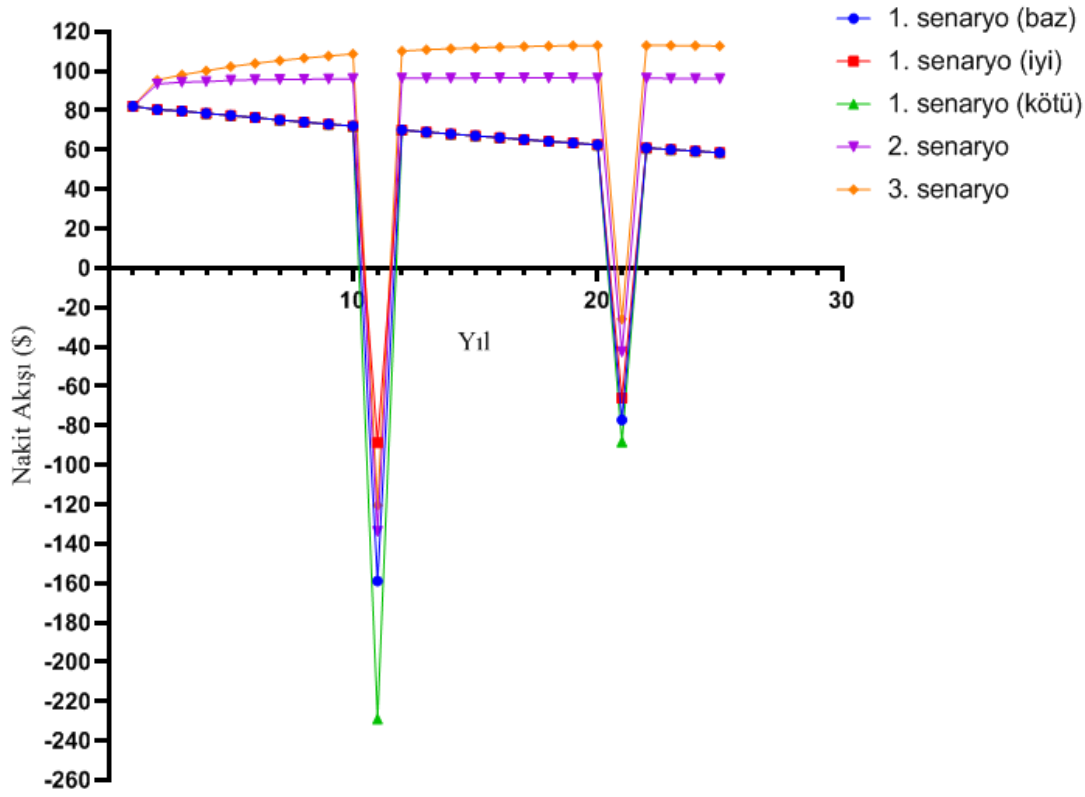
Sistemin geri ödeme süresi, 1. senaryoya göre 15. yıl, 2. senaryoya göre 10. yıl ve 3. senaryoya göre 9. yıl bulunmuştur. Elektrik ve dolar fiyatlarındaki artışın sistemin geri ödeme süresi üzerine etkisi olduğu gözlemlenmektedir.

4.2. Hibrit Sistemin Ekonomik Analiz Sonuçları

Hibrit sistemde 3 farklı senaryo yapılmakta ve 1. senaryoda akü fiyatları için baz, iyi ve kötü durumlar ele alınmıştır. 2. senaryo için %3 yıllık dolar kuru fiyatında artış ve %5 yıllık elektrik fiyatında dolar bazlı artış, 3. senaryoda %7 yıllık dolar

kuru fiyatında artış ve %5 yıllık elektrik fiyatında dolar bazlı artışı göz önünde bulundurularak hesap yapılmıştır.

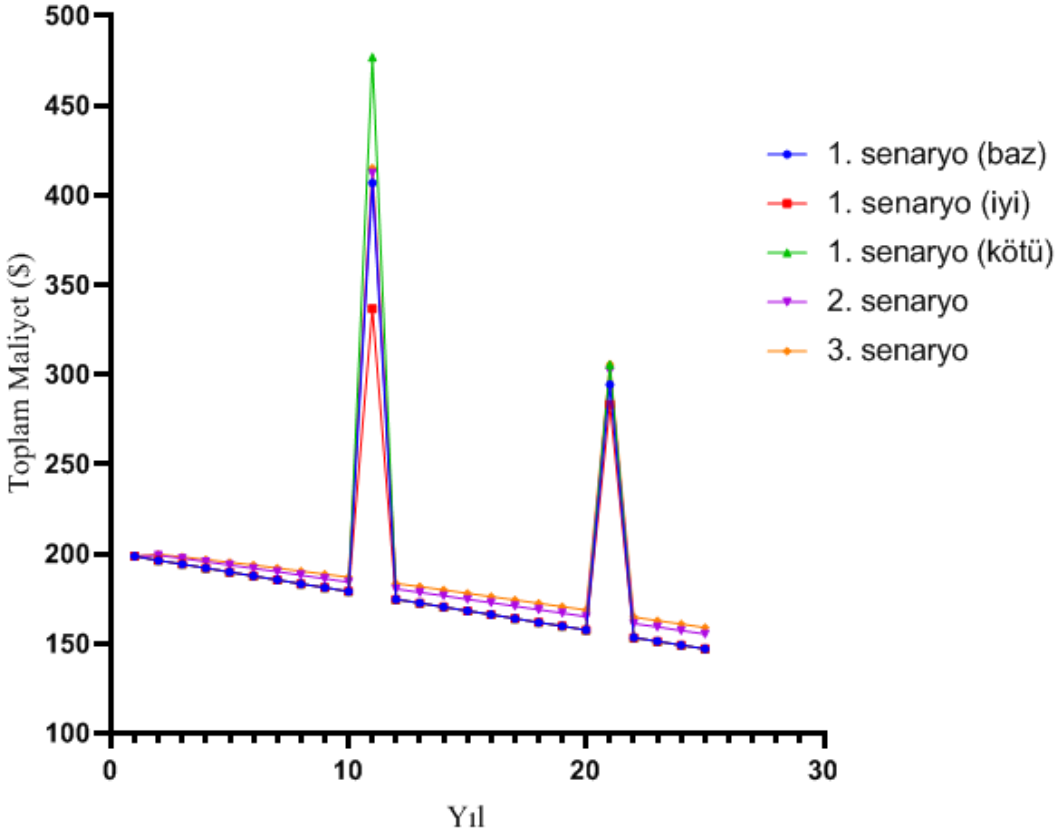
Hibrit sistemin ekonomik analizi yapılmak istenildiğinde net bugünkü değeri, seviyeleştirilmiş elektrik maliyeti ve geri ödeme süresi bulunmuştur. Net bugünkü değeri hesaplanmak istediğinde CF_t, C_t, L_t, Ta_t değerinin bulunması gerekmektedir. Hesaplamalar sonucunda CF_t değerinin yıllara göre değişimi Şekil 4.9.' da gösterilmiştir.



Şekil 4.9. Yıllara göre gerçekleşen nakit akışı (CF_t)

Şekil 4.9.' da nakit akışını bulurken elektrik kazancından yapılan masraflar çıkarılır. Senaryolarda 10 yılda bir akü yenileme olduğu için, nakit akışı o senelerde eksi değere düşmektedir. Bu düşüşlerdeki farklılıkların olma sebebi akü fiyatlarının, elektrik artış oranının ve dolar artış oranının farklılık göstermesinden dolayıdır.

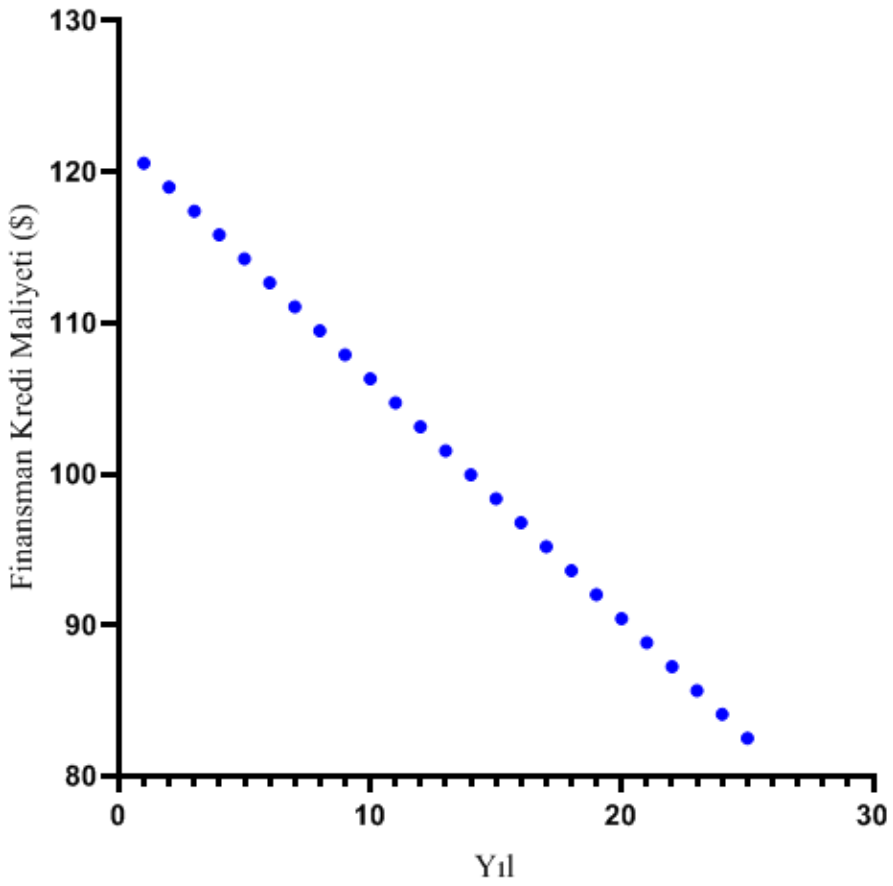
Sistemdeki NPV değerini bulmak için; toplam maliyetin (C_t) yıllara göre değişimi Şekil 4.10.'da gösterilmiştir.



Şekil 4.10. Toplam maliyetin yıllara göre değişimi (Ct)

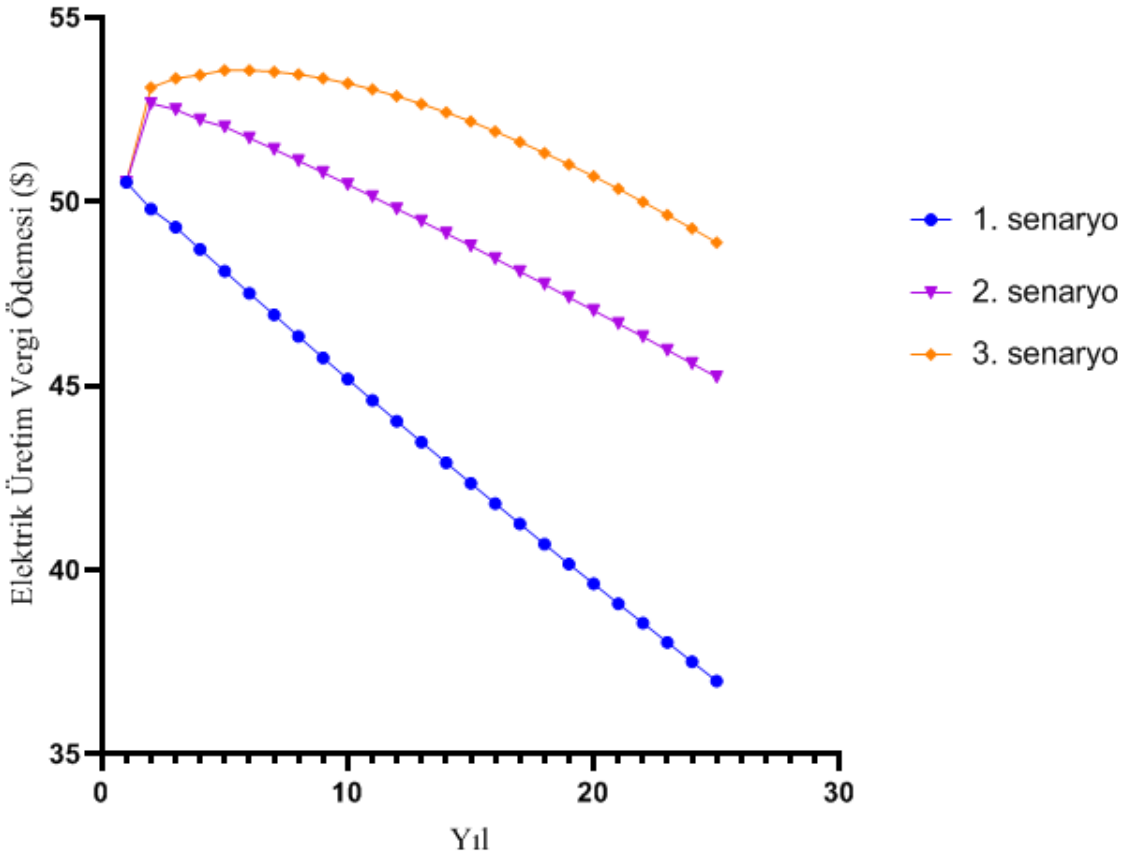
Toplam maliyetin yıllara göre değişimine bakıldığından tüm senaryolara göre akü değiştirme zamanlarında artış sonraki yıllarda ise düşüş gözlenmektedir.

NPV değerinin bulunması için gerekli olan finansman kredi maliyetinin yıllara göre değişimi Şekil 4.11.'de gösterilmiştir.



Şekil 4.11. Finansman kredi maliyetlerinin yıllara göre değişimi (Lt)

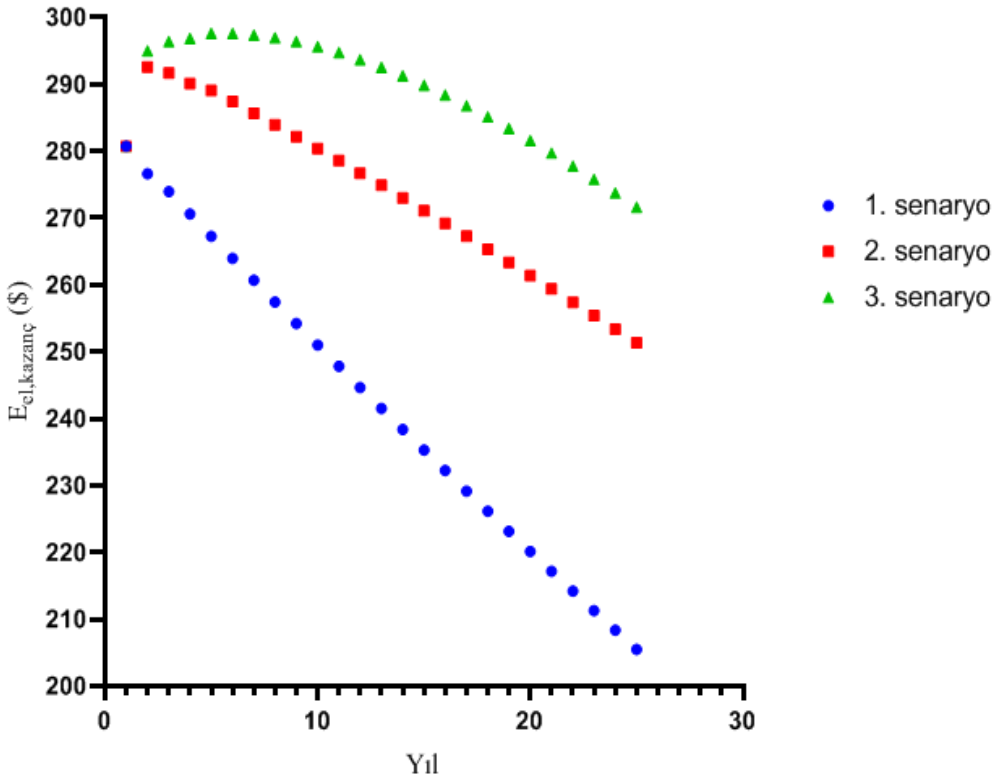
Finansman kredi maliyetlerinin yıllara göre azaldığı görülmektedir. Bu kredi maliyetinin azalması, toplam maliyetinde azalmasına neden olmaktadır. Finansman maliyet senaryolara göre değişmemektedir. Toplam maliyeti etkileyen bir değerde elektrik üretim vergi ödemesidir (Ta_t). Ta_t' nin yıllara göre değişimi Şekil 4.12.' de gösterilmiştir.



Şekil 4.12. Elektrik üretim vergi ödemesinin yıllara göre değişimi (Tat)

Elektrik üretim vergi ödemesinin yıllara göre değişimine bakıldığında değerlerin 1. senaryoya göre azaldığı görülmektedir. Bu değerin azalması sonucunda toplam maliyetinde azalmasına neden olmaktadır. 2. ve 3. senaryolara göre yıllık elektrik ve dolar kuru fiyatlarındaki artışın vergi ödeme miktarını artırdığı ve sonra düşük eğimli azalışa geçtiği gözlenmektedir.

Elektrik üretimi vergi ödeme miktarını, elektrik alışverişinden sonra ortaya çıkan kazanç miktarı ($E_{el,kazanç}$) etkilemektedir. 1. senaryoda elektrik üretiminin yıllara göre azalmasından dolayı kazanç miktarında da azalma olmuştur. 2. ve 3. senaryolardaki yıllık elektrik fiyatının dolar bazlı artışının olmasından dolayı kazanç miktarında artış gözlenmektedir. Elektrik üretimi yıllara göre azaldığı için belli bir yıldan sonra kazanç miktarında azalma meydana gelmiştir (Şekil 4.13).



Şekil 4.13. Elektrik üretiminde elde edilen kazanç miktarı ($E_{el,kazanç}$)

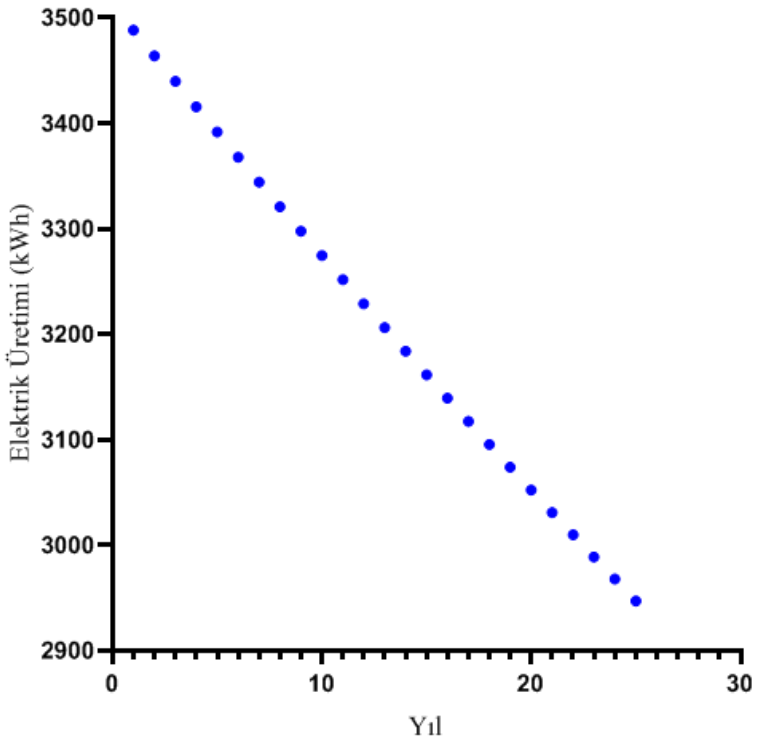
Tablo 4.3.' de tüm hesaplamalar sonucunda elde edilmiş 25 yıllık net bugünkü değerin senaryolara göre verilmiştir.

Tablo 4.3. Senaryolara göre net bugünkü değer

Senaryolar	**NPV ($)**
1.senaryo (baz)	145,886
1.senaryo (iyi)	240,015
1.senaryo (kötü)	51,758
2.senaryo	527,290
3.senaryo	705,241

Tablo 4.3.' de görüldüğü gibi 3. senaryodan elde edilen net bugünkü değer daha fazladır. NPV, nakit akış miktarına bağlıdır ve 3. senaryodaki nakit akışının diğer senaryolara göre daha fazla olmasının nedeni dolar bazlı yıllık elektrik artışı %5 ve yıllık dolar kur artışı %7 alınmasıdır. Bundan dolayı elde edilecek NPV daha fazla çıkmıştır. 1. senaryodaki akü fiyatlarının değişiminin NPV üzerinde etkisi vardır. Akü fiyatları düştükçe NPV değerinin yükseldiği görülmektedir.

Seviyeleştirilmiş elektrik maliyetin (LCOE) değerini bulmak için toplam maliyeti (C_t) ve elektrik üretim miktarı (E_t) bilmek gerekmektedir. Elektrik üretim miktarının yıllara göre değişimi Şekil 4.14.' de gösterilmiştir. Yıllara göre elektrik üretim miktarında düşüş meydana gelmektedir. Bunun sebebi panellerde meydana gelecek verim düşüklüğü olabilmektedir. Elektrik üretim miktarı, senaryolara göre değişiklik göstermemektedir.



Şekil 4.14. Elektrik üretiminin yıllara göre değişimi (E_t)

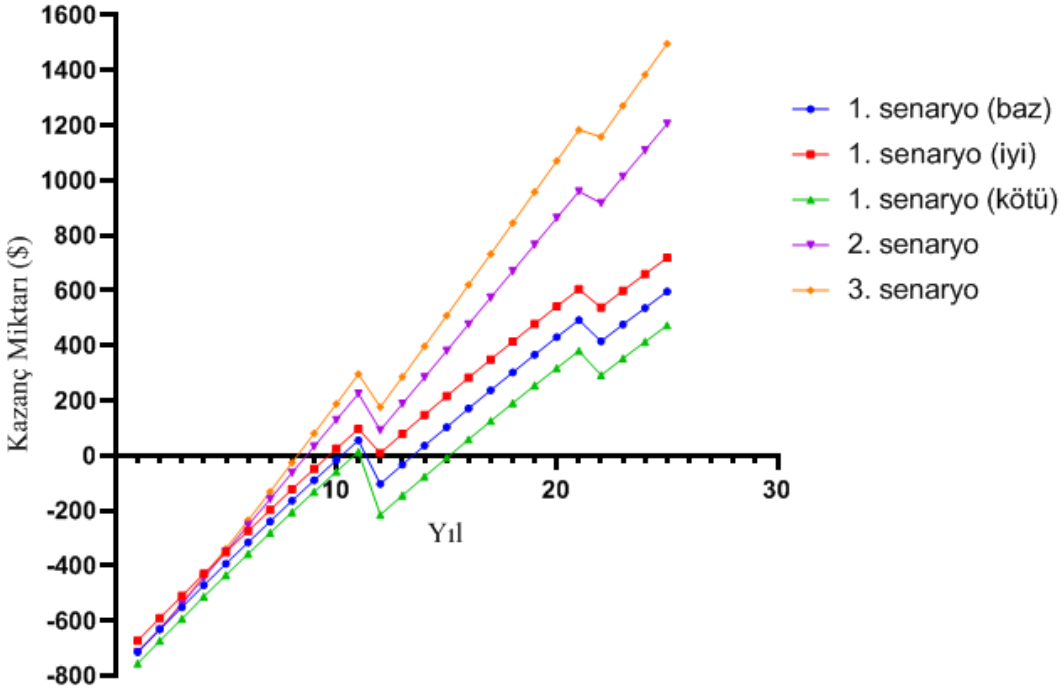
Tablo 4.4.' de hesaplamalar sonucunda seviyeleştirilmiş elektrik maliyetinin 25 yıllık değerinin senaryolara göre değişimi verilmiştir.

Tablo 4.4. Senaryolara göre seviyeleştirilmiş elektrik maliyeti

Senaryolar	LCOE ($/kWh)
1.senaryo (baz)	0,0585
1.senaryo (iyi)	0,0575
1.senaryo (kötü)	0,0595
2.senaryo	0,0600
3.senaryo	0,0608

Tablo 4.4.' deki LCOE değerlerine bakıldığında en küçük değer 1. senaryoda (iyi) görülmektedir. Bunun sebebi iyi durumdaki akü maliyetlerinin düşük olmasıdır. Diğer senaryolardaki fiyat artışları LCOE değerini olumsuz etkilemektedir.

Senaryolara göre geri ödeme süreleri Şekil 4.15.' de gösterilmiştir.



Şekil 4.15. Senaryolara göre sistemin geri ödeme süresi

Sistemin geri ödeme süresi, 1. senaryo baz duruma göre 13. yıl, 1. senaryo iyi duruma göre 9. yıl, 1. senaryo kötü duruma göre 15. yıl, 2. senaryoya göre 8. yıl ve 3. senaryoya göre 8. yıl bulunmuştur. Yıllık elektrik ve dolar kuru fiyatlarındaki artışın ve akü fiyatlarındaki değişiminin sistemin geri ödeme süresi üzerine etkisi olduğu görülmektedir.

5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Çalışma, 38,5 enlem ve 27,7 boylamında olan Turgutlu ilçesinde sıradan bir konutun elektrik tüketim değerlerinin baz alınmasıyla fotovoltaik sistemin tasarlanması sonucunda oluşmuştur. Tasarlanan fotovoltaik sistem hem şebekeye bağlı hem de hibrit sistem olarak planlanmıştır. Ayrıca bu sistemlerin ekonomik analizleri yapılmıştır.

Şebekeye bağlı fotovoltaik sistem için 3 farklı senaryo yapılmış ve 1. senaryo dolar bazlı yıllık elektrik fiyat artışı %0, 2. senaryo dolar bazlı yıllık elektrik fiyat artışı %5 ve yıllık dolar kuru fiyat artışı % 3 ve 3. senaryo dolar bazlı yıllık elektrik fiyat artışı %5 ve yıllık dolar kuru fiyat artışı % 7 olduğu durumlar için belirlenmiştir.

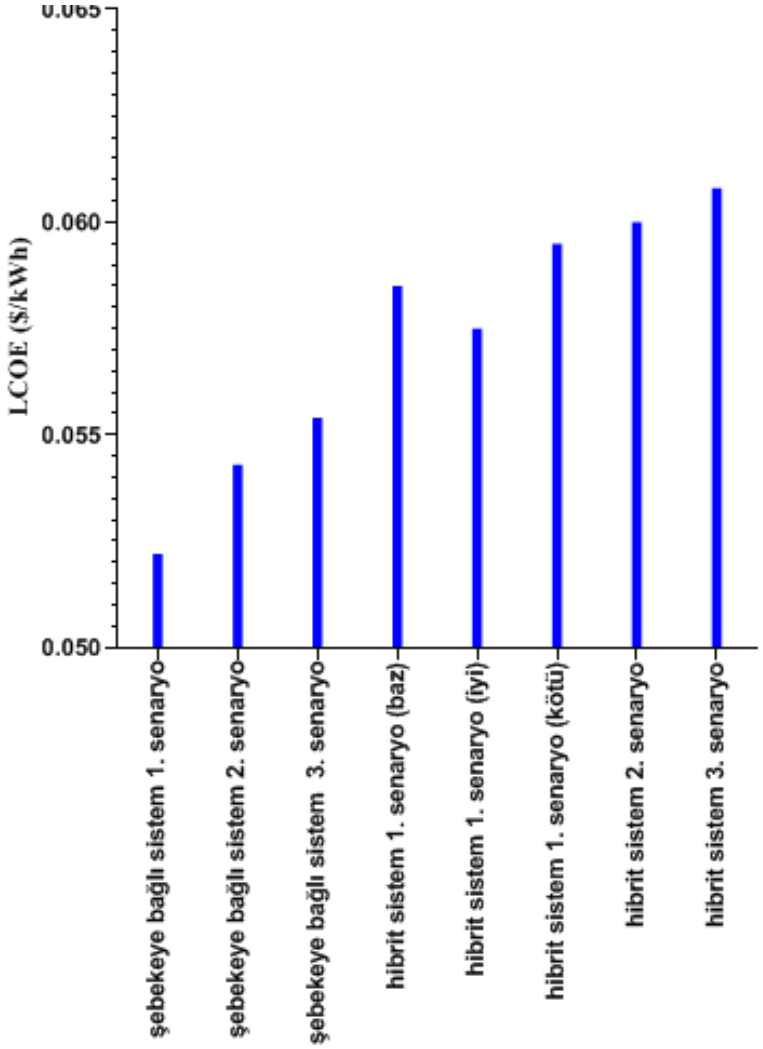
Şebekeye bağlı fotovoltaik sistemin ekonomik analizi sonucunda NPV değerinin (747,571 $) 3. senaryoda daha yüksek olduğu, LCOE değerinin (0,0523 $/kWh) 1. senaryoda daha düşük olduğu ve geri ödeme süresinin (9 yıl) 3. senaryoda daha erken olduğu hesaplanmıştır.

Hibrit fotovoltaik sistem için 3 farklı senaryo yapılmış ve 1. senaryo için baz, iyi ve kötü durumlar olmak üzere üç farklı durum incelenmiştir. 1. senaryo baz durumu için dolar bazlı yıllık elektrik fiyat artışı %0, akünün ilk yatırım ücreti 433,161 $, 10.yıl yenileme ücreti 229,895 $ ve 20. yıl yenileme ücretinin 138,916 $, 1. senaryo iyi durumu için elektrik fiyat artışı %0, akünün ilk yatırım ücreti 266,323 $, 10.yıl yenileme ücreti 159,79 $ ve 20. yıl yenileme ücretinin 124,832 $,1. senaryo kötü durumu için elektrik fiyat artışı %0, akünün ilk yatırım ücreti 600 $, 10.yıl yenileme ücreti 300 $ ve 20. yıl yenileme ücretinin 150 $, 2. senaryo dolar bazlı yıllık elektrik fiyat artışı %5, yıllık dolar kuru fiyat artışı % 3 ve akü fiyatlarındaki değişim baz duruma göre alınmış ve 3. senaryo dolar bazlı yıllık elektrik fiyat artışı %5, yıllık dolar kuru fiyat artışı % 7 ve akü fiyatlarındaki değişim baz duruma göre belirlenmiştir.

Hibrit fotovoltaik sistemin ekonomik analizi sonucunda NPV değerinin (705,241 $) 3. senaryoda daha yüksek olduğu, LCOE değerinin (0,0575 $/kWh) 1.

senaryonun iyi durumunda daha düşük olduğu ve geri ödeme süresinin (8 yıl) 2. ve 3. senaryolarda daha erken olduğu hesaplanmıştır.

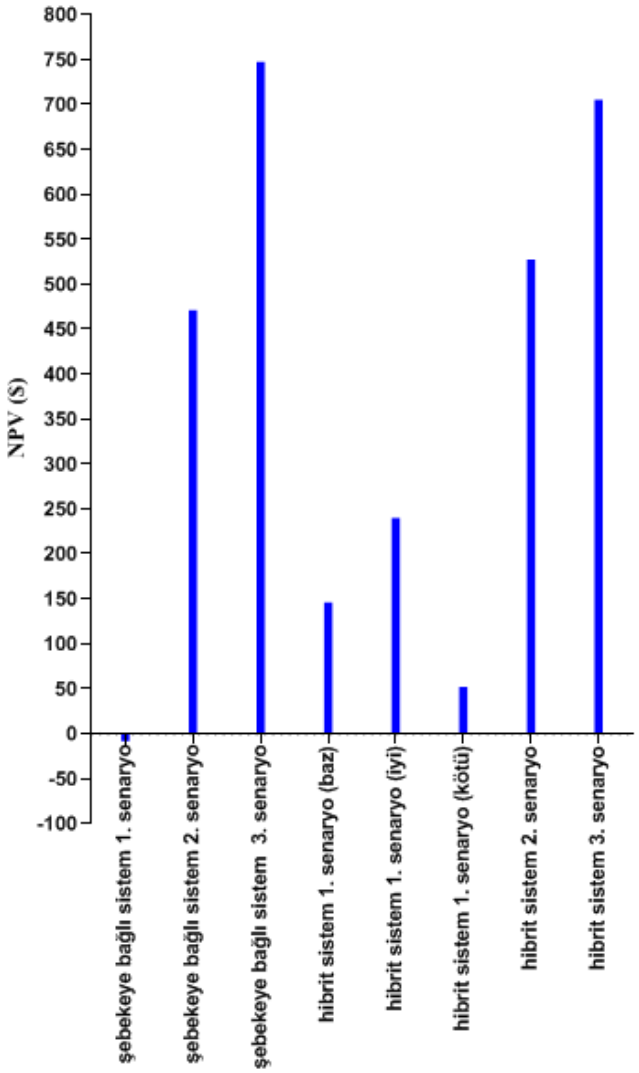
Şebekeye bağlı sistemde elektrik ve dolar kurundaki artışın NPV üzerinde olumlu, LCOE üzerinde ise olumsuz etkisi olmuştur. Hibrit sistemde ise akünün kullanılması NPV' yi ve geri ödeme süresini düşürmüştür. Bu iki sistem karşılaştırıldığında akü kullanılan sistemlerde LCOE değeri yükselmiş, geri ödeme süresi ve NPV değeri düşmüştür (Şekil 5.1., Şekil 5.2. ve Şekil 5.3.).



Şekil 5.1. LCOE değerlerinin karşılaştırılması

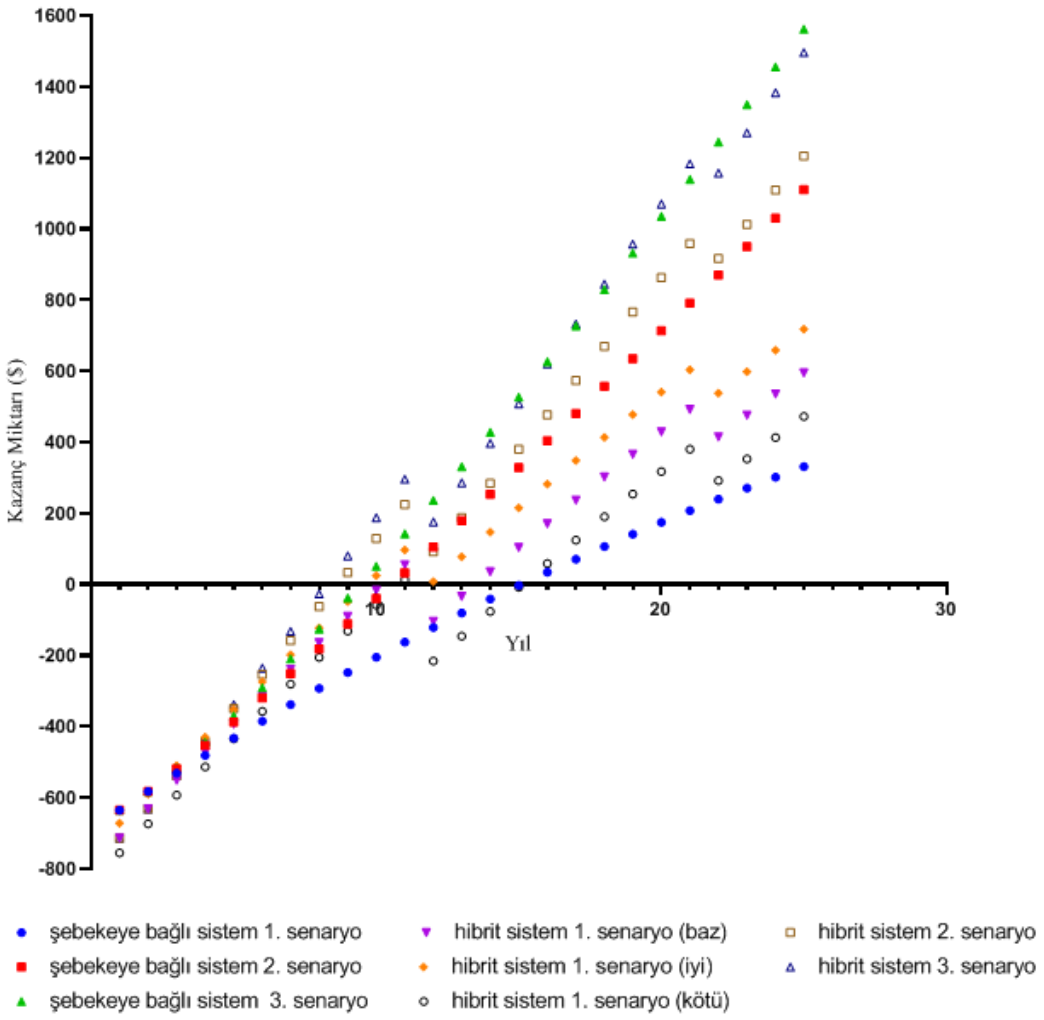
Şekil 5.1.' de görüldüğü üzere iki sistem karşılaştırıldığında, LCOE değerinin en yüksek olduğu hibrit sistemin 3. senaryosudur. LCOE değerinin en düşük olduğu şebekeye bağlı sistemin 1. senaryosudur. Çalışmada LCOE değerinin düşük olması

istenmektedir. Şebekeye bağlı sistemde düşük çıkmasının nedenleri, akü kullanımının olmaması, elektrik fiyat artışının ve dolar kuru fiyat artışının olmamasıdır.



Şekil 5.2. NPV değerlerinin karşılaştırılması

Şekil 5.2.' de görüldüğü üzere iki sistem ve tüm senaryoları karşılaştırılmıştır. NPV değerinin en yüksek olduğu şebekeye bağlı sistemin 3. senaryosudur. NPV değerinin en düşük çıktığı şebekeye bağlı sistemin 1. senaryosudur. Çalışmadaki 3. senaryolarını kıyasladığımızda akü kullanımının NPV değerini düşürdüğü görülmektedir. Diğer senaryolarda ise akü kullanımın NPV değerini yükselttiği görülmektedir. Bunun sebebi, sistemdeki elektriğin alış-verişi sonucunda elde edilen karın farklı olmasıdır.



Şekil 5.3. Geri ödeme sürelerinin karşılaştırılması

Şekil 5.3.' de iki sistemdeki tüm senaryolara göre geri ödeme süreleri karşılaştırılmıştır. Akü kullanımın, elektrik ve dolar kurundaki fiyat artışının geri ödeme süresini düşürdüğü görülmektedir. Hibrit sistemin 3. senaryosu çalışmayı en düşük sürede amorti etmektedir.

Çalışmada seçilen senaryolar dışında farklı senaryolar seçilerek ekonomik analiz yapılarak net bugünkü değer, sevileştirilmiş elektrik maliyeti ve geri ödeme süresi bulunabilir.

Fotovoltaik sistemlerin yaygınlaştırılabilmesi için, devlet teşviklerinin artması, şebekeye satılacak elektrik fiyatlarının yükseltilmesi ve sistemde kullanılacak olan aküler içinde teşvik geliştirilmesi önerilebilmektedir. Eğer bu

teşvikler sağlanırsa, kullanılacak olan fotovoltaik sistemlerin yatırım maliyetleri düşüşe geçer, amorti süreleri kısalır ve daha fazla kullanıcıya ulaşmış olur.

KAYNAKLAR

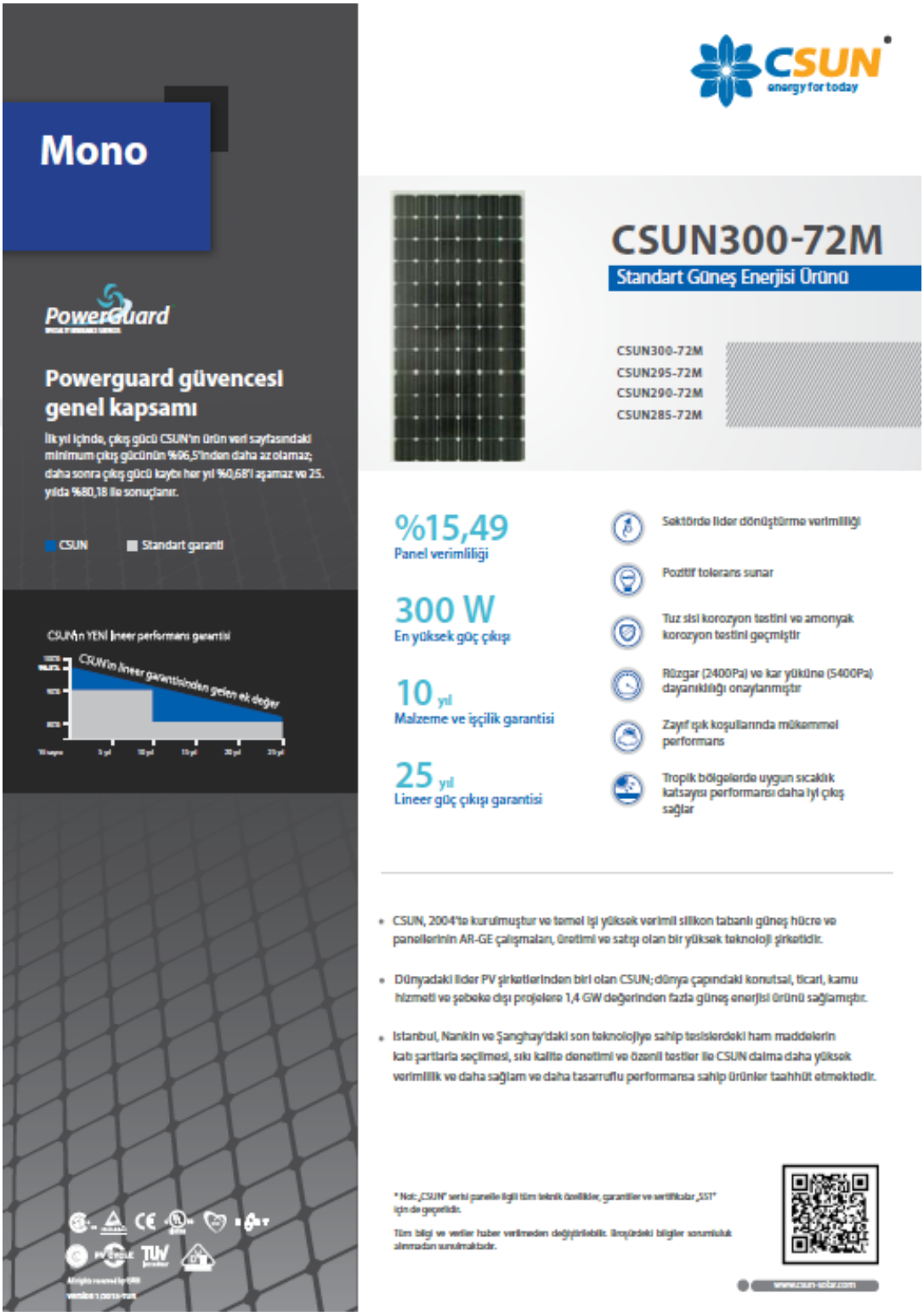
1. Özgöçmen, A. Güneş Pilleri Kullanarak Elektrik Üretimi. Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Ankara, 2007, 112 s. (Yüksek Lisans Tezi).
2. Mandelli, S., Brivio, C., Colombo, E., Merlo, M. Effect of load profile uncertainty on the optimum sizing of off-grid PV systems for rural electrification. Sustainable Energy Technologies and Assessments. 2016, 18, 34-47.
3. Weniger, J., Tjaden, T., Bergner, J., Ouaschning, V. Sizing of battery converters for residental pv storage systems. Energy Procedia. 2016, 99, 3-10.
4. Gallegos, C., Yang, D., Gandhi, O., Bieri, M. A multi-objective and robust optimization approach for sizing and placement of PV and batteries in off-grid systems fully operated by diesel generators: An Indonesian case study. Energy. 2018, 160, 410-429.
5. Baurzhan, S., Jenkins, G. Off-grid solar PV: Is it an affordable or appropriate solution for rural electrification in Sub-Saharan African countries?. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016, 60, 1405-1418.
6. Al-Addous, M., Dalala, Z., Class, C., Alawneh, F., Al-Taani, H. Performance analysis of off-grid PV systems in the Jordan Valley. Renewable Energy. 2017, 113, 930-941.
7. Li, C., Zhou, D., Yu, W., Wang, H., Zhu, D., Sun, M., Li, G. Performance of off-grid residential solar photovoltaic power systems using five solar tracking modes in Kunming, China. International Journal of Hydrogen Energy. 2017, 42, 6502-6510.
8. Goldsworthy, M.J., Sethuvenkatraman, S. The off-grid PV-battery powered home revisited; the effects of high efficiency air-conditioning and load shifting. Solar Energy. 2018, 172, 69-77.
9. Bogno, B., Sawicki, J., Salame, T., Aillerie, M., Hamandjoda, O., Tibi, B. Improvement of safety, longevity and performance of lead acid battery in off-grid PV systems. International Journal of Hydrogen Energy. 2017, 42, 3466-3478.
10. Jaiswal, A. Lithium-ion battery based renewable energy solution for off-grid electricity: A techno-economic analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017, 72, 922-934.
11. Astaneh, M., Roshandel, R., Dufo-Lopez, R., Bemal-Agustin, J.L. A novel framework for optimization of size and control strategy of lithiumion battery based off-grid renewable energy systems. Energy Conversion and Management. 2018, 175, 99-111.
12. Ayengo, S.P., Schirmer, T., Kairies, K., Axelsen, H., Sauer, D. Comparison of off-grid power supply systems using lead-acid and lithium-ion batteries. Solar Energy. 2018, 162, 140-152.
13. Ghafoor, A., Munir, A. Design and economics analysis of an off-grid PV system for household electrification. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2015, 42, 496-502.
14. Zubi, G., Lopez, R., Pasaoglu, G., Pardo, N. Techno-economic assessment of an off-grid PV system for developing regions to provide electricity for basic domestic needs: A 2020–2040 scenario. Applied Energy. 2016, 176, 309-319.
15. Grande, L.S.A., Yahyaoui, I., Gomez, S.A. Energetic, economic and environmental viability of off-grid PV-BESS for charging electric vehicles: Case study of Spain. Sustainable Cities and Society. 2018, 37, 519-529.

16. Sharma, R., Goel, S. Performance analysis of a 11.2 kWp roof top grid-connected PV system in Eastern India. Energy Reports. 2017, 3, 76-84.
17. Maammeur, H., Hamidat, A., Loukarfi, L., Missoum, M., Abdeladim, K., Nacer, T. Performance investigation of grid-connected PV systems for family farms: case study of North-West of Algeria. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017, 78, 1208-1220.
18. Omar, M., Mahmoud, M.M. Grid connected PV- home systems in Palestine: A review on technical performance, effects and economic feasibility. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018, 82, 2490-2497.
19. Laib, I., Hamidat, A., Haddai, M., Ramzan, N., Olabi, A.G. Study and simulation of the energy performances of a grid-connected PV system supplying a residential house in north of Algeria. Energy. 2018, 152, 445-454.
20. Badi, A.H. Measured performance evaluation of a 1.4 kWgrid connected desert type PV in Oman. Energy for Sustainable Development. 2018, 47, 107-113.
21. Baghdadi, I., Yaakoubi, A.E., Attari, K., Leemrani, Z., Asselman, A. Performance investigation of a pv system connected to the grid. Procedia Manufacturing. 2018, 22, 667-674.
22. Hassaine, L., Olias, E., Quintero, J., Salas, V. Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2014, 30, 796-807.
23. Latran, M.B., Teke, A. Investigation of multilevel multifunctional grid connected inverter topologies and control strategies used in photovoltaic systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2015, 42, 361-376.
24. Jana, J., Saha, H., Bhattacharya, K.D. A review of inverter topologies for single-phase grid-connected photovoltaic systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017, 72, 1256-1270.
25. Zeb, K., Uddin, W., Khan, M.A., Ali, Z., Ali, M.U., Christofides, N., Kim, H.J. A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018, 94, 1120-1141.
26. Brito, E.M.S., Cupertino, A.F., Reigosa, P.D., Yang, Y., Mendes, V.F., Pereira, H. A. Impact of meteorological variations on the lifetime of grid-connected PV inverters. Microelectronics Reliability. 2018, 88-90, 1019-1024.
27. Wang, F., Zhu, Y., Yan, J. Performans of solar pv micro-grid systems: A comparison study. Energy Procedia. 2018, 145, 570-575.
28. Li, Y., Gao, W., Ruan, Y. Performance investigation of grid-connected residential PV-battery system focusing on enhancing self-consumption and peak shaving in Kyushu, Japan. Renewable Energy. 2018, 127, 514-523.
29. Weniger, J., Tjaden, T., Bergner, J., Quasching, V. Sizing of residential pv battery systems. Energy Procedia. 2014, 46, 78-87.
30. Beck, T., Kondiella, H., Huard, G., Bruckner, T. Assessing the influence of the temporal resolution of electrical load and PV generation profiles on self-consumption and sizing of PV-battery systems. Applied Energy. 2016, 173, 331-342.
31. Ru, Y., Kleissl, J., Martinez, S. Storage Size Determination for Grid-Connected Photovoltaic Systems. IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2013, 4, 68-81.
32. Ratnam, E. L., Weller, S. R., Kellett, C. M. An optimization-based approach to scheduling residential battery storage with solar PV: Assessing customer benefit. Renewable Energy. 2015, 75, 123-134.

33. Hassan, A.S., Cipcigan, L., Jenkins, N. Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives. Applied Energy. 2017, 203, 422-441.
34. Baş, H.C. Fotovoltaik Sistemlerin Performans Değerlendirmesi. Karabük Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Mekatronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Karabük, 2016, 83 s. (Lisans Tezi).
35. Kıyançiçek, E. Fotovoltaik Sistemlerin Boyutlandırılması İçin PVS^2 Paket Programının Gerçekleştirilmesi. Selçuk Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Konya, 2013, 75 s. (Yüksek Lisans Tezi).
36. Kantaroğlu, F. Fotovoltaik Sistemler. Türk Tesisat Mühendisleri Derneği. 2010, Temmuz-Ağustos, 28-34.
37. Kıyga, P. Fotovoltaik Güç Sistemli Su Pompalarının Dizayn Esaslarının Araştırılması. Namık Kemal Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Biyosistem Mühendisliği Anabilim Dalı, Tekirdağ, 2013, 49 s. (Yüksek Lisans Tezi).
38. Boztepe, M. İzmir (Bornova) Koşullarında Şebekeye Bağlı Bir Fotovoltaik Enerji Sisteminin Tasarımı ve Denenmesi. Ege Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Güneş Enerjisi Anabilim Dalı, İzmir, 2002, 143 s. (Doktora Tezi).
39. Şebeke bağlantılı fotovoltaik elektrik üretim sistemlerinin güç kalitesine etkileri, http://www.emo.org.tr/ekler/c32d38f16f1aadb_ek.pdf (erişim tarihi 15.03.209)
40. Gu, Y., Zhang, X., Myhren, J.A., Han, M., C,X., Yuan, Y. Techno-economic analysis of a solar photovoltaic/thermal concentrator for building application in Sweden using Monte Carlo method. Energy Conversion and Management. 2018, 165, 8-24.
41. Tsiropoulos, I., Tarvydas, D., Lebedeva, N. Li-ion Batteries for Mobility and Stationary Storage Applications, JRC Science for Policy Report. 2018, 73 s.
42. Anderson, D.L., Patifio-Echeverri, D. An Evaluation of Current and Future Costs for Lithium-ion Batteries for Use in Electrified Vehicle Powertrains. Duke University, Nicholas School, Environmental Management, North Carolina, 2009, 48 s. (Lisans Tezi).
43. Curry, C. Lithium-ion Battery Costs and Market. Bloomberg New Energy Finance, 2017, 14 s.
44. Lisansız üretim, http://www.emo.org.tr/genel/bizden_detay.php?kod=93667 (erişim tarihi: 10.04.209)
45. Elektrik faturalarına esas tarife tabloları, https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-1327/elektrik-faturalarina-esas-tarifetablolari (erişim tarihi: 15.04.209)
46. Enflasyon hesabı, http://www3.tcmb.gov.tr/enflasyoncalc/enflasyonyeni.php (erişim tarihi: 15.04.209)

EKLER

EK A. (Fotovoltaik Panel Kataloğu)



Standart Test Koşullarında (STC) Elektriksel Özellikler

Panel	CSUN 300-72M	CSUN 295-72M	CSUN 290-72M	CSUN 285-72M
Maksimum Güç – Pmpp (W)	300	295	290	285
Pozitif güç toleransı	%0~3	%0~3	%0~3	%0~3
Açık Devre Gerilimi – Voc (V)	44,8	44,6	44,5	44,4
Kısa Devre Akımı – Isc (A)	8,80	8,73	8,67	8,60
Maksimum Güç Gerilimi – Vmpp (V)	36,1	35,9	35,8	35,7
Maksimum Güç Akım – Impp (A)	8.32	8,22	8,11	7,99
Panel verimliliği	%15,49	%15,23	%14,98	%14,72

Elektriksel veriler standart test koşullarıyla (STC) ilgilidir: ışınım 1000W/m^2 ; AM 1,5 ; hücre sıcaklığı 25°C; güç belirsizliği ölçümü % ±3 içindedir. IEC61215, IEC61730-1/2 ve UL 1703'e uygun olarak onaylanmıştır

Normal Çalışan Hücre Sıcaklığında (NOCT) Elektriksel Özellikler

Panel	CSUN 300-72M	CSUN 295-72M	CSUN 290-72M	CSUN 285-72M
Maksimum Güç – Pmpp (W)	221	217	213	209
Maksimum Güç Gerilimi – Vmpp (V)	33,2	33,0	32,8	32,6
Maksimum Güç Akımı – Impp (A)	6,66	6,57	6,50	6,42
Açık Devre Gerilimi – Voc (V)	41,2	41,1	41,0	40,9
Kısa Devre Akımı – Isc (A)	7,12	7,02	6,92	6,82

Elektriksel veriler standart test koşullarıyla (NOCT) ilgilidir: ışınım 800W/m^2 ; rüzgar hızı 1 m/sn ; hücre sıcaklığı 45°C; ortam sıcaklığı 20°C. güç belirsizliği ölçümü %±3 içindedir

Sıcaklık Özellikleri

Gerilim Sıcaklık Katsayısı	-0,307%/K
Akım Sıcaklık Katsayısı	+0,039%/K
Güç Sıcaklık Katsayısı	-0,423%/K

Maksimum Değerler

Maksimum sistem gerilimi (V)	1000
Seri sigorta değeri (A)	20
Ters akım aşırı yükleme (A)	27

Mekanik Özellikler

Boyutlar	1956 x 990 x 50 mm
Ağırlık	22,3 kg
Çerçeve	Eloksallı alüminyum profil
Ön cam	Beyaz sertleştirilmiş cam, 3,2 mm
Hücre Kaplaması	EVA (Etilen-Vinil-Asetat)
Arka Levha	Kompozit film
Hücreler	6 x 12 parça monokristalin güneş hücresi serisi (156 mm x 156 mm)
Bağlantı Kutusu	Ölçülen akım ≥ 12A, IP ≥ 65, TUV & UL
Kablo	Uzunluk 900 mm, 1 x 4 mm^2
Bağlantı	MC4/ MC4 ile uygun

Sistem Tasarımı

Sıcaklık aralığı	-40°C – +85°C
Dolu	Maks. 25mm çaplı ve 23m/sn darbe hızı
Max. kapasitesi	Kar 5400 Pa, rüzgâr 2400Pa
Uygulama sınıfı	A
Güvenlik sınıfı	II

EK B. (İnvertör Katoloğu)

Model	GW5048D-ES	GW3648D-ES
Solar		
* Max. DC power(W)	5400	4200
Max. DC voltage (V)	580	580
MPPT voltage range (V)	125~550	125~550
Starting voltage (V)	125	125
Max. DC current (A)	15/15	15/15
DC overcurrent protection(A)	20	20
No. of DC connectors	2	2
No. of MPPTs	2(can parallel)	2(can parallel)
DC overvoltage category	Category II	
DC connector	SUNCLIX / MC4 (Optional)	
Battery		
Battery Type	Lead-acid or Li-Ion	Lead-acid or Li-Ion
Battery Rated voltage (V)	48	48
MAX Discharge power (W)	4600	4600
Charge current (A)	5-50 A continuous, programmable	5-50 A continuous, programmable
Battery capacity (Ah)	>100AH(depending requirement)	>100AH(depending requirement)
Charging curve	3-stage adaptive with maintenance	3-stage adaptive with maintenance
Charging voltage	57V	57V
Battery temperature compensation	included(Li-Ion)	included(Li-Ion)
Battery voltage sense	integrated	integrated
Current shunt	integrated	integrated
AC Output Data		
Norminal AC power(W)	4600	3600
Max. AC power(W)	4600	3600
Peak power (Back-up)(W)	1.5x Pnom, 10sec	1.5x Pnom, 10sec
Max. AC current(A)	20	16
AC overcurrent protection(A)	30	24
Norminal AC output	50/60Hz; 230Vac	
AC output range	45~55Hz/55~65Hz; 180~270Vac	
AC output (Back-up)	230Vac ±2%, 50Hz ±0.2%, THDv<3%(linear load)	
THDi	<1.5%	
Power factor	0.9 leading~0.9 lagging	
Grid connection	Single phase	
AC overvoltage category	Category III	
Efficiency		
Max. efficiency	97.6%	97.6%
Euro efficiency	97.0%	97.0%
MPPT adaptation efficiency	99.9%	

Model	GW5048D-ES	GW3648D-ES
Protection		
Residual current monitoring unit	Integrated	
Anti-islanding protection	Integrated	
DC switch(PV)	Integrated (optional)	
AC over current protection	Integrated	
Insulation monitoring	Integrated	
Certifications&Standards		
Grid regulation	VDE4105, VDE 0126-1-1+A1, G83/2, G59/2, AS4777.2/.3, IEC62109-2	
Safety	IEC62109-1&-2, AS3100, IEC62040-1	
EMC	EN61000-6-1, EN61000-6-2, EN61000-6-3, EN61000-6-4, EN61000-3-11, EN61000-3-12	
General Data		
Dimensions (WxHxD)	516*440*184mm	516*440*184mm
Weight (kg)	30	28
Mounting	Wall-mounted Bracket	
Ambient temperature range	-25~60°C (>45°C derating)	
Relative humidity	0~95%	
Moisture location category	4K4H	
Max. operating altitude	2000m	
Protection degree	IP65	
Environment category	Outdoor & indoor	
External environment pollution degree	Grade1、2、3	
Topology	Transformerless	
Standby losses(W)	<8	
Cooling	Nature convection	
Noise emision(dB)	<25	
Display	LED light & APP	
Communication	USB2.0 or WiFi	
Standard warranty(years)	5/10/15/20/25 (optional)	

EK C. (Şebekeye Bağlı Sistemin 2. Senaryosu İçin Ekonomik Analiz Hesabı)

Yıl	0	1	2	3	4
Enerji Üretiminde Maliyet Tasarrufu					
Elektrik Üretimi	3488,236	3463,819	3439,572	3415,495	3391,586
Elektrik Tasarrufu	244,516	256,305	256,396	255,841	255,197
Toplam Enerji Üretimi	3488,236	3463,819	3439,572	3415,495	3391,586
Toplam Enerji Tasarrufu	244,516	256,305	256,396	255,841	255,197
İşletme, Bakım ve Vergi Maliyetleri					
OM Maliyeti	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500
Elektrik Vergisi	44,013	46,135	46,151	46,051	45,935
Toplam (Om_t)	71,513	73,635	73,651	73,551	73,435
Finansal Maliyet					
Borç Ödeme	79,327	79,327	79,327	79,327	79,327
Borç Faizi	41,250	39,663	38,077	36,490	34,904
Toplam (L_t)	120,577	118,990	117,404	115,817	114,231
Nakit Akışı ve Geri Ödeme					
Nakit Akışı (CF_t)	52,426	63,680	65,341	66,473	67,531
Toplam Maliyet (C_t)	192,090	192,625	191,055	189,369	187,666
İndirgenmiş Elektrik Üretimi	3488,236	3330,595	3180,077	3036,362	2899,142
Geri Ödeme Periyodu	-635,074	-582,648	-518,968	-453,627	-387,155
NPV pay kısmı	52,426	61,231	60,411	59,094	57,726
NPV	471,238				
Pay	192,090	185,217	176,641	168,348	160,418
Payda	3488,236	3330,595	3180,077	3036,362	2899,142
Pay Toplam	2874,148				
Payda Toplam	52895,855				
LCOE	0,054				
1/(1+r)^t	1,000	0,962	0,925	0,889	0,855

Yıl	5	6	7	8	9
Enerji Üretiminde Maliyet Tasarrufu					
Elektrik Üretimi	3367,845	3344,270	3320,860	3297,614	3274,531
Elektrik Tasarrufu	254,493	253,732	252,917	252,050	251,133
Toplam Enerji Üretimi	3367,845	3344,270	3320,860	3297,614	3274,531
Toplam Enerji Tasarrufu	254,493	253,732	252,917	252,050	251,133
İşletme, Bakım ve Vergi Maliyetleri					
OM Maliyeti	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500
Elektrik Vergisi	45,809	45,672	45,525	45,369	45,204
Toplam (Om_t)	73,309	73,172	73,025	72,869	72,704
Finansal Maliyet					
Borç Ödeme	79,327	79,327	79,327	79,327	79,327
Borç Faizi	33,317	31,731	30,144	28,558	26,971
Toplam (L_t)	112,644	111,058	109,471	107,885	106,298
Nakit Akışı ve Geri Ödeme					
Nakit Akışı (CF_t)	68,540	69,502	70,421	71,296	72,131
Toplam Maliyet (C_t)	185,953	184,229	182,496	180,754	179,002
İndirgenmiş Elektrik Üretimi	2768,123	2643,025	2523,581	2409,535	2300,642
Geri Ödeme Periyodu	-319,624	-251,084	-181,582	-111,161	-39,865
NPV pay kısmı	56,335	54,929	53,514	52,095	50,678
NPV					
Pay	152,840	145,599	138,682	132,075	125,764
Payda	2768,123	2643,025	2523,581	2409,535	2300,642
Pay Toplam					
Payda Toplam					
LCOE					
1/(1+r)^t	0,822	0,790	0,760	0,731	0,703

Yıl	10	11	12	13	14
Enerji Üretiminde Maliyet Tasarrufu					
Elektrik Üretimi	3251,609	3228,848	3206,246	3183,802	3161,516
Elektrik Tasarrufu	250,168	249,156	248,101	247,003	245,865
Toplam Enerji Üretimi	3251,609	3228,848	3206,246	3183,802	3161,516
Toplam Enerji Tasarrufu	250,168	249,156	248,101	247,003	245,865
İşletme, Bakım ve Vergi Maliyetleri					
OM Maliyeti	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500
Elektrik Vergisi	45,030	44,848	44,658	44,461	44,256
Toplam (Om_t)	72,530	72,348	72,158	71,961	71,756
Finansal Maliyet					
Borç Ödeme	79,327	79,327	79,327	79,327	79,327
Borç Faizi	25,385	23,798	22,212	20,625	19,038
Toplam (L_t)	104,712	103,125	101,538	99,952	98,365
Nakit Akışı ve Geri Ödeme					
Nakit Akışı (CF_t)	72,926	73,683	74,404	75,091	75,744
Toplam Maliyet (C_t)	177,242	175,473	173,697	171,912	170,121
İndirgenmiş Elektrik Üretimi	2196,671	2097,398	2002,612	1912,109	1825,697
Geri Ödeme Periyodu	32,266	105,192	178,875	253,280	328,370
NPV pay kısmı	49,266	47,863	46,473	45,098	43,740
NPV					
Pay	119,738	113,984	108,490	103,246	98,241
Payda	2196,671	2097,398	2002,612	1912,109	1825,697
Pay Toplam					
Payda Toplam					
LCOE					
1/(1+r)^t	0,676	0,650	0,625	0,601	0,577

Yıl	15	16	17	18	19
Enerji Üretiminde Maliyet Tasarrufu					
Elektrik Üretimi	3139,385	3117,410	3095,588	3073,919	3052,401
Elektrik Tasarrufu	244,687	243,472	242,221	240,937	239,619
Toplam Enerji Üretimi	3139,385	3117,410	3095,588	3073,919	3052,401
Toplam Enerji Tasarrufu	244,687	243,472	242,221	240,937	239,619
İşletme, Bakım ve Vergi Maliyetleri					
OM Maliyeti	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500
Elektrik Vergisi	44,044	43,825	43,600	43,369	43,131
Toplam (Om_t)	71,544	71,325	71,100	70,869	70,631
Finansal Maliyet					
Borç Ödeme	79,327	79,327	79,327	79,327	79,327
Borç Faizi	17,452	15,865	14,279	12,692	11,106
Toplam (L_t)	96,779	95,192	93,606	92,019	90,433
Nakit Akışı ve Geri Ödeme					
Nakit Akışı (CFt)	76,365	76,955	77,516	78,049	78,555
Toplam Maliyet (C_t)	168,323	166,517	164,706	162,888	161,064
İndirgenmiş Elektrik Üretimi	1743,189	1664,410	1589,192	1517,373	1448,799
Geri Ödeme Periyodu	404,114	480,478	557,433	634,949	712,998
NPV pay kısmı	42,403	41,087	39,795	38,527	37,285
NPV					
Pay	93,464	88,905	84,555	80,406	76,448
Payda	1743,189	1664,410	1589,192	1517,373	1448,799
Pay Toplam					
Payda Toplam					
LCOE					
1/(1+r)^t	0,555	0,534	0,513	0,494	0,475

Yıl	20	21	22	23	24
Enerji Üretiminde Maliyet Tasarrufu					
Elektrik Üretimi	3031,034	3009,817	2988,748	2967,827	2947,052
Elektrik Tasarrufu	238,270	236,891	235,484	234,049	232,589
Toplam Enerji Üretimi	3031,034	3009,817	2988,748	2967,827	2947,052
Toplam Enerji Tasarrufu	238,270	236,891	235,484	234,049	232,589
İşletme, Bakım ve Vergi Maliyetleri					
OM Maliyeti	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500
Elektrik Vergisi	42,889	42,640	42,387	42,129	41,866
Toplam (Om_t)	70,389	70,140	69,887	69,629	69,366
Finansal Maliyet					
Borç Ödeme	79,327	79,327	79,327	79,327	79,327
Borç Faizi	9,519	7,933	6,346	4,760	3,173
Toplam (L_t)	88,846	87,260	85,673	84,087	82,500
Nakit Akışı ve Geri Ödeme					
Nakit Akışı (CF_t)	79,035	79,491	79,924	80,334	80,723
Toplam Maliyet (C_t)	159,235	157,400	155,560	153,715	151,866
İndirgenmiş Elektrik Üretimi	1383,325	1320,809	1261,118	1204,126	1149,708
Geri Ödeme Periyodu	791,553	870,588	950,079	1030,003	1110,337
NPV pay kısmı	36,071	34,883	33,724	32,594	31,492
NPV					
Pay	72,673	69,072	65,639	62,366	59,246
Payda	1383,325	1320,809	1261,118	1204,126	1149,708
Pay Toplam					
Payda Toplam					
LCOE					
1/(1+r)^t	0,456	0,439	0,422	0,406	0,390

ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı :Elif Merve BAHAR

Doğum Yeri ve Yılı :Bafra, 1991

Medeni Hali :Evli

Yabancı Dili :İngilizce

E-posta :elif.kalyoncu@cbu.edu.tr

Eğitim Durumu

Lise :Samsun 19 Mayıs Lisesi, 2009

Lisans :Yalova Üniversitesi, Enerji Sistemleri Mühendisliği, 2014

Mesleki Deneyim

Kurum Bilgisi : Manisa Celal Bayar Üniversitesi, Hasan Ferdi Turgutlu Teknoloji Fakültesi 2016- Halen

Yayınlar

Kalyoncu, E.M., Ünver, Ü., Özkara, G. Design Of A Renewable Assisted Absorption Cooling System For Gas Turbine Intake Air Cooling. 9th International Exergy, Energy and Environment Symposium, 2017, Split, Croatia, 811-816 s.

Kalyoncu, E.M., Ünver, Ü., Özkara, G. A Design Approach For Cooling Gas Turbine Intake Air With Solar-Assisted Absorption Cooling Cycle. The Role Of Exergy In Energy And The Environment, Springer, Cham, 2018, 125-137 s.

Başaran, K., Bahar, E.M., Topbaş, İ.S. Parallel Binding Process Of Alternators With Ardunio. The Eurasia Proceedings Of Science, Technology, Engineering & Mathematics, 26-29 Ekim, 2018, Antalya (Bildiri Kitabı, 56-60.).

Başaran, K., Bahar, E.M., Topbaş, İ.S., İlhan, M. Dimensioning And Economic Analysis Of A Grid-Independent PV System For A Standard Housing. International Symposium For Environmental Science And Engineering Research, 25-27 Mayıs, 2019, Konya (Bildiri Özetleri Kitabı, 118 s.).