

T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ANGOLA'DA GÜNEŞ ENERJİSİNİN YAYGINLAŞTIRILMASI:
FİZİBİLİTE ANALİZİ VE FOTOVOLTAİK SİSTEM KURULUMU
İÇİN STRATEJİK BÖLGELERİN BELİRLENMESİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Divaldo Vieira DA SILVA

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektronik Mühendisliği Bilim Dalı

TEMMUZ 2025

T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ANGOLA'DA GÜNEŞ ENERJİSİNİN YAYGINLAŞTIRILMASI:
FİZİBİLİTE ANALİZİ VE FOTOVOLTAİK SİSTEM KURULUMU
İÇİN STRATEJİK BÖLGELERİN BELİRLENMESİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Divaldo Vieira DA SILVA

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektronik Mühendisliği Bilim Dalı

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Ceyda AKSOY TIRMIKÇI

TEMMUZ 2025

Divaldo Vieira DA SILVA tarafından hazırlanan “ANGOLA'DA GÜNEŞ ENERJİSİNİN YAYGINLAŞTIRILMASI: FİZİBİLİTE ANALİZİ VE FOTOVOLTAİK SİSTEM KURULUMU İÇİN STRATEJİK BÖLGELERİN BELİRLENMESİ ” adlı tez çalışması 28.07.2025 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği ile Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı Elektronik Mühendisliği Bilim Dalı’nda Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

Tez Jürisi

Jüri Başkanı : Prof. Dr. Cenk YAVUZ
Sakarya Üniversitesi

Jüri Üyesi : Doç. Dr. Ceyda AKSOY TIRMIKÇI (Danışman)
Sakarya Üniversitesi

Jüri Üyesi : Dr. Öğr. Üyesi Cem ÖZKURT

Sakarya Uygulamalı Bilimler Üniversitesi



ETİK İLKE VE KURALLARA UYGUNLUK BEYANNAMESİ

Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Lisansüstü Eğitim-Öğretim Yönetmeliğine ve Yükseköğretim Kurumları Bilimsel Araştırma ve Yayın Etiği Yönergesine uygun olarak hazırlamış olduğum “ANGOLA’DA GÜNEŞ ENERJİSİNİN YAYGINLAŞTIRILMASI: FİZİBİLİTE ANALİZİ VE FOTOVOLTAİK SİSTEM KURULUMU İÇİN STRATEJİK BÖLGELERİN BELİRLENMESİ” başlıklı tezin bana ait, özgün bir çalışma olduğunu; çalışmamın tüm aşamalarında yukarıda belirtilen yönetmelik ve yönergeye uygun davrandığımı, tezin içerdiği yenilik ve sonuçları başka bir yerden almadığımı, tezde kullandığım eserleri usulüne göre kaynak olarak gösterdiğimi, bu tezi başka bir bilim kuruluna akademik amaç ve unvan almak amacıyla vermediğimi ve 20.04.2016 tarihli Resmi Gazete’de yayımlanan Lisansüstü Eğitim ve Öğretim Yönetmeliğinin 9/2 ve 22/2 maddeleri gereğince Sakarya Üniversitesi’nin abonesi olduğu intihal yazılım programı kullanılarak Enstitü tarafından belirlenmiş ölçütlere uygun rapor alındığını, çalışmamla ilgili yaptığım bu beyana aykırı bir durumun ortaya çıkması halinde doğabilecek her türlü hukuki sorumluluğu kabul ettiğimi beyan ederim.

28/07/2025

Divaldo Vieira DA SİLVA





Aileme...



TEŞEKKÜR

Yüksek lisans programım sırasında kendisinden çok değerli bilgi ve birikim edindiğim Dr. Ceyda AKSOY TIRMIKÇI, tez araştırmam sırasında uzmanlığı ile yol gösterici ve destekleyici olmuştur.

Divaldo Vieira DA SİLVA



İÇİNDEKİLER

Sayfa

ETİK İLKE VE KURALLARA UYGUNLUK BEYANNAMESİ	v
TEŞEKKÜR	ix
İÇİNDEKİLER	xi
KISALTMALAR	xiii
SİMGELER	xv
TABLO LİSTESİ	xvii
ŞEKİL LİSTESİ	xix
ÖZET	xxi
SUMMARY	xxiii
1. GİRİŞ.....	1
1.1. Geçmiş ve Kapsam	1
1.2. Angola için Güneş Enerjisinin Önemi	1
1.3. Tezin Kapsamı	2
1.4. Tezin Amacı	2
2. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI	3
2.1. Güneş Enerjisinde Küresel ve Bölgesel Eğilimler	3
2.2. Angola'da Güneş Enerjisi Potansiyeli	4
2.3. Güneş Enerjisi Üretimi için Teknolojiler	4
2.4. Bölge Seçimi ve Fizibilite Analizi için Metodolojiler	4
2.5. Kamu Politikaları ve Yatırım Yapısı	5
2.6. Araştırma Boşlukları ve Çalışmanın Katkıları	6
3. METODOLOJİ	9
3.1. Veri Toplama ve İşleme	9
3.2. CBS ve AHP ile Bölgesel Uygunluk Analizi	10
3.2.1. Güneş radyasyonu	10
3.2.2. Sıcaklık	13
3.2.3. Bakı	14
3.2.4. Arazinin eğimi	14
3.2.5. Elektrik şebekesi ile entegrasyon	15
3.2.6. Yollara uzaklık	16
3.2.7. Arazi kullanımı	16
3.2.8. Korunan alanlar	17
3.2.9. Kriterlerin seçimi ve ağırlıklandırılması	18
3.3. Fotovoltaik Sistemlerin Modellenmesi ve Simülasyonu	19
3.3.1. Yer seçimi	19
3.3.2. Güneş enerjisi potansiyeli	21
3.3.3. Fotovoltaik sistem tasarımı	21
3.3.4. PVsyst ile performans simülasyonu	22
3.4. Ekonomik Uygulanabilirlik Değerlendirmesi	22
3.4.1. Harcama tahminleri	22
3.4.2. Finansal Göstergeler	23

3.4.3. Çevresel Etki Değerlendirmesi.....	23
3.5. Sonuçlara Dayalı Bir Kamu Politikası Önerisi.....	24
4. SONUÇLAR VE TARTIŞMA	25
4.1. PV Dağıtımını için CBS Tabanlı Uygunluk Analizi	25
4.1.1. Çok Kriterli Karar Analizi (MCDA) Sonuçları.....	25
4.1.1.1. Güneş radyasyonu	25
4.1.1.2. Arazinin Eğimi	26
4.1.1.3. Bakı	27
4.1.1.4. Elektrik Şebekesi.....	28
4.1.1.5. Yollara uzaklık	28
4.1.1.6. Arazi kullanımı.....	30
4.1.1.7. Korunan alanlar	30
4.1.1.8. Ağırlıklandırma metodolojisi dahilinde yürütme	31
4.1.1.9. Uygun Konumun Sonuçları.....	32
4.1.1.10. Belirsizlikler ve sınırlamalar	34
4.2. Angola için Önerilen Tarife Garantisi Tasarımı.....	34
4.3. Büyük Ölçekli PV Santralleri için Optimal Bölgeler	36
4.3.1. Enerji üretim potansiyeli	36
4.3.2. Yüzer PV sistemlerinin potansiyeli.....	38
4.4. Ekonomik Fizibilite Analizi	39
4.4.1. Bakım maliyetleri.....	40
4.4.2. Şebeke entegrasyonu	41
4.4.3. 10 MW PV Santralleri için Finansal Göstergeler.....	41
4.5. Çevresel Etki	43
5. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	45
5.1. Sonuç	45
5.2. Öneriler.....	46
KAYNAKLAR.....	47
ÖZGEÇMİŞ.....	53

KISALTMALAR

AHP	: Analitik Hiyerarşi Süreci
CAPEX	: Sermaye Harcamaları (Capital Expenditure)
CBS	: Coğrafi Bilgi Sistemleri
DEM	: Dijital Yükseklik Modeli
DNI	: Doğrudan Normal Işınım (Direct Normal Irradiance)
FiT	: Tarife Garantisi (Feed-in Tariff)
FPV	: Yüzer Fotovoltaik Sistem (Floating Photovoltaic)
GHI	: Küresel Yatay Işınım (Global Horizontal Irradiation)
GWh	: Gigawatt-saat
IPP	: Bağımsız Enerji Üreticisi (Independent Power Producer)
IRR	: İç Getiri Oranı (Internal Rate of Return)
kWh	: Kilowatt-saat
LCOE	: Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (Levelized Cost of Energy)
MCDA	: Çok Kriterli Karar Analizi (Multi-Criteria Decision Analysis)
MW	: Megawatt
NPV	: Net Bugünkü Değer (Net Present Value)
OPEX	: İşletme Harcamaları (Operational Expenditure)
PPA	: Elektrik Satın Alma Anlaşması (Power Purchase Agreement)
PV	: Fotovoltaik (Photovoltaic)
RCV	: Rastgele Tutarlılık Değeri (Random Consistency Value)
ROI	: Yatırım Getirisi (Return on Investment)
UNFCCC	: Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (United Nations Framework Convention on Climate Change)



SİMGELER

CI	: Tutarlılık Endeksi (AHP'de)
CR	: Tutarlılık Oranı (AHP'de)
DNI	: Doğrudan Normal Işınım [kWh/m ² /gün]
E_{Grid}	: Şebekeye verilen yıllık enerji [MWh]
GHI	: Küresel Yatay Işınım [kWh/m ² /gün]
H₀	: Dünya Dışı Güneş Radyasyonu [kWh/m ² /gün]
I_{mpp}	: Maksimum Güç Noktasındaki Akım [A]
IRR	: İç Getiri Oranı [%]
I_{sc}	: Kısa Devre Akımı [A]
K_t	: Açıklık Endeksi
LCOE	: Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti [€/kWh]
NPV	: Net Bugünkü Değer [€]
P_{max}	: FV Modülün Maksimum Gücü [W]
V_{mpp}	: Maksimum Güç Noktasındaki Gerilim [V]
V_{oc}	: Açık Devre Gerilimi [V]
B	: Panelin Eğim Açısı [Derece (°)]
η	: Fotovoltaik Sistemin Verimliliği [%]
λ_{max}	: Maksimum Özdeğer (AHP'de)
P	: Zemin Yansıtıcılığı



TABLO LİSTESİ

Sayfa

Tablo 3.1. Her ay yatay bir yüzey üzerindeki ortalama günlük küresel güneş radyasyonu.	10
Tablo 3.2. Güneş radyasyonu kriterlerinin sınıflandırılması ve değerlendirilmesi... 13	13
Tablo 3.3. Arazi yönlendirme kriterlerinin sınıflandırılması.	14
Tablo 3.4. Arazi eğim aralıklarının sınıflandırılması.	15
Tablo 3.5. Şebeke bağlantısının sınıflandırılması ve değerlendirilmesi.....	16
Tablo 3.6. Yol mesafesi kriterlerinin sınıflandırılması ve değerlendirilmesi.....	16
Tablo 3.7. Arazi türlerinin sınıflandırılması ve optimum saha dışlama ve seçimi için puanlama metodolojisi.	17
Tablo 3.8. Korunan alanların sınıflandırılması.....	17
Tablo 3.9. Kriter karşılaştırması için Saaty ölçeği.	18
Tablo 3.10. Çeşitli kriter sayılarına göre RCV değerleri.....	19
Tablo 3.11. İncelenen illerin coğrafi konumları.	20
Tablo 3.12. PV modülünün özellikleri.	21
Tablo 3.13. İnverterin karakteristikleri.....	22
Tablo 4.1. Aylık toplam güneş radyasyonu ortalamaları (kwh/m ² /gün).	26
Tablo 4.2. Angola senaryosunda seçilen kriterlerin her biri için ikili karşılaştırma matrisi.....	31
Tablo 4.3. Seçilen kriterlerin her birine atanan kesin ağırlıklar.	32
Tablo 4.4. Normalizasyon ile matrisin tutarlılığının incelenmesi.	32
Tablo 4.5. Önerilen FiT oranı.....	35
Tablo 4.6. Seçilen tüm şehirlerde tasarlanan fotovoltaik sistem tarafından şebekeye MWh cinsinden sağlanan ortalama aylık elektrik gücü.	37
Tablo 4.7. Sıcaklıktan kaynaklanan kayıpların yüzdesi.	38
Tablo 4.8. Yüzer tip için sıcaklıktan kaynaklanan kayıpların yüzdesi.....	39
Tablo 4.9. Güneş fotovoltaik enerji santrali için ön harcama.	40



ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 3.1. Elektrifikasyon oranının dağılımı.	20
Şekil 4.1. Güneş radyasyonunun sınıflandırılmasından elde edilen harita.	26
Şekil 4.2. Eğim sınıflandırmasından oluşturulan harita.	27
Şekil 4.3. Yönelim sınıflandırmasından elde edilen harita.	28
Şekil 4.4. Elektrik şebekesi sınıflandırmasından elde edilen harita.	29
Şekil 4.5. Yollara olan mesafe sınıflandırmasından elde edilen harita.	29
Şekil 4.6. Arazi kullanım sınıflandırmasından elde edilen harita.	30
Şekil 4.7. Korunan alan sınıflandırmasından elde edilen harita.	31
Şekil 4.8. Sonuçların kesin haritası.	33
Şekil 4.9. Tüm belirlenmiş şebekeye yıllık olarak sağlanan enerji.	36
Şekil 4.10. Tüm şehirler için kapasite faktörü.	37
Şekil 4.11. Tüm iller için NPV.	41
Şekil 4.12. Tüm iller için geri ödeme süresi.	42
Şekil 4.13. Tüm iller için LCOE.	43
Şekil 4.14. Tüm iller için IRR.	43
Şekil 4.15. Sera gazı emisyon azaltımı.	44



ANGOLA'DA GÜNEŞ ENERJİSİNİN YAYGINLAŞTIRILMASI: FİZİBİLİTE ANALİZİ VE FOTOVOLTAİK SİSTEM KURULUMU İÇİN STRATEJİK BÖLGELERİN BELİRLENMESİ

ÖZET

Güney Afrika'nın subtropikal bölgesinde yer alan Angola, kıtadaki en yüksek güneş ışınımı seviyelerinden birine sahiptir ve bu da onu fotovoltaik (PV) enerji sistemlerinin geliştirilmesi için uygun bir seçenek haline getirmektedir. Kayda değer yenilenebilir enerji potansiyeline rağmen ülke, özellikle kırsal ve ihmal edilmiş bölgelerde ağırlıklı olarak hidroelektrik ve fosil yakıtlara bağımlı bir elektrik şebekesi nedeniyle enerji talebini karşılamada zorluklarla karşılaşmaktadır. Bu tez, Angola'da güneş enerjisinin yaygınlaşmasını, fotovoltaik sistemlerin konuşlandırılması için en uygun coğrafi alanları belirleyerek ve fotovoltaik sistemlerin teknik, ekonomik ve çevresel uygulanabilirliğini değerlendirerek incelemektedir.

Araştırma iki temel bileşene ayrılmıştır. İlk olarak, araştırma Analitik Hiyerarşi Süreci (AHP) ile birlikte Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS) kullanılarak mekansal analiz üzerine yoğunlaşmıştır. Güneş radyasyonu, eğim, arazi kullanımı, bakı, elektrik şebekesine ve otoyollara yakınlık ve koruma altındaki alanların hariç tutulması gibi özellikler kullanılarak çok kriterli bir karar analizi yapılmıştır. Her bir kriterine önemine göre bir ağırlık atanmış ve nihai uygunluk haritasını oluşturmak için ağırlıklı bir bindirme analizi yapılmıştır.

Çalışmanın ikinci bileşeni, beş ilde şebeke bağlantılı 10 MW'lık şebeke ölçekli güneş enerjisi santrallerinin performansını değerlendirmek için PVsyst yazılımı ile yürütülen teknik ve ekonomik simülasyonlar üzerineydi: Uíge, Huíla, Bié, Lunda Norte ve Cunene. Modeller yıllık enerji çıktısını, sistem kayıplarını, kapasite faktörlerini ve Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (LCOE), Net Bugünkü Değer (NPV) ve İç Getiri Oranı (IRR) gibi ekonomik ölçütleri değerlendirmiştir. Yüzer fotovoltaik sistemler de değerlendirilmiş ve yüksek sıcaklık koşullarında daha az termal kayıp nedeniyle gelişmiş verimlilik sergilemiştir.

Araştırma, yatırımları teşvik etmek ve ülkede güneş enerjisinin yaygın bir şekilde benimsenmesini sağlamak amacıyla proje büyüklüğüne ve coğrafi konuma göre özelleştirilmiş bir Tarife Garantisi (FiT) politikasının oluşturulmasını savunmaktadır. FiT modeli, kademeli tazminat oranlarını savunmakta ve Angola'nın elektrifikasyon ve sürdürülebilir kalkınma hedeflerine uygun olarak sistematik bir ulusal uygulama yaklaşımı önermektedir.

Bulgular, Angola'nın güneş enerjisi uygulaması için sağlam bir teknolojik ve çevresel temele sahip olduğunu ve önemli alanlarda 2.100 kWh/m²/yıl'ın üzerinde GHI değerlerine sahip olduğunu göstermektedir. Uygunluk haritası, Angola'nın güney ve güneydoğu bölgelerinin avantajlı arazi, altyapı erişilebilirliği ve radyasyon seviyeleri nedeniyle güneş enerjisi projeleri için ideal koşullar sağladığını göstermiştir. PVsyst simülasyonları, özellikle enerji üretiminin ve finansal getirilerin maksimize edildiği

Cunene ve Huíla'da hem konut hem de kamu hizmeti ölçeğindeki sistemlerin uygulanabilirliğini doğrulamıştır.

Bu tez, Angola'da güneş enerjisi sistemlerinin yaygınlaştırılmasının hem uygulanabilir hem de stratejik olduğunu ileri sürmektedir. CBS tabanlı saha seçimi ile performans ve ekonomik analizin birleştirilmesi, ulusal planlama ve yabancı yatırım için kapsamlı bir çerçeve oluşturmaktadır. Bu çalışma, Angola'da elektrifikasyonun artırılması, sera gazı emisyonlarının azaltılması ve sürdürülebilir kalkınmanın teşvik edilmesi hedeflerini ilerletmektedir.



EXPANSION OF SOLAR ENERGY IN ANGOLA: FEASIBILITY ANALYSIS AND IDENTIFICATION OF STRATEGIC REGIONS FOR THE INSTALLATION OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

SUMMARY

Angola, located in the subtropical region of Southern Africa, is endowed with abundant solar resources. With Global Horizontal Irradiance (GHI) values ranging between 1,350 and 2,300 kWh/m²/year, the country ranks among the highest in Africa for solar radiation levels. This makes it an ideal candidate for the deployment of photovoltaic (PV) systems for electricity generation. However, despite this advantageous natural condition, Angola's energy sector is heavily reliant on hydropower and imported fossil fuels. The national electricity grid is limited in scope and coverage, particularly in rural and remote regions. As a result, only about half of the population has reliable access to electricity, which significantly constrains economic development, social equity, and overall quality of life.

The primary objective of this thesis is to provide a comprehensive feasibility analysis for the expansion of solar energy in Angola, with a focus on identifying the most strategic regions for photovoltaic installations. The study integrates technical, economic, geographic, and environmental considerations to assess the viability of solar energy projects in the country. The research is grounded in the belief that renewable energy particularly solar can play a transformative role in Angola's pursuit of energy access, climate resilience, and sustainable development.

The methodology adopted in this research is structured into two main components. The first part focuses on spatial suitability analysis using Geographic Information Systems (GIS) combined with the Analytic Hierarchy Process (AHP). This multi-criteria decision-making framework enables the evaluation of multiple factors that influence the appropriateness of specific sites for PV deployment. The second part involves technical and financial simulations conducted using the PVsyst software, which models the expected performance and economic outcomes of grid-connected PV plants with a capacity of 10 MW in selected provinces.

For the GIS-AHP analysis, nine key criteria were selected based on their relevance to solar project feasibility: solar radiation, ambient temperature, slope, aspect (orientation), land use, distance to the electricity grid, proximity to roads, presence of protected areas, and potential for grid integration. Each criterion was assigned a weight according to its relative importance, as determined through pairwise comparisons and expert judgment. For instance, solar radiation received the highest weight due to its direct impact on energy production, while protected areas were given exclusionary status to avoid environmental conflicts.

The weighted overlay analysis produced a national suitability map highlighting regions with high, moderate, and low potential for PV system installation. The southern and southeastern provinces, notably Cunene, Huíla, Bié, and Cuando Cubango, were identified as the most suitable areas. These regions exhibit high solar

irradiance, gentle topography conducive to construction, and minimal land-use conflicts. Additionally, they are characterized by lower population density, which reduces the risk of displacement and facilitates land acquisition. Conversely, urbanized or environmentally protected zones were deemed less favorable due to logistical, regulatory, or ecological constraints.

In the second component of the study, five provinces were selected for in-depth technical and economic simulations: Uíge, Huíla, Bié, Lunda Norte, and Cunene. These provinces were chosen to represent Angola's geographic and climatic diversity. Using PVsyst, simulations were run to determine energy yields, capacity factors, system losses, and other performance indicators under real meteorological conditions. In Cunene, the simulations projected an annual energy production of 19,186 MWh with a capacity factor of 21.9%, indicating excellent performance for a 10 MW grid-connected plant. Similar evaluations were conducted for the other provinces, and while energy outputs varied slightly, all results pointed to strong feasibility for solar power generation.

Floating photovoltaic (FPV) systems were also assessed as an alternative to conventional ground-mounted installations. FPV systems offer several advantages, especially in hot climates: they reduce panel temperatures, minimize land-use competition, and can be deployed on unused water surfaces such as dams or reservoirs. The simulations demonstrated that FPV systems can reduce temperature-related efficiency losses by up to 50%, enhancing overall system performance.

Economically, the thesis evaluates the viability of solar projects using Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Levelized Cost of Energy (LCOE), and payback period. Despite the low electricity tariffs currently in place in Angola, the simulations indicate that solar investments can be financially viable particularly when combined with a stable policy framework and mechanisms for surplus energy sales to the grid. For a 10 MW plant, investment costs were estimated between USD 10–15 million. Operating and maintenance expenses were projected at 1–2% of the capital cost per year. The analysis showed positive NPVs and IRRs exceeding 10% in several cases, demonstrating robust profitability potential.

To further enhance investment attractiveness and promote solar adoption, the thesis proposes a tailored Feed-in Tariff (FiT) policy specifically designed for Angola. The FiT model includes differentiated payment rates based on geographical zones and project sizes. Small-scale systems would receive higher compensation rates to encourage deployment in underserved rural areas, while utility-scale projects would operate under competitive bidding structures. The model also includes mechanisms for long-term power purchase agreements, tariff adjustments based on inflation or currency fluctuations, and risk mitigation tools for investors.

In addition to technical and financial dimensions, the research considers environmental and social impacts. The deployment of solar energy contributes to reducing greenhouse gas emissions by displacing fossil-fuel-based generation. The thesis estimates that each 10 MW PV plant could prevent the release of over 15,000 tons of CO₂ annually, depending on the energy mix replaced. Furthermore, solar projects can create employment opportunities in construction, operation, and maintenance, thereby stimulating local economies and improving livelihoods.

The thesis also highlights the importance of integrating solar expansion into national development plans and energy strategies. Angola's 2025 Energy Strategy prioritizes diversification of the energy mix and expansion of renewable energy capacity.

However, implementation has been slow due to institutional, financial, and technical barriers. By providing spatial analysis, simulation results, and policy recommendations, this study offers a practical roadmap for overcoming these barriers and accelerating progress toward national and international energy goals.

The research identifies several enabling conditions for successful solar deployment in Angola. These include improved access to financing mechanisms, capacity building for local engineers and technicians, streamlined permitting processes, and enhanced coordination among government agencies. It also recommends the establishment of regional solar development zones with pre-approved land, grid access, and incentives to attract investment. Public-private partnerships and collaboration with international donors and development banks are also encouraged to support project development and risk sharing.

From a methodological standpoint, this thesis demonstrates the value of integrating GIS-based spatial analysis with performance simulations and policy evaluation. This holistic approach ensures that technical feasibility is considered alongside geographic suitability and financial viability, resulting in well-rounded, evidence-based recommendations. The framework developed in this study can be adapted for other Sub-Saharan African countries with similar resource potential and energy challenges.

In conclusion, the findings of this thesis affirm that solar energy expansion in Angola is not only technically feasible and economically viable, but also environmentally necessary and socially beneficial. The combination of abundant solar resources, large unoccupied lands, and urgent energy needs creates a compelling case for immediate investment in photovoltaic systems. If implemented at scale, solar energy could transform Angola's energy landscape, increase resilience against climate shocks, reduce energy poverty, and contribute to the country's long-term development objectives.

The study recommends that Angola adopt a phased implementation strategy, starting with pilot projects in the most suitable regions and scaling up based on lessons learned. Monitoring and evaluation mechanisms should be integrated to ensure performance tracking and continuous improvement. It is also essential to align solar initiatives with broader policy agendas, including climate commitments under the Paris Agreement, regional integration via the Southern African Power Pool (SAPP), and sustainable development goals (SDGs) related to clean energy, poverty reduction, and economic inclusion.

This thesis provides a scientific foundation and strategic framework for Angola to capitalize on its solar potential and transition toward a more inclusive, clean, and sustainable energy future. It serves as a valuable resource for energy planners, policymakers, investors, and researchers interested in promoting renewable energy in emerging economies.



1. GİRİŞ

1.1. Geçmiş ve Kapsam

Son yıllarda, küresel enerji tüketiminin artması, iklim değişikliği sorunları ve çevresel sürdürülebilirlik konusundaki endişelerin artması, yenilenebilir enerji kaynakları arayışını hızlandırmıştır. Bu kapsamda fotovoltaiik güneş enerjisi, özellikle yüksek güneş radyasyonu seviyelerine sahip ülkelerde uygulanabilir bir alternatif olarak ortaya çıkmıştır. 4°S ve 18°S enlemleri arasında yer alan Angola, 1.350 ila 2.300 kWh/m²/yıl arasında değişen küresel yatay ışı nım (GHI) değerleri ile güneş enerjisinden faydalanmak için avantajlı coğrafi ve meteorolojik koşullara sahiptir (SolarGIS vd., 2025).

Bu önemli potansiyele rağmen Angola enerji sektörü önemli yapısal engellerle karşılaşmaya devam etmektedir. Ulusal elektrik şebekesi, hidroelektrik enerji ve fosil yakıtlar da dahil olmak üzere önemli ölçüde geleneksel kaynaklara dayanmaktadır, ancak özellikle kırsal bölgelerde ve büyük merkezlerden uzak illerde elektriğ e erişim adaletsiz olmaya devam etmektedir. Dünya Bankası'nın son verileri, nüfusun yaklaşık %48,5'inin elektriğ e sürekli erişimi olduğunu göstermekte ve ülkenin sosyo-ekonomik ilerlemesini kısıtlayan bir enerji kırılganlığı manzarasını vurgulamaktadır (World Bank, 2024).

1.2. Angola için Güneş Enerjisinin Önemi

Bu bağlamda, fotovoltaiik güneş enerjisinin yaygınlaşması, enerji şebekesini çeşitlendirmek, güce erişimi artırmak ve fosil yakıtlara bağımlılığ ı azaltmak için uygulanabilir ve sürdürülebilir bir yaklaşım olarak ortaya çıkmıştır. Fotovoltaiik sistemlerin modüler ve merkezi olmayan özelliklerinin yanı sıra teknolojik ve bakım giderlerindeki azalma, özellikle kırsal veya erişilemeyen alanlarda cazibelerini artırmaktadır. Ayrıca, su rezervuarları üzerinde yüzen sistemler gibi yenilikçi yöntemler, ısı kayıplarını en aza indirerek ve mekânsal kullanımı optimize ederek enerji verimliliğ inde önemli gelişmeler göstermiştir (Mouhaya vd., 2025).

1.3. Tezin Kapsamı

Bu çalışma, Angola'da fotovoltaik güneş enerjisinin teknik, ekonomik ve çevresel fizibilitesinin kapsamlı bir incelemesini sunmakta ve fotovoltaik sistemlerin inşası için en kilit alanların belirlenmesini vurgulamaktadır. Sonuç olarak, Analitik Hiyerarşi Süreci (AHP) gibi karar destek metodolojileri ile birlikte enerji simülasyon modelleri (PVsyst) ve coğrafi işleme araçları (ArcGIS) kullanılacaktır. Önerilen metodoloji, çeşitli bölgesel ortamlarda enerji performansını değerlendirmeyi ve aynı zamanda objektif bölgesel uygunluk kriterlerine dayanan kamu politikası ve yatırım kararlarını kolaylaştırmayı amaçlamaktadır.

1.4. Tezin Amacı

Bu tez, teknik, ekonomik, coğrafi ve çevresel boyutları entegre ederek Angola'da sürdürülebilir enerji planlamasını geliştirmeyi, böylece doğal kaynakların etkin kullanımını teşvik etmeyi ve en savunmasız toplulukların enerjiye erişimini sağlamayı amaçlamaktadır. Fotovoltaik güneş enerjisinin yayılması için en uygun bölgelerin belirlenmesi, ülkede daha dirençli, eşitlikçi ve çevresel açıdan sürdürülebilir bir enerji geleceğinin kurulmasına yönelik önemli bir adımdır.

2. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI

2.1. Güneş Enerjisinde Küresel ve Bölgesel Eğilimler

Güneş enerjisinin yaygınlaşması, son yıllarda dünya çapındaki enerji değişiminin temel bir bileşenini oluşturmuştur. Küresel kurulu fotovoltaik kapasite 2022 yılında 1 terawatt'ı aşarak güneş enerjisinin uluslararası elektrik matrisindeki önemini pekiştirmiştir (IRENA, 2024).

Bu artış, güneş enerjisini geleneksel kaynaklarla rekabet edebilir hale getirerek kurulum maliyetlerinde önemli bir düşüş sağlayan teknolojik gelişmeler, ölçek ekonomileri ve kamu düzenlemeleri ile desteklenmiştir. Çin, Amerika Birleşik Devletleri ve Hindistan gibi ülkeler, hem ekipman üretimine hem de teşvik politikalarının geliştirilmesine katkıda bulunarak bu süreçte çok önemli rol oynamıştır.

Bu genişlemenin coğrafi dağılımı adaletsizdir. Sahra altı Afrika'da, bazı bölgelerde 2.000 kWh/m²/yıl'ı aşan ışınlam seviyeleri ile önemli güneş enerjisi potansiyeline rağmen, ortalama elektrik oranı %55'in altındadır (IEA, 2024).

Literatür, bölgede güneş enerjisi sistemlerinin benimsenmesinin önündeki başlıca engelleri elektrik şebekesinin istikrarsızlığı, finansman zorlukları ve kalifiye işgücü eksikliği olarak tanımlamaktadır (Abubakar Mas'Ud vd., 2016).

Güney Afrika'daki gibi vaka çalışmaları, önemli ilerlemelerin sağlanabileceğini göstermektedir: güneş ve rüzgar gibi yenilenebilir kaynakların koordineli entegrasyonu yoluyla, simüle edilmiş yatırım ve operasyonel optimizasyon senaryoları altında elektrik matrisinin %70'lik yenilenebilir payına ulaşılmıştır (Hörsch & Calitz, 2017).

Yaklaşık 2.300 kWh/m²/yıl olan yüksek güneş radyasyonu seviyeleri, Angola'dakine benzer yapısal kısıtlamalara rağmen kapsamlı fotovoltaik tesislerin geliştirilmesini kolaylaştırdığı için Namibya buna örnek teşkil etmektedir.

2.2. Angola'da Güneş Enerjisi Potansiyeli

Angola ortamında güneş enerjisine yönelik teknik potansiyel kapsamlı bir şekilde kabul edilmektedir. İklimsel veriler, ülkenin 1.350 ila 2.070 kWh/m²/yıl arasında küresel yatay ışıınım seviyelerine maruz kaldığını, özellikle de GHI'nın 2.300 kWh/m²/yıl'ı aşabildiği güney ve güneydoğu bölgelerinde, özellikle de Cunene ilinde (SolarGIS vd., 2025). Buna rağmen Angola, elektriğe erişimdeki eşitsizliklerin damga vurduğu bir enerji manzarasıyla karşı karşıya kalmaya devam etmektedir; nüfusun yalnızca %48,5'i ulusal elektrik şebekesine bağlıdır ve kuraklık veya yakıt tedariki kesintileri sırasında hassasiyeti daha da artan hidroelektrik (%60) ve fosil yakıt kaynaklarına bağımlıdır (IEA, 2024; World Bank, 2024).

2.3. Güneş Enerjisi Üretimi için Teknolojiler

Uluslararası literatür, güneş enerjisinden yararlanma teknolojisini kapsamlı bir şekilde incelemekte, yere monte edilen fotovoltaik sistemlere ve son zamanlarda yüzer sistemlere odaklanmaktadır. IRENA (2022) tarafından belirtildiği üzere, özellikle tek yüzeyli kristal silikon modüller kullanan yer tabanlı sistemler, %20 ila %22 arasında değişen ortalama verimlilikleri ve kilovat başına 1.000 ila 1.500 dolar arasında değişen kurulum maliyetleri ile en geleneksel seçeneği oluşturmaktadır. Bununla birlikte, arazi kullanımı çatışmaları ve kurak yerlerde toz birikimi nedeniyle azalan verimlilik gibi zorluklar, ek çözümlerin araştırılmasına neden olmuştur. Bu bağlamda, yüzer fotovoltaik (FPV) sistemler termal verimliliği arttırmak, rezervuarlardaki buharlaşmayı en aza indirmek ve mevcut su yüzeylerinin kullanımını iyileştirmek için önem kazanmıştır. Wu vd. (2024) tarafından yapılan araştırma, suyun doğal soğutma etkisinin modül performansını %15'e kadar artırabileceğini gösterirken, Martinez & Iglesias (2024) bu yöntemin özellikle yarı kurak bölgelerdeki hidrolojik avantajlarını vurgulamaktadır.

2.4. Bölge Seçimi ve Fizibilite Analizi için Metodolojiler

Ancak güneş enerjisi projelerinin fizibilitesi sadece güneş enerjisi potansiyeline veya kullanılan teknolojiye bağlı değildir. Kurulum yerlerinin belirlenmesi, güneş enerjisi girişimlerinin geliştirilmesinde kritik bir aşamadır. Sonuç olarak, çok sayıda çalışma güneş ışıınımı, arazi eğimi, arazi kullanımı, elektrik altyapısına yakınlık ve çevresel kısıtlamalar gibi değişkenleri dikkate almak için Analitik Hiyerarşi Süreci (AHP) dahil

olmak üzere Çok Kriterli Karar Analizi (MCDA) metodolojileri ile birlikte Coğrafi Bilgi Sistemlerini (CBS) kullanmıştır. Liang vd. (2024), AHP uygulamasının her bir kriter için objektif ağırlıkların belirlenmesini kolaylaştırdığını ve böylece karar verme sürecini sistematik ve şeffaf bir şekilde yönlendirdiğini iddia etmektedir. Kuzey ve Orta Afrika ülkelerinde yürütülen benzer projelerde, güneş radyasyonu, ağırlığın %30'undan fazlasını oluşturarak baskın kriter olarak ortaya çıkmakta, bunu arazi eğimi ve elektrik şebekesine yakınlık takip etmekte ve enerji karar verme sürecinde mekansal analizin öneminin altını çizmektedir.

Coğrafi ve teknolojik gerekliliklerin yanı sıra, ekonomik fizibilitenin değerlendirilmesi de güneş enerjisi tesislerinin sürdürülebilirliği için çok önemlidir. Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (LCOE), Yatırım Getirisi (ROI) ve Net Bugünkü Değer (NPV) gibi ölçütler özel literatürde yaygın olarak kullanılmaktadır. IRENA (2024) son verileri, Afrika ülkelerindeki şebeke güneş enerjisi tesisleri için LCOE'nin 0,045 ila 0,060 EUR/kWh arasında değiştiğini ve sübvansiyonların yokluğunda bile geleneksel enerji kaynaklarıyla rekabet edebilir olduğunu göstermektedir. Geri ödeme süresi tipik olarak 10 ila 14 yıl arasındadır ve bu süre kamu teşvik programları ve hazır finansman seçenekleri ile önemli ölçüde kısaltılabilir. Ayrıca, güneş enerjisinin çevresel avantajları da önemlidir: 10 MW'lık kurulumlar potansiyel olarak yirmi yıl boyunca yaklaşık 150.000 ton karbondioksit emisyonunu önleyebilir ve böylece Paris Anlaşması'nda belirlenen iklim hedeflerini destekleyebilir.

2.5. Kamu Politikaları ve Yatırım Yapısı

Düzenleyici çerçevelerin ve teşvik sistemlerinin oluşturulması, yenilenebilir enerji teknolojisinin kullanımını teşvik etmek için esastır. Tarife Garantisi (FiT), güneş fotovoltaik sistemlerinin ulusal enerji çerçevelerine dahil edilmesini hızlandırmak için yaygın olarak kabul gören bir politika mekanizması haline gelmiştir. Tarife Garantisi (FiT), enerji üreticileri için genellikle yenilenebilir kaynaklardan üretilen ve şebekeye gönderilen güç için sabit oranlar sağlayan uzun vadeli anlaşmalar sağlar (Z. Zhang & Sun, 2024).

Dünya çapında, FiT politikalarının hem gelişmiş hem de gelişmekte olan ekonomilerde etkili olduğu kanıtlanmıştır. Güney Afrika, Kenya ve Namibya gibi Afrika ülkeleri, Tarife Garantisi (FiT) programlarını veya hibrit modelleri başarıyla uygulamıştır. Bu önlemler yenilenebilir enerji kapasitesini artırmış, bağımsız enerji

üreticilerini (IPP'ler) çekmiş ve temiz enerji sektöründe istihdamı teşvik etmiştir (X. Deng vd., 2024; Omenda vd., 2025). Namibya'nın küçük Bağımsız Enerji Üreticileri için 2015 yılında başlattığı Tarife Garantisi, kırsal bölgelerde elektrik erişimini önemli ölçüde artırmış ve merkezi olmayan üretimi teşvik etmiştir.

Angola'da, özellikle Cunene, Huíla ve Bié illerinde ülkenin olağanüstü güneş ışınımı potansiyeline rağmen, güneş fotovoltaik teknolojisinin ulusal enerji matrisine katkısı hala ihmal edilebilir düzeydedir. Önemli bir kısıt, kapsamlı ve iyi ifade edilmiş bir FiT politikasının olmamasıdır. 43/21 sayılı Başkanlık Kararnamesi ile oluşturulan mevcut enerji fiyatı çerçevesi, önemli özel yatırımları teşvik etmeyen asgari tazminat oranları (yaklaşık 0,02 EUR/kWh) sağlamaktadır (Decreto Presidencial no 43/21 de Fevereiro, 2021).

Araştırmalar, farklı proje ölçekleri için özelleştirilmiş ve uzun vadeli Güç Satın Alma Anlaşmaları (PPA) ile desteklenen katmanlı bir Tarife Garantisi sisteminin Angola'da yenilenebilir enerjinin büyümesi için elverişli bir ortam sağlayabileceğini göstermektedir. Bu strateji, özellikle bu analizde mükemmel teknik ve coğrafi koşullara sahip olduğu belirlenen bölgelerde hem küçük ölçekli çatı kurulumlarını hem de şebeke ölçekli güneş enerjisi çiftliklerini teşvik edebilir. Ayrıca, FiT teşviklerinin şebeke iyileştirmeleri, idari basitleştirme ve küresel iklim finansmanı ile entegre edilmesi, politika etkinliğini önemli ölçüde artırabilir (African Development Bank Group, 2024; Omenda vd., 2025).

Sonuç olarak, Angola'nın enerji stratejisine bir Tarife Garantisi çerçevesinin entegre edilmesi, sadece bu tezin güneş enerjisi uygulaması için gerekli illerin uygunluğuna ilişkin sonuçlarıyla örtüşmekle kalmayıp, aynı zamanda ülkenin Ulusal Olarak Belirlenmiş Katkılarını (NDC'ler) ve sürdürülebilir kalkınma hedeflerini yerine getirme kapasitesini de artırmaktadır.

2.6. Araştırma Boşlukları ve Çalışmanın Katkıları

Güneş enerjisi üzerine artan araştırma hacmine rağmen, bilimsel literatürde, özellikle yüzer fotovoltaik sistemler gibi teknolojilerin Afrika ortamlarında uygulanması, ekonomik modellerin Angola gibi ülkelerin kırsal gerçekleriyle uyumlu olacak şekilde değiştirilmesi ve coğrafi işleme araçlarının teknik ve finansal verilerle uyumlu bir çerçevede birleştirilmesi konularında önemli eksiklikler devam etmektedir. Bu araştırma, güvenilir iklim verileri, enerji performans bilgisayar modellemesi ve CBS ve MCDA metodolojileriyle desteklenen uygunluk haritalarının geliştirilmesi yoluyla

Angola'da güneş enerjisinin teknik, ekonomik ve mekansal fizibilitesinin kapsamlı bir incelemesini sunarak bu eksiklikleri gidermeyi amaçlamaktadır. Bu sayede bilimsel bilginin artırılması ve ülkenin sürdürülebilir enerji dönüşümünü kolaylaştıracak hükümet politikaları ve yatırım stratejilerinin bilgilendirilmesi amaçlanmaktadır.





3. METODOLOJİ

Bu bölümde Angola'da fotovoltaik güneş enerjisinin fizibilitesini değerlendirmek ve güneş enerjisi sistemi kurulumu için en kilit alanları belirlemek için kullanılan metodolojik yaklaşım özetlenmektedir. Metodolojik yaklaşım, güneş enerjisi potansiyelinin, coğrafi uygunluğun ve önerilen çözümlerin etkinliğinin kapsamlı bir değerlendirmesini sunmak için coğrafi analiz, çok kriterli karar verme yaklaşımları ve teknik-ekonomik modellemeyi içermektedir.

3.1. Veri Toplama ve İşleme

Araştırmanın ilk aşaması, teknik, coğrafi ve ekonomik analiz için güvenilir bilgi sağlamak amacıyla birçok kaynaktan veri toplanmasını ve hazırlanmasını içeriyordu. İklimsel, topografik, çevresel ve altyapısal veriler MATLAB, ArcGIS ve PVsyst gibi sofistike araçlarla kullanılmış ve işlenmiştir.

Güneş radyasyonu, sıcaklık ve mevsimsel iklim modellerine ilişkin veriler toplanmıştır. Birincil değişkenler, NASA'nın SolarGIS (2025) ve POWER veri setlerinden elde edilen Küresel Yatay Işınım (GHI) ve Doğrudan Normal Işınım (DNI) idi. Bu veriler, güneş enerjisi sistemlerinin doğru bir şekilde boyutlandırılması ve zaman içindeki performanslarının tahmin edilmesi için çok önemlidir. Yıllık ortalama sıcaklık verileri, güneş modüllerinin verimliliği üzerindeki önemli etkisi göz önüne alınarak değerlendirilmiştir.

Arazinin eğimini ve yönünü hesaplamak için (NASA JPL, 2021)) Dijital Yükseklik Modeli (DEM) kullanılmıştır. Arazi kullanımı ve arazi örtüsü verileri (Zanaga vd., 2022) (Avrupa Uzay Ajansı) haritalarından elde edilmiş ve kentsel bölgelerin, su kütlelerinin ve koruma alanlarının hariç tutulmasını sağlamıştır. Enerji hatlarının, karayollarının ve koruma altındaki bölgelerin konumlandırılmasına ilişkin veriler Angola hükümetinin resmi veri tabanlarından ve (Lucas Diniz vd., 2021)'den elde edilmiştir. Bu veriler, daha sonra çok kriterli coğrafi analizde kullanılan tema katmanlarının oluşturulmasını kolaylaştırmıştır.

3.2. CBS ve AHP ile Bölgesel Uygunluk Analizi

Fotovoltaik sistem kurulumu için optimum konumlar, Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS) ile Analitik Hiyerarşi Süreci (AHP) ve Çok Kriterli Karar Analizi (MCDA) birleştirilerek belirlenmiştir. Bu metodolojik entegrasyon, güneş enerjisi projelerinin performansı ve fizibilitesi için önemlerine göre birçok teknik ve mekansal faktörün ağırlıklandırılmasını sağlar.

Çok kriterli model sekiz ana kriter içermektedir: güneş radyasyonu, sıcaklık, arazi eğimi, yön (bakı), elektrik şebekesine yakınlık, erişim yollarına uzaklık, arazi kullanımı ve korunan alanların varlığı.

3.2.1. Güneş radyasyonu

Mevcut toplam güneş radyasyonu, Angola'dan alınan tarihsel küresel ortalama güneş ışıınımı (GHI - Global Horizontal Irradiation) verileri kullanılarak değerlendirilmiştir. Bu özellik, ülkenin güneş enerjisi üretim kapasitesini değerlendirmek için çok önemlidir (Tablo 3.1'e bakınız).

Tablo 3.1. Her ay yatay bir yüzey üzerindeki ortalama günlük küresel güneş radyasyonu.

Ay	GHI (kWh/m ² /gün)
Ocak	6.26
Şubat	6.09
Mart	6.04
Nisan	6.17
Mayıs	6.14
Haziran	5.87
Temmuz	5.98
Ağustos	6.22
Eylül	6.40
Ekim	6.60
Kasım	6.24
Aralık	5.71

Aylık ortalamalar H_0 (aylık ortalama günlük dünya dışı güneş radyasyonu) ve k_t (berraklık indeksi) (3.1) ila (3.4) denklemleri kullanılarak değerlendirilir (Obiwulu

vd., 2022). Optimum eğim açısını belirlemek için bir MATLAB yazılımı geliştirilmiştir.

$$kt = \frac{H}{H_0} \quad (3.1)$$

$$H_0 = \frac{24}{\pi} I_{sc} \left(1 + 0.033 \times \cos \frac{360 \times n}{365} \right) \times \left(\cos \varphi \times \cos \delta \times \sin + \frac{2\pi\omega_s}{360} \times \sin \varphi \times \sin \delta \right) \quad (3.2)$$

$$\delta = 23.45 \left[\frac{360(n + 284)}{365} \right] \quad (3.3)$$

$$\omega_s = \cos^{-1} (-\tan \varphi \times \tan \delta) \quad (3.4)$$

Burada $I_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$ güneş sabitidir (Kambezis, 2012), n yılın gün sayısıdır, φ enlemdir, güneş δ sapmasıdır, ω_s yatay yüzey için güneşin doğuş saati açısıdır.

Yatay yüzeydeki günlük yayılı radyasyonun aylık ortalaması H_d / H aşağıdaki ilişki (Aylık Tahmin) kullanılarak belirlenmiştir (Solanki & Sangani, 2008).

$$\frac{H_d}{H} = \begin{cases} 1.391 - 3.560kt + 4.189kt^2 - 2.137kt^3 \\ \text{for } \omega_s \leq 81.4^\circ \text{ and } 0.3 \leq kt \leq 0.8 \\ 1.311 - 3.022kt + 3.427kt^2 - 1.821kt^3 \\ \text{for } \omega_s > 81.4^\circ \text{ and } 0.3 \leq kt \leq 0.8 \end{cases} \quad (3.5)$$

Toplam güneş radyasyonu (H_T), fotovoltaik (PV) sistemlerin enerji üretme kapasitesini değerlendirmek için temel ölçüttür (Mendoza, 2005). Angola'nın meteorolojik koşulları dikkate alınarak çeşitli yüzeylerdeki radyasyon seviyelerini tespit etmek için hesaplamalar yapılmıştır. Eğimli bir yüzey üzerindeki kümülatif gelen güneş radyasyonu, güneş enerjisi araştırmalarında yaygın olarak kullanılan Liu ve Jordan'ın izotropik transpozisyon modeli kullanılarak hesaplanmıştır (Kamphuis vd., 2020). Temel denklem şöyledir:

$$H_T = H_B + H_D + H_R \quad (3.6)$$

Burada H_B güneş radyasyonunun doğrudan bileşeni, H_D güneş radyasyonunun dağınık bileşeni, H_R ise güneş radyasyonunun yansıyan bileşenidir.

Eğimli yüzeye düşen aylık ortalama doğrudan normal ışınlam (H_B) matematiksel olarak şu şekilde verilir (Liu & Jordan, 1960):

$$H_B = H_b R_b = (H_T - H_d) R_b \quad (3.7)$$

$$R_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi}{180} \omega_s \sin(\varphi - \beta) \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi}{180} \omega_s \sin \varphi \sin \delta} \quad (3.8)$$

$$\omega_s = \min \left[\begin{array}{l} a \cos(-\tan \varphi \tan \varphi) \\ a \cos(-\tan(\varphi - \beta) \tan \delta) \end{array} \right] \quad (3.9)$$

Burada R_b ışın radyasyonu için eğim katsayısı, ω_s eğimli yüzey için güneşin doğuş saati açısı, β ülkenin ortalama enlemine (yaklaşık 12° ila 18° S) dayalı olarak yüzeyin eğim açısıdır, eğim güneş yakalamayı en üst düzeye çıkarmak için ayarlanmıştır.

Eğimli yüzeydeki H_D şu şekilde verilir (Aksoy Tırmıkçı & Yavuz, 2018; Erbs vd., 1982).

$$H_D = H_d R_d = H_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (3.10)$$

$$R_d = \frac{H_b}{H_0} R_b + \left(1 - \frac{H_b}{H_0} \right) \left(1 + \frac{\cos \beta}{2} \right) \left[1 + \sqrt{\frac{H_b}{H}} \sin \left(\frac{\beta}{2} \right)^3 \right] \quad (3.11)$$

Burada R_d dağınık radyasyon için eğim katsayısıdır.

Eğimli yüzey üzerindeki H_R şu şekilde verilir:

$$H_R = H \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (3.12)$$

Burada ρ , 0,2 olarak temsil edilen zemin yansıtıcılığıdır (Muneer & Saluja, 1985).

Güneş radyasyonunun incelenmesi, yenilenebilir enerji projelerinin planlanması ve etkinliği için gereklidir ve enerji yakalama ve ekonomik fizibiliteyi optimize etmek için fotovoltaik ve termal sistemlerin kesin özelliklerini garanti eder (Qadeer vd., 2024). Dünya yüzeyindeki güneş radyasyonunun yoğunluğu enlem, hava koşulları, rakım ve yerel topografya gibi faktörlere bağlı olarak önemli ölçüde değişmektedir. Yarı kurak ve tropik iklimler de dahil olmak üzere yüksek güneş ışınlarına maruz kalan

alanlar, temiz enerji üretimi için gelişmiş bir potansiyele sahiptir ve üstün fotovoltaik dönüşüm sistemlerini kolaylaştırır (L. Deng vd., 2024). İklim değişikliği ve mevsimsel dalgalanmalar, günlük ve yıllık radyasyon kullanılabilirliğini etkilemekte ve panellerin kurulacağı yer ve kurulum için hassas çalışmalar yapılmasını gerektirmektedir. Uzaktan modelleme ve uzaktan algılama teknolojileri, güneş enerjisi potansiyelini değerlendirmek için yaygın olarak kullanılmakta, sürdürülebilir enerji politikalarının oluşturulmasına ve güneş enerjisi kullanımının stratejik olarak genişletilmesine yardımcı olmaktadır (Anselmo vd., 2024). Tablo 3.2'de güneş radyasyonunun sınıflandırılması ve değerlendirilmesi açıklanmaktadır.

Tablo 3.2. Güneş radyasyonu kriterlerinin sınıflandırılması ve değerlendirilmesi.

Güneş radyasyonu (kWh/m ²)	Puan
1100 – 1400	1
1400 – 1600	2
1600 – 1800	3
1800 – 2000	4
2000 – 2500	5

3.2.2. Sıcaklık

Güneş enerjisi sistemleri tasarlanırken yerel iklim koşulları göz önünde bulundurularak fotovoltaik panellerin etkinliğinin artırılması için optimum sıcaklık çok önemlidir. Güneş modülleri için optimum çalışma aralığı 20°C ila 25°C'dir ve maksimum verimlilik yaklaşık 25°C'de elde edilir (Asakereh vd., 2017).

Yüksek sıcaklıklar, öncelikle termal etkilerden kaynaklanan kayıplar nedeniyle panellerin verimliliğini önemli ölçüde azaltabilir.

Araştırmalar, 25°C'nin üzerindeki her bir derece için enerji dönüşüm verimliliğinin, kullanılan teknolojiye bağlı olarak %0,4 ila %0,5 oranında düşebileceğini göstermektedir (W. Zhang vd., 2025).

Angola gibi bölgelerde iklim koşulları güneş enerjisi sistemlerinin etkin bir şekilde çalışmasına elverişlidir (Constantino vd., 2022; Pinto vd., 2023).

3.2.3. Bakı

Güneş panellerinin hizalanması fotovoltaik enerji üretiminin etkinliğini önemli ölçüde etkiler. Toplama yüzeyinin yönü ve eğimi, modüller tarafından emilen güneş enerjisi miktarını doğrudan etkiler ve dolayısıyla sistemin performansını etkiler. Yetersiz veya yanlış hizalanmış yönlendirme, özellikle mevsimsel dalgalanmaların olduğu bölgelerde sistemin yıllık verimliliğini %20'ye kadar azaltabilir (Brecl vd., 2022; Madhi vd., 2024).

Kurulum planlaması sırasında gölge ve topoğrafik özellikler gibi hususlar dikkate alınmalıdır. Güneş takip sistemleri, büyük ölçekli projelerde enerji çıkışını artırabilir, ancak daha büyük bir uygulama masrafına neden olur. Sonuç olarak, fotovoltaik modüllerin doğru hizalanması, güneş kaynağı kullanımını optimize etmek ve yenilenebilir enerji projelerinin teknik ve ekonomik fizibilitesini garanti etmek için gereklidir. Sonuç olarak, sınıflandırma kriterleri Tablo 3.3'te gösterildiği gibi tanımlanabilir.

Tablo 3.3. Arazi yönlendirme kriterlerinin sınıflandırılması.

Yön	Açı (°)	Puan
Kuzey	0–45 / 315–360	0
Kuzeydoğu	45–90	1
Güneydoğu	90–135	3
Güney	135–225	5
Güneybatı	225–270	4
Kuzeybatı	270–315	2

3.2.4. Arazinin eğimi

Arazinin topografyası, güneş enerjisi santrali kurulumları için yerlerin belirlenmesinde önemlidir; düz veya çok düz yüzeyler en uygun teknik ve ekonomik beklentileri sağlar. Bu projeler, kurulu megawatt başına yaklaşık 2,1 hektarlık geniş coğrafi alanlar gerektirmekte, bu da onları maliyet verimliliği ve bakım açısından daha cazip hale getirmektedir.

Dijital Yükseklik Modelleri (DEM) kullanılarak yapılan araştırmalar, optimum yönlendirme ile 5°'nin altındaki eğimlerin üstün enerji verimliliği koşulları sağladığını göstermektedir. Bununla birlikte, %25'in üzerindeki varlıklar kurulum zorlukları,

yüksek hazırlık masrafları, sınırlı bakım erişimi ve erozyon ve jeoteknik istikrarsızlık tehditleri gibi önemli operasyonel engellerle karşılaşmaktadır.

Teknik değerlendirmeler, 15°'nin üzerindeki eğimlerin toplam proje maliyetlerini düz arazilere göre %30'a kadar yükseltebileceğini göstermektedir.

Sonuç olarak, MDE ve coğrafi bilgi sistemleri (CBS) kullanılarak yapılan titiz topografik değerlendirme, güneş enerjisi santrali planlaması için çok önemlidir ve üstün maliyet-fayda oranlarına ve daha az çevresel etkiye sahip konumların belirlenmesini garanti eder (Colak vd., 2020; Hu vd., 2016; Notton vd., 2010). Tablo 3.4 arazi eğimlerinin sınıflandırılmasını kategorize etmektedir.

Tablo 3.4. Arazi eğim aralıklarının sınıflandırılması.

Arazi Eğim Aralıkları (°)	Puan
> 25	1
15 – 25	2
10 – 15	3
5 – 10	4
0 – 5	5

3.2.5. Elektrik şebekesi ile entegrasyon

Mevcut enerji altyapısına yakınlık, güneş enerjisi girişimlerinin teknik ve ekonomik fizibilitesini büyük ölçüde etkilemektedir. Araştırmalar, trafo merkezlerine ve iletim hatlarına 5 km mesafedeki konumların iletim kayıplarını %15'e kadar azaltabileceğini, bağlantı masraflarını %20-30 oranında azaltabileceğini ve genel enerji verimliliğini artırabileceğini göstermektedir.

Bununla birlikte, mevcut altyapıdan uzak bölgeler, yeni iletim hatları için önemli miktarda yatırım gerektirmekte ve potansiyel olarak proje fiyatlarını %40'a kadar yükseltmektedir.

Teknik kayıplar mesafeyle birlikte artmakta ve tesis verimliliğini azaltmaktadır (Almohammadi & Allouhi, 2025; Rong vd., 2025). Tablo 3.5 şebeke bağlantısının kategorizasyonunu ve değerlendirmesini tanımlamaktadır.

Tablo 3.5. Şebeke bağlantısının sınıflandırılması ve değerlendirilmesi.

Elektrik Şebekesine Uzaklık (m)	Puan
> 2000	1
1000 – 2000	2
500 – 1000	3
250 – 500	4
0 – 250	5

3.2.6. Yollara uzaklık

Kurulum sahasına erişim, güneş enerjisi tesislerinin fizibilitesi için kritik bir faktördür ve tüm proje aşamalarındaki operasyonel ve lojistik giderleri doğrudan etkiler (Feng vd., 2025). Projenin yakınında yeterli yol altyapısının bulunması, başlangıç harcamalarını önemli ölçüde azaltır ve bakım verimliliğini artırır. Tablo 3.6, yakınlığa dayalı aralıkları tanımlayan puanı göstermektedir.

Tablo 3.6. Yol mesafesi kriterlerinin sınıflandırılması ve değerlendirilmesi.

Yollara uzaklık (m)	Puan
> 2000	1
1000 – 2000	2
500 – 1000	3
250 – 500	4
0 – 250	5

3.2.7. Arazi kullanımı

Arazi kullanımı, enerji verimliliğini, çevresel sürdürülebilirliği ve ekonomik fizibiliteyi etkileyerek güneş enerjisi projelerinin ilerlemesinde çok önemlidir. Seçim süreci boyunca göz önünde bulundurulacak hususlar, arazi mevcudiyeti ve uygunluğu, jeoteknik ve topografik özellikler, potansiyel çevresel yansımalar, temel altyapıya erişim, kentsel kısıtlamalar, rekabet ve kurulum ve bakım masraflarını kapsar.

Uygun bir kurulum sahası, optimum güneş ışınlarına maruz kalma, azaltılmış etkiler ve finansal fizibilite gibi çok sayıda avantaj sağlar. Araştırmalar, stratejik arazi seçiminin küresel PV verimliliğini %25 oranında artırabileceğini ve çevresel giderleri %30 oranında azaltabileceğini göstermektedir.

Çok kriterli analiz, enerji gereksinimlerini çevrenin korunması ve tarımsal uygulanabilirlikle uzlaştırmak için çok önemlidir ve güneş enerjisi girişimlerinin diğer önemli arazi kullanımlarını baltalamadan enerji geçişini kolaylaştırmasını sağlar (Albuquerque vd., 2017; Guo vd., 2020; Rosato & Gholami, 2024). Tablo 3.7'de arazi kullanım sınıflandırması gösterilmektedir.

Tablo 3.7. Arazi türlerinin sınıflandırılması ve optimum saha dışlama ve seçimi için puanlama metodolojisi.

Arazi kullanımı	Puan
Su	0
Ağaçlar	0
Taşkın Bitki Örtüsü	0
Mahsuller	0
İnşaat Alanı	0
Çıplak Zemin	1
Mera	1

3.2.8. Korunan alanlar

Güneş enerjisi santrallerinin kurulması, sürdürülebilirliği ve çevresel düzenlemelere uyumu garanti altına almak için koruma altındaki bölgelerin kapsamlı bir şekilde incelenmesini gerektirmektedir. Güneş panellerinin koruma altındaki bölgelere kurulması, ekosistemler, biyolojik çeşitlilik ve doğal yaşam alanları üzerindeki etkilerin en aza indirilmesi için kapsamlı çevresel çalışmalar yapılmasını gerektirmektedir. Bu sıkı incelemeyi uygulayan projeler, yasal ambargo olasılığını %40 oranında azaltmakta ve lisans verme oranını %30 oranında artırmaktadır (Doljak & Stanojević, 2017). Bölgelerin titizlikle seçilmesi, koruma alanlarıyla çatışmaları önleyerek enerji dönüşümü ve çevrenin korunması arasındaki dengeyi korur. Tablo 3.8'de koruma bölgelerinin sınıflandırılması gösterilmektedir.

Tablo 3.8. Korunan alanların sınıflandırılması.

Ekolojik Bölge	Puan
Ulusal Parklar	0
İntegral doğa rezervleri	0
Diğer bölgeler	1

3.2.9. Kriterlerin seçimi ve ağırlıklandırılması

Bu çalışmada, güneş enerjisi santrali kurulumu için saha seçiminde farklı değişkenlerin göreceli önemini değerlendirmek için titiz bir yaklaşım olarak Analitik Hiyerarşi Süreci (AHP) kullanılmıştır. Saaty tarafından 1980 yılında oluşturulan Analitik Hiyerarşi Süreci (AHP), birçok nitel ve nicel unsuru kapsayan karmaşık durumlarda karar verme konusunda oldukça başarılıdır ve kriterlerin ve alt kriterlerin hiyerarşik bir çerçeveye ayrıştırılması yoluyla sorunların metodik olarak düzenlenmesini kolaylaştırır (Chy vd., 2025).

Yöntemin özü, iki kriter arasındaki tercih derecesini belirtmek için 1'den 9'a kadar değerler tahsis eden Saaty temel ölçeğini kullanarak her hiyerarşik seviyedeki öğelerin ikili karşılaştırmasında yatmaktadır (Tablo 3.9).

Tablo 3.9. Kriter karşılaştırması için Saaty ölçeği.

Ölçek	Tanım
1	Kriterlerin eşit önemde olması
3	Bir kriter diğerine göre orta derecede daha önemlidir
5	Bir kriter diğerinden daha önemlidir
7	Bir kriter diğerinden çok daha önemlidir
9	Bir kriter diğerinden son derece daha önemli
2, 4, 6, 8	Ara değerler

Bu yöntem, nitel değerlendirmeleri sistematik olarak sayısal ağırlıklara dönüştürerek, doğrudan ölçülmesi zor olan unsurlar için bile kapsamlı bir değerlendirme yapılmasını sağlar. Prosedür ayrıca, karşılaştırmaların mantıksal tutarlılığını doğrulamak için tutarlılık oranının hesaplanmasını da içerir ve 0,10'un altındaki değerler kabul edilebilir olarak kabul edilir (Chernov vd., 2025).

Ardından, atanan ağırlıkların tutarlılığını ve matematiksel doğruluğunu değerlendirmek için Tutarlılık Endeksi (CI) ve Tutarlılık Oranı (CR) hesaplanmıştır.

Hesaplamalar şunları gerektirir: 1. Başlangıç matrisinin türetilen ağırlıklarla çarpılması. 2. Maksimum öz değerin ($\lambda_{\max}$) elde edilmesi. 3. Tutarlılık Endeksinin (CI) hesaplanması (Ahadi vd., 2023):

$$IC = \frac{(\lambda_{\max} - n)}{(n - 1)} \quad (3.12)$$

Burada n kriter sayısıdır.

4. Tutarlılık Oranını (CR) elde edin:

$$CR = \frac{IC}{RCV} \quad (3.13)$$

RCV (Rastgele Tutarlılık Değeri) kriter sayısına bağlıdır (Tablo 3.10).

Tablo 3.10. Çeşitli kriter sayılarına göre RCV değerleri.

n	3	4	5	6	7	8	9	10
RCV	0.58	0.90	1.12	1.24	1.32	1.41	1.45	1.49

CR < 0,1 (%10) ise, matris tutarlı kabul edilir ve kullanım için uygundur. Eğer aşarsa, ağırlıklar değiştirilmelidir.

Analitik Hiyerarşi Süreci (AHP) aracılığıyla her bir kriter için ağırlık atamalarının belirlenmesinin ardından, bir sonraki adım verilerin bir Coğrafi Bilgi Sistemi (CBS) aracına girilmesidir. CBS aracı, mekansal verilerin ve atanan ağırlıkların entegrasyonunu sağlayarak çok kriterli analize (MCA) olanak tanır. Bu çalışma, farklı coğrafi bölgelerdeki ağırlıklı kriterleri değerlendirerek güneş paneli kurulumu için en uygun yerlerin belirlenmesini kolaylaştırmaktadır. CBS aracı, nitel ve nicel verileri bir araya getirerek karmaşık karar verme süreçlerinin mekânsal bağlamda görselleştirilmesi ve değerlendirilmesi için etkili bir yöntem sunmaktadır. Ortaya çıkan temalı haritalar, ArcGIS ortamında ağırlıklı bindirme aracıyla entegre edilmiştir.

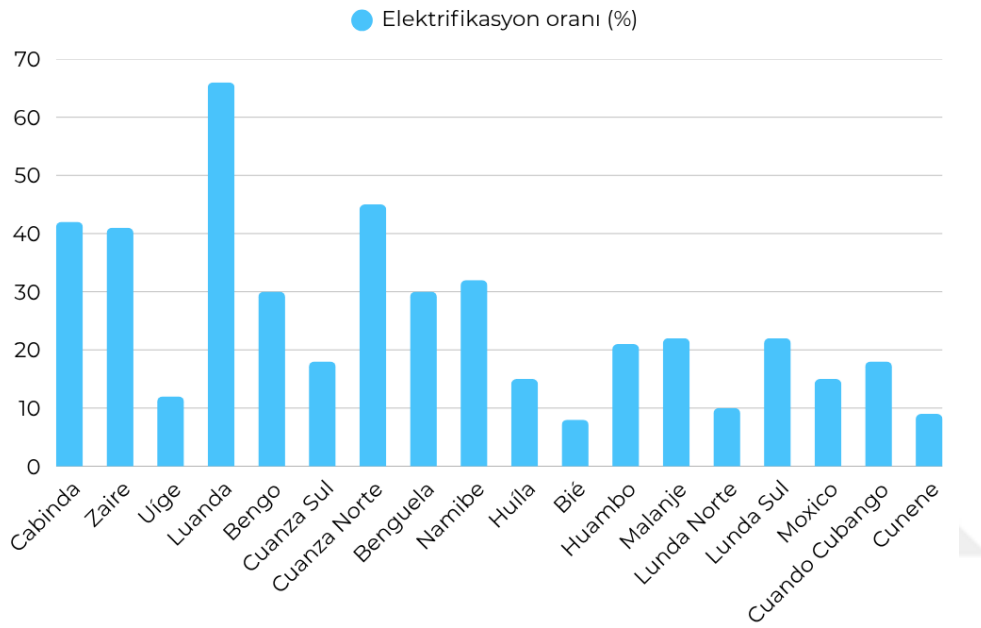
3.3. Fotovoltaik Sistemlerin Modellenmesi ve Simülasyonu

Optimum konumların belirlenmesinin ardından, yerel koşullar altında teknik performansı değerlendirmek için 10 MW kurulu güce sahip büyük ölçekli güneş enerjisi sistemlerinin iki vaka çalışması simüle edilmiştir.

3.3.1. Yer seçimi

Elektrifikasyon, sosyoekonomik ilerleme, yaşam kalitesinin iyileştirilmesi ve bölgesel ekonomik kalkınma için önemli bir faktördür (Cravioto vd., 2020). Angola'da, Luanda ve Cabinda gibi bölgeler yüksek oranlar sergilerken, diğer bölgeler şekil 3.1'de görülebileceği gibi %15'in altında oranlarla karşılaşmaktadır (ALER & ASAER, 2023).

Bu farklılık, ülke çapında enerji altyapısının geliştirilmesini engelleyen yapısal ve ekonomik engellerden kaynaklanmaktadır. Elektriğin yetersiz olduğu bölgeler, sağlık ve eğitim gibi temel hizmetlerin sağlanmasında zorluklarla karşılaşmakta ve yapıcı çabalar için azalan kapasite sergilemektedir. Bu durum eşitsizlik döngüsünü devam ettirmekte ve ülkenin geniş bölgelerinde büyüme potansiyelini kısıtlamaktadır. Elektrik kapsamının arttığı iller ekonomik yatırımları ve kentsel gelişimi çekmekte, dolayısıyla bölgesel eşitsizlikleri vurgulamaktadır.



Şekil 3.1. Elektifikasyon oranının dağılımı.

Daha sonra Angola'da Uíge, Huíla, Cunene, Bié ve Lunda Norte de dahil olmak üzere sınırlı elektrik erişimi olan iller bulunmuştur. Bu bölgeler önemli güneş ışınımı potansiyeline sahiptir ve büyük ölçekli fotovoltaik sistemlerin uygulanması için idealdir. Seçilen kasabalara ilişkin coğrafi veriler Tablo 3.11'de gösterilmektedir.

Tablo 3.11. İncelenen illerin coğrafi konumları.

İller	Enlem	Boylam
Uíge	-06.95168°	015.479916°
Huíla	-14.695781°	015.097629°
Cunene	-16.556854°	015.786732°
Bié	-12.263049°	017.496781°
Lunda Norte	-08.508825°	019.753862°

3.3.2. Güneş enerjisi potansiyeli

İki temel gösterge, Küresel Yatay Işınım (GHI) ve Doğrudan Normal Işınım (DNI), Angola'nın güneş enerjisi potansiyelini değerlendirmek için çok önemlidir. GHI değerleri 1.961,4 kWh/m² ile 2.316,2 kWh/m² arasında değişmekte olup, Cunene 2.316,2 kWh/m² ile en yüksek yıllık değeri sunarken, Uíge 1.961,4 kWh/m² ile en düşük değeri kaydetmektedir. En yüksek DNI değeri 2.400,7 kWh/m² ile Cunene'de görülürken, Uíge 1.337,6 kWh/m² ile en düşük DNI değerine sahiptir. Maksimum yıllık ortalama sıcaklık 23,6 °C ile Cunene'de kaydedilirken, minimum sıcaklık 21,8°C ile Uíge'de kaydedilmiştir (SolarGIS vd., 2025).

3.3.3. Fotovoltaik sistem tasarımı

Önerilen sistemde, dört Sungrow SG2500HV-20 merkezi invertöre bağlı, her biri 370 W gücünde 27.028 MONO PERC güneş modülü kullanılmaktadır. Modül ve inverterin temel özellikleri Tablo 3.12 ve 3.13'te gösterilmektedir. Öngörülen kurulum alanı, sıra aralıkları, bakım koridorları ve elektrikli ekipman için yer hesaba katıldığında yaklaşık 50.500 m²'dir.

Tablo 3.12. PV modülünün özellikleri.

Maksimum Güç (P _{max})	370 W _p
Maksimum Güçte Gerilim (V _{mpp})	34.6 V
Maksimum Güçte Akım (I _{mpp})	10.70 A
Açık Devre Gerilimi (V _{oc})	41.6 V
Kısa Devre Akımı (I _{sc})	11.34 A
Panel Verimliliği	20.31 %
Güç Toleransı	0~4.99W
Çalışma Sıcaklık Aralığı	-40~85 °C
Maksimum sistem gerilimi	1000 V
Panel Boyutları (H/W/D)	1755 x 1038 x 35 mm
Ağırlık	19.5 kg
Bağlantı Kutusu Koruma Sınıfı	IP68,3 diyotlar

Tablo 3.13. İnverterin karakteristikleri.

Max. DC Gerilim	1500 V
Min. Beslemeyi Başlatmak için DC Voltajı	840 V
Max. DC Akım	3508 A
MPP(T) Gerilim Aralığı	800~1300 V
MPP İzleyici Sayısı	1
DC Girişler	18
Max. AC Güç	2750 kW
Çıkış AC Gerilim Aralığı	495~605 V
Nominal AC Gerilim	550 V
Max. AC Akım	2886 A
Max. Verimlilik	99 %
Avrupa Verimliliği	98.7 %
Boyutlar (H/W/D)	2591x2991x2438 mm
Ağırlık	6500 kg

3.3.4. PVsyst ile performans simülasyonu

Enerji performansı PVsyst yazılımı kullanılarak modellenmiş, yerel iklim verileri, bileşenlerin teknik özellikleri ve gölge, kirlenme ve elektrik direncine atfedilen kayıpların değerlendirmeleri bir araya getirilmiştir. Yazılım, yıllık enerji üretimi (kWh), kapasite faktörü, termal kayıplar ve genel verimlilik için tahminler sunmuştur. Sudan kaynaklanan termal dağılımın modül verimliliği üzerindeki etkisini değerlendirmek için yere monte edilen ve yüzen sistemler arasında bir karşılaştırma yapılmıştır.

3.4. Ekonomik Uygulanabilirlik Değerlendirmesi

Ekonomik analiz, yenilenebilir üretim fizibilite çalışmalarında sıklıkla kullanılan ölçütleri kullanarak enerji üretim maliyetini ve önerilen projelerin karlılığını değerlendirmeyi amaçlamıştır.

3.4.1. Harcama tahminleri

Sermaye harcamaları (CAPEX) modüller, invertörler, destek yapıları, arazi edinimi ve kurulum hizmetleri ile ilgili maliyetleri kapsamakta olup, 10 MW'lık bir tesis için

öngörülen değerler 12 milyon ila 15 milyon Euro arasında değişmektedir. İşletme maliyetinin (OPEX), önleyici ve düzeltici bakımın yanı sıra periyodik temizliği de kapsayacak şekilde yıllık CAPEX'in %1 ila %2'si arasında değişeceği tahmin edilmektedir.

3.4.2. Finansal göstergeler

Kullanılan ölçütler Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (LCOE), Net Bugünkü Değer (NPV), İç Getiri Oranı (IRR) ve Geri Ödeme Süresi'dir.

Net bugünkü değer (NBD):

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{c_n}{(1+r)^n} \quad (3.14)$$

Seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE):

$$LCOE = \frac{\text{total lifetime costs}}{\text{total lifetime energy production}} \quad (3.15)$$

İç getiri oranı (IRR):

$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{c_n}{(1+IRR)^n} \quad (3.16)$$

Burada N yıl cinsinden proje süresini, C_n n yılındaki vergi sonrası nakit akışını ve r iskonto oranını göstermektedir.

Geri ödeme süresi, ilk harcamayı telafi etmek için gereken yıl cinsinden süreyi ifade eder.

3.4.3. Çevresel etki değerlendirmesi

Süreç aynı zamanda güneş enerjisi üretimiyle bağlantılı çevresel avantajların değerlendirilmesini de kapsamıştır. Bu metodoloji, fosil yakıtların yenilenebilir enerji kaynakları ile ikame edilmesinin faydalı etkilerinin değerlendirilmesini sağlamıştır. Karasal ve yüzer sistemler arasında arazi kullanım verimliliğinin karşılaştırılması, alan koruma ve su kaynaklarının korunmasının avantajlarını vurgulamıştır.

$$\text{Carbon Balance} = E_{Grid} \times \text{Project lifetime} \times LCE_{Grid} - LCE_{System} \quad (3.17)$$

Burada E_{Grid} , PV tesisinin bir yıllık enerji verimini, LCE_{Grid} (Yaşam Döngüsü Emisyonları) gCO₂/kWh cinsinden ifade edilir ve şebeke tarafından üretilen elektrik

için enerji birimi başına ortalama CO2 emisyonlarını, LCE_{System} tCO2 cinsinden ifade edilir, fotovoltaiik tesisin inşası ve işletilmesinden kaynaklanan kümülatif CO2 emisyonlarını gösterir.

3.5. Sonuçlara Dayalı Bir Kamu Politikası nerisi

Araştırma, Angola'da Tarife Garantisi mekanizmasını kullanarak güneş enerjisi fizibilitesini analiz etmektedir. Uluslararası deneyimlere ve ulusal belgelere dayanarak bir tarife yapısı, uygulama aşamaları ve finansman mekanizmaları önermektedir. Kapsamlı yöntem, stratejik enerji planlaması için pratik ve bilimsel içgörüler sağlamaktadır.



4. SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Bu bölüm, fotovoltaik (PV) dağıtımı için kritik alanları belirleyen ve PV sistemlerinin teknik ve ekonomik fizibilitesini değerlendiren çalışmanın bulgularını tanımlamaktadır. Sonuçlar CBS tabanlı uygunluk haritalaması (ArcGIS kullanılarak), fotovoltaik sistem simülasyonları (PVsyst kullanılarak) ve ekonomik-çevresel değerlendirmeler kullanılarak elde edilmiştir.

4.1. PV Dağıtımı için CBS Tabanlı Uygunluk Analizi

4.1.1. Çok kriterli karar analizi sonuçları

Fotovoltaik sistem kurulumu için en uygun yerleri belirlemek amacıyla, güneş radyasyonu ve arazi kullanımına ilişkin verilerin toplanması ve düzenlenmesi esastır. Kriterler bu verilere dayanarak oluşturulur ve analizi geliştirmek için bantlara ayrılır. Optimum koşullara sahip sahalara 5 puan verilirken, en az elverişli koşullara sahip olanlara 1 puan verilen bir puanlama sistemi uygulanmaktadır. Çalışma, metropol bölgeleri ve koruma altındaki bölgeler de dahil olmak üzere bu tür kurulumlar için uygun olmayan yerleri hariç tutmaktadır.

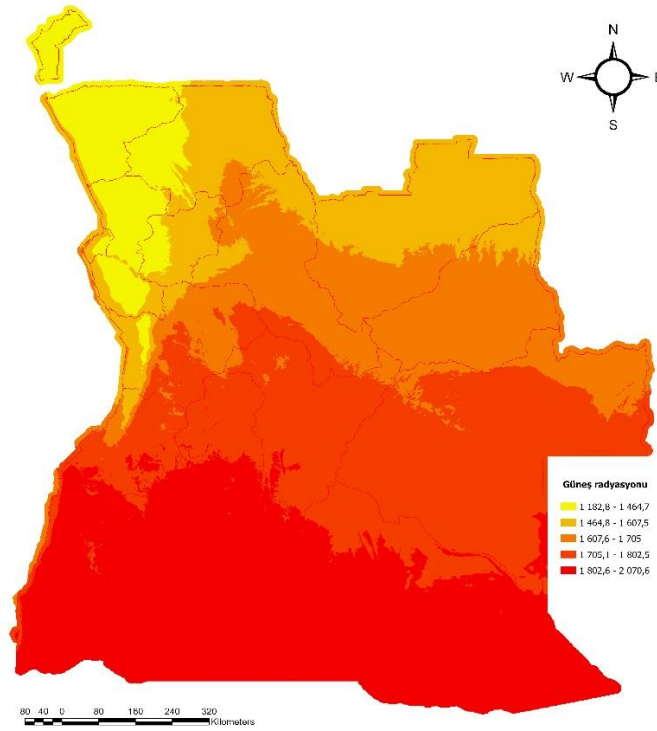
4.1.1.1. Güneş radyasyonu

Angola güneş enerjisi üretimi için bol ve hayati bir kaynağa sahiptir: güneş radyasyonu. Güney Yarımküre'nin subtropikal bölgesinde yer alan ülke, yılın büyük bir bölümünde yüksek güneş ışınlama seviyelerini destekleyen coğrafi ve iklimsel özelliklere sahiptir. Yıllık ortalama güneş radyasyonu, bölgeye bağlı olarak günde 4,4 ila 6,5 kWh/m² arasında değişmekte ve Angola'yı dünya çapında güneş enerjisi kullanımı için en yüksek potansiyele sahip ülkeler arasında konumlandırmaktadır. Tablo 4.1 ülkenin toplam güneş radyasyonunu göstermektedir.

Güneş radyasyonu verileri elde edildikten ve hesaplamalar yapıldıktan sonra, ArcGIS yazılımı ile Şekil 4.1'de gösterildiği gibi radyasyonun güneş enerjisi sisteminin uygulanmasına uygunluğunu vurgulamak için bir harita oluşturulur.

Tablo 4.1. Aylık toplam güneş radyasyonu ortalamaları (kwh/m²/gün).

Ay	HT
Ocak	6.26
Şubat	6.09
Mart	6.04
Nisan	6.17
Mayıs	6.14
Haziran	5.87
Temmuz	5.98
Ağustos	6.22
Eylül	6.40
Ekim	6.60
Kasım	6.24
Aralık	5.71



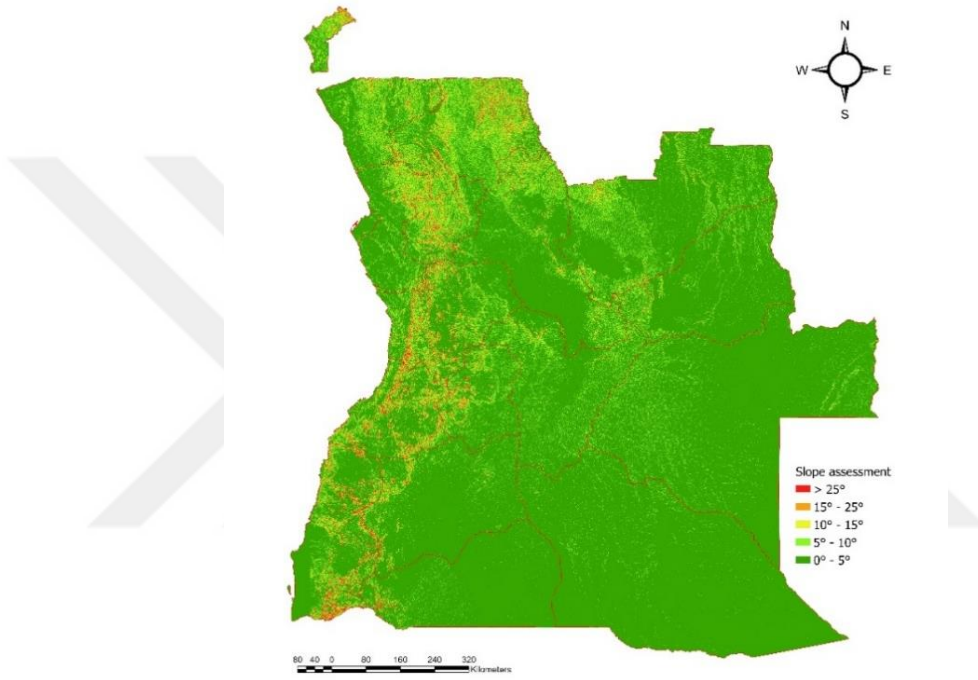
Şekil 4.1. Güneş radyasyonunun sınıflandırılmasından elde edilen harita.

4.1.1.2. Arazinin eğimi

Arazinin eğimi, belirli bir bölgenin yüksekliği hakkında kapsamlı bilgi sunan Dijital Yükseklik Modeli'nden (DEM) elde edilen verilerle değerlendirilir. SYM'nin her bir

pikseli arazi içinde farklı bir yeri ifade eder ve bitişik hücreler arasındaki yükseklik dalgalanmaları analiz edilerek eğim hesaplanabilir.

Eğim değerleri daha sonra Tablo 3.4'te sunulan kategorilerle karşılaştırılarak arazinin eğim derecesine göre düz alanlardan yüksek eğimli bölgelere kadar sınıflandırılması sağlanır. SYM, eğim analizinde çok önemli bir araçtır ve güneş paneli kurulumunun ve diğer uygulamaların uygulanabilirliğini değerlendirmek için gerekli olan kesin ve güvenilir verileri sağlar. Bu kritere göre Şekil 4.2'de gösterilen harita oluşturulmuştur.

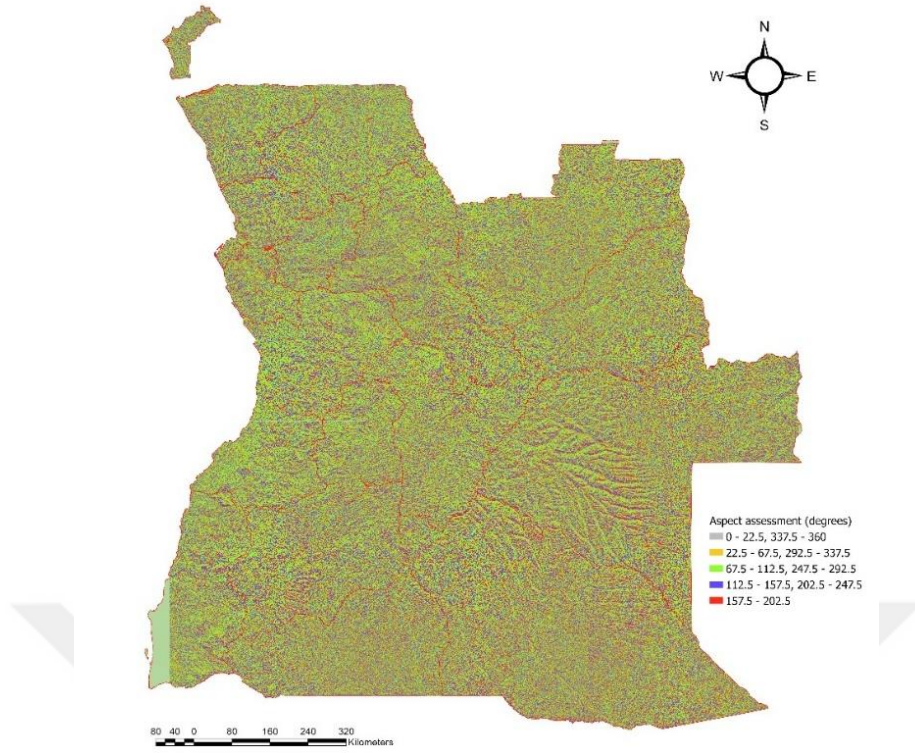


Şekil 4.2. Eğim sınıflandırmasından oluşturulan harita.

4.1.1.3. Bakı

Coğrafi Bilgi Sistemlerinde (CBS), topografik yönelimi değerlendirmek için Dijital Yükseklik Modeli (DEM) kullanılır. Bir raster dosyasındaki her bir hücre veya piksel için yükseklik verisi sağlayarak yazılımın hem eğimi hem de arazinin yönünü hesaplamasına olanak tanır. Kardinal noktalar tarafından belirlenen bir yüzeyin yönelimi, onun yönelimini belirler.

Bu araştırmadan, Tablo 3.3'te özetlenen sınıflandırmalara dayalı olarak rölyefin yönelimini kategorize eden bir harita üretilmiştir. Bu bilgi, güneş enerjisi üretimi için en uygun konumların belirlenmesi için gereklidir. Bu çalışmada, NASA'nın 30 metre uzamsal çözünürlüğe sahip 2021 Dijital Yükseklik Modeli kullanılmıştır (NASA JPL, 2021). Şekil 4.3 analizin sonucunu göstermektedir.



Şekil 4.3. Yönelim sınıflandırmasından elde edilen harita.

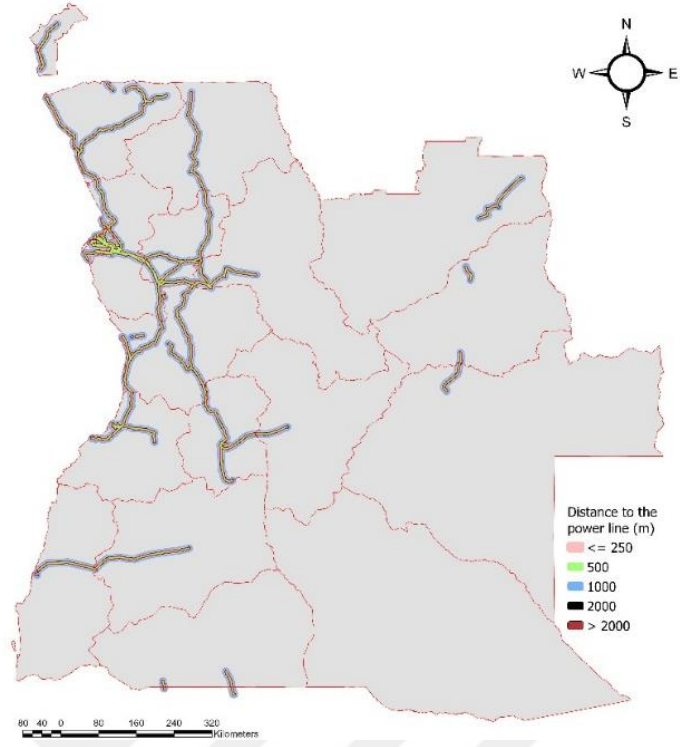
4.1.1.4. Elektrik şebekesi

Angola'daki iletim hatları için coğrafi veriler değerlendirilmiş ve Tablo 3.5'te gösterildiği gibi mesafe aralıkları tanımlanmıştır. Bu aralıklar, güneş enerjisi sistemi kurulumunun fizibilitesinin değerlendirilmesinde önemli bir faktör olan belirli alanların mevcut elektrik altyapısına yakınlığını belirler.

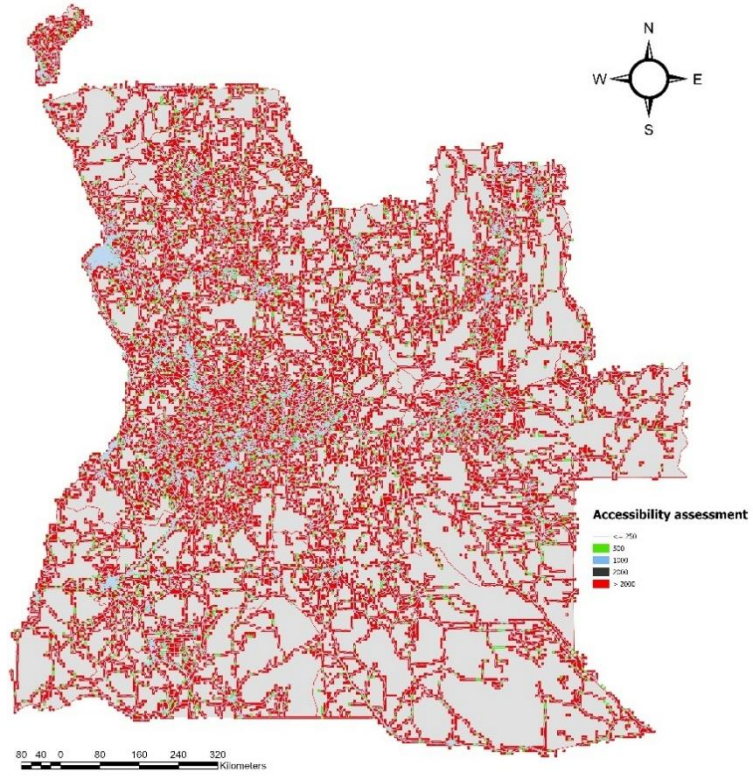
Şekil 4.4'te gösterildiği gibi, bu aralıklara dayalı olarak bölgenin uygunluk haritası oluşturulmuş ve böylece elektrik altyapısına ideal şekilde bağlı ve dolayısıyla sistem kurulumu için en uygun yerlerin belirlenmesi sağlanmıştır.

4.1.1.5. Yollara uzaklık

Bu kritere ilişkin harita, Tablo 3.6'da belirtildiği gibi iletişim yollarına olan mesafe aralıklarına dayanmaktadır. Şekil 4.5, ana ulaşım hatlarına yakınlıklarına göre proje geliştirme için en avantajlı bölgeleri vurgulayarak oluşturulan haritayı göstermektedir.



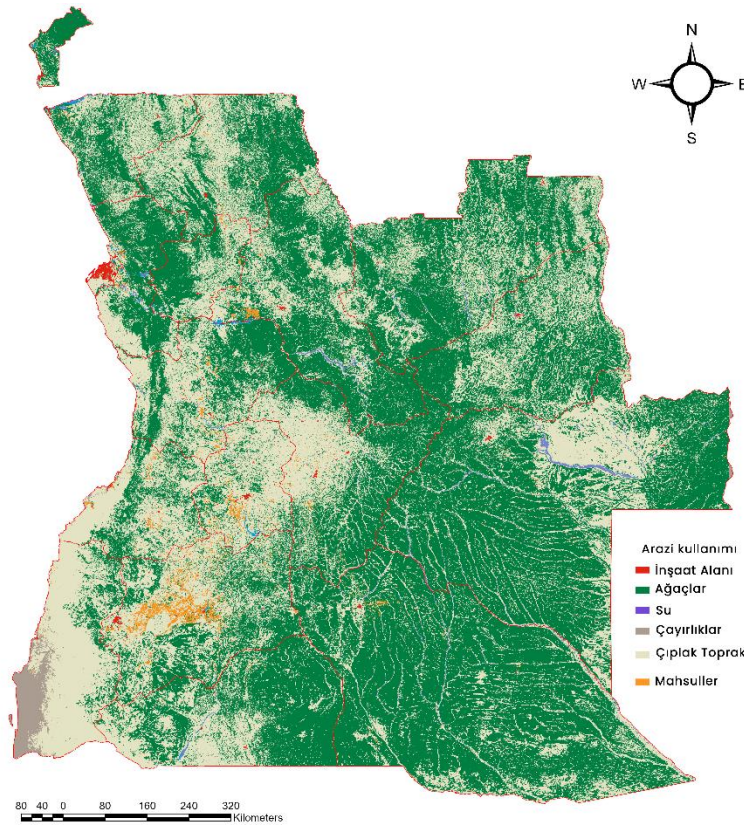
Şekil 4.4. Elektrik şebekesi sınıflandırmasından elde edilen harita.



Şekil 4.5. Yollara olan mesafe sınıflandırmasından elde edilen harita.

4.1.1.6. Arazi kullanımı

Güneş enerjisi santrali kurulumu için seçilen yer, konut, ticari veya endüstriyel kullanım gibi alternatif gelişmeler için uygun değildir. Geliştirilemez alanların belirlenmesi, alanın ekolojik bütünlüğünü koruyarak ve alternatif arazi kullanım hedefleriyle çatışmaları önleyerek yenilenebilir enerji girişimlerine tahsis edilmesini sağlamayı amaçlamaktadır. Bu yerler genellikle kentsel planlama bölgelerinin dışında tutulur veya koruma bölgeleri olarak belirlenir, böylece güneş enerjisi projelerinin temel altyapı veya kentsel büyümeye müdahale etmemesi sağlanır. Şekil 4.6'da gösterildiği gibi, yalnızca Açıkta Kalan Toprak ve Mera kategorileri uygun olarak sınıflandırılmıştır; diğer tüm bölgeler uygun olmayan olarak kategorize edilmiştir.

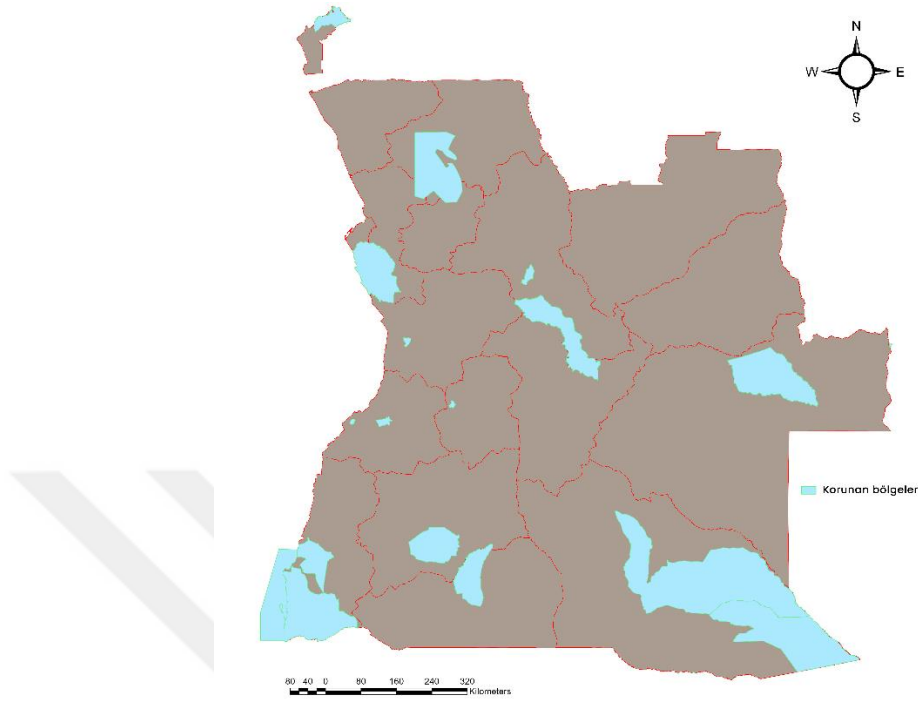


Şekil 4.6. Arazi kullanım sınıflandırmasından elde edilen harita.

4.1.1.7. Korunan alanlar

Angola'nın korunan alanları arasında milli parklar, kısmi doğa rezervleri, bütüncül doğa rezervleri ve bölgesel doğa parkları bulunmaktadır. Çevrenin korunması zorunluluğu nedeniyle, birçok bölge güneş enerjisi sistemlerinin kurulumu için uygun değildir. Şekil 4.7, belirlenen kriterlere göre koruma altındaki bölgeler ile güneş paneli kurulumuna izin verilen yerleri birbirinden ayıran bir harita sunmaktadır. Bu

haritalama, koruma bölgelerine ilişkin çevresel ve yasal kısıtlamalara uyarken, güneş enerjisi projesi inşaatı için uygun alanların belirlenmesini sağlar.



Şekil 4.7. Korunan alan sınıflandırmasından elde edilen harita.

4.1.1.8. Ağırlıklandırma metodolojisi dahilinde yürütme

Tablo 4.2, Saaty ölçeği kullanılarak kriterler için ikili karşılaştırma matrisini göstermektedir (bkz. Tablo 3.9). Bu matris, her bir kriterin diğerlerine göre göreceli önemini yansıtan 1'den 9'a kadar değerler tahsis ederek yedi kriter arasındaki bağlantıların değerlendirilmesini kolaylaştırmaktadır.

Tablo 4.2. Angola senaryosunda seçilen kriterlerin her biri için ikili karşılaştırma matrisi.

Kriterler		A	B	C	D	E	F	G
Güneş radyasyonu	A	1.00	3.00	5.00	7.00	7.00	9.00	9.00
Eğim	B	0.33	1.00	3.00	5.00	5.00	7.00	7.00
Bakı	C	0.20	0.33	1.00	3.00	3.00	5.00	5.00
Şebekeye uzaklık	D	0.14	0.20	0.33	1.00	3.00	5.00	5.00
Yollara uzaklık	E	0.14	0.20	0.33	0.33	1.00	3.00	3.00
Korunan Alanlar	F	0.11	0.14	0.20	0.20	0.33	1.00	3.00
Arazi Kullanımı	G	0.11	0.14	0.20	0.20	0.33	0.33	1.00

Normalleştirilmiş matris, orijinal matrisin her bir elemanının ilgili sütunun toplamına bölünmesiyle elde edilir ve nihai ağırlıklar her bir satırın toplanması ve 7'ye bölünmesiyle hesaplanır.

Tablo 4.3. Seçilen kriterlerin her birine atanan kesin ağırlıklar.

Kriterler		A	B	C	D	E	F	G	Ağırlık (%)
Güneş radyasyonu	A	0.49	0.60	0.50	0.42	0.41	0.30	0.27	34.1
Eğim	B	0.16	0.20	0.30	0.30	0.29	0.23	0.21	20.0
Bakı	C	0.10	0.07	0.10	0.18	0.18	0.16	0.15	13.0
Şebekeye uzaklık	D	0.07	0.04	0.03	0.06	0.18	0.16	0.15	9.1
Yollara uzaklık	E	0.07	0.04	0.03	0.02	0.06	0.10	0.09	8.5
Korunan Alanlar	F	0.05	0.03	0.02	0.01	0.02	0.03	0.09	6.2
Arazi Kullanımı	G	0.05	0.03	0.02	0.01	0.02	0.03	0.03	9.1

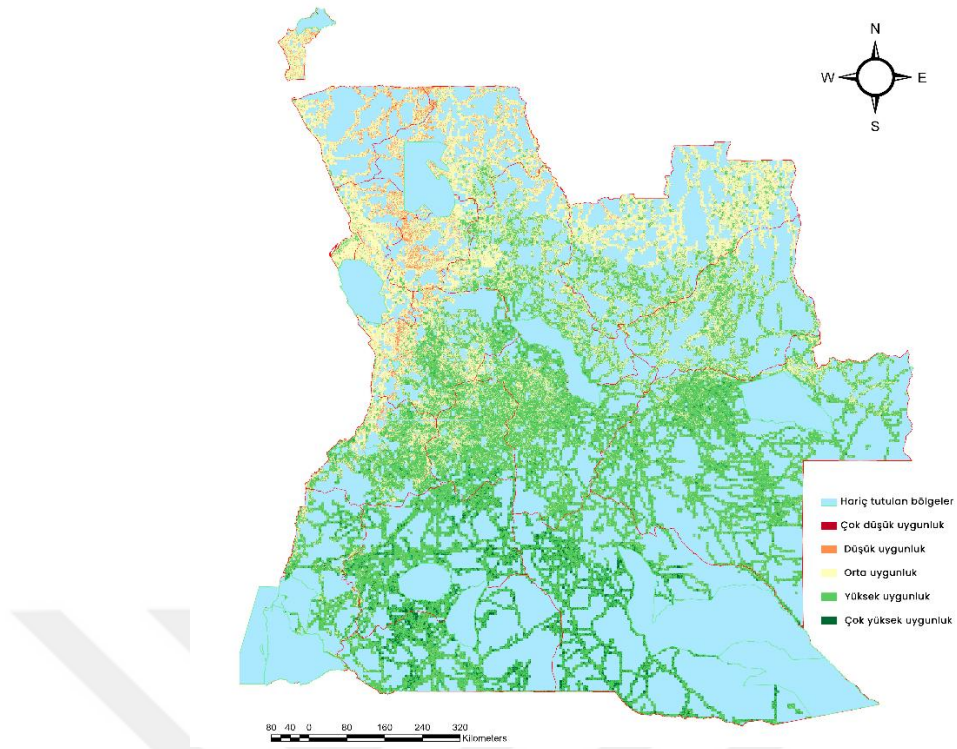
Sonuçlar matrisin tutarlı olduğunu ve dolayısıyla önerilen ağırlıkların çok kriterli değerlendirmede uygulanmasına izin verdiğini göstermektedir. CR hesaplamasının sonuçları Tablo 4.4'te gösterilmektedir.

Tablo 4.4. Normalizasyon ile matrisin tutarlılığının incelenmesi.

Faktör	Sonuç
$\lambda_{\max}$	7.232
IC	0.0387
RCV	1.32
CR	0.0293

4.1.1.9. Uygun konumun sonuçları

Her bir kriter için haritaların oluşturulmasını ve ağırlıkların hesaplanmasını takiben, analizin bir sonraki aşaması, tüm önceki haritaları üst üste bindiren ve karşılık gelen ağırlıklarını entegre eden bir bileşik haritanın oluşturulmasıdır. Bu harita kurulum için ideal yerleri gösterecektir (Şekil 4.8).



Şekil 4.8. Sonuçların kesin haritası.

Haritanın mekansal analizi, güneş radyasyonu, eğim, arazi yönelimi (bakı), elektrik şebekesine ve yollara yakınlık, arazi kullanımı ve korunan alanlar gibi çoklu coğrafi kriterleri dikkate alarak Angola'da fotovoltaik sistem kurulumu için bölgesel uygunluğun dağılımını göstermektedir. Farklı uygunluk seviyeleri, "çok düşük" (koyu kırmızı) ile "çok yüksek" (koyu yeşil) arasında değişen bir renk gradyanında ve hariç tutulan alanlarla (mavi) birlikte temsil edilmektedir.

Yüksek ve çok yüksek uygunluğa sahip alanlar ülkenin güney ve güneydoğu bölgelerinde yer almakta olup, artan güneş radyasyonu ve yoğun kentsel altyapıdan kaynaklanan sınırlı kesinti nedeniyle güneş sistemi kurulumu için ideal koşullar sunmaktadır. Düşük ve çok zayıf uygunluğa sahip bölgeler ise kentleşme, artan arazi kullanımı ve fotovoltaik enerjinin etkinliğini azaltabilecek potansiyel bulut örtüsü etkileri nedeniyle Luanda gibi iller de dahil olmak üzere ülkenin kuzeybatı ve orta bölgelerinde yer almaktadır.

Haritada mavi renkle gösterilen bölgeler, çevresel ve topografik sınırlamalar nedeniyle güneş enerjisi sistemlerinin uygulanmasının mümkün olmadığı alanları göstermektedir. Bu sahalar arasında nehirler ve göller gibi su özelliklerinin yanı sıra koruma altındaki alanlar ve güneş enerjisi altyapısının kurulumunu olanaksız kılan dik

eğimli bölgeler yer almaktadır. Bu istisnalar, projenin fizibilitesini garanti altına almak ve olumsuz çevresel etkileri hafifletmek için gereklidir.

Bulgular, güneş enerjisi için yerlerin uygunluğunu değerlendirmek üzere Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS) ve Çok Kriterli Analiz tekniklerini kullanan önceki araştırmalarla uyumludur. De Luis-Ruiz vd. (2024) gibi çalışmalar, yer seçimi için birincil belirleyicilerin güneş radyasyonu, topografik özellikler ve enerji şebekesine yakınlığı kapsadığını göstermektedir. Adjiski & Serafimovski (2024) tarafından yapılan gibi son araştırmalar, yüksek radyasyon ve minimum kentsel bozulma ile karakterize edilen bölgelerin güneş enerjisi santrallerinin kurulması için en uygun olduğunu göstermektedir.

4.1.1.10. Belirsizlikler ve sınırlamalar

Bu çalışmada kullanılan güneş radyasyonu, topografya ve arazi kullanımını kapsayan veriler, uydular ve dijital yükseklik modelleri (DEM) dahil olmak üzere ikincil materyallerden elde edilmiştir. Enerji planlama araştırmalarında sıklıkla kullanılmasına rağmen, bu kaynakların belirli sınırlamaları vardır. Güneş radyasyonu ve topoğrafik veriler sınırlı coğrafi ve zamansal çözünürlük gösterebilir, bu da güneş potansiyelinin aşırı veya düşük tahmin edilmesine yol açabilir. Arazi kullanım sınıflandırması, özellikle kırsal alanlarda mevcut koşulları yeterince yansıtmayabilir. Tarihsel ortalama iklim verileri yaklaşan iklim değişikliklerinden etkilenebilir.

Güneş radyasyonu verilerindeki yanlışlıklar, güneş enerjisi potansiyelinin olduğundan fazla veya az tahmin edilmesine yol açarak yer seçimini ve projelerin ekonomik uygulanabilirliğini etkileyebilir. Metodolojik sınırlamalar, teknik ve ekonomik fizibilitenin yetersiz değerlendirilmesine neden olabilir, çünkü önemli güneş enerjisi potansiyeline sahip yerler sosyo-ekonomik veya çevresel kısıtlamalar nedeniyle uygulanamaz kabul edilebilir. Saha doğrulaması, belirsizlikleri azaltmak ve sonuçları güçlendirmek için çok önemlidir; güneş radyasyonu ölçümleri ve çevresel etki değerlendirmeleri gibi yerel verilerin toplanması bu bulguları destekleyebilir.

4.2. Angola için Önerilen Tarife Garantisi Tasarımı

Bu tez, yapılan teknik, ekonomik ve mekânsal analizlere ek olarak, ülkede fotovoltaik güneş enerjisinin yaygınlaşmasını hızlandırmak için stratejik bir araç olarak Angola için özel bir Tarife Garantisi (FiT) projesinin uygulanmasını önermektedir. Önerilen

proje, güneş enerjisi yatırımlarının cazibesini ve fizibilitesini artırmayı amaçlayan finansman stratejileri, enerji altyapısının iyileştirilmesi ve yerelleştirilmiş üretim için teşviklerle bağlantılı kademeli bir tarife sistemi içermektedir. Teklif, Angola'nın güneş enerjisi potansiyelini optimize etmek ve ulusal elektrifikasyon ve sürdürülebilirlik hedeflerini ilerletmek için etkili kamu politikalarının çok önemli olduğunu vurgulayarak araştırma bulgularını pekiştirmektedir.

Angola için planlanan Tarife Garantisi (FiT) projesi, ülke içinde fotovoltaik güneş enerjisinin gelişimini teşvik etmek için güvenilir ve cazip bir teşvik sistemi sağlamayı amaçlamaktadır. Teklif, sistem kapasitesine göre değişen kademeli bir tarife çerçevesi uygulamaktadır: küçük sistemler (<1 MW) 15 ila 20 yıllık sözleşmelerle 0,24 ila 0,44 EUR/kWh arasında; orta sistemler (1-10 MW) 0,24 ila 0,35 EUR/kWh arasında; ve büyük sistemler (>10 MW) rekabetçi kamu ihaleleri yoluyla tedarik edilerek verimlilik ve ölçeklenebilirlik teşvik edilecektir (Tablo 4.5). Teklif, tarifelerin periyodik olarak gözden geçirilmesi, elektrik sisteminin güncellenmesine yönelik programlarla entegrasyon, net ölçüm için teşvikler ve yenilenebilir enerjinin öncelikli dağıtımı için prosedürleri kapsamaktadır.

Tablo 4.5. Önerilen FiT oranı

Sistem boyutu	Önerilen FiT Oranı (EUR/kWh)	Sözleşme Süresi	Hedef Piyasa
<1MW	0.24 - 0.44	15-20 yıl	Hanehalkları
1-10 MW	0.24 – 0.35	15 yıl	İşletmeler, fabrikalar
>10 MW	Açık artırma tabanlı	20 yıl	IPP'ler, büyük güneş parkları

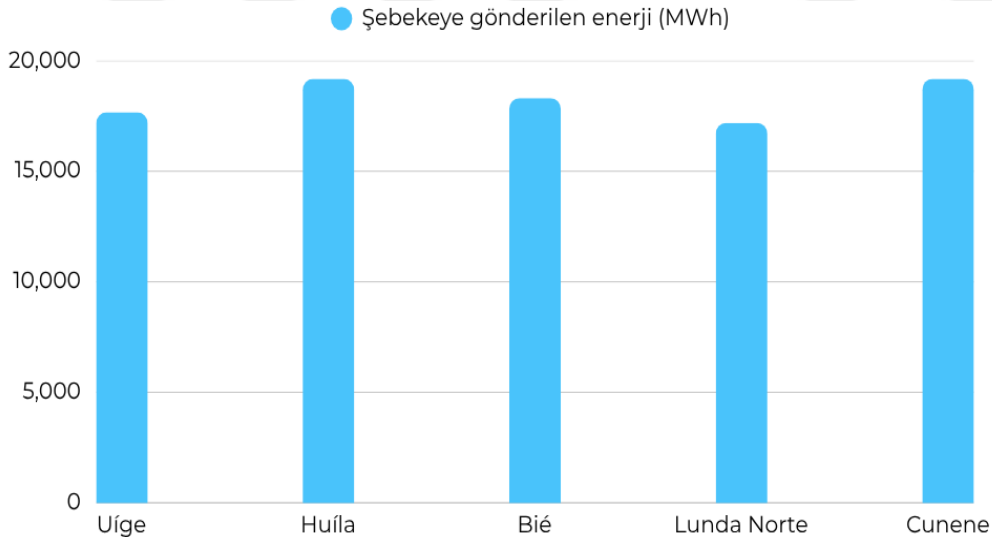
FiT'nin uygulanması üç aşamada gerçekleşecektir: (i) paydaş istişareleri ve yasal politika formülasyonunu içeren kurumsal ve yasal çerçeve geliştirme (2025-2026); (ii) Luanda, Benguela ve Huíla gibi kilit bölgelerde pilot aşama (2026-2027); ve (iii) ilk aşamadan elde edilen bilgilerle yapılan değişiklikleri içeren ve kırsal elektrifikasyona öncelik veren ülke çapında uygulama (2028'den itibaren). Girişim, 2030 yılına kadar 200 ila 500 MW kapasite kurulumunu kolaylaştırmayı, güneş enerjisi endüstrisinde istihdam sağlamayı, enerji şebekesini çeşitlendirmeyi ve ülkenin iklim ve sürdürülebilir kalkınma hedeflerini önemli ölçüde ilerletmeyi amaçlamaktadır.

4.3. Büyük Ölçekli PV Santralleri için Optimal Bölgeler

Mekânsal analiz yoluyla fotovoltaik sistem kurulumu için en uygun yerlerin belirlenmesinin ardından, çeşitli bölgelerde 10 MW'lık güneş enerjisi santralleri önerilmiştir. Şebekeye bağlı güneş enerjisi sistemlerinin modellenmesi PVsyst programı kullanılarak Uíge, Lunda Norte, Cunene, Huíla ve Bié illeri için gerçekleştirilmiştir. Sonuçlar, elektrik üretimi ve sera gazı (GHG) emisyonlarının azaltılması dikkate alınarak hem ekonomik hem de çevresel açıdan değerlendirilmiştir.

4.3.1. Enerji üretim potansiyeli

Şekil 4.9, önerilen fotovoltaik tesisatın şebekeye ihraç ettiği yıllık elektrik miktarını göstermektedir. Tablo 4.6, önerilen sistemin aylık ortalama elektrik üretimini göstermektedir. Yıllık en yüksek elektrik üretimi 19.186 MWh ile Cunene'de kaydedilirken, en düşük üretim 17.193 MWh ile Lunda Norte'de kaydedilmiştir. Cunene'nin elektrik üretim verileri, aylık en yüksek üretimin Ekim ayında 1,68 MWh olduğunu, Lunda Norte'nin ise aylık en yüksek üretimi Mayıs ayında 1,59 MWh ile gerçekleştirdiğini göstermektedir. Şubat ayı, Cunene ve Lunda Norte için aylık en düşük elektrik üretiminin kaydedildiği aydır.



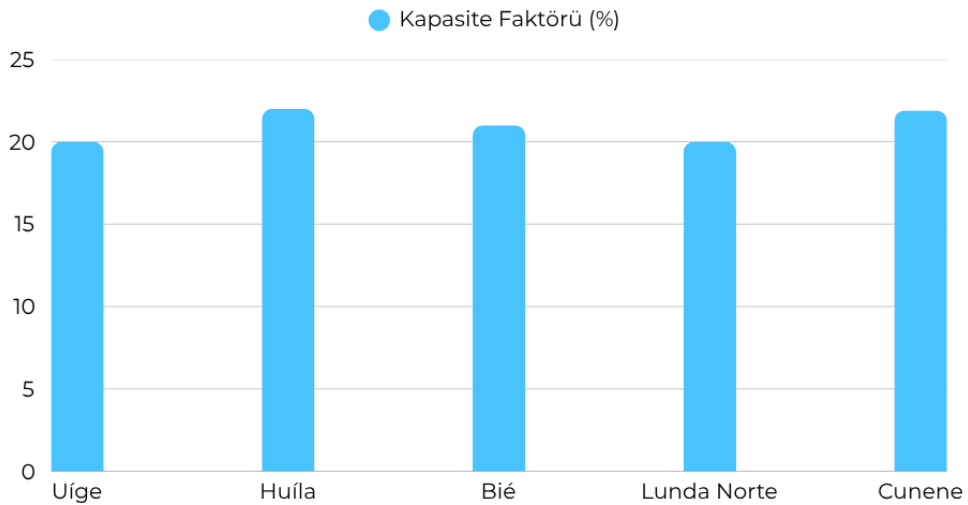
Şekil 4.9. Tüm belirlenmiş şebekeye yıllık olarak sağlanan enerji.

Tablo 4.6. Seçilen tüm şehirlerde tasarlanan fotovoltaik sistem tarafından şebekeye MWh cinsinden sağlanan ortalama aylık elektrik gücü.

Ay	Uíge	Huíla	Cunene	Bié	Lunda Norte
Ocak	1.34	1.47	1.58	1.34	1.31
Şubat	1.21	1.41	1.45	1.27	1.24
Mart	1.43	1.56	1.62	1.52	1.44
Nisan	1.40	1.68	1.63	1.58	1.51
Mayıs	1.53	1.75	1.67	1.75	1.59
Haziran	1.52	1.72	1.58	1.71	1.53
Temmuz	1.54	1.76	1.64	1.73	1.53
Ağustos	1.44	1.73	1.64	1.64	1.48
Eylül	1.36	1.59	1.58	1.54	1.45
Ekim	1.39	1.64	1.68	1.59	1.48
Kasım	1.27	1.45	1.58	1.38	1.37
Aralık	1.24	1.43	1.54	1.27	1.27
Yıl	16,000	19,180	19,186	18,310	17,190

Şekil 4.10, belirlenen tüm konumlarda öngörülen güneş enerjisi kurulumu için kapasite faktörünü (CF) göstermektedir. Cunene'nin iklim koşulları için maksimum kapasite faktörü %21,9 olarak belgelenmiştir. Kapasite faktörü %19,62 ile %21,9 arasında değişmektedir.

Veriler, seçilen sahaların güneş enerjisi tesislerinin inşası için uygun olduğunu göstermektedir. Şebekeye sağlanan yıllık enerji çıkışı ve seçilen her bir şehirdeki kapasite faktörü kabul edilebilir standartlara uygundur (Rehman vd., 2017; Shiva Kumar & Sudhakar, 2015) ve böylece güneş enerjisi sisteminin fizibilitesine dayalı olarak seçilen bölgelerde güneş fotovoltaik tesislerinin inşa edilmesi ve işletilmesinin teknik sürdürülebilirliğini ortaya koymaktadır.



Şekil 4.10. Tüm şehirler için kapasite faktörü.

4.3.2. Yüzer fotovoltaik sistemlerinin potansiyeli

Simülasyon, kurulum ve bakım kolaylığına rağmen, ısı kayıplarının karasal enerji santrallerinin verimliliği önünde önemli bir engel teşkil ettiğini ortaya koymuştur (bkz. Tablo 4.7). Yüksek sıcaklıkların olduğu bölgelerde, modülün aşırı ısınması enerji üretimini önemli ölçüde azaltabilir.

Yüzer fotovoltaik (FPV) sistemler, geleneksel yere monte güneş enerjisi kurulumlarıyla ilişkili bazı teknik ve çevresel zorlukların üstesinden gelmek için uygun bir çözüm olarak ortaya çıkmıştır.

Hidroelektrik barajlarda yüzen güneş enerjisi dizilerinin uygulanması, geleneksel fotovoltaik sistemlerde gözlemlenen termal kayıpları azaltmak için yenilikçi bir strateji olarak ortaya çıkmıştır.

Geleneksel güneş enerjisi kurulumlarında, fotovoltaik modüllerin performansı artan sıcaklıklarla birlikte kötüleştiğinden, panellerin aşırı ısınması enerji verimliliğini önemli ölçüde azaltmaktadır. Rezervuar yüzeylerine yüzer güneş panelleri yerleştirmek, suyun doğal soğutma özelliklerinden yararlanarak modülleri daha düşük ve daha istikrarlı sıcaklıklarda tutar.

Tablo 4.7. Sıcaklıktan kaynaklanan kayıpların yüzdesi.

İller	Sıcaklık nedeniyle kayıp (%)	Üretilen enerji (MWh)	CF (%)
Uíge	8.9	17,664	20.16
Huíla	10.8	19,180	21.89
Cunene	11.1	19,186	21.9
Bié	9.4	18,310	20
Lunda Norte	9.8	17,190	19.62

Bu yaklaşım enerji verimliliğini artırmakta ve barajlar geniş, az kullanılan bölgeler sunduğundan mekânsal kullanımı optimize etmektedir (Wu vd., 2024). Bu çalışma, FPV sistemlerinin uygulanmasıyla Cunene'de sıcaklık kaynaklı kayıpların %11,1'den %5,0'e düştüğünü kanıtlamıştır (Tablo 4.8). Yüzer fotovoltaik sistemlerin hidroelektrik tesisleriyle birleştirilmesi, güneş enerjisinin düşük akış aralıklarında talebi karşılamasına izin vererek enerji tamamlayıcılığını teşvik ederken, hidroelektrik santral güneş ışınımının daha az olduğu dönemlerde beklenmedik bir durum olarak

hareket eder. İki yenilenebilir enerji kaynağı arasındaki sinerji daha esnek ve verimli bir sistem oluşturarak sürdürülebilirliği artırır ve operasyonel kayıpları azaltır.

Tablo 4.8. Yüzer tip için sıcaklıktan kaynaklanan kayıpların yüzdesi.

İller	Sıcaklık nedeniyle kayıp (%)	Üretilen enerji (MWh)	CF (%)
Uíge	3.4	18,952	21.63
Huíla	4.7	20,425	23.31
Cunene	5.0	20,751	23.68
Bié	3.8	19,720	22.51
Lunda Norte	4.4	17,996	20.54

FPV sistemlerinin yetenekleri, Angola'da gelecekteki güneş enerjisi projeleri için yer seçimini önemli ölçüde etkileyebilir. Cunene ve Huíla gibi önemli su kütlelerine sahip iller, FPV kurulumları için özellikle elverişlidir. FPV sistemlerinin Cunene'deki hidroelektrik barajlarıyla entegrasyonu, arazi kullanımını ve çevresel etkiyi en aza indirirken enerji üretimini artırabilir.

FPV sistemleri çeşitli avantajlar sunarken, yere monte edilen sistemlere kıyasla daha yüksek ilk kurulum maliyetlerine neden olurlar.

Ek maliyetler çoğunlukla yüzer yapılara, ankraj sistemlerine ve korozyona dayanıklı malzemelere duyulan ihtiyaçtan kaynaklanmaktadır. Ancak bu masraflar, artan enerji üretimi ve azalan arazi edinim maliyetleri ile hafifletilebilir. Yüzer fotovoltaik (FPV) sistemler için Seviyelendirilmiş Enerji Maliyetinin (LCOE), fosil yakıt üretimi ile rekabetçi kalırken, 0,012 ila 0,014 EUR/kWh arasında, yere monte sistemlerden biraz daha yüksek olması beklenmektedir.

FPV sistemleri, rezervuarlardan su buharlaşmasını en aza indirmek ve alg büyümesini sınırlandırarak su kalitesini artırmak gibi çevresel faydalar sunmaktadır. FPV sistemlerinin benimsenmesi kırsal alanlarda iş fırsatları yaratabilir, dolayısıyla sosyo-ekonomik kalkınmayı teşvik edebilir.

4.4. Ekonomik Fizibilite Analizi

Finansal analiz, enerji krizi ve fosil yakıtlara bağımlılığın büyük zorluklar oluşturduğu Angola'da güneş enerjisi projelerinin ekonomik uygulanabilirliğini değerlendirmek

açısından kritik öneme sahiptir. 10 MW'lık bir fotovoltaik sistem için kurulum maliyetleri; saha edinimi, güneş panelleri, invertörler, montaj yapıları ve sistem dengesi (BOS) bileşenlerini kapsamaktadır.

Angola ve uluslararası piyasa verilerine göre hazırlanan Tablo 4.9, bu tür bir santralle ilişkili sabit maliyetleri sunmaktadır. Tahmini sermaye harcaması (CAPEX), konuma bağlı olarak 12 ila 15 milyon avro arasında değişmektedir. Cunene ve Huila gibi yüksek güneşlenme potansiyeline sahip bölgelerde enerji çıktısının yüksek olması nedeniyle MW başına maliyetler daha düşük olabilirken, Lunda Norte gibi düşük ışıyım alanlarında maliyetler biraz daha yüksek olabilir.

Tablo 4.9'da yer alan bütçe, çalışmada incelenen bölgeler için ön yatırım tahmini olarak değerlendirilmiştir ve bu tahminler, büyük ölçekli güneş enerjisi yatırımları için finansal planlamada temel teşkil etmektedir.

Tablo 4.9. Güneş fotovoltaik enerji santrali için ön harcama.

Maliyet	Fiyat (€)
Fizibilite Analizi	29,206.27
Mühendislik ve işgücü	29,206.27
PV modül ve invertörler	5,442,508.46
Arazi	240,000.00
Şebeke Entegrasyon Maliyetleri	1,500,000.00
Kurulum	5,300,000.00
Yıllık İşletme ve Bakım Giderleri	300,000.00
Toplam	12,840,921.00

4.4.1. Bakım maliyetleri

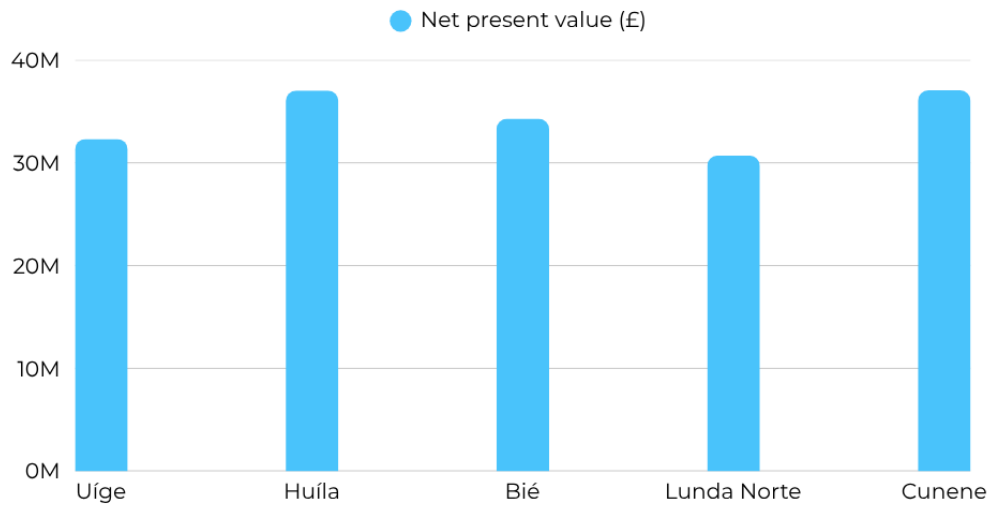
İşletme ve bakım (İ&B) giderlerinin yıllık toplam sermaye harcamalarının (CAPEX) yaklaşık %1-2'sini oluşturması ve 10 MW'lık bir tesis için yılda yaklaşık 120.000 ila 300.000 avroya denk gelmesi beklenmektedir (bkz. Tablo 4.8). Bu harcamalar rutin denetimleri, güneş paneli temizliğini, invertör bakımını ve tesisin tipik olarak 25 yıl olan işletme ömrü boyunca bileşen değişimlerini içerir. Gelişmiş izleme sistemlerinin kullanılması, kestirimci bakım sağlayarak ve arıza süresini en aza indirerek maliyetleri azaltmaya yardımcı olur.

4.4.2. Şebeke entegrasyonu

Güneş enerjisi santrallerinin mevcut şebeke altyapısına entegrasyonu trafoları, iletim hatlarına ve şebeke stabilite teknolojilerine ek yatırımlar yapılmasını gerektirir. Şebeke entegrasyonunun maliyeti, en yakın trafo merkezine olan mesafeye ve mevcut şebeke altyapısının durumuna göre değişmektedir. Seçilen illerde, şebeke entegrasyon maliyetlerinin 1 ila 2 milyon avro arasında değişeceği ve şebeke altyapısının yetersiz olduğu Lunda Norte gibi uzak bölgelerde bu maliyetlerin daha yüksek olacağı tahmin edilmektedir.

4.4.3. 10 MW fotovoltaik santralleri için finansal göstergeler

PVsyst yazılımı ile yapılan analiz, 10 MW'lık şebekeye bağlı bir güneş enerjisi tesisi kurmanın ülkenin birçok yerinde ekonomik olarak uygulanabilir olduğunu göstermiştir. Net Bugünkü Değer (NPV), incelenen beş konumun tamamı için pozitif olup, projenin mevcut koşullar altında ekonomik olarak uygulanabilir olduğunu göstermektedir. En yüksek NPV yıllık yaklaşık 37,05 milyon avro ile Cunene'de görülmüş, onu yıllık 37,03 milyon avro ile Huíla izlemiştir (Şekil 4.11). Sonuçlar, bu yerlerin hem enerji hem de ekonomik değişkenler göz önüne alındığında, özellikle destekleyici düzenleyici çerçevelerle güneş enerjisi yatırımları için en avantajlı yerler olduğunu göstermektedir.



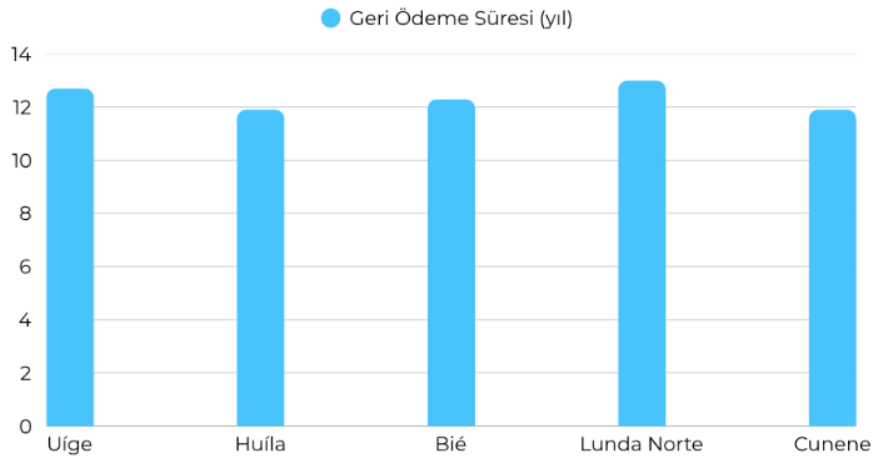
Şekil 4.11. Tüm iller için NPV.

İlk yatırımı telafi etmek için gereken süreyi ifade eden temel geri ödeme süresi, Cunene ve Huíla'da 11,9 yıl ile Lunda Norte'de 13 yıl arasında değişmektedir (Şekil 4.12). Seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE) her bir lokasyon için hesaplanmış ve

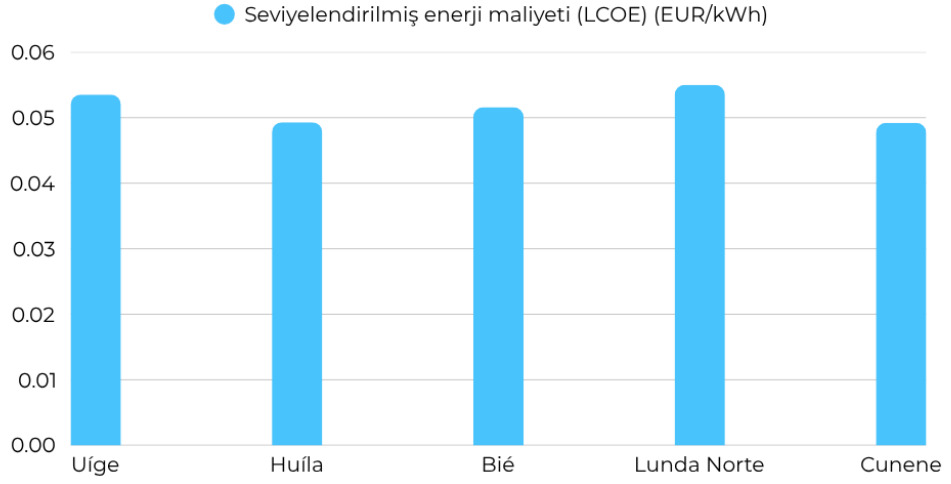
Cunene'nin 0,0492 EUR/kWh ile en düşük maliyeti sergilediğini, Lunda Norte'nin ise 0,0550 EUR/kWh ile en yüksek maliyete sahip olduğunu göstermiştir (Şekil 4.13).

Bu oranlar, özellikle ilgili devlet sübvansiyonları ve teşvikleri hesaba katıldığında, fosil yakıt enerji üretim maliyetleriyle karşılaştırıldığında rekabetçidir. Şekil 4.14'te gösterildiği gibi, en yüksek iç karlılık oranı (IRR) %9,87 ile Cunene ve Huíla illerinde, en düşük oran ise %8,36 ile Lunda Norte ilinde kaydedilmiştir.

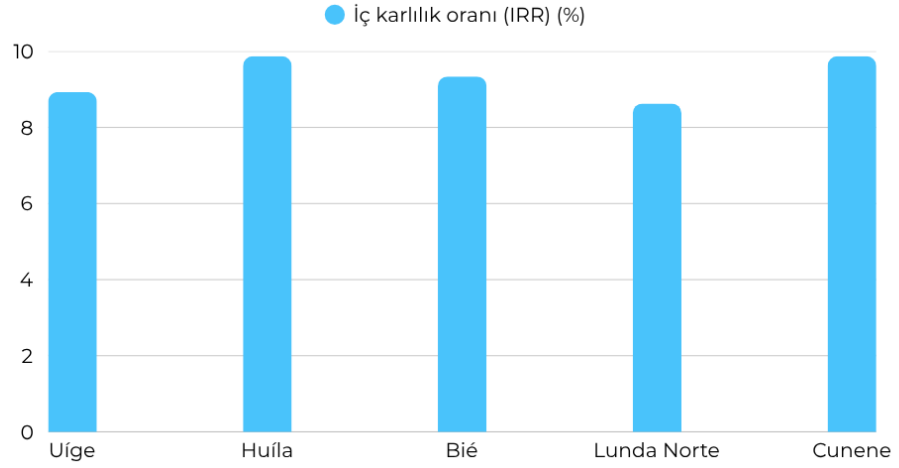
Bu tezde detaylandırılan önerilen tarife garantisi şeması ekonomik getirileri büyük ölçüde artırmaktadır: Net Bugünkü Değer (NBD) hem Cunene hem de Huíla için yaklaşık 91 milyon Euro'ya yükselirken, geri ödeme süresi sadece 3 yıla düşmekte ve %33'lük dikkate değer bir İç Getiri Oranı (IRR) ile birlikte gerçekleşmektedir. Lunda Norte'de ise projenin geri ödeme süresinin 3,3 yıl ve iç getiri oranının (IRR) %29,8 olması öngörülmektedir. Çalışmanın finansal analizi, Angola'da 10 MW'lık güneş enerjisi santrallerinin kurulmasının uygulanabilir, ekonomik ve çevresel açıdan faydalı olduğunu göstermektedir.



Şekil 4.12. Tüm iller için geri ödeme süresi.



Şekil 4.13. Tüm iller için LCOE.

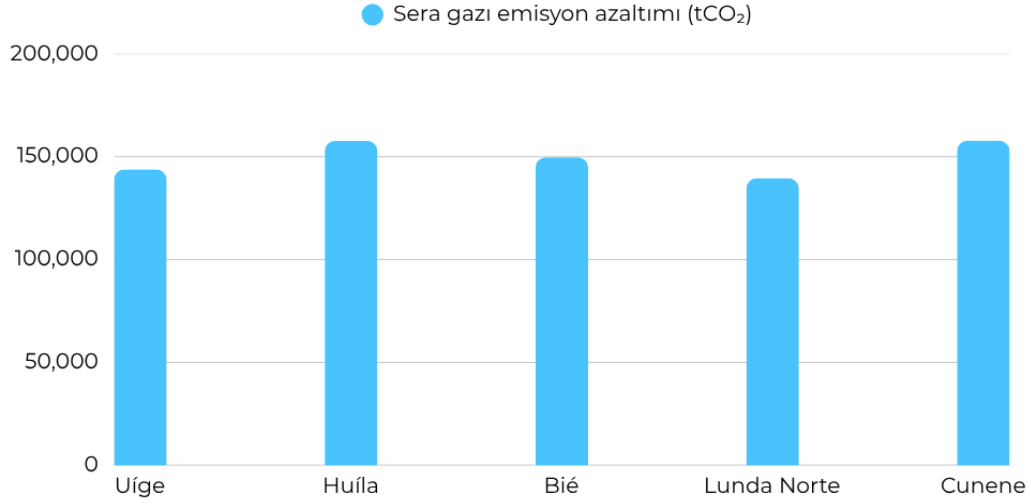


Şekil 4.14. Tüm iller için IRR.

Uygun kurallar ve stratejik yatırımlarla güneş enerjisi, ülkenin enerji dönüşümünde hayati bir köşe taşı haline gelebilir, fosil yakıtlara bağımlılığı azaltabilir ve enerji sektörünün istikrarını artırabilir.

4.5. Çevresel Etki

Araştırma ayrıca sera gazı emisyonlarındaki azalmaların analizini de vurgulamıştır. Şekil 4.15'te gösterildiği gibi, Cunene tesisi 157.753,66 ton CO₂ ile proje süresi boyunca emisyonlarda en önemli azalmayı gösterirken, Lunda Norte 139.509,2 ton CO₂ ile en az düşüşü yaşamıştır.



Şekil 4.15. Sera gazı emisyon azaltımı.

Bulgular, projenin çevresel sürdürülebilirliğini, küresel emisyon azaltma hedeflerine ve enerji çeşitlendirmesine yönelik yerel gerekliliklere uygunluğunu doğrulamaktadır. Ekonomik ve ekolojik faydaların birleşimi, güneş enerjisini Angola için, özellikle de Cunene ve Huíla gibi güneş ışınımının yüksek olduğu bölgelerde cazip bir seçenek haline getirmektedir.

5. SONUÇ VE ÖNERİLER

5.1. Sonuç

Bu çalışma, Angola'da güneş fotovoltaik (PV) sistemlerinin artırılmasının teknik, ekonomik, çevresel ve mekânsal uygulanabilirliğini kapsamlı bir şekilde değerlendirmiştir. Araştırma, Analitik Hiyerarşi Süreci (AHP) ile entegre edilmiş PVsyst ile simülasyonlar ve CBS aracılığıyla mekansal analizler kullanarak Angola'nın önemli ve ağırlıklı olarak kullanılmayan güneş enerjisi potansiyeline sahip olduğunu ve büyük ölçekli bir güneş enerjisi geçişi için ideal bir seçenek olarak konumlandığını göstermiştir.

Mekânsal analiz, Angola'nın güney ve güneydoğu kısımlarının güneş enerjisi dağıtımı için en elverişli bölgeler olduğunu göstermiştir. Bu bölgeler yüksek ışıınım seviyeleri, ılımlı topografik eğimler, şebeke altyapısına erişilebilirlik ve arazi mevcudiyeti sergileyerek stratejik önemlerini artırmaktadır. Buna karşılık, Luanda gibi kuzey ve yoğun kentleşmiş bölgeler, arazi kullanımı sınırlamaları ve azalan ışıınım seviyeleri nedeniyle kısıtlı uygunluğa sahiptir.

PVsyst yazılımı kullanılarak Uíge, Huíla, Bié, Lunda Norte ve Cunene illerindeki 10 MW güneş enerjisi santralleri için yapılan simülasyonlar, %19'un üzerinde kapasite faktörleri ve istikrarlı enerji verimleri göstererek projelerin teknik fizibilitesini doğrulamıştır. Ekonomik araştırma, özellikle çeşitli tarife garantileri gibi uygun kamu politikaları ile eşleştirildiğinde projelerin finansal cazibeye sahip olduğunu göstermiştir. Yüzer fotovoltaik sistemlerin uygulanması, termal kayıpların azaltılması ve yüksek sıcaklıklı alanlarda verimliliğin artırılması için etkili bir teknik olarak potansiyel göstermiştir.

Elde edilen bulgular, Angola'da güneş enerjisinin yaygınlaştırılmasının uygulanabilirliğini ve stratejik önemini teyit etmekte, elektrifikasyonu teşvik etmek, çevresel etkileri azaltmak ve ulusal enerji güvenliğini desteklemek için sürdürülebilir bir yaklaşım sağlamaktadır.

5.2. Öneriler

Bu çalışmanın sonuçlarına dayanarak aşağıdaki öneriler sunulmuştur:

Optimal Bölgelerde Stratejik Tahsis: Devlet ve özel sektör yatırımlarının, optimum bölgeler olarak belirlenen güney ve güneydoğu illerinde (örneğin Cunene, Huíla, Bié) yoğunlaştırılması, böylece enerji çıktılarının artırılması ve kurulum masraflarının azaltılması.

Yüzer Fotovoltaik Sistemlerin Uygulanması: Sıcaklık kaynaklı kayıpları azaltmak ve özellikle kurak bölgelerde arazi kullanımını artırmak için mevcut hidroelektrik rezervuarlarına yüzer fotovoltaik sistemlerin dahil edilmesini teşvik edin.

Politika Güçlendirme ve Teşvikler: Hem yerli hem de yabancı yatırımcıları cezbetmek için tarife garantisi, vergi indirimleri ve yenilenebilir enerji girişimleri için kolaylaştırılmış izinler gibi teşvikleri genişleterek düzenleyici çerçeveleri geliştirin.

Şebeke Altyapısının Geliştirilmesi: Özellikle uzak bölgelerde merkezi olmayan ve büyük ölçekli güneş enerjisi tesislerinin ulusal şebekeye entegrasyonunu sağlamak için Angola'nın iletim ağının iyileştirilmesi ve geliştirilmesine yatırım yapın.

Merkezi Olmayan Çözümlerin İlerletilmesi: Şebeke genişlemesinin ekonomik olarak uygun olmadığı durumlarda enerji erişimini hızlı bir şekilde artırmak için kırsal ve yetersiz hizmet alan bölgelerde küçük ve orta ölçekli şebeke dışı veya hibrit fotovoltaik sistemleri teşvik edin.

Sonraki Araştırma ve Gerçek Zamanlı Veri Asimilasyonu: Güneş enerjisi planlamasının doğruluğunu ve esnekliğini artırmak için gerçek zamanlı güneş radyasyonu verilerini, sosyo-ekonomik faktörleri ve dinamik modelleri içeren gelecekteki araştırmaları kolaylaştırmak.

KAYNAKLAR

- Abubakar Mas'Ud, A., Wirba, A. V., Muhammad-Sukki, F., Albarracín, R., Abu-Bakar, S. H., Munir, A. B., & Bani, N. A. (2016). A review on the recent progress made on solar photovoltaic in selected countries of sub-Saharan Africa. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 441-452. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.055>
- Adjiski, V., & Serafimovski, D. (2024). GIS-and AHP-based Decision Systems for Evaluating Optimal Locations of Photovoltaic Power Plants: Case Study of Republic of North Macedonia. *Geomatics and Environmental Engineering*, 18(1). <https://doi.org/10.7494/geom.2024.18.1.51>
- African Development Bank Group. (2024). *Angola - Country Strategy Paper 2024-2029*. https://www.afdb.org/sites/default/files/documents/projects-and-operations/angola_-_country_strategy_paper_2024-2029_csp.pdf
- Ahadi, P., Fakhrabadi, F., Pourshaghagh, A., & Kowsary, F. (2023). Optimal site selection for a solar power plant in Iran via the Analytic Hierarchy Process (AHP). *Renewable Energy*, 215, 118944. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2023.118944>
- Aksoy Tirmikçi, C., & Yavuz, C. (2018). Determining optimum tilt angles of solar surfaces in Sakarya, Turkey. *Theoretical and Applied Climatology*, 133(1-2), 15-22. <https://doi.org/10.1007/S00704-017-2174-X/FIGURES/6>
- Albuquerque, T. C., Maldonado, M. U., & Vaz, C. R. (2017). UM LEVANTAMENTO DA PRODUÇÃO INTELECTUAL SOBRE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, 6(5). <https://doi.org/10.5380/RBER.V6I5.51334>
- ALER, A. L. de E. R., & ASAER, A. A. de E. R. (2023). *Energias Renováveis em Angola - Relatório Nacional do Ponto de Situação*. <https://www.lerenovaveis.org/contents/lerpublication/aler-relatorio-angola.pdf>
- Almohammadi, K. M., & Allouhi, A. (2025). Techno-economic assessment and optimization of grid-connected solar PV systems in Saudi Arabia's building sector. *Utilities Policy*, 93, 101885. <https://doi.org/10.1016/J.JUP.2024.101885>
- Anselmo, S., Safaeianpour, A., Moghadam, S. T., & Ferrara, M. (2024). GIS-based solar radiation modelling for photovoltaic potential in cities: A sensitivity analysis for the evaluation of output variability range. *Energy Reports*, 12, 4656-4669. <https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2024.10.031>
- Asakereh, A., Soleymani, M., & Sheikhdavoodi, M. J. (2017). A GIS-based Fuzzy-AHP method for the evaluation of solar farms locations: Case study in Khuzestan province, Iran. *Solar Energy*, 155, 342-353. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2017.05.075>

- Brecl, K., Ascencio-Vásquez, J., & Topič, M. (2022). Performance of PV systems in Slovenia with the help of typical daily profiles and automatic detection of orientation and inclination angles. *Solar Energy*, 236, 870-878. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2022.03.059>
- Chernov, A. V., Chernova, V. A., & Kolganova, E. V. (2025). Prioritization of key areas of the digitalization strategy of energy complex enterprises based on the Analytical Hierarchy Process (AHP). *Unconventional Resources*, 6, 100154. <https://doi.org/10.1016/J.UNCRES.2025.100154>
- Chy, T. J., Hasan, K., Seum, A. B. A., & Mitu, K. N. (2025). Integrating surface and subsurface influences to assess groundwater potential in a rapidly urbanizing temperate region: A Geographic Information System-Analytical Hierarchy Process (GIS-AHP) case study of Shelby County, Tennessee. *Green Technologies and Sustainability*, 3(3), 100204. <https://doi.org/10.1016/J.GRETS.2025.100204>
- Colak, H. E., Memisoglu, T., & Gercek, Y. (2020). Optimal site selection for solar photovoltaic (PV) power plants using GIS and AHP: A case study of Malatya Province, Turkey. *Renewable Energy*, 149, 565-576. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2019.12.078>
- Constantino, E. D. G., Teixeira, S. F. C. F., Teixeira, J. C. F., & Barbosa, F. V. (2022). Innovative Solar Concentration Systems and Its Potential Application in Angola. *Içinde Energies* (C. 15, Sayı 19). <https://doi.org/10.3390/en15197124>
- Cravioto, J., Ohgaki, H., Che, H. S., Tan, C., Kobayashi, S., Toe, H., Long, B., Oudaya, E., Rahim, N. A., & Farzeneh, H. (2020). The Effects of Rural Electrification on Quality of Life: A Southeast Asian Perspective. *Içinde Energies* (C. 13, Sayı 10). <https://doi.org/10.3390/en13102410>
- de Luis-Ruiz, J. M., Salas-Menocal, B. R., Pereda-García, R., Pérez-Álvarez, R., Sedano-Cibrián, J., & Ruiz-Fernández, C. (2024). Optimal Location of Solar Photovoltaic Plants Using Geographic Information Systems and Multi-Criteria Analysis. *Sustainability* 2024, Vol. 16, Page 2895, 16(7), 2895. <https://doi.org/10.3390/SU16072895>
- Decreto Presidencial nº 43/21 de 17 de Fevereiro, Pub. L. No. 29, Diário da República (2021). <https://lex.ao/docs/presidente-da-republica/2021/decreto-presidencial-n-o-43-21-de-17-de-fevereiro/>
- Deng, L., Li, A., & Che, J. (2024). Distribution and optimization of solar radiation in a solar greenhouse under the influence of wall shading. *Solar Energy*, 284, 113034. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2024.113034>
- Deng, X., Poletti, S., Hazledine, T., Tao, M., & Sbai, E. (2024). Deploying solar photovoltaic through subsidies: An Australian case. *Journal of Environmental Management*, 372, 123293. <https://doi.org/10.1016/J.JENVMAN.2024.123293>
- Doljak, D., & Stanojević, G. (2017). Evaluation of natural conditions for site selection of ground-mounted photovoltaic power plants in Serbia. *Energy*, 127, 291-300. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2017.03.140>

- Erbs, D. G., Klein, S. A., & Duffie, J. A. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, 28(4), 293-302. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(82\)90302-4](https://doi.org/10.1016/0038-092X(82)90302-4)
- Feng, X., Zhang, Z., Chen, Q., Guo, Z., Zhang, H., Wang, M., Gao, W., & Liu, X. (2025). Integrating remote sensing, GIS, and multi-criteria decision making for assessing PV potential in mountainous regions. *Renewable Energy*, 241, 122340. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2025.122340>
- Guo, J., Fast, V., Teri, P., & Calvert, K. (2020). Integrating Land-Use and Renewable Energy Planning Decisions: A Technical Mapping Guide for Local Government. *ISPRS International Journal of Geo-Information* 2020, Vol. 9, Page 324, 9(5), 324. <https://doi.org/10.3390/IJGI9050324>
- Hörsch, J., & Calitz, J. (2017). *PyPSA-ZA: Investment and operation co-optimization of integrating wind and solar in South Africa at high spatial and temporal detail*. <https://arxiv.org/abs/1710.11199v1>
- Hu, M., Zheng, R., Pei, G., Wang, Y., Li, J., & Ji, J. (2016). Experimental study of the effect of inclination angle on the thermal performance of heat pipe photovoltaic/thermal (PV/T) systems with wickless heat pipe and wire-meshed heat pipe. *Applied Thermal Engineering*, 106, 651-660. <https://doi.org/10.1016/J.APPLTHERMALENG.2016.06.003>
- IEA, I. E. A. (2024). *Angola - Countries & Regions - IEA*. IEA. <https://www.iea.org/countries/angola/energy-mix> adresinden 2 Mart 2024 tarihinde alınmıştır.
- IRENA. (2022). Renewable Power Generation Costs in 2021. İçinde *International Renewable Energy Agency*.
- IRENA. (2024). *Renewable power generation costs in 2023*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf
- Kambezidis, H. D. (2012). The Solar Resource. *Comprehensive Renewable Energy*, 27-84. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-087872-0.00302-4>
- Kamphuis, N. R., Gueymard, C. A., Holtzaple, M. T., Duggleby, A. T., & Annamalai, K. (2020). Perspectives on the origin, derivation, meaning, and significance of the isotropic sky model. *Solar Energy*, 201, 8-12. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2020.02.067>
- Liang, L., Chen, Z., Chen, S., & Zheng, X. (2024). Evaluation of Site Suitability for Photovoltaic Power Plants in the Beijing–Tianjin–Hebei Region of China Using a Combined Weighting Method. *Land*, 13(1). <https://doi.org/10.3390/land13010040>
- Liu, B. Y. H., & Jordan, R. C. (1960). The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy*, 4(3), 1-19. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(60\)90062-1](https://doi.org/10.1016/0038-092X(60)90062-1)
- Lucas Diniz, Tiago Santa Maria, & Guilherme Augusto Pussente. (2021). Power transmission line dataset. *IEEE Dataport*. <https://doi.org/https://dx.doi.org/10.21227/t9qk-cn48>

- Madhi, H., Aljabair, S., & Imran, A. A. (2024). Comparative numerical study on the effect of fin orientation on the photovoltaic/thermal (PV/T) system performance. *International Journal of Thermofluids*, 24, 100909. <https://doi.org/10.1016/J.IJFT.2024.100909>
- Martinez, A., & Iglesias, G. (2024). Floating solar photovoltaics in the Mediterranean Sea: Mapping and sensitivity analysis of the levelised cost of energy. *Journal of Cleaner Production*, 473, 143534. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2024.143534>
- Mendoza, B. (2005). Total solar irradiance and climate. *Advances in Space Research*, 35(5), 882-890. <https://doi.org/10.1016/J.ASR.2004.10.011>
- Mouhaya, A., El Hammoumi, A., El Ghzizal, A., & Motahhir, S. (2025). Assessment of floating solar photovoltaic potential and water conservation in Morocco: Case studies of four hydroelectric dams. *Cleaner Engineering and Technology*, 26, 100952. <https://doi.org/10.1016/J.CLET.2025.100952>
- Muneer, T., & Saluja, G. S. (1985). A brief review of models for computing solar radiation on inclined surfaces. *Energy Conversion and Management*, 25(4), 443-458. [https://doi.org/10.1016/0196-8904\(85\)90009-3](https://doi.org/10.1016/0196-8904(85)90009-3)
- NASA JPL. (2021). *NASADEM Merged DEM Global 1 arc second V001*. <https://doi.org/https://doi.org/10.5069/G93T9FD9>
- Notton, G., Lazarov, V., & Stoyanov, L. (2010). Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. *Renewable Energy*, 35(2), 541-554. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2009.07.013>
- Obiwulu, A. U., Erusiafe, N., Olopade, M. A., & Nwokolo, S. C. (2022). Modeling and estimation of the optimal tilt angle, maximum incident solar radiation, and global radiation index of the photovoltaic system. *Heliyon*, 8(6), e09598. <https://doi.org/10.1016/J.HELİYON.2022.E09598>
- Omenda, P., Ofwona, C., & Mangi, P. (2025). Kenya: The Most Successful Geothermal Development in Africa. *Geothermal Power Generation*, 863-891. <https://doi.org/10.1016/B978-0-443-24750-7.00022-1>
- Pinto, I., Perez, E. C. de, Jaime, C., Wolski, P., Aardenne, L. van, Jjemba, E., Suidman, J., Serrat-Capdevila, A., & Tall, A. (2023). Climate change projections from a multi-model ensemble of CORDEX and CMIPs over Angola. *Environmental Research: Climate*, 2(3), 035007. <https://doi.org/10.1088/2752-5295/ACE210>
- Qadeer, A., Parvez, M., Khan, O., Jafri, H. Z., & Lal, S. (2024). Optimization of solar radiation on tilted surface in isotropic and anisotropic atmospheric conditions. *Next Research*, 1(2), 100075. <https://doi.org/10.1016/J.NEXRES.2024.100075>
- Rehman, S., Ahmed, M. A., Mohamed, M. H., & Al-Sulaiman, F. A. (2017). Feasibility study of the grid connected 10 MW installed capacity PV power plants in Saudi Arabia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 319-329. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.218>

- Rong, Q., Shami, H. O., Ali, A. B. M., Alshamrani, A., Agarwal, D., Ahmed, M., Rajab, H., Mabrouk, A., Kolsi, L., Ben Said, L., & El-Shafay, A. S. (2025). Environmental, financial, and technological viability of based on a Grid/PV/battery/wind/electrolyzer/biogas hybrid configuration for producing energy and hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 103, 836-850. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2025.01.249>
- Rosato, A., & Gholami, H. (2024). A Holistic Multi-Criteria Assessment of Solar Energy Utilization on Urban Surfaces. *Energies* 2024, Vol. 17, Page 5328, 17(21), 5328. <https://doi.org/10.3390/EN17215328>
- Shiva Kumar, B., & Sudhakar, K. (2015). Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India. *Energy Reports*, 1, 184-192. <https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2015.10.001>
- Solanki, C. S., & Sangani, C. S. (2008). Estimation of monthly averaged direct normal solar radiation using elevation angle for any location. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 92(1), 38-44. <https://doi.org/10.1016/J.SOLMAT.2007.08.006>
- SolarGIS, World Bank Group, & ESMAP. (2025). *Global Solar Atlas*. SolarGis. <https://globalsolaratlas.info/map?c=-11.307708,17.878562,6&r=AGO> adresinden 10 Mart 2025 tarihinde alınmıştır.
- World Bank. (2024). *Access to electricity (% of population) - Angola*. <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=AO> adresinden 3 Mayıs 2024 tarihinde alınmıştır.
- Wu, R., Ma, C., Xu, Z., Deng, Z., & Liu, Z. (2024). Heat dissipation effect of the floating photovoltaic for an inland water test site in China. *Energy Conversion and Management*, 322, 119177. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2024.119177>
- Zanaga, D., Van De Kerchove, R., Daems, D., De Keersmaecker, W., Brockmann, C., Kirches, G., Wevers, J., Cartus, O., Santoro, M., Fritz, S., Lesiv, M., Herold, M., Tsendbazar, N.-E., Xu, P., Ramoino, F., & Arino, O. (2022). ESA WorldCover 10 m 2021 v200. *ESA World Cover*. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.7254221>
- Zhang, W., Pan, R., Wang, J., Shao, X., Chen, L., & Ding, Y. (2025). Study on flame spread of aging thermoplastic thermal insulation materials affected by the solar radiation, temperature and humidity environment. *Thermal Science and Engineering Progress*, 57, 103171. <https://doi.org/10.1016/J.TSEP.2024.103171>
- Zhang, Z., & Sun, Y. (2024). Smart tariff calculator for feed-in tariff scheme of renewable resources. *Measurement: Sensors*, 31, 100920. <https://doi.org/10.1016/J.MEASEN.2023.100920>



ÖZGEÇMİŞ

Ad-Soyad : Divaldo Vieira DA SILVA

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2021, Angola Teknik Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektronik ve Telekomünikasyon Mühendisliği
- **Yüksek lisans** : 2025, Sakarya Üniversitesi, Elektrik ve Elektronik Mühendisliği Bölümü

MESLEKİ DENEYİM VE ÖDÜLLER:

- Angola Teknik Üniversitesi Mühendislik Fakültesi'nde 2019 yılında en iyi öğrenci ödülünü kazandı.

TEZDEN TÜRETİLEN ESERLER:

- DA SILVA, Divaldo; AKSOY TIRMIKÇI, Ceyda (2025). Solar Energy in Angola: Geographical Advantages, Photovoltaic Potential, and Policy-Driven Initiatives. *11th International Göbeklitepe Scientific Studies Congress, International Science and Art Research Center (ISARC)*, Şanlıurfa, Turkey.
- DA SILVA, Divaldo; AKSOY TIRMIKÇI, Ceyda (2025). The Role of Feed-in Tariff Policies in Promoting Solar Photovoltaic Energy in Angola. *2nd International Avrasya scientific research and innovation congress*, Baku, Azerbaijan.