

Şebeke Bağlantılı Bir Fotovoltaik Tesisin Uzun Erimli Teknik ve Ekonomik Analizi

Long Term Technical and Economic Analysis of A Grid Tied PV Plant With System Advisor Model Software

Melih Soner Celiktas, Burhan Kirac

* Solar Energy Institute, Ege University, İzmir

Geliş Tarihi : 10.12.2019

Kabul Tarihi : 28.12.2019

ÖZET

Dördüncü Sanayi Devrimi, dijital devrime dayanmanın yanında birçok farklı teknolojiyi bir araya getirmekte ve ekonomi, iş, toplum ve bireyler için benzeri görülmemiş paradigma kaymalarına yol açmaktadır. Yenilenebilir teknolojilere dayalı fotovoltaik santraller geleceğin şekillenmesi ve enerji teknolojilerinde dijital dönüşümün gerçekleşmesinde önemli oynayacaktır. Fotovoltaik enerjiye dayalı yatırımların devamlılığı için tüm aktörlerin bir fotovoltaik güç üretim tesisi yaşam döngüsüne yönelik bilgilerinin olması ve indirgenmiş elektrik maliyeti değerlerine ulaşabilmeleri gerekmektedir. Bu çalışmada Türkiye’de altı bölge için System Advisor Model (SAM) yazılımı kullanılarak kurgulanan santrallerin teknik ve ekonomik analizi yapılarak birbirleri ile karşılaştırılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Fotovoltaik, PV, PV güneş santralleri, SAM, Yenilenebilirler.

ABSTRACT

The Fourth Industrial Revolution builds on the digital revolution and combines multiple technologies that are leading to unprecedented paradigm shifts in the economy, business, society, and for individuals. Photovoltaic (PV) plants based on renewable technologies will play an important role in shaping the future and in the realization of digital transformation in energy. For the sustainable growth of PV power plant investments, the lack of information about the life cycle of PV power plants among stakeholders must be reduced in order to minimize Levelized Cost of Electricity (LCOE). This study focused on technical and economic analysis of PV power plants which is conducted with System Advisor Model software for six different locations in Turkey.

Keywords: Photovoltaics, PV, PV power plant, SAM, Renewables.

1. GİRİŞ

Kuzey yarım küre için 1983-2012 yılları arası görülen sıcaklık, istatistiki olarak bilinen en sıcak otuz yıl olarak kabul edilmektedir. Diğer taraftan son elli yılda sıcaklık ortalamalarındaki artışın 0.85 °C civarında gerçekleştiği bildirilmektedir. Bu sıcaklık artışının getirdiği katastrofik etki ise en çok buzulların erimesi ile yaşanan veya yaşanacak olandır. Bu değişimler tüm dünyamızı ve yaşamı tehdit etmektedir (IPCC, 2014).

Nüfus artışı ile birlikte ekonomik büyümenin de devam edeceği düşünüldüğünde sıcaklık artışını önce yavaşlatmak sonra ise durdurmak en öncelikli eylem planı olarak dikkat çekmektedir (IPCC, 2014; Worldometer, 2019).

Enerji üretiminde kullanılan fosile dayalı kaynakların ivedilikle daha temiz ve güvenilir kaynaklara dönüştürülmesi bu eylem planını destekleyen en önemli unsur olarak görülmektedir. Yenilenebilirlerin içerisinde ise rüzgâr ve fotovoltaik (PV) diğer kaynaklara göre öne çıkmaktadır. Teknolojik ilerlemelerin hızla devam ettiği sektörde kurulum birim fiyatlarının rekabetçi bir düzeye erişmiş olması ve zamanın yenilenebilirler lehine çalıştığını söylemek çok iddialı olmayacaktır.

Öğrenme eğrilerindeki iyileşme ve yatırımın geri dönüş sürelerindeki kısalma sektöre olan ilgiyi artırmıştır. Fakat yatırım kararı alınmadan önce maliyetlerin iyileştirilmesi adına tesisin kurulacağı yer tespiti, inşaat bileşenleri ve işletme giderleri gibi değişkenlerin optimize edilmesi gerekmektedir. PV güç santralleri üzerine gerçekleştirilen bu çalışmada şebekeye bağlı arazi kurulumları (>1 MW) üzerine yoğunlaşmaktadır. Çalışma kapsamında kullanılan System Advisor Model (SAM) yazılımı Amerika'nın Ulusal Yenilenebilir Enerji Ajansı (NREL) tarafından geliştirilmiş ücretsiz ve etkili bir fizibilite aracıdır (Blair vd., 2014). Bir PV güç santrali kurulumunda yararlanılacak olan yazılımlara bakıldığında Pvsyst, Pvsol ve Helioscope'dan yararlanıldığı görülmektedir. SAM yazılımının diğer yazılımlardan ekonomik analiz yapabilme yeteneği ile ayrıştığı görülmektedir [4].

Literatürde PV Santraller üzerine teknik ve ekonomik açıdan yapılmış olan birçok çalışma (Güney, 2013; Altaş ve Güngör, 2013; Diaf vd., 2008; Camilo vd., 2017; Chen vd., 2010) olduğu görülmektedir. Song ve Choi (Song ve Choi, 2016), çalışmalarında yüzen bir PV santral önererek bu santralin teknik ve ekonomik analizlerini SAM üzerinden gerçekleştirmişlerdir. Bir diğer araştırmada ise (Navabi vd., 2015), bir fotovoltaik santralin güç üretim tahmini için önerilen model doğrulaması gerçek santral verilerine ilaveten SAM yazılımı ile yapılmaktadır.

Bu çalışmanın amacı, ekonomik ve entelektüel gelişim eğilimi yönünde yenilenebilirler olan yatırımların artacağı beklentisi ile kurulması planlanan PV güneş santrallerinin SAM yazılımı aracılığı ile ilk yatırım değerlendirme aşamasında yeterli şeffaflıkta olabilecek farklı bir teknoekonomik analiz aracı ve yöntemi ortaya koymak ve başka çalışmalarda kullanılacak şekilde bir yöntem önermektir

2. DENEYSEL METOD

2.1 SAM Yazılımı ve Meteorolojik Verilerin Oluşturulması

SAM yazılımının diğer ticari yazılımlardan ayıran en önemli özellik kullanımının kolay ve hızlı olması olarak özetlenebilir. Etkin bir arayüz oluşturulması ve yardımcı bilgilerin detaylı ve anlaşılabilir şekilde hazırlanmış olmasının yanında ücretsiz kullanıma açık olması kullanıcılar tarafından tercih edilme sebebi olarak görülmektedir (Blair vd., 2014). SAM yazılımında iklim verilerine erişimin üç yolu bulunmaktadır. Sistemde gömülü olarak bulunan veriler, adres bilgisi veya koordinat verilerle elde edilen veriler ve bir başka kaynaktan elde edilmiş verilerin içe aktarılması şeklindedir (NREL, 2019; Weather Data, 2019). Gerçekleştirilen çalışmada yapay iklim verilerinin oluşturulması özelliği nedeniyle Meteororm yazılımı tercih edilmiştir. Meteororm yazılımı, çok farklı noktalarda (8325 üzeri) sahip olduğu yer ölçüm istasyonunun yanında ve 5 sabit uydudan elde ettiği verilerden yararlanarak sistem için iklim verisi üretmektedir (Meteororm, 2019). Çalışma kapsamında kullanılan yazılım sürümü SAM 2016.3.14'tür. Gerçekleştirilen çalışmada küresel ve dağınık olmak üzere ışınım verileri Çizelge 1'de belirtilen kaynaklardan aylık çözünürlükte elde edilerek ortalama değerleri Meteororm yazılımına aktarılmıştır. İklim verileri ise Meteororm veri tabanından çekilmiştir.

Tablo 1. Işınım verisi sağlanan kaynaklar

No	1	2	3	4
Firma	Soda CAMS	Meteonorm	SolarMed Atlas	Climate-SAF Pvgis
Yöntem	Heliostat-4	Yer ve Uydu İstasyonları	SOLEMI ve Helioclim-3	Metosat 5-7 ve MSG
Veri seti (yıl)	2005-2015	1991-2010	1991-2010	1998-2010

Bu çalışma kapsamında kullanılan yazılım versiyonu, Meteonorm V7.1.9.23785'tir.

2.2 Piyasa Verilerinin Araştırılması

İnceleme hassasiyeti arttırmak için güneş santrali maliyetine etki eden değişkenler santral işletme dönemlerine göre kategorize edilmiştir. Pazar araştırması Solarex fuarı kapsamında tedarikçilerle yapılan ikili görüşmeler yoluyla gerçekleştirilmiştir. Her bir sistem elemanı için en az üç farklı fiyat alınarak bunların ortalaması alınmış ve analiz sırasında SAM yazılımına bu fiyatlar aktarılmıştır.

2.3 Kurulum Yeri Seçimi ve Ufuk Gölge Kayıpları

Santral yatırımı yapılırken en önemli parametrelerden biri konum belirlemektir. Seçilen bölgenin ışınım değeri ne kadar yüksekse üretime olan yansıması da o derece büyük olacaktır. Gölge etkisi olarak bilinen ve üretimde kayıplara sebep olan çevresel unsurlardan uzak veya minimum düzeyde etkilenecek bir yer seçimi gerekmektedir. Yer seçiminde iklim bilgisi önem taşımaktadır. Doğa olaylarının (sel, fırtına, kar, hava kirliliği vb.) olumsuz etkisinden uzak bir konum belirlenmelidir. Ülkemizde 1 MWp'lik güneş güç tesisinin (%17 verimli sabit açılı kristal panel kullanılarak) kurulumu için yaklaşık 15±3 dönüm arazi ihtiyacı bulunmaktadır. Arazi değişkenleri olarak kabul edilen ve gölgelenme kayıplarına etki eden değerler üzerinden farklılıklar yaratarak kurulum için gerekli arazi alanını daraltmak mümkündür (IFC, 2015). Bu çalışma kapsamında analiz yapılacak saha seçimi yapılırken ülke sınırları içerisinde 6 farklı nokta rastgele seçilmiştir. Bu noktalar; Ankara, İzmir, Kars, Mardin, Mersin ve Sinop illerini temsil etmektedir. Seçilen noktalar buldukları il sınırlarının isimleriyle adlandırılmıştır. Gerçekleştirilen çalışmada ufuk gölgelenmelerinin etkisi ihmal edilmiştir.

2.4 PV Santral Tasarımı ve İklim Verilerinin Seçimi

Fotovoltaik güç sistemlerine dayalı bir santral kurulumunun tasarımı sırasında nihai olarak üretilen gücün maliyetinin yani indirgenmiş elektrik maliyetinin (LCOE) en düşük olmasına uğraşılır. Santral kurulumunun yanında işletme giderlerinin de önemli olduğu görülmektedir. Tasarımın doğru yapılmış olması her iki olguyu arasındaki dengeyi sağlamaktadır. Tasarımda bir diğer boyut ise uygun modül seçimi olarak karşımıza çıkmaktadır. Modül seçiminde tedarikçinin sunduğu koşullara (Garanti ve performans) dikkat edilmesi gerekmektedir. Evirici seçiminde şebeke ile bağlantı uyumu önemlidir. Gerçekleştirilen çalışmada merkezi eviriciler ve multi-kristal modüller tercih edilmiştir.

Tablo 2. Ortalama GHI ve kullanılan diğer kaynak değerleri

kWh/m ²	Ortalama Işınım değerleri	SOLEMI ve Helioclim-3	Meteostat 5-7 ve MSG	Heliostat-4	Uydu ve yer istasyonları
		1991-2010	1998-2010	2005- 2015	1991-2010
		SolarMed Atlas	Climate-SAF Pvgis	Soda CAMS	Meteonorm
Mardin	1829	1809	1907	1859	1743
Kars	1560	1657	1481	1563	1537
Mersin	1935	2013	1936	2041	1752
Ankara	1670	1708	1691	1714	1565
Sinop	1495	1521	1519	1553	1387
İzmir	1774	1756	1841	1903	1594

Hesaplamlarda kullanılan ışınım değerleri SolarMed Atlas, Soda CAMS, Climate-SAF Pvgis ve Meteo-norm'un sunduğu verilerin ortalama değeri olacak şekilde dört farklı kaynaktan alınmıştır (Çizelge 2). Çizelge 3'de dört farklı kaynak için ortalama ışınım olarak sapma değerleri verilmektedir.

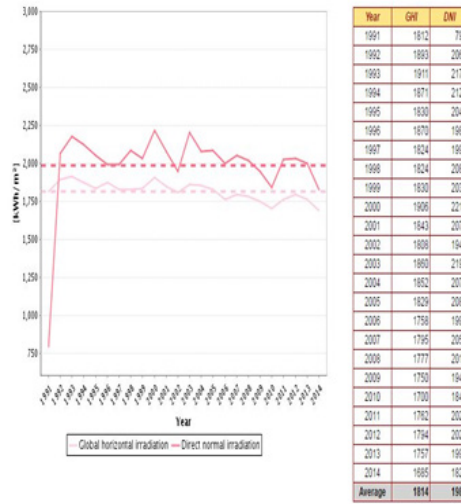
Tablo 3. GHI'nin kaynaklara göre yüzdesel değişimi

kWh/m ²	Ortalama Işınım değerleri	SOLEMI ve Helioclim-3	Meteostat 5-7 ve MSG	Heliostat-4	Uydu ve yer istasyonları
		1991-2010	1998-2010	2005- 2015	1991-2010
		SolarMed Atlas	Climate-SAF Pvgis	Soda CAMS	Meteonorm
Mardin	1829	-1%	4%	2%	-5%
Kars	1560	6%	-5%	0%	-1%
Mersin	1935	4%	0%	5%	-9%
Ankara	1670	2%	1%	3%	-6%
Sinop	1495	2%	2%	4%	-7%
İzmir	1774	-1%	4%	7%	-10%

Işınım değerleri günden güne farklılık gösterdiği gibi yıllar içerisinde de bir benzerlik taşımak zorunda değildir. İzmir için SolarMed Atlas verileri dikkate alınarak bulunan GHI değeri 1993-2000 yıllarında ortalama 1900 kWh/m² değerinin üzerindeyken, 2005 ve sonrasında ortalama 1800 kWh/m²'in ve 2014 yılında ise 1700 kWh/m²'in altında olduğu görülmektedir (Şekil 1). Değerlendirilen süreler kapsamında İzmir için ışınım değerindeki dalgalanma yaklaşık %7 dolayındadır. Işınım değeri ve güç üretimi birbirleri ile doğrusal gelişim izlediğinden bu durum güç üretiminde de benzer düşüğe neden olacaktır.

Tablo 4. Farklı kaynaklara göre İzmir ili için GHI'nin değişimi

Aylar	Ortalama Işınım değerleri kWh/m ²	SOLEMI ve Helioclim-3	Meteostat 5-7 ve MSG	Heliostat-4	Uydu ve yer istasyonları
		1991-2010	1998-2010	2005- 2015	1991-2010
		SolarMed Atlas	Climate-SAF Pvgis	Soda CAMS	Meteonorm
Ocak	68	1%	3%	10%	-14%
Şubat	81	3%	4%	13%	-20%
Mart	134	-4%	9%	10%	-15%
Nisan	169	-5%	3%	11%	-9%
Mayıs	211	-3%	4%	8%	-9%
Haziran	231	-1%	5%	5%	-9%
Temmuz	240	3%	-2%	5%	-6%
Ağustos	214	1%	1%	4%	-6%
Eylül	167	-2%	6%	5%	-9%
Ekim	120	-2%	8%	6%	-13%
Kasım	79	0%	6%	8%	-14%
Aralık	59	1%	5%	12%	-19%
Toplam (Yıl)	1774	-1%	4%	7%	-10%



Şekil 1. 1991-2014 yılları arasında İzmir ili için GHI ve DNI'nin değişimi

İzmir ili özelinde incelenen Meteorologik değerlerinin (Çizelge 4) ortalama değerlerin altında olduğu görülmektedir. Özellikle yılın ilk ve son üç aylık periyodunda bu fark % 20'lere kadar ulaşmaktadır. En doğru tahminlemenin ise SolarMed tarafında yapıldığını söylemek yanlış olmayacaktır. Yine İzmir iline ait ve Çizelge 5'te verilen DHI verileri incelendiğinde üç veri arasında bir korelasyon olduğu gözlenmemekle birlikte Meteorologik verilerinin özellikle yaz aylarında ortalamanın çok üstünde seyrettiği rahatlıkla söylenebilmektedir.

Tablo 5. İzmir ili için DHI'nin kaynaklara göre değişimi

Aylar	Ortalama Işınım değerleri kWh/m ²	Meteostat 5-7 ve MSG	Heliostat-4	Uydu ve yer istasyonları
		1998-2010	2005- 2015	1991-2010
		Climate-SAF Pvgis	Soda CAMS	Meteorologik
Ocak	33	-7%	15%	-7%
Şubat	41	-10%	15%	-5%
Mart	61	1%	10%	-11%
Nisan	71	-10%	13%	-3%
Mayıs	77	-11%	7%	4%
Haziran	69	-15%	-6%	21%
Temmuz	58	-15%	-16%	31%
Ağustos	55	-13%	-14%	28%
Eylül	49	-10%	-4%	14%
Ekim	47	-9%	0%	8%
Kasım	35	-8%	7%	1%
Aralık	31	-8%	5%	3%
Toplam (Yıl)	627	-10%	2%	8%

Sinop, Ankara ve Mersin illeri için hem küresel hem de yatay ışınım tahmini değerlerinin Climate-SAF Pvgis tarafından yapıldığı söylenebilir. Meteorologik değerlerinin ortalamanın altında kaldığı ve diğer veri kaynaklarında ise özellikle mevsimsel farklılıkların yüksek olduğu görülmektedir. Kars ili için aylık ışınım değerlerinde Meteorologik ve Soda CAMS tarafından verilen verilerinin ortalama civarında olduğu görülmektedir. Mardin ilinde ise ışınımın aylık değişimlerine bakıldığında bir kaç ay dışında SolarMed Atlas ve Soda CAMS programlarının verdiği değerlerin ortalamaya çok yakın olduğu gözlenmektedir.

2.5 SAM ile analiz

Gerçekleştirilen çalışmada seçilen altı tanımlı bölge SAM'de analize edilmiştir. Örnek tasarım bilgileri öncelikli olarak tek bir il için belirlenmiş (İzmir) ve sonrasında diğer beş noktaya uygulanmıştır. İklim veri seti hariçindeki tüm değerler her bir nokta için aynı olacak şekilde alınmıştır. Hesaplamalarda kurulum için kullanılan donanım fiyatları için Türkiye'de faaliyet gösteren firmaların ürünleri seçilmiştir. Seçilen Multi kristal modülün gücü 265 Watt, AC çıkışlı merkezi evirici gücü 1000 kVA olarak belirlenmiştir. Sistemin tasarlandığı arayüzde 12.813 kWp modül gücü ve yaklaşık 10.000 kWac evirici ve evirici yükleme oranı 1,28 olarak belirlenmiştir. Tozlanma kaybı % 3 ve modüller arası uyumsuzluk değeri % 1,5 olarak alınmıştır. Bunların yanında, DC ve AC kablo, Diyot ve bağlantı kayıpları ile trafo kayıpları sırası ile yüzde 1,5 - 0,5 – 0,25 – 1,5 olarak alınmıştır. Modül eğim açısı 20° iken azimut açısı 180° olarak seçilmiştir.

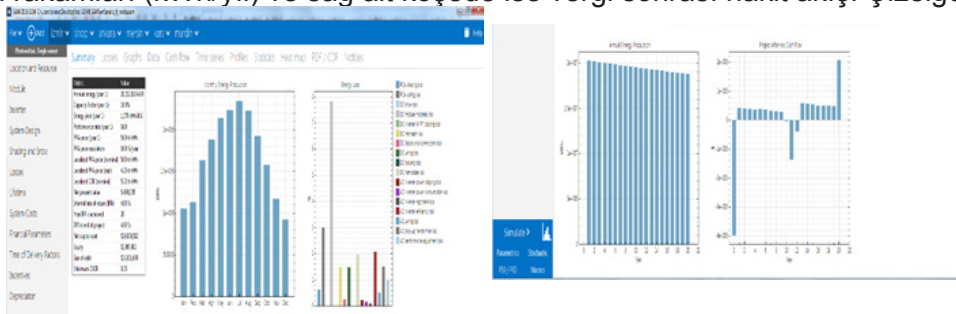
Sistem maliyetlendirmesi yapılırken üç parametre üzerinden değer girişi yapılmıştır. Bunlar, Doğrudan ve dolaylı yatırım giderleri ile işletme ve bakım giderleri şeklindedir. Doğrudan giderler kaleminde en büyük kalemi oluşturan modüller (0,5 \$/Wdc) ve eviriciler (0,1 \$/Wdc) sonrasında ise sıra ile işçilik (0,1 \$/Wdc), diğer ekipmanlar (0,2 \$/Wdc) ve kurulum kârı ve yönetim giderleri (0.1 \$/Wdc) yer almaktadır. Beklenmedik durumlar için ayrılan pay ise %3 olarak belirlenmiştir. Rakamlar yerine bulunduğu durumda bulunan doğrudan yatırım miktarı \$ 12.907.807 olarak bulunmuştur. Doğrudan gider kalemlerinin % 80'lik kısmının vergi muafiyeti ile yatırım teşvik belgesi alacağı düşünülürken vergi oranının % 20 olacağı kabul edilmiştir.

Dolaylı giderler başlığı altındaki kabuller ise sıra ile şu şekilde belirlenmiştir; çevresel çalışmalar ve izinler (0,2 \$/Wdc), şebekeye bağlanma (0,08 \$/Wdc), iş geliştirme ve mühendislik giderleri (0,02 \$/Wdc), arazi bedeli (0,04 \$/Wdc) ve saha düzenleme (0,02 \$/Wdc). Kurulum birim maliyeti 1,4 \$/Wdc olarak hesaplanırken dolaylı maliyetler \$ 5.077.421 olmuştur. İşletme ve bakım giderleri sisteme girilirken, ilk 5 yıl (15 \$/kW-yıl), sonraki 10 yıl (10 \$/kW-yıl) ve son 5 yıl için (15 \$/kW-yıl) değeri kabul edilmiştir.

Elektrik satışından kilowatt saat başına 0.05 \$ sabit fiyat alınacağı ve bunun 20 yıl boyunca süreceği kabulü yapılmıştır. Diğer kabuller ise sırası ile iskonto oranı (%6), enflasyon (% 2), gelir vergisi (% 20), KDV (% 18) ve tesis sigortalamaya bedeli (% 0,25) alınmıştır. Hurda değeri ilk kurulum maliyetinin % 10'u olacak şekilde kabul edilmiştir. Gerçekleştirilecek yatırımın için % 20 özkaynak kullanımı ve geri kalanının proje finansmanı ile yapılacağı öngörülmüştür. Çekilen kredinin geri ödeme süresi 12 yıl ve faiz oranı % 7 olacak şekilde belirlenmiştir. Kredi harcı ise % 3 alınmıştır. Kurulum süresi boyunca ödenecek faiz miktarı % 6 olarak belirlenmiştir. Ayrıca yedek hesaplara % 2 faiz verileceği kabul edilmiştir. İlk yedek hesap olarak 6 aylık işletme giderleri ve ikinci hesap olarak da ilk altı aylık kredinin geri ödeme miktarı belirlenmiştir. Santral gelirleri için riskin daha yüksek olması bekleniyorsa, yedek hesaplarda tutulan miktarın artırılması gerekmektedir. Teşvikler kaleminde teşvik miktarı, tesisin çalışacağı ilk 10 yıl için 0.083\$/kWh olarak belirlenmiştir. Elektrik satış bedelinin belirlenen süre (20 yıl) boyunca 0,05\$/kWh olacağı ve alınacak teşvikle birlikte elektrik satışından proje süresini ilk yarısında 0,133\$/kWh, ikinci yarısı boyunca 0,05\$/kWh gelir elde edileceği kabulü yapılmıştır.

3. SONUÇLAR VE TARTIŞMALAR

Seçilen altı bölgeden İzmir ili için yapılan simülasyon sonuçları Şekil 2'de görülmektedir. Bu sayfada özet proje bilgilerine ek olarak, aylara göre üretim, sağ üst köşede verilen kayıplar, sol alt köşede ise yirmi yıl süresince üretim rakamları (kWh/yıl) ve sağ alt köşede ise vergi sonrası nakit akışı Çizelgesi görülmektedir.



Şekil 2. İzmir ili için SAM simülasyon sonuçları

Tablo 6'da seçilen altı bölge için girilen teknik ve finansal değerler ile elde edilen sonuçlar verilmektedir.

Metrik	İzmir	Sinop	Ankara	Mersin	Kars	Mardin
Yıllık Enerji miktarı (kWh)	20.232.828	17.280.322	19.180.288	22.133.944	18.199.592	20.404.390
Kapasite faktörü (%)	18,0	15,4	17,1	19,7	16,2	18,2
Birim enerji eldesi (kWh/kW)	1.579	1.349	1.497	1.727	1.420	1.592
Performans oranı (PR)	0,80	0,81	0,80	0,80	0,82	0,78
Elektrik üretim Maliyeti ϕ /kWh	5,52	7,08	6,02	4,74	6,54	5,44
İç çevrim oranı (%)	4,93	-1,57	2,43	9,99	0,28	5,36
Başarılan yıllık iç çevrim oranı (%)			20			
Net Sermaye miktarı \$			19.939.512			
Özkaynak miktarı \$			3.987.902			
Alınan kredi miktarı \$			15.951.609			
Minimum karşılanabilecek borç miktarı	0,35	0,28	0,32	0,39	0,30	0,35

Birinci yıl üretimleri (kWh) Çizelge 6'da "Yıllık enerji miktarı" olarak gösterilmiştir. En yüksek üretim yaklaşık 22.133 MWh ile Mersin ilinde, en düşük üretim rakamının ise 17.280 MWh ile Sinop ilinde olduğu görülmektedir. İlk yıl kapasite oranına bakıldığında % 19,7 ile Mersin'de en yüksek oran görülürken en düşük % 15,4 ile Sinop olduğu gözlenmektedir. İlk yılın sonundaki birim enerji eldesinde 1.727 kWh/kWp ile Mersin birinci sırada yer alırken 1.349 kWh/kWp ile Sinop en düşük değere imza atmaktadır. İlk yıl performans oranları karşılaştırıldığında en yüksek oranın Kars'ta, en düşük oranın ise Mardin'de olduğu görülmektedir. Proje kapsamında değerlendirilen elektrik üretim maliyetlerinde, Mersin ili 4,74 ϕ /kWh ile maliyet açısından en uygun rakamı sunarken, en pahalı üretim maliyeti 7,08 ϕ /kWh ile Sinop'ta olduğu görülmektedir. Proje ömrü iç çevrim oranları yüksekten düşüğe sıralandığında Mersin, Mardin, İzmir illerinin ilk üç sırada ve Ankara, Kars ve Sinop illerinin son üç sırada yer aldığı gözlenmektedir. Proje kapsamında ihtiyaç duyulan net sermaye miktarı, özkaynak miktarı ve alınan kredi miktarı programdan hesap yolu ile bulunmuş ve Çizelge 6'da gösterilmiştir. İncelenen illerin her biri için 4 milyonu öz kaynaklardan karşılanacak şekilde yaklaşık 20 milyon \$ yatırıma ihtiyaç duyulmaktadır.

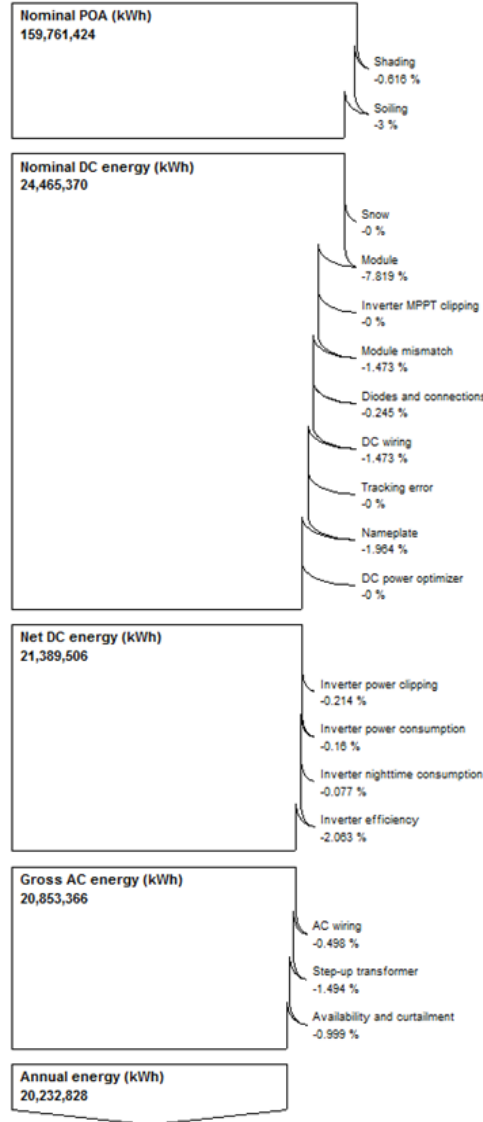
PV santral yatırımlarında üzerinde durulması gereken en kilit noktalardan birisi borç geri ödemeleridir. Elde edilen gelirlerin borcu ödemedi ne derece etkili olduğu Çizelge 6'da proje kazanımlarıyla karşılanabilecek en düşük borç miktarı ile gösterilmiştir. Bu rakamlar incelendiğinde en düşük değer % 28 ile Sinop, en yüksek değer % 39 ile Mersin iline ait olduğu görülmektedir. Bu rakamların anlamı irdelendiğinde, proje süresi (20 yıl) boyunca gelirlerin en az olduğu dönemde borçların o yılki gelirlerden en az belirtilen oranlar kadar karşılanabileceği şeklindedir.

Ankara, Kars ve İzmir için vergiler sonrası yılsonu nakit akışının 10., 11. ve 12. yıllarda pozitifdir. Sinop için vergiler sonrası yılsonu nakit akışına incelendiğinde ilk 8 senenin ve 13. yıldan sonraki yılların pozitif olduğu görülmektedir. Mersin ve Mardin için ise sadece 11. ve 12. yıllarda negatif yılsonu bilançosu beklenmektedir. İzmir için üretim kayıp oranları Şekil 3'de görülmektedir. Buradan İzmir ili için % 0,6 gölgelenme, % 7,8 modül, % 0,2 evirici kırpma kayıpları beklentisi görülmektedir.

Evirici kırpma kayıpları % 1,5 ile Mersin'de (Çizelge 7) en yüksek, % 0,2 ile Mardin ve İzmir'de en düşük değerdedir. Evirici kırpma kayıpları incelendiğinde, Mersin ilinde kış aylarında bu tür kayıpların olmadığı ve kalan aylarda saat 10-14 aralığında gerçekleşeceği söylenebilmektedir.

Tablo 7. SAM simülasyon sonuçlarına göre kayıplar (%)

Bölgeler	Gölgelenme kayıpları	Modül kayıpları	Evirici kırpma kayıpları
İzmir	0,6	7,8	0,2
Sinop	0,7	6,3	0,4
Ankara	0,7	6,6	0,6
Mersin	0,6	6,1	1,5
Kars	0,7	4,0	1,1
Mardin	0,7	9,6	0,2



Şekil 3. İzmir ili için olası üretim kayıpları dağılımı

Enerji (kWh) üretim değerlerinin farklılığı seçilen noktalardaki güneş ışınımı ve iklim verilerindeki GHI ile orantılı olarak artmaktadır. Diğer girdiler seçilen tüm iller için aynı alındığından ilk yıl üretimlerindeki bu sıralamanın diğer karşılaştırmalarda da önümüze çıkması beklenen bir gelişmedir. Abbasoğlu ve ark., Abbasoğlu, Nakipoğlu ve Keleşoğlu (2011), gerçekleştirdikleri çalışmada 10 MWp gücündeki Türkiye'nin 20 farklı noktasında kurulabilecek PV santralleri için 13,0 ile 16,7 milyon kWh aralığında değişen üretim değerini bulmuşlardır. Çağlayan ve ark., [18] benzer çalışmayı 135 farklı nokta için gerçekleştirirken 1985 sonrası 22 yıllık iklim verisi ile 0,2 – 10 MWp arasında farklı güçlerdeki PV santrali kurulum değerlerini incelemişlerdir. Yaptıkları analiz sonunda 10 MWp gücündeki PV tesis için 12,7 ile 19,0 milyon kWh aralığında değişen üretim değerleri bulmuşlardır.

Bu çalışma kapsamında PV tesis gücü 12,8 MWp seçildiği için bulunan üretim değerlerinin hem Abbasoğlu vd. (2011) hem de Çağlayan, Ertekin ve Evrendilek (2014), Türkiye'nin farklı noktaları için bulunduğu uç değerlere yakın olduğu söylenebilir. Ayrıca seçilen noktaların GHI değerleriyle birim enerji eldeleri aynı paralellindedir.

Kapasite oranı % 15-20 aralığındadır. Bu Türkiye'nin bulunduğu enlemler için beklenen değerler arasındadır. Çalışmada kullanılan 1,28 DC/AC yükleme oranı, kapasite oranının belirleyicilerindedir. Belirlenen değerden daha düşük oranlar, daha düşük üretimlere dolayısıyla daha düşük kapasite oranlarına neden olmaktadır. Daha yüksek kapasite oranları için, evirici üreticisinin izin vermesi ön koşulu ile daha yüksek DC/AC oranları fizibilite çalışmasında değerlendirilebilir.

Hava sıcaklığının yüksek olduğu bölgelerde kristal panel kullanımı nedeniyle kayıpların nispi oranda olacağı ve dolayısı ile en düşük performansın bu bölgelerde yaşanacağı bilinmektedir. Verilen bilgiye dayanarak incelenen iller arasında bu durumun Mardin'de görülmesi olağandır. Benzer şekilde en yüksek performans oranının ise Kars'ta görülmesi beklenen bir durumdur. Uygulamada toz, gölge, kar, şebeke bağlantılarındaki kesinti, iletim kayıpları ve teknik arızalar gibi üretim kaybına sebep olan unsurlar performans çıktısını değiştirecektir. Adana ili için gerçekleştirilen bir başka çalışmada (Dağtekin vd., 2014) 100 kW gücünde kristal panel kullanılan bir güneş enerjisi tesisi için bulunan performans rakamı yaklaşık olarak 0,80 olarak ölçümlenmiştir. Bu çalışma kapsamında yapılan değerlendirme ile bulunan 0,78 – 0,82 performans oranı aralığı içindedir.

Yatırım kararlarında en hızlı ve etkili göstergelerden biri iç çevrim oranı olarak bilinmektedir. Genelde iç çevrim oranı değeri % 10 ve üzerinde ise proje yatırım yapmak için ekonomik olarak görülmektedir. Fakat bu değer için bir standart belirlemek oldukça güç olduğundan her yatırımcı için farklı bir kabul sınırı bulunmaktadır. Gerçekleştirilen çalışmada en yüksek iç çevrim oranı Mersin'de görülmektedir. Vergiler sonrası nakit akışı incelendiğinde, projeler için başlangıçta 4 milyon \$ harcandığı, projenin 9. yılından sonraki dört yıl hariç diğer tüm yıllarda pozitif bilanço yakalandığı görülmektedir. Yılsonu bilançosuna bakıldığında negatif görünümlü yıllarda yaşanan dalgalanmanın nedeni olarak ilk on yıl için belirlenen 0,133 \$/kWh elektrik satış fiyatının 11. yıldan itibaren 0,05\$/kWh'e düşmesi olarak söylenebilmektedir. Bir başka gerekçe ise 12. Yılda tamamlanan banka kredi geri ödemesinin giderlerde düşüşe neden olmasıdır. Görülen negatif bilançoları iyileştirmek için özkaynak artırımı bir çözüm sunarken kredi geri ödeme sürelerinin gözden geçirilmesi ya da finansal yapılandırma konusunda tarafların tekrar masaya oturması göz önünde bulundurulabilir. İnceleme dönemi sonundaki gelir artışının sebebi santral sökümü esnasındaki gelirlerden kaynaklanmaktadır.

Seçilen bölgelerdeki yılsonu nakit akışı bazı yıllarda eksiye dönmektedir. Özellikle on birinci yılda görülen ani düşüşler için önlem almak gerekir. Alınabilecek önlemler proje iç çevrim oranı veya indirgenmiş elektrik oranı değerlerini bir miktar değiştirecekse de projenin sürdürülebilirliği için yapılması gerekmektedir. Bir PV projesinin yüksek iç çevrim oranı veya indirgenmiş elektrik oranı değerlerine ulaşabilmesi için projede giderleri kısarken, gelirleri de arttırabilmek gerekmektedir. Işınım değerinin yüksek, sıcaklık kayıpların görece az olduğu bir yer seçimi ile iç çevrim oranı yükseltilebilir. Benzer mantıkla inşaat için az masraflı arazi bulmak ve ekipman üreticileri ile pazarlıklar yapmak kurulum maliyetleri azaltacaktır. İşletmenin bakım ve güvenlik yönündeki harcamalarında gerçekleştirilecek iyileştirmelerle yine iç çevrim oranı değeri yukarı çekilebilir. Tüm bu işlemlerin yanında risklerin de farkındalığı gerekmektedir. Özellikle sonuçlar üzerinde birebir etkisi olan iklim verilerine önem verilmelidir. İklim verilerindeki % 10'luk bir hata projenin yatırım yapılabilirliğini değiştirebilecektir. Gerçekleştirilen çalışmada dört değişik kaynaktan temin edilen iklim verilerinin ortalamaları kullanılmıştır.

4. SONUÇLAR

1850-1900 yılları arası endüstriyel dönem deniz ve kara yüzey sıcaklıkları ölçü alınarak, günümüzde 0.85°C civarında artış olmuştur. Sıcaklıklardaki bu artış beraberinde buzullarda erime, deniz suyu seviyesinde ve asitliğinde artış, ani ve yoğun yağışların sıklaşması gibi birçok olumsuz etkiyi beraberinde getirmektedir. Sera gazı salınımları sıcaklık artışının itici gücü olarak öne çıkmaktadır. 2100'lü yıllara yaklaşırken, sıcaklık artışını 2°C'nin altında tutabilmek için beşeri aktivitelerinde köklü değişikliklere gidilmesi gerekmektedir (IPCC, 2014). Sıcaklık artışı dünyamızı tehdit ederken tüm paydaşlara düşen görev bu artışıdaki miktarı 2°C'nin altında tutabilmek olarak özetlenmektedir. Enerji üretiminde kullanılan karbon salınımı yüksek kaynakların yerine temiz, güvenilir ve verimli Yenilenebilirlerin kullanılması zorunluluğu günden güne artmaktadır.

Fosil kaynaklardan yenilenebilir kaynaklara paradigma değişiminde PV teknolojilerin üstleneceği rol önemli olacaktır. PV kurulu gücü yüzyılın başından itibaren yıllık yaklaşık % 41 büyüyerek 50-60 GW/yıl hacimlere ulaşmıştır (REN21, 2016). İçinde bulunduğumuz yüzyılın ikinci çeyreğine kadar kurulacak PV kapasitesinin yıllık ortalamada 130 GW değerine ulaşması beklenmektedir. Ulaşılması beklenen bu rakamın toplam elektrik ihtiyacının yaklaşık % 16'sını karşılayabilmesi olasıdır fakat tüm bu olasılıkların gerçekleşmesi için düşük PV indirgenmiş maliyet değerlerinin yakalanması gerekmektedir (IEA, 2014).

Bu çalışmada bir ön değerlendirme yazılımı olan SAM ile Türkiye'deki altı farklı il için kurulabilecek PV santraller için bir teknoekonomik analiz gerçekleştirilmiştir. SAM kolay kullanımlı, hızlı ve ücretsiz olarak dağıtımının yanı sıra fizibilite analizi için etkili bir araç olarak karşımıza çıkmaktadır. SAM kullanımı diğer tüm yazılımlarla karşılaştırıldığında görece kolay olmakla birlikte, sonuçların doğru analiz edilebilmesi için girilen verilerde kullanıcı tarafından farkındalığı olması gerekmektedir.

Dünyada PV santral örneklerine bakıldığında özellikle maliyet üzerine etki eden değişkenlerin kurulum büyüklüğü, teknoloji, coğrafi konum, tesis tasarımı, şebekeye bağlantı şartları, politik riskler ve finansman gibi nedenlerle büyük dalgalanmalar gösterdiği bilinmektedir. Bu çalışmada kurulum maliyetleri için 1,4 \$/W kabulü yapılırken, % 7 faizli 12 yıllık borçlanmanın yanında % 20 oranında özkaynak kullanımı öngörülmüştür. Enflasyon oranı % 2, iskonto oranı ise % 6 olarak kabul edilmiştir. Üretilen elektriğin ilk on yılı 0,133 \$/kWh değerinden, sonraki on yılı ise 0,05 \$/kWh birim fiyat değerinden % 99 emreamadelikle şebekeye satılabileceği kabulü ile çalışma yapılmıştır. Ayrıca yapılmış olan analizde zamanında borç geri ödemelerinin yapılabileceği kabul edilmiştir.

Çalışma kapsamında yirmi yıllık tesis ömrü dikkate alınarak, indirgenmiş maliyet değerlerine bakıldığında yapılan kabullerle birlikte incelenen 6 il için Mersin'de 4,74 ¢/kWh ile en düşük değere ulaşırken, Sinop'ta 7,08 ¢/kWh ile en yüksek değerde kalmaktadır. İç çevrim oranı Mersin için % 9,99 olurken Sinop için % 1,57 olmaktadır.

5. SİMGELER

¢	Amerika Birleşik Devletler Cent'i (1\$= 100¢)
\$	Amerika Birleşik Devletler Doları
kWh	Kilowatt Saat
kWp	Kilowatt DC güç (kw peak)
AC	Alternatif Akım (İng. Alternating Current)
DC	Doğru Akım (İng. Direct Current)
DHI	Dağınık Yatay Işınım (İng. Diffuse Horizontal Irradiance)
DNI	Dfık Normal Işınım (İng. Direct Normal Irradiance)
DSCR	Minimum borç ödeme kapsamı oranı
GHI	Küresel Yatay Işınım (İng. Global Horizontal Irradiance)
IRR	İç Çevrim Oranı (İng. Internal Rate of Return)
LCOE	İndirgenmiş Elektrik Maliyeti (İng. Levelised Cost Of Electricity)
NREL	Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (İng. National Renewable Energy Labarotary)
PR	Performans Oranı (İng. Performance Ratio)
PV	Fotovoltaik (İng. Photovoltaics)
SAM	System Advisor Model

KAYNAKLAR

- IPCC, 2014, "Climate Change 2014 Synthesis Report Summary for Policymakers", https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/AR5_SYR_FINAL_SPM.pdf, Erişim Tarihi: 08.05.2019.
- Worldometer, "World Population: Past, Present, and Future", <http://www.worldometers.info/world-population/>, Erişim tarihi: 09.05.2019.
- Blair, N., Dobos, A.P., Freeman, J., Neises, T. and Wagner, M., NREL, 2014, "System Advisor Model, SAM 2014.1.14: General Discription", <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61019.pdf>, Erişim tarihi: 08.05.2019.
- SAM Roadmap, 2014, "SAM Five Year Solar Technologies Roadmap", NREL, https://sam.nrel.gov/sites/default/files/sam-roadmap-v4_0.pdf, Erişim tarihi: 10.05.2019.
- Güney, I. (2013). Elektrik Enerji Sistemlerinin Ekonomik İşletme Büyüklüklerine Göre Analizi, Gazi Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Dergisi, 7. <http://dergipark.org.tr/gazimmfd/issue/6697/88214>
- Altaş, A, Güngör, Z. (2013). Yatırım Projeleri Değerlendirmesinde Karar Destek Sisteminin Geliştirilmesi Ve Uygulanması. Gazi Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Dergisi 9: <http://dergipark.org.tr/gazimmfd/issue/6643/89269>
- Diaf, S., Notton, G., Belhamel, M., Haddadi, M., Louche, A. (2008). Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions. Applied Energy, 85(10), 968-987.
- Seng, L., Lalchand, G., Sow Lin, G. (2008). Economical, environmental and technical analysis of building integrated photovoltaic systems in Malaysia. Energy Policy, 36 (6), 2130-2142.
- Camilo, F., Castro, R., Almeida, M., Pires, V. (2017). Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal. Solar Energy, 150, 353-362.
- Chen, J., Hung, C., Gilmore, J., Roesch, J, Zhu, W. (2010). LCOE reduction for megawatts PV system using efficient 500 kW transformerless inverter. 2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2010 - Proceedings 392-397.
- Song, J. and Choi, Y. (2016). Analysis of the Potential for Use of Floating Photovoltaic Systems on Mine Pit Lakes: Case Study at the Ssangyong Open-Pit Limestone Mine in Korea, Energies, 9(2):102.
- Navabi, R., Abedi, S., Hosseinian, S.H. and Pal, R. (2015). On the fast convergence modeling and accurate calculation of PV output energy for operation and planning studies, Energy Conversion and Management, 89: 497-506.
- NREL, "Research Cell Efficiency Records", http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg, Erişim tarihi: 13.05.2019.
- Weather Data, "Where to find Solar Resource Data to Use with SAM", NREL, <https://sam.nrel.gov/weather>, Erişim tarihi: 03.05.2019.
- Meteonorm, <http://www.meteonorm.com>, Erişim tarihi: 02.05.2019.
- IFC, 2015, "Utility Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A Project Developer's Guide", <http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/b46619004b5e398cb8b5fd08bc54e20b/IFC+-+Solar+Developer%27s+Guide+-+Web.pdf?MOD=AJPERES>, Erişim tarihi: 09.05.2019.
- Abbasoglu, S., Nakipoglu, E. and Kelesoglu, B. (2011). Viability analysis of 10 MW PV plant in Turkey, Energy Education Science and Technology Part A: Energy Science and Research, 27(2): 435-446.
- Caglayan, N., Ertekin, C. and Evrendilek, F. (2014). Spatial viability analysis of grid-connected photovoltaic power systems for Turkey, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 56: 270-278.

Dağtekin, M., Kaya, D., Öztürk, H.H. and Kiliç, F.Ç. (2014). A study of techno-economic feasibility analysis of solar photovoltaic (PV) power generation in the province of Adana in Turkey, Energy Exploration & Exploitation, 32(4): 719-736.

REN21, 2016, "Renewables 2016 Global Status Report", http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report_REN21.pdf, Erişim tarihi: 13.05.2019.

IEA, 2014, "Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy", https://www.iea.org/media/freepublications/technologyroadmaps/solar/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf, Erişim tarihi: 08.05.2019.