



## Technical and economic analysis of the conversion on an existing coal-fired thermal power plant to solar-aided hybrid power plant

Burhanettin Çetin\* , Hakan Avcı 

Department of Mechanical Engineering, Yıldız Technical University, İstanbul, 34349, Turkey

### Highlights:

- Solar field optimization of hybrid power plant
- Thermodynamic analysis of a solar-aided thermal power plant
- Economic analysis of a solar-aided thermal power plant

### Keywords:

- Solar energy
- Thermal power plant
- Hybrid power plant
- Linear fresnel reflector

### Article Info:

Research Article  
Received: 25.04.2018  
Accepted: 28.11.2019

### DOI:

10.17341/gazimmfd.418417

### Correspondence:

Author: Burhanettin Çetin  
e-mail: cetin@yildiz.edu.tr  
phone: +90 212 383 27 84

### Graphical/Tabular Abstract

In this study, the thermodynamic and economic analysis of the hybrid power plant obtained by integrating the concentrating solar energy into an existing coal-fired power plant (Çan Thermal Power Plant) was carried out.

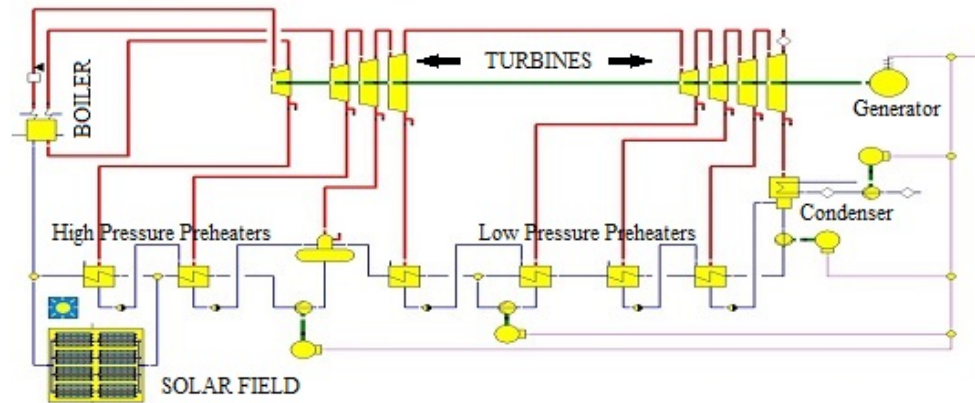


Figure A. Schematic diagram of solar-aided hybrid power plant obtained by integrating solar field to Çan Thermal Power Plant

**Purpose:** The aim of this study is to research the thermodynamic effects of this system which is integrated to Çan Thermal Power Plant and to examine possible economic benefits.

### Theory and Methods:

At first in this study, the size of the solar field is optimized. When optimization is done, it is considered that there is no power increase in the hybrid power plant, only fuel saving. Secondly, energy and exergy efficiency of the hybrid power plant and the specific fuel consumption of the hybrid power plant was calculated and the changes according to Çan Thermal Power Plant were examined. Then, annual fuel savings and reduction in annual carbon dioxide emissions was calculated. Lastly, the payback times of the investments have been examined.

### Results:

It has been found that placing the solar field parallel to the high pressure preheaters is the most feasible solution.

### Conclusion:

It is concluded that if the unit cost of solar area investment decreases and if the electricity unit price support within the scope of YEKDEM continues, these systems may have an important place for our country in the future.



## Mevcut kömürlü bir termik santralin güneş destekli hibrit santrale dönüşümünün teknik ve ekonomik analizi

Burhanettin Çetin\*<sup>ID</sup>, Hakan Avcı<sup>ID</sup>

Yıldız Teknik Üniversitesi, Makine Fakültesi, Makine Mühendisliği Bölümü 34349 Beşiktaş, İstanbul, Türkiye

### Ö N E Ç İ K A N L A R

- Hibrit güç santralının güneş alanı optimizasyonu
- Güneş destekli termik bir santralin termodinamik analizi
- Güneş destekli termik bir santralin ekonomik analizi

### Makale Bilgileri

Araştırma Makalesi

Geliş: 25.04.2018

Kabul: 28.11.2019

### DOI:

10.17341/gazimmfd.418417

### Anahtar Kelimeler:

Güneş enerjisi,  
termik güç santrali,  
hibrit güç santrali,  
lineer fresnel reflektör,  
geri ödeme süresi

### ÖZET

Bu çalışmada, mevcut kömür yakıtlı bir termik santrale yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrallerinde kullanılan sistemlerden birisi olan Lineer Fresnel Reflektörler entegre edilerek elde edilen hibrit güç santralının termodinamik ve ekonomik analizi yapılmıştır. Termodinamik etkiler incelenirken spesifik tarihler, zaman, güneş ışınımı şiddeti, güneş enerjisi santralının alanı ve yük faktörü parametre olarak alınmıştır. Öncelikle termodinamik optimizasyon yapılarak güneş enerjisi santralının alanı belirlenmiştir. Daha sonra belirli senaryolar çerçevesinde güneş enerjisinin yıllık elektrik üretimindeki payı ile yakıt ve emisyon tasarrufları hesaplanmıştır. Termodinamik analizler sonucunda, güneş alanının yüksek basınç ön ısıtıcılarına paralel olarak yerleştirilmesinin en uygulanabilir çözüm olduğu bulunmuştur. Ekonomik hesaplarda ise emisyon ve yakıt tasarrufları ile güneş enerjisinin yıllık elektrik üretimindeki payı dikkate alınarak yatırımın geri ödeme süresi bulunmuştur. Emisyon birim fiyatı ve güneş alanı birim fiyatının geri ödeme süresi üzerindeki etkisi incelenmiştir. En fazla yıllık yakıt ve emisyon tasarrufu sırasıyla 7003,667 t/yıl ve 7748,849 tCO<sub>2</sub>/yıl olarak Senaryo 7 için bulunmuştur. Güneş alanı birim fiyatının 132 €/m<sup>2</sup> veya yenilenebilir enerji için sağlanan destek fiyatının 0,225 €/kWh olması durumunda geri ödeme süresinin 7 yıl olabileceği bulunmuştur. Sonuç olarak, Türkiye’de uygulanacak bu hibrit sistemin finansal açıdan gelecek yıllarda çok daha ekonomik olabileceği görülmüştür.

## Technical and economic analysis of the conversion on an existing coal-fired thermal power plant to solar-aided hybrid power plant

### H I G H L I G H T S

- Solar field optimization of hybrid power plant
- Thermodynamic analysis of a solar-aided thermal power plant
- Economic analysis of a solar-aided thermal power plant

### Article Info

Research Article

Received: 25.04.2018

Accepted: 28.11.2019

### DOI:

10.17341/gazimmfd.418417

### Keywords:

Solar energy,  
thermal power plant,  
hybrid power plant,  
linear fresnel reflector,  
payback period

### ABSTRACT

In this study, the thermodynamic and economic analysis of the hybrid power plant obtained by integrating Linear Fresnel Reflectors, which is one of the systems used in the concentrating solar power plants, to an existing coal-fired power plant was carried out. When thermodynamic effects were examined, specific dates, time, solar radiation, solar field and load factor were taken as parameters. Firstly, the area of the solar power plant was determined by thermodynamic optimization. Then, solar energy share in annual electricity generation and fuel and emission savings are calculated within the framework of specific scenarios. As a result of thermodynamic analysis, it has been found that placing the solar field parallel to the high pressure preheaters is the most feasible solution. In economic calculations, the investment payback period was found taking into account emissions and fuel savings and the share of solar energy in annual electricity generation. The effect of the solar field unit investment price and emission unit price on the payback period has been examined. The maximum annual fuel and emission savings were found for Scenario 7 as 7003,667 t/year and 7748,849 tCO<sub>2</sub>/year, respectively. It has been found that the payback period could be 7 years if the unit price of the solar field is 132 €/m<sup>2</sup> or the support price for renewable energy is 0,225 €/kWh. As a result, in the coming years financially of this hybrid system to be implemented in Turkey it has been shown to be much more economical.

## 1. GİRİŞ (INTRODUCTION)

Bir ülkenin enerji tüketimi ile gelişmişlik düzeyi arasında yakın bir ilişki vardır [1]. Gelişmekte olan ülkeler arasında yer alan Türkiye'nin ekonomisi, 2002 ile 2017 yılları arasında yıllık ortalama %4,9'luk bir büyüme oranı elde ederek enerji talebinde hızlı bir artışa yol açmıştır [2]. Ekonomik büyümenin yanı sıra nüfus artışı, sanayileşme ve teknolojik gelişmelerde enerji tüketimini artıran diğer önemli etkenlerdir [3]. Bu nedenle her ülke, azalan fosil yakıt kaynaklarını ve artan yakıt fiyatlarını dikkate alarak, kendi kaynaklarını verimli bir şekilde kullanmak için enerji politikaları geliştirmektedir [4]. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı yerli kömürden üretilen elektrik enerjisi miktarını artırmayı, yeni kömür yataklarının araştırılmasını ve yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payını artırmayı hedef edinmiştir. Bu hedefler doğrultusunda mevcut kömür yakıtlı santrallerin iyileştirilmesi ve modernizasyonu, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM) teşviklerinin devam etmesi ve termik santrallerde besleme suyunun güneş enerjisiyle ön ısıtmaya tabi tutulduğu hibrit sistemlerin kullanımının artırılması belirlenen stratejilerden bazılarıdır [5]. Kömür, Türkiye'de en çok bulunan birincil enerji kaynağıdır ve ülkenin elektrik üretiminde önemli bir yere sahiptir [6]. Türkiye'de 2016 yılında üretilen elektrik enerjisinin %16,24'sı yerli kömür kaynaklarından üretilmiştir ve bunun da yaklaşık %14,06'sı yerli linyit kaynaklarına aittir [7]. Türkiye 2016 yılı sonu itibarıyla 16 milyar ton linyit rezervine sahiptir. Ancak Türkiye linyitlerinin ısı değerleri oldukça düşüktür ve yüksek oranda kül, uçucu madde, nem ve kükürt içerir [8]. Enerji tüketimindeki artışa bağlı olarak elektrik üretiminde kullanılan kalitesiz kömür ise küresel ısınma, hava kirliliği, asit yağmurları gibi çevresel sorunlara neden olmaktadır [3]. Bu tür çevresel sorunların azalması aynı enerji miktarı için daha az fosil yakıt tüketilmesi ile mümkündür [9]. Türkiye 2004 yılında Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'ne taraf olmuş ve 2009 yılında Kyoto Protokolünü imzalamıştır. 2015 yılında düzenlenen Taraflar Konferansı'nda ise, Türkiye 2021-2030 yılları arasında tahmini olağan emisyon senaryosunun %21'ine kadar sera gazı emisyonlarını azaltmayı öngördüğünü belirtmiştir [10]. Bu nedenle, güneş enerjisine dayalı projelerin desteklenmesi önem arz etmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2015-2019 Stratejik planında da belirtildiği gibi, bu desteklerin stratejik adımlarından biri de besleme suyunun güneş enerjisiyle ön ısıtılmasıdır.

Türkiye'nin Avrupa Birliği ülkesi olmamasından dolayı, Türkiye'de geliştirilen yenilenebilir enerji projeleri karbon azaltım sertifikalarının satışı bakımından Avrupa Birliği Emisyon Ticaret Sistemi'nden (AB ETS) faydalanamayacaktır. Ancak emisyon birim fiyatı olarak AB ETS'ye ait Avrupa Birliği Emisyon Tahsisleri (EUA) için belirlenen fiyat kabul edilebilir. Çünkü AB ETS dünya üzerindeki en büyük çok uluslu karbon emisyon ticareti

sistemidir ve fiyat tahminleri diğer fiyat tahminlerine kıyasla daha güvenilirdir [11].

Hibritleştirme, güneş enerjisinin uygun maliyetlerde kullanılmasında büyük bir potansiyele sahiptir. Bir güneş destekli hibrit santral geleneksel bir termik santralin mevcut altyapısını kullanarak, sadece termik güneş enerjisi santrali kurulduğunda doğacak olan buhar türbini, besleme suyu ön ısıtıcısı, kondenser, enerji depolama cihazı vb. gibi ekipman yatırımları önlenmiş olur. Aynı zamanda, güneş enerjisinin süreklilik probleminden doğan sorunların çözülmesini sağlar. Buna ek olarak, mevcut termik santrallerde güneş enerjisinin kullanılması, yakıt tasarrufu ve karbondioksit gibi sera gazı emisyonlarının azaltılmasını sağlar. Termik güneş enerjisi santrali kazan veya besleme suyu ön ısıtıcılarına paralel olarak yerleştirilerek kömürle çalışan termik santrallere kolayca entegre edilebilir. Güneş enerjisi ile sağlanan ısı besleme suyunu ısıtarak türbinden çekilen ara buharın azalmasını veya tamamen sıfırlanmasını sağlayabilir. Böylece aynı güç çıktısı daha az yakıtla üretilmiş olur. Yüksek ve orta basınç besleme suyu ön ısıtıcılarına paralel olarak yerleştirilen güneş alanı, alçak basınç besleme suyu ön ısıtıcılarına paralel olarak yerleştirilen güneş alanından daha etkilidir. Güneş alanına gönderilen besleme suyu miktarı güneş ışınım şiddetine bağlıdır. Güneş alanının çalışma sıcaklığı ile basıncı ise güneş alanının paralel olarak yerleştirildiği besleme suyu ön ısıtıcısının çalışma koşullarına bağlıdır [12].

Literatürde, Yang Y. vd. [13] güneş alanının kömürlü termik santrale entegrasyonunun yöntemleri üzerine çalışmışlar ve sistemin birim alan başına gereken yatırım maliyetinin düşmesi halinde biyokütle ve rüzgâr enerjisi gibi diğer yenilenebilir enerji kaynaklarıyla üretilen enerjiye karşı daha rekabetçi olacağını belirtmişlerdir. Gupta M.K. ve Kaushik S.C. [14], Hou H. vd. [15], Hong H. vd. [16], Zhao Y. vd. [17] güneş enerjisinin besleme suyunun ön ısıtılması için kullanılmasının, güneş ışınımından doğrudan elektrik üreten termik güneş santrallerine kıyasla daha etkili ve ekonomik olduğu sonucunu bulmuşlardır. Suresh M.V.J.J. vd. [18], Popov D. [19], Zhao H. ve Bai. Y. [20] yakıt tasarrufu ve karbondioksit emisyonunun azaltımı bakımından güneş enerjisini yüksek basınç ön ısıtıcılarına giren besleme suyunu ısıtmak için kullanmanın en iyi sonucu ortaya çıkardığını göstermişlerdir. Yang Y. vd. [21] besleme suyu ön ısıtması için dört sistem modellemiştir. Her bir sistem için güç artırımı ve yakıt tasarrufu metoduyla hesaplamalar yapmışlar ve güç artırımı metodunda türbinin maksimum yük kapasitesine yakın veya maksimum yük kapasitesinin üzerinde çalışılmasının güvenlik açısından sakıncalı olabileceğini belirtmişlerdir. Yan Q. vd. [22] 200 MW, 300 MW ve 600 MW kritik altı, 600 MW süper kritik, 600 MW ve 1000 MW ultra süper kritik termik santrallerinin besleme suyu ön ısıtıcılarına paralel olarak yerleştirilen güneş alanının etkisini, güç artırımı ve yakıt tasarrufu metoduyla incelemişler ve sistemin kritik altı ve süper kritik termik santrallerde uygulanmasının daha uygun olacağını göstermişlerdir. Zhai R. vd. [23] güneş destekli hibrit

santralin enerji ve ekserji veriminin aynı şartlar altında çalışan termik santrale göre daha düşük olduğunu tespit etmişlerdir. Zhao Y. vd. [24] ve Feng L. vd. [25], yüksek basınç besleme suyu ön ısıtıcılarına giren kazan besleme suyunun güneş enerjisiyle ön ısıtılması durumunda, termik verimin güneş ışınımından doğrudan elektrik üreten termik güneş santrallerine kıyasla daha yüksek olduğu sonucunu bulmuşlar ve bu durumun gerekli güneş alanını azalttığını tespit etmişlerdir. Hou H. vd. [26] güneş destekli hibrit santralin özgül yakıt tüketiminin referans alınan termik santrale göre daha az olduğunu bulmuşlar ve güneş radyasyonu değerinin artışıyla birlikte özgül yakıt tüketiminin daha da azaldığını tespit etmişlerdir. Ahmedi G. vd. [27], yüksek basınç ön ısıtıcılarına paralel olarak yerleştirilen güneş alanının sağladığı yakıt tasarrufunun ve karbondioksit emisyonu azalmasını en iyi sonucu verdiğini tespit etmişlerdir.

Bu çalışmada, mevcut kömürlü bir termik santralin (Çan Termik Santrali) güneş destekli hibrit bir termik güç santraline dönüşümünün teknik ve ekonomik analizleri yapılmıştır. Ekonomik analizlerde emisyon maliyetleri ve YEKDEM teşvik fiyatları da dikkate alınmıştır. Çalışmada ilk olarak besleme suyu ön ısıtıcısına paralel olarak yerleştirilen güneş alanının büyüklüğü optimize edilmiştir. Optimizasyon parametreleri olarak reflektör modül sayısı ve besleme suyu debisi alınmıştır. Literatürde güneş destekli hibrit santrallerin analizleriyle ilgili sabit güç üretimi ve yakıt tasarrufu gibi yöntemler bulunmaktadır. Bu çalışmada, optimizasyon yapılırken hibrit santralde güç artışının olmadığı, sadece yakıt tasarrufunun olduğu düşünülmüştür. Besleme suyu ön ısıtıcısı için çekilen ara buhar debisini sıfır yapacak güneş alanı değeri optimizasyonun sınır şartını oluşturur. Güneş destekli hibrit santral için tasarım şartları olarak kuzey yarım kürede en uzun günün yaşandığı tarih olan 21 Haziran, bu tarihte güneşin en yüksek noktada olduğu yerel saat olan 13.00, 900 W/m<sup>2</sup> radyasyon değeri ve santralin %100 yük koşulları altında çalıştığı varsayımı kabul edilmiştir. İkinci olarak spesifik tarihler (21 Mart, 21 Haziran ve 21 Aralık), zaman, güneş radyasyon değeri, güneş alanı ve yük faktörü parametre olarak alınmıştır. Ele alınan parametrelere göre hibrit termik santralin enerji ve ekserji verimi ile özgül yakıt sarfiyatı hesaplanmış ve referans alınan Çan Termik Santrali'ne göre değişimleri irdelenmiştir. Buna ek olarak, toplam üretilen güç içerisindeki güneş enerjisi payı da hesaplanmıştır. Üçüncü olarak %100, %75, %50 ve %25 yük koşullarında ilk önce yıllık yakıt tasarrufu ve daha sonra yakıt tasarrufuna bağlı olarak karbondioksit emisyon azaltımı hesaplanmıştır. Son olarak ekonomik hesaplar için güneş alanı birim fiyatı ve emisyon birim fiyatı parametre olarak alınarak yatırımların geri ödeme süreleri irdelenmiştir.

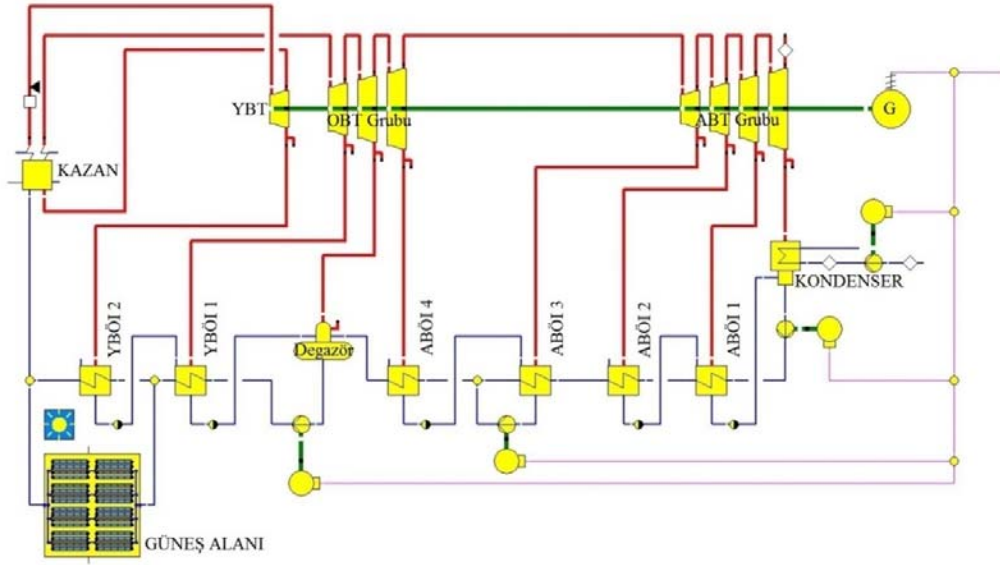
## 2. SİSTEM TANIMI (SYSTEM DESCRIPTION)

Bu çalışmada Çan Termik Santrali (ÇTS) referans alınmıştır. Çan Termik Santrali 160 MW güce sahip iki eş üniteden oluşmaktadır. Santralde yakıt olarak linyit kullanılmaktadır. Santralde kömürün yanma işlemi kazanda gerçekleşir.

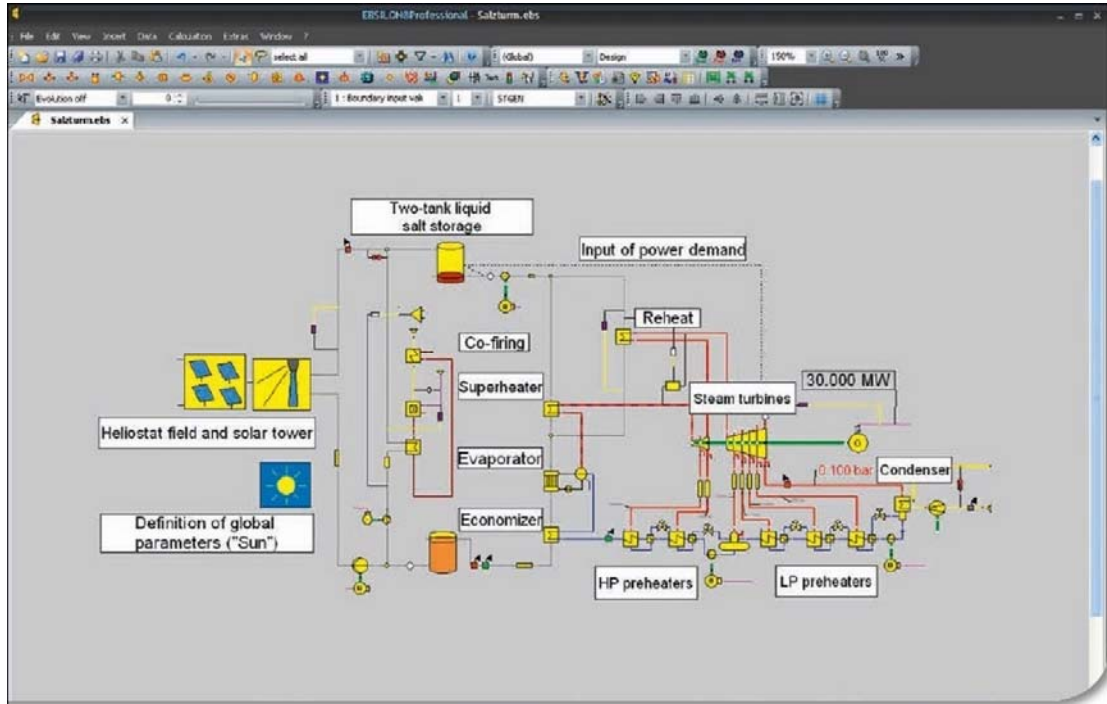
Kondenserden gelen kazan besleme suyu dört alçak basınç besleme suyu ön ısıtıcısından (ABÖİ 1, ABÖİ 2, ABÖİ 3, ABÖİ 4), bir degazörden ve iki yüksek basınç besleme suyu ön ısıtıcısından (YBÖİ 1, YBÖİ 2) geçtikten sonra kazana girer. Kazandan çıkan kızgın buhar yüksek basınç türbininde (YBT) genişledikten sonra bir kısmı YBÖİ 2'ye, bir kısmı ise tekrar kazana gönderilir. Kazana gönderilen buhar ara kızdırma işleminden sonra sırasıyla orta basınç türbininde (OBT) ve alçak basınç türbininde (ABT) genişler. Son olarak ABT'den çıkan egzoz buharı kondenserde yoğunlaşarak çevrim tamamlanır. Şekil 1'de görüldüğü gibi orta basınç ve alçak basınç türbinlerinden çekilen ara buharlar besleme suyu ön ısıtıcılarında besleme suyunun ön ısıtılması için kullanılır. Referans alınan ÇTS için kabul edilen tasarım şartları Tablo 1'de verilmiştir [28]. Çan Termik Santraline güneş alanı entegre edilerek bu çalışmada analizi yapılan güneş destekli hibrit santral elde edilmiştir. Şekil 1'de sadece YBÖİ 2'ye paralel olarak yerleştirilen güneş destekli hibrit santralin akış diyagramı gösterilmiştir. Burada amaç besleme suyunun ön ısıtılmasında güneş enerjisi tarafından sağlanan ısıyı kullanarak ara buhar alma işlemi sınırlamaktır [23]. Aynı işlem tüm besleme suyu ön ısıtıcıları için yapılmıştır. Sistemde güneş ışınımı yeterli olduğunda (örneğin gündüzleri) YBÖİ 2 için çekilen ara buhar miktarı ışınım şiddetine bağlı olarak ya sıfırlanmakta ya da azalmaktadır. Ara buhar miktarının sıfırlandığı durumlarda YBÖİ 2 çalışmaz ve besleme suyu güneş alanında ısıtılır. Güneş ışınımı yeterli olmadığında (örneğin geceleri) YBÖİ 2 çalışır ve güneş alanının bir işlevi olmaz [23]. Böylece ek olarak enerji depolama sistemine de ihtiyaç kalmaz [29]. Hesaplamalarda EBSILON Professional yazılımı kullanılmıştır. EBSILON Professional, enerji santrali planlaması ve geliştirilmesindeki termodinamik süreçler için geliştirilmiş bir yazılımdır. Şekil 2'de EBSILON Professional yazılımının genel görünümüne ait bir şekil verilmiştir [30]. Bu yazılımla öncelikle referans alınan Çan Termik Santrali tasarım şartlarına göre analiz edilmiştir. Daha sonra da elde edilen güneş destekli hibrit santralin analizleri gerçekleştirilerek sonuçlar karşılaştırılmıştır.

**Tablo 1.** Tek ünite için ÇTS verileri (ÇTS data for single unit)

Tanımlama	Değer
Tam yükte kömür tüketimi (kg/s)	36,347
Baca gazı sıcaklığı (°C)	138
Ana buhar basıncı (bar)	172
Ana buhar sıcaklığı (°C)	540
Ana buhar debisi (kg/s)	126,955
Ara kızdırma buhar basıncı (bar)	37,19
Ara kızdırma buhar sıcaklığı (°C)	540
Ara kızdırma buhar debisi (kg/s)	116,447
Kazan verimi (%)	92
Alçak basınç türbin verimi (%)	90
Orta basınç türbin verimi (%)	92
Yüksek basınç türbin verimi (%)	88
Pompa verimleri (%)	80
Generatör verimi (%)	99
Kondenser basıncı (bar)	0,085
Kondenser sıcaklığı (°C)	42,665
Kondenser soğutma suyu sıcaklığı (°C)	25,442
Kondenser soğutma suyu debisi (kg/s)	4388,888



Şekil 1. Güneş destekli hibrit santralin şematik diyagramı (Schematic diagram of solar aided hybrid power plant)



Şekil 2. EBSILON Professional yazılımı genel görünümü (EBSILON Professional software overview)

### 3. YÖNTEM (METHOD)

Hesaplamalar, Termodinamiğin Birinci Yasası'na dayanan kütle ve enerji dengesi ile Termodinamiğin İkinci Yasası'na dayanan ekserji dengesi temelinde yapılmıştır.

#### 3.1. Enerji analizi yöntemi (The method of energy analysis)

Enerji analizi, termodinamiğin birinci yasasına dayanır. Enerji analizinde, termik santral bileşenlerinin giriş ve çıkış

değerleri entalpi, basınç, sıcaklık, entropi, kütleli debi gibi termodinamik büyüklükler kullanılarak belirlenebilir. Buna göre, bir buhar türbininin güç çıkışı Eş. 1'deki gibi yazılabilir [31]:

$$\dot{W}_T = \dot{m}_{in}(h_{in} - h_1) + (\dot{m}_{in} - \dot{m}_1)(h_1 - h_2) + (\dot{m}_{in} - \dot{m}_1 - \dots - \dot{m}_n)(h_n - h_{out}) \quad (\text{kW}) \quad (1)$$

Burada, 1,2,...,n numaraları buhar türbininden çekilen ara buhar sayısını, h (kJ/kg) entalpiyi,  $\dot{m}$  (kg/s) kütleli debiyi,

in girişi ve out da çıkışı temsil etmektedir. Santralde sadece pompalar tarafından güç tüketildiği göz önüne alınmıştır. Diğer iç tüketimler ihmal edilmiştir. Pompa gücü [31]:

$$\dot{W}_P = \dot{m}(h_{out} - h_{in}) / \eta_P \quad (\text{kW}) \quad (2)$$

Burada,  $\eta_P$  pompa verimini ifade etmektedir. (Eş. 2) Net güç çıkışı Eş. 3'den hesaplanabilir [31]:

$$\dot{W}_{Net} = \sum \dot{W}_T - \sum \dot{W}_P \quad (\text{kW}) \quad (3)$$

Kazanda suya verilmesi gereken toplam ısı enerjisi şu şekilde belirlenir [31]:

$$\dot{Q}_B = [\dot{m}_{sh}(h_{sh,out} - h_{sh,in}) + \dot{m}_{rh}(h_{rh,out} - h_{rh,in})] / \eta_B \quad (\text{kW}) \quad (4)$$

Burada, sh kızgın buharı, rh tekrar kızdırılan buharı ifade etmektedir.  $\eta_B$  ise kazan verimini göstermektedir. Eş. 4'deki kazan giriş entalpisi  $h_{sh,in}$  besleme suyu ön ısıtıcısı için tanımlanan enerji dengesi denkleminde hesaplanır [31]:

$$(\dot{m}_{s,in} h_{s,in}) + (\dot{m}_{fw,in} h_{fw,in}) = (\dot{m}_{s,out} h_{s,out}) + (\dot{m}_{fw,out} h_{fw,out}) \quad (5)$$

Burada, s buharı; fw besleme suyunu ifade etmektedir. Ayrıca, diğer besleme suyu ön ısıtıcılarının çıkış sıcaklıkları da Eş. 5'e göre bulunabilir. Enerji santrallerinin termik verimi [31]:

$$\eta_{th} = \frac{\dot{W}_{Net}}{\dot{Q}_B} \quad (6)$$

LHV (kJ/kg) kömürün alt ısı değerini,  $\dot{m}_{kömür}$  yakıt debisini ifade etmektedir (Eş. 6) ve  $\dot{m}_{kömür}$  Eş. 7'deki gibi hesaplanır [31]:

$$\dot{m}_{kömür} = \frac{\dot{Q}_B}{LHV} \quad (\text{kg/s}) \quad (7)$$

Yakıt debisine bağlı olarak karbondioksit emisyon miktarı Eş. 8'den bulunabilir [32]:

$$\dot{m}_{CO_2} = \dot{m}_{kömür} \times 3,664 \times X_C \quad (\text{kg/s}) \quad (8)$$

Burada,  $X_C$  (%) yakıttaki karbonun ağırlık yüzdesidir.

### 3.2. Ekserji analizi yöntemi (The method of exergy analysis)

Ekserji analizi, termodinamiğin ikinci yasasına dayanır. Ekserji analizinden elde edilen sonuçlar, enerji santrallerindeki tersinmezliklerin azaltılması için kullanılabilir. Tüm santral için ekserji verimliliği Eş. 9'daki gibi verilebilir [31]:

$$\eta_{ex} = \frac{\dot{W}_{Net}}{\dot{m}_{kömür} \cdot Ex_{kömür}} \quad (9)$$

Burada,  $Ex_{kömür}$  kömürün kimyasal ekserjisini ifade etmektedir. Kömürün kimyasal bileşimine bağlı olarak ekserji değeri çok değişkenlik gösterir. Nem içermeyen katı

yakıtlar için kimyasal ekserjinin yakıtın alt ısı değerine oranı ( $\phi_{kuru}$ ) Eş. 10'daki gibi hesaplanabilir [33]:

$$\phi_{kuru} = 1,0437 + 0,1882(X_H/X_C) + 0,0610(X_O/X_C) + 0,0404(X_N/X_C) \quad (10)$$

Kükürt ve nem içeren katı yakıtlar için kimyasal ekserji ( $Ex_{kömür}$ ) ise Eş. 11'deki gibi verilebilir [33]:

$$Ex_{kömür} = [LHV + 2442X_W] \phi_{kuru} + 9417X_S \quad (\text{kW}) \quad (11)$$

Burada,  $X_C$ ,  $X_H$ ,  $X_O$ ,  $X_S$ ,  $X_N$  ve  $X_W$  sırasıyla yakıtta bulunan karbon, hidrojen, oksijen, kükürt, nitrojen ve nemin ağırlık yüzdeleridir [33]. Bu çalışmada kullanılan kömür analizi Tablo 2'de verilmiştir [34].

**Tablo 2.** Kömürün element analizi ve alt ısı değeri (Elemental analysis and lower heating value of coal)

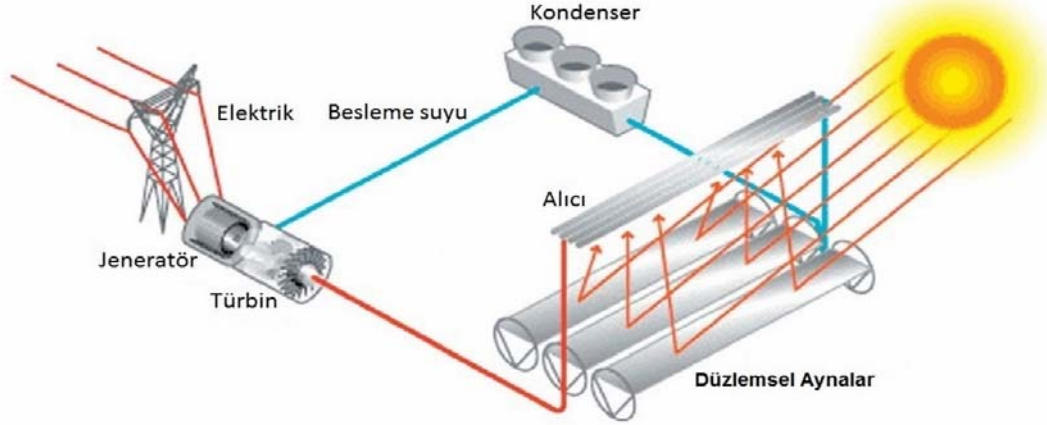
Tanımlama	Sembol	Değer
Karbon (%)	C	30,18
Hidrojen (%)	H	2,45
Oksijen (%)	O	10,06
Kükürt (%)	S	5,28
Nitrojen (%)	N	0,31
Nem (%)	W	20,36
Kül (%)	-	31,36
Alt ısı değeri (kJ/kg)	LHV	10604,66

### 3.3. Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi Santralleri (Concentrating Solar Power Plants)

Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrallerinde, ısı veya elektrik üretmek için güneş ışınlarını belli bir noktaya yoğunlaştırmak amacıyla aynalar ve aynaların güneşi takip edebilmeleri için izleme sistemleri kullanılır. Lineer Fresnel Reflektörler (LFR) bu santrallerde kullanılan sistemlerden birisidir. LFR birçok düzlemsel aynaya sahiptir. Aynalardan belli bir yükseklikte merkezinde bir tüp olan alıcı bulunur. Tüpün içerisinde çevrim akışkanı dolaşır. Aynalar güneş ışını alıcıya yansıtır ve böylece tüpün içindeki akışkan ısınır. Alıcı sabittir, aynalar ise güneşi takip eder. Düzlemsel aynaların yapısı basittir ve diğer yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemlerine göre daha ucuzdur [35]. LFR santralinin prensip şeması Şekil 3'de gösterilmiştir [36].

LFR dışında kullanılan üç çeşit daha yoğunlaştırıcı güneş enerjisi santrali vardır. Bunlar; parabolik oluk tipi güneş enerjisi sistemleri, parabolik çanak tipi güneş enerjisi sistemleri ve güneş güç kuleleridir.

Parabolik oluk tipi güneş enerjisi sistemleri, çizgisel odaklama yapabilen orta (100–350°C) ve yüksek (>350°C) sıcaklık grubunda yer alan yoğunlaştırıcı sistemlerdir. Isı kaybının meydana geldiği alanın küçülmesi ve absorbe edilen ışınım miktarının artması ile daha yüksek sıcaklıklara ulaşılabilen sistemlerdir [37]. Kesitleri parabolik olan aynalardan oluşur. Güneşten gelen ışınlar aynalara gelir ve aynalardan yansıyan güneş ışınları, parabolün odak noktasında bulunan ve eksen boyunca uzanan toplayıcı



**Şekil 3.** LFR santralinin şematik diyagramı (Schematic diagram of LFR power plant)

kısımdaki soğurucu boruya yoğunlaşır. Bu işlem sonunda ısı transferi yoluyla, soğurucu boru içerisinde geçen ısı transfer akışkanına, enerji aktarımı gerçekleşmiş olur. Böylece sıcaklığı yükselen akışkan ile dolaylı yoldan ya da direkt olarak buhar ile elektrik üretimi yapılabilmektedir. Bu sistemlerde güneş takibi doğu-batı veya kuzey-güney doğrultularında gerçekleşmektedir. Güneş takibiyle birlikte sistemin veriminde artış sağlanmaktadır [38].

Parabolik çanak tipi güneş enerjisi sistemleri, yansıtıcı yüzeylerine gelen güneş ışınlarını parabolün odak noktasında yoğunlaştırırlar. Sisteme gelen güneş ışınları aynalar aracılığıyla odakta Stirling motoru üzerine yoğunlaştırılır. Stirling motoru, ısı enerjisini mekanik enerjiye dönüştürür. Güneşi iki ekseninde takip ederek sistemin ısı verimi artırılır. Bu sistemler, küçük modüllerden oluştuğu için, enerji ihtiyacı duyulan yerlerin yakınında ve ihtiyaç duyulan kapasitelerde tesis edilebilirler. Noktasal odaklama yaptıklarından dolayı verimi en yüksek olan sistemlerdir [38].

Güneş güç kuleleri, merkezi alıcı tip güç sistemleridir. Sistemde, heliostat olarak adlandırılan çok sayıda yansıtıcı ayna ve güneş takip sistemi kullanılır. Bu sistemde, iki eksenli izleyici heliostat aynalar, güneş enerjisini kule tepesine merkezi şekilde yerleştirilmiş olan alıcıya yansıtırlar. Güneş enerjisi, alıcıdaki akışkanı ısıtır. Böylece toplanan ısı ile dolaylı yoldan ya da direkt olarak buhar ile elektrik üretimi yapılabilir [39].

### 3.3.1. Güneş alanı optimizasyonu (Solar field optimization)

Bu çalışmada, Tablo 3’de özellikleri verilen Novatec Solar Linear Fresnel Collector NOVA-1 kullanılmıştır [40]. Bu reflektör modeli EBSILON Professional yazılımı kütüphanesinde de mevcuttur.

Güneş alanı optimizasyonu için EBSILON Professional yazılımı bünyesinde bulunan EbsOptimize modülü kullanılmıştır [30].

**Tablo 3.** NOVA-1 teknik verileri (NOVA-1 technical data)

Tanımlama	Değer
Modül uzunluk/genişlik (m)	44,8/16,56
Net açıklık alanı (m <sup>2</sup> )	513,6
Odak uzunluğu (m)	7,4

Güneş destekli hibrit santral için tasarım şartları Tablo 4’de verilmiştir. Yaz aylarında güneş enerjisinden maksimum düzeyde yararlanıldığından yaz başlangıcı ve en uzun gün olan 21 Haziran ile bu tarihte güneş ışınlarının Çan’a en dik açıyla düştüğü saat olan 13.00 tasarım şartı olarak seçilmiştir. Çan için yaz aylarında ortalama güneş radyasyonu değeri 900 W/m<sup>2</sup> olmaktadır ve bu da yine diğer bir tasarım şartı olarak dikkate alınmıştır. Optimizasyon, tasarım şartlarında optimizasyon değişkenlerine göre yapılmıştır. Optimizasyon yapılırken hibrit santralde güç artışının olmadığı, sadece yakıt tasarrufunun olduğu kabul edilmiştir. Güneş alanının paralel olarak yerleştirildiği, besleme suyu ön ısıtıcısı için çekilen ara buhar miktarını sıfır yapacak güneş alanı büyüklüğü optimizasyonun sınır koşulu seçilmiştir. Tasarımda enerji depolama cihazı kullanılmamıştır. Yıllık hesaplamalarda kullanılan doğrudan ışınım şiddetleri (DNI) Avrupa Komisyonu Ortak Araştırma Merkezi tarafından yayınlanan Tipik Meteorolojik Yıl (TMY) verilerinden sağlanmıştır [41].

**Tablo 4.** Güneş destekli hibrit santral için tasarım şartları (Design requirements for solar aided hibrit power plant)

Tanımlama	Değer
Tarih / Zaman	21 Haziran / Saat 13.00
Zaman dilimi	UCT+3
Enlem (°)	40,02
Boylam (°)	26,98
DNI (kW/m <sup>2</sup> )	0,9
Çevre sıcaklığı (°C)	15
Yük (%)	100

3.3.2. Güneş alanı için analiz yöntemi  
(The analysis method for solar field)

Linear Fresnel Reflektör (LFR) için enerji dengesi Eş. 12’deki gibi tanımlanır [42]:

$$\dot{Q}_u = \dot{Q}_{\text{güneş}} - \dot{Q}_{\text{kayıp,LFR}} - \dot{Q}_{\text{kayıp,H\&P}} \quad (\text{kW}) \quad (12)$$

Burada,  $\dot{Q}_u$  akışkana (suya) transfer olan ısı enerjisini,  $\dot{Q}_{\text{güneş}}$  güneş kaynaklı ısı enerjisini,  $\dot{Q}_{\text{kayıp,LFR}}$  reflektör kayıplarını ve  $\dot{Q}_{\text{kayıp,H\&P}}$  boru ve ekipman kayıplarını ifade etmektedir.  $\dot{Q}_{\text{güneş}}$  Eş. 13’deki gibi hesaplanır [42]:

$$\dot{Q}_{\text{güneş}} = \text{DNI } A_{\text{Net}} \eta_{\text{opt}} \quad (\text{kW}) \quad (13)$$

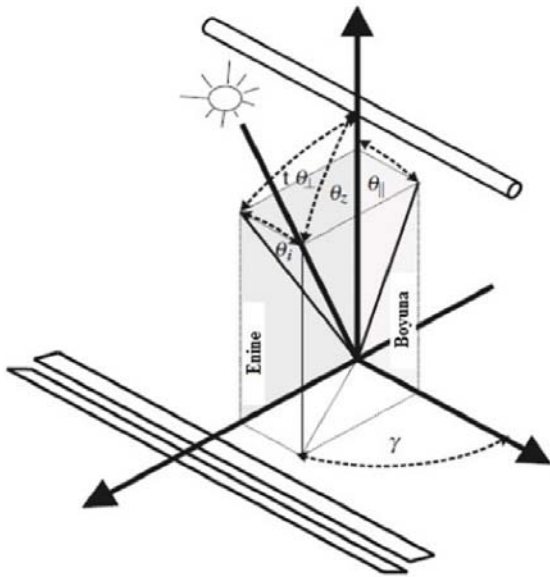
Burada, DNI (kW/m<sup>2</sup>) doğrudan ışınım şiddetini,  $A_{\text{Net}}$  (m<sup>2</sup>) net reflektör açıklık alanını,  $\eta_{\text{opt}}$  optik verimliliği ifade etmektedir.  $\eta_{\text{opt}}$  güneş ışınının geliş açısına, reflektörün maksimum optik verimine ve ayna yüzeyinin temizliğine bağlıdır (Eş. 14) [42].

$$\eta_{\text{opt}} = \eta_{\text{opt},0} \text{IAM } \eta_{\text{cl}} \quad (14)$$

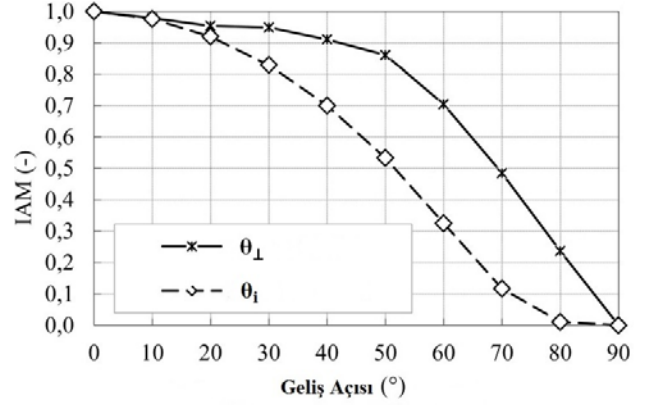
Burada,  $\eta_{\text{opt},0}$  maksimum optik verimi, IAM güneş ışını geliş açısı düzenleyicisini,  $\eta_{\text{cl}}$  ayna yüzeyi temizlik oranını ifade etmektedir. (Eş. 15)

$$\text{IAM} = \text{IAM}_{\perp}(\theta_{\perp}) \times \text{IAM}_i(\theta_i) \quad (15)$$

IAM,  $\theta_{\perp}$  ve  $\theta_i$  açılara bağlıdır. Açılı tanımları Şekil 4’de gösterilmiştir. Burada, sırasıyla  $\theta_{\perp}$  (°) dikey eksen ile güneş ışınının enine düzlem üzerindeki izdüşümü arasındaki açıyı,  $\theta_i$  (°) ise güneş ışını ile güneş ışınının enine düzlem üzerindeki izdüşümü arasındaki açıyı ifade eder [43].  $\text{IAM}_{\perp}$  ile  $\text{IAM}_i$  değerleri Şekil 5’den belirlenebilir [42].



Şekil 4. Açılı tanımları (Angle definitions)



Şekil 5. LFR’nin IAM değerleri (IAM values of the LFR)

LFR kayıpları ile boru ve ekipman kayıpları ise Eş. 16, Eş. 17’deki gibi tanımlanır [30]:

$$\dot{Q}_{\text{kayıp,LFR}} = [(c_0 \Delta T) + (c_1 \Delta T^2)] A_{\text{Net}} \quad (\text{kW}) \quad (16)$$

$$\dot{Q}_{\text{kayıp,H\&P}} = \dot{q}_{\text{kayıp,H\&P}} A_{\text{Net}} \quad (\text{kW}) \quad (17)$$

Burada,  $c_0$  lineer ısı kaybı katsayısı,  $c_1$  ikinci kuvvetten olan ısı kaybı katsayısını,  $\Delta T$  çevre ile akışkan arasındaki sıcaklık farkını ve  $\dot{q}_{\text{kayıp,H\&P}}$  birim alan başına boru ve ekipman ısı kaybını ifade etmektedir.

Bu çalışmadaki güneş alanı hesaplamalarında Tablo 5’deki veriler kullanılmıştır [30, 42].

Tablo 5. LFR verileri (Data of LFR)

Tanımlama	Değer
$\eta_{\text{cl}}$ (%)	98
$\eta_{\text{opt},0}$ (%)	67
$c_0$ (W/mK)	0,671
$c_1$ (W/mK <sup>2</sup> )	0,00256
$\dot{q}_{\text{kayıp,H\&P}}$ (W/m <sup>2</sup> )	7,5

3.4. Güneş Destekli Hibrit Santral İçin Analiz Yöntemi  
(The Analysis Method For Solar Aided Hybrid Power Plant)

Referans alınan Çan Termik Santralini ve modellenen güneş destekli hibrit santrali değerlendirmek için termik verim, ekserji verimi ve özgül yakıt sarfiyatı kullanılmıştır.

Hibrit santral için termik verim ve ekserji verimi Eş. 18, Eş. 19’da tanımlanmıştır [23]:

$$\eta_{\text{th,hibrit}} = \frac{\dot{W}_{\text{Net}}}{\dot{Q}_B + \text{DNI } A_{\text{Net}}} \quad (18)$$

$$\eta_{\text{ex,hibrit}} = \frac{\dot{W}_{\text{Net}}}{\text{Ex}_{\text{kömür}} + \text{Ex}_{\text{güneş}}} \quad (19)$$

Burada,  $\text{Ex}_{\text{güneş}}$  reflektör yüzeyine düşen güneş ışınımından gelen ekserjidir ve Eş. 20’deki gibi ifade edilir [44]:



$$EX_{güneş} = (DNI A_{Net}) \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{ap}}\right) \text{ (kW)} \quad (20)$$

Burada,  $T_{amb}$  çevre sıcaklığını,  $T_{ap}$  görünür güneş sıcaklığını ifade etmektedir.  $T_{ap}$  güneşin yüzey sıcaklığına bağlıdır (Eş. 21) [44]:

$$T_{ap} = \frac{3}{4} T_S \text{ (K)} \quad (21)$$

Burada,  $T_S$  güneşin yüzey sıcaklığıdır ve değeri 5770 K'dir. Bu nedenle hesaplarda  $T_{ap}$  4330 K alınmıştır.

Özgül yakıt sarfiyatı  $be$ , birim elektrik enerjisi üretebilmek için gereken yakıt sarfiyatıdır (Eş. 22) [22].

$$be = \frac{M}{W_{Net}} \text{ (kg/kWh)} \quad (22)$$

Burada,  $M$  (kg/h) saatlik kömür tüketimidir [22].

Net güç üretimindeki güneş enerjisinin payı ( $P_{güneş}$ ) Eş.23 kullanılarak bulunabilir (Eş. 23) [22]:

$$P_{güneş} = \frac{Q_{güneş}}{Q_B + Q_{güneş}} \times 100\% \text{ (%) } \quad (23)$$

### 3.5. Ekonomik Analiz Yöntemi (The Method of Economic Analysis)

Güneş enerjisi sistemlerinin kaynağının bir maliyeti olmasa da, güneş ışınlarını toplayabilmek ve yararlı bir işe dönüştürebilmek için gerekli olan ekipmanların bir maliyeti vardır. Güneş enerjisi sistemleri genellikle yüksek yatırım maliyeti ve düşük işletme maliyetleri ile tanımlanır. Bu nedenle bir güneş enerjisi sistemini kullanmaya karar vermek için reflektörlerin ve diğer ekipmanların yatırım maliyetinin ne kadar bir süre içerisinde karşılandığının bilinmesi gerekir [44]. Bu çalışmada yatırımların geri ödeme süresi hesaplanmış olup, hesaplara emisyon tasarrufu ve güneş enerjisinden sağlanan elektrik üretim gelirleri dahil edilmiştir.

Sistemin toplam ilk yatırım maliyeti ( $C_Y$ ) Eş. 24, Eş. 25'deki gibi hesaplanır [44]:

$$C_Y = C_{SF} + C_{sur} \text{ (€)} \quad (24)$$

$$C_{SF} = g_{SF} \times A_{Net} \text{ (€)} \quad (25)$$

Burada,  $g_{SF}$  güneş alanı birim fiyatını,  $C_{sur}$  güneş alanı için yapılan toplam yatırım maliyetini,  $C_{sur}$  toplam ek maliyetleri ifade etmektedir.

İlk yılın sonunda elde edilen toplam gelir ise Eş. 26'daki gibi tanımlanır [44]:

$$C_R = \left( g_{el} \times p_{güneş,an} \times E_{an} \right) + \left( g_f \times FS \right) + \left( g_{em} \times ES \right) - C_{O\&M} \text{ (€)} \quad (26)$$

Burada,  $g_{el}$  güneş enerjisinden üretilen elektrik için YEKDEM tarafından belirlenen birim fiyatı,  $E_{an}$  yıllık elektrik üretimini,  $p_{güneş,an}$  yıllık elektrik üretimindeki güneş enerjisinin payını,  $g_f$  yakıtın birim fiyatını,  $FS$  yıllık yakıt tasarrufunu,  $g_{em}$  emisyon birim fiyatını,  $ES$  yıllık emisyon tasarrufunu ve  $C_{O\&M}$  toplam işletme masraflarını ifade etmektedir.

Yatırımın geri ödeme süresi aşağıdaki gibi tanımlanır (Eş. 27) [44]:

$$\frac{C_Y}{C_R} = PWF(n, i, r) \quad (27)$$

Burada,  $PWF$  bugünkü değer faktörünü,  $n$  geri ödeme süresini,  $i$  faiz oranını ve  $r$  iskonto oranını ifade etmektedir.

Şimdiki değer faktörü de faiz oranının ve iskonto oranının bir fonksiyonudur ve Eş. 28'deki gibi tanımlanır [44]:

$$PWF(n, i, r) = \sum_{j=1}^n \frac{(1+i)^{j-1}}{(1+r)^j} \quad (28)$$

Ekonomik analiz için kabul edilen veriler Tablo 6'da verilmiştir [45-47].

**Tablo 6.** Ekonomik veriler (Economic datas)

Tanımlama	Değer
$i$ (%)	10
$r$ (%)	12
$g_{el}$ (€/kWh)	0,10
$g_f$ (€/t)	30
$g_{em}$ (€/tCO <sub>2</sub> )	13
$g_{SF}$ (€/m <sup>2</sup> )	250
$C_{sur}$ (€)	$C_{SF} \times \%20$
$C_{O\&M}$ (€)	$C_{SF} \times \%2$

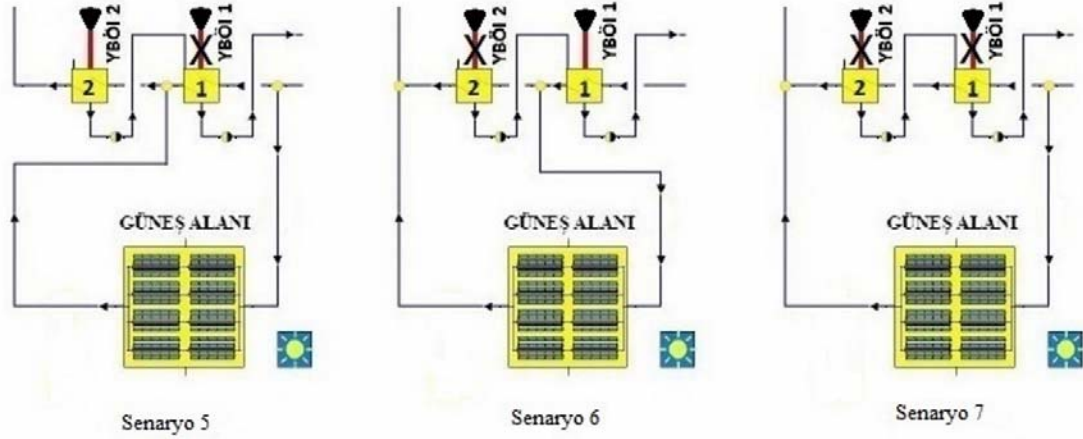
## 4. SONUÇLAR VE TARTIŞMALAR (RESULTS AND DISCUSSIONS)

Bu çalışmada yedi farklı senaryo oluşturulmuştur. 21 Mart, 21 Haziran ve 21 Aralık tarihleri, zaman, doğrudan ışınım şiddeti (DNI), yük faktörü ve güneş alanı parametre olarak alınıp, enerji ve ekserji verimi ile özgül yakıt sarfiyatının değişimleri incelenmiştir. Daha sonra %100, %75, %50 ve %25 yük koşullarında yıllık yakıt tasarrufu hesaplanıp, yakıt tasarrufuna bağlı olarak karbondioksit emisyon azaltımı bulunmuştur. Ekonomik hesaplarda güneş alanı birim fiyatı ve emisyon birim fiyatı parametre olarak alınmış, bu parametrelere göre geri ödeme süreleri irdelenmiştir. Seçilen yedi senaryo aşağıda verilmiştir:

- Senaryo 1: ABÖİ 1'e güneş alanının paralel yerleştirilmesi
- Senaryo 2: ABÖİ 2'ye güneş alanının paralel yerleştirilmesi
- Senaryo 3: ABÖİ 3'e güneş alanının paralel yerleştirilmesi
- Senaryo 4: ABÖİ 4'e güneş alanının paralel yerleştirilmesi
- Senaryo 5: YBÖİ 1'e güneş alanının paralel yerleştirilmesi
- Senaryo 6: YBÖİ 2'ye güneş alanının paralel yerleştirilmesi
- Senaryo 7: YBÖİ 1 ve YBÖİ 2'ye güneş alanının paralel yerleştirilmesi

Güneş alanı yerleşiminin anlaşılması açısından sadece Senaryo 5, 6 ve 7 için Şekil 6 verilmiştir. Güneş alanı yerleşimi diğer senaryolar için de aynı düzendedir. Tablo 7 her bir senaryo için tasarım şartlarındaki optimizasyon sonuçlarını göstermektedir. Şekil 7’de modül sayısının, dolayısıyla güneş alanı büyüklüğünün, ön ısıtıcılara giren buhar debisine bağlı olduğu gösterilmiştir. Ön ısıtıcıya giren buhar debisi arttıkça güneş alanı da büyümektedir.

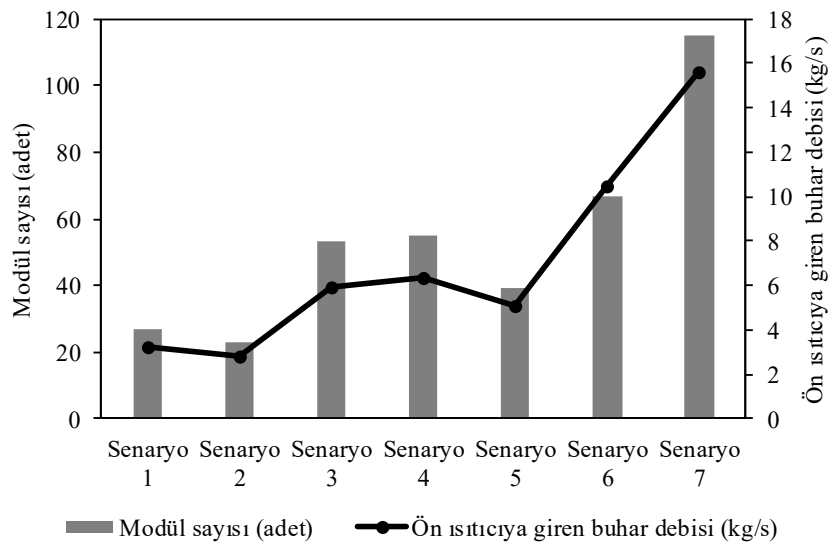
Analizlerde Senaryo 7 en iyi, Senaryo 1 ise en kötü sonuçları vermiştir. Diğer senaryoların sonuçları Senaryo 1 ve Senaryo 7 sonuçları arasında çıkmaktadır. Bu nedenle grafiklerin daha belirgin olabilmesi için sadece en iyi, en kötü ve ikisi arasındaki bir senaryo gösterilmiştir. Güneş alanından geçen besleme suyu debisinin DNI ile değişimi Şekil 8’de verilmiştir. DNI arttıkça güneş alanına giren besleme suyu debisi de yükselmektedir.



Şekil 6. Senaryo 5, 6 ve 7 için şematik diyagram (Schematic diagram for scenario 5,6 and 7)

Tablo 7. Optimizasyon sonuçları (Optimization results)

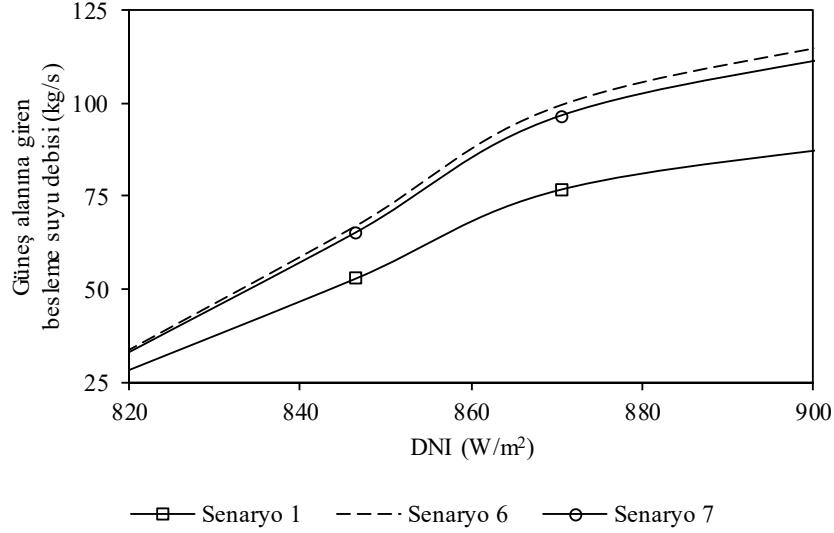
Senaryo	1	2	3	4	5	6	7
LFR giriş sıcaklığı (°C)	42,8	61,6	77,5	115,1	186,7	211,6	186,7
LFR çıkış sıcaklığı (°C)	61,5	77,5	114,4	148,2	207,8	242,4	242,4
LFR’den geçen maksimum debi (kg/s)	91	93,2	92	103,6	109,5	121,5	118
Modül sayısı (adet)	27	23	53	55	39	67	115
Güneş alanı (m <sup>2</sup> )	13867	11813	27221	28248	20030	34411	59064



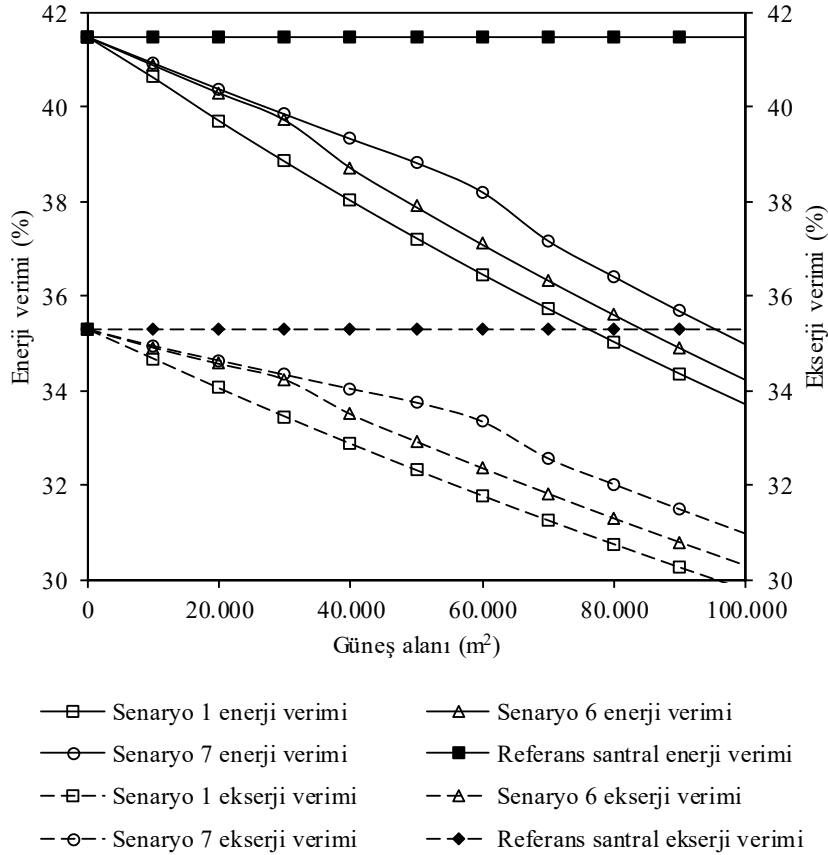
Şekil 7. Her bir senaryo için ön ısıtıcıya giren buhar debisine göre modül sayısı değişimi (Module number change according to steam flow entering preheater for each scenario)

Şekil 9'da güneş alanına bağlı olarak enerji ve ekserji veriminin değişimi gösterilmiştir. Güneş alanı arttıkça referans santrale göre hibrit santralin enerji ve ekserji veriminin azaldığı görülmüştür. Bu eğilim tüm senaryolar için aynı bulunmuştur. Güneş alanının artışı kazandan sisteme olan ısı girdisini azaltmıştır. Böylece kömür tüketimi

düşmüş ve buna bağlı olarak da sisteme giren kömür kaynaklı ekserji değeri küçülmüştür. Fakat sisteme giren güneş kaynaklı enerji ve ekserji girdisi, yakıt kaynaklı enerji ve ekserji düşüşünden daha büyük (Eş. 18 ve Eş. 19) olduğu için verimler azalmaktadır. Güneş alanının Eş. 18 ve Eş. 19 üzerindeki etkisi DNI için de geçerlidir. Tüm senaryolar için



Şekil 8. DNI'ya bağlı güneş alanına giren besleme suyu debisi (Feedwater flow entering the solar field based on DNI)



Şekil 9. Güneş alanına bağlı enerji ve ekserji verimi (Energy and exergy efficiency based on solar field)

DNI değeri arttıkça referans santrale göre hibrit santralin enerji ile ekserji veriminin azaldığı ve azalma miktarının Senaryo 7 için daha fazla olduğu tespit edilmiştir (Şekil 10).

Şekil 11 spesifik tarihlerde, Seneryo 7 için enerji ve ekserji verimindeki değişimi göstermektedir. DNI değerinin en yüksek olduğu saatler gün ortalarıdır. DNI değerinin artmasıyla beraber enerji ve ekserji verimi azalmaktadır. 21 Haziran tarihinde enerji ve ekserji verimi sonuçları, diğer tarihlere göre yüksek çıkmaktadır. Bunun nedeni, 21 Haziran'da güneşin geliş açısının diğer tarihlere göre daha dik olması ve güneş enerjisinden daha fazla yararlanılmasıdır. Böylece yakıt kaynaklı enerji ve ekserji düşüşü ile güneş kaynaklı enerji ve ekserji girişi arasındaki fark, bu tarihte diğer tarihlere göre daha az olmaktadır. Dolayısıyla 21 Haziran diğer tarihlere göre daha iyi sonuç vermiştir.

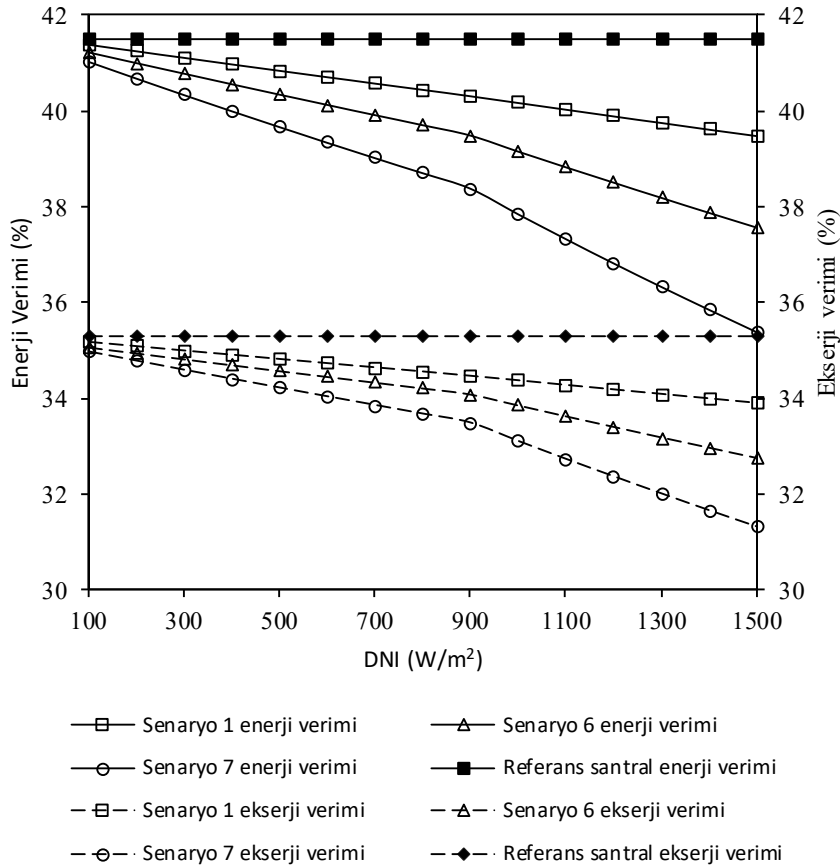
Şekil 12'de yük faktörüne bağlı enerji ve ekserji verimindeki değişim verilmiştir. Referans santral ile karşılaştırıldığında, yük faktörünün azalmasıyla hibrit santralin enerji ve ekserji verimindeki düşüşünün daha keskin olduğu görülmüştür. %75'den daha az yük faktörlerinde çalışılması durumunda verimlerdeki düşüşün hızlanarak arttığı tespit edilmiştir. Şekil 13'de güneş alanına bağlı özgül yakıt sarfiyatının değişimi verilmiştir. Güneş alanı artışı kazandan sisteme

olan ısı girişini azalttığı için özgül yakıt sarfiyatı azalmaktadır. Şekil 13'de eğrilerin minimumdan geçtiği noktalar optimum güneş alanını göstermektedir. Şekil 14'de ise DNI'ya bağlı özgül yakıt tüketiminin değişimi gösterilmiştir. DNI değerinin artmasıyla özgül yakıt tüketimi azalmaktadır. Senaryo 7, DNI'nın özgül yakıt tüketimi üzerinde en etkili olduğu senaryo olmuştur.

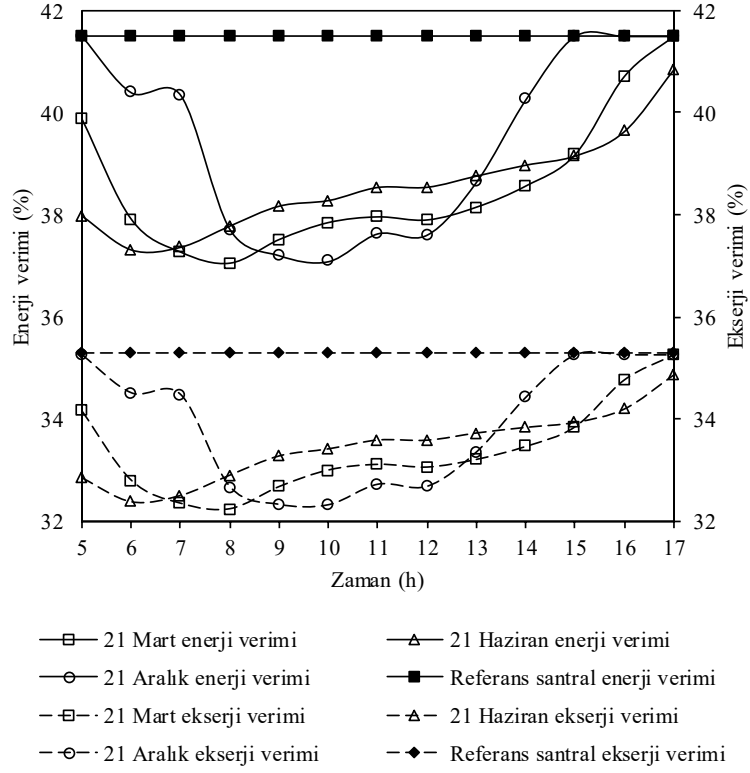
Şekil 15'de Seneryo 7 için spesifik tarihlerin özgül yakıt tüketimi üzerindeki etkisi verilmiştir. Şekil 15'e bakıldığında öğlen saatlerinde DNI değerinin artmasıyla birlikte özgül yakıt tüketiminin azaldığını görmek mümkündür. Güneş ışınları diğer tarihlere göre daha dik geldiği için, 21 Haziran özgül yakıt tüketiminin en fazla düşüş gösterdiği tarih olmuştur.

Şekil 16'da ise yük faktörü ile özgül yakıt tüketiminin değişimi gösterilmiştir. Yük faktörünün azalmasıyla özgül yakıt tüketiminin arttığı görülmüştür. Yük faktörünün özgül yakıt tüketimi üzerindeki etkisi hem referans hem de hibrit santral için benzerdir.

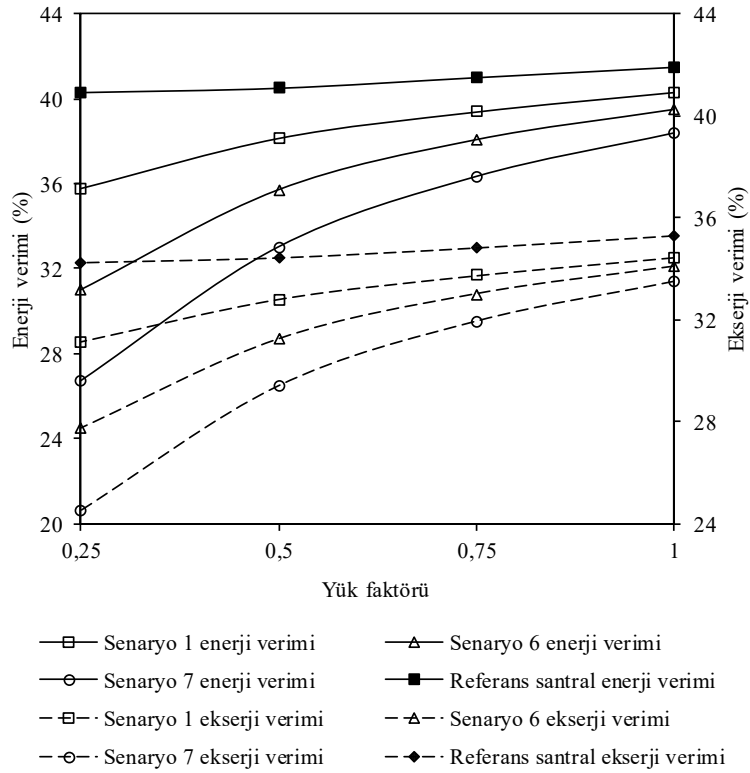
Şekil 17'de DNI değişimine bağlı olarak net güç üretimindeki güneş enerjisinin payı verilmiştir. DNI değerinin yükselmesiyle güneş enerjisinin payı artmaktadır. DNI'nın bu etkisi Senaryo 7 için daha belirgindir.



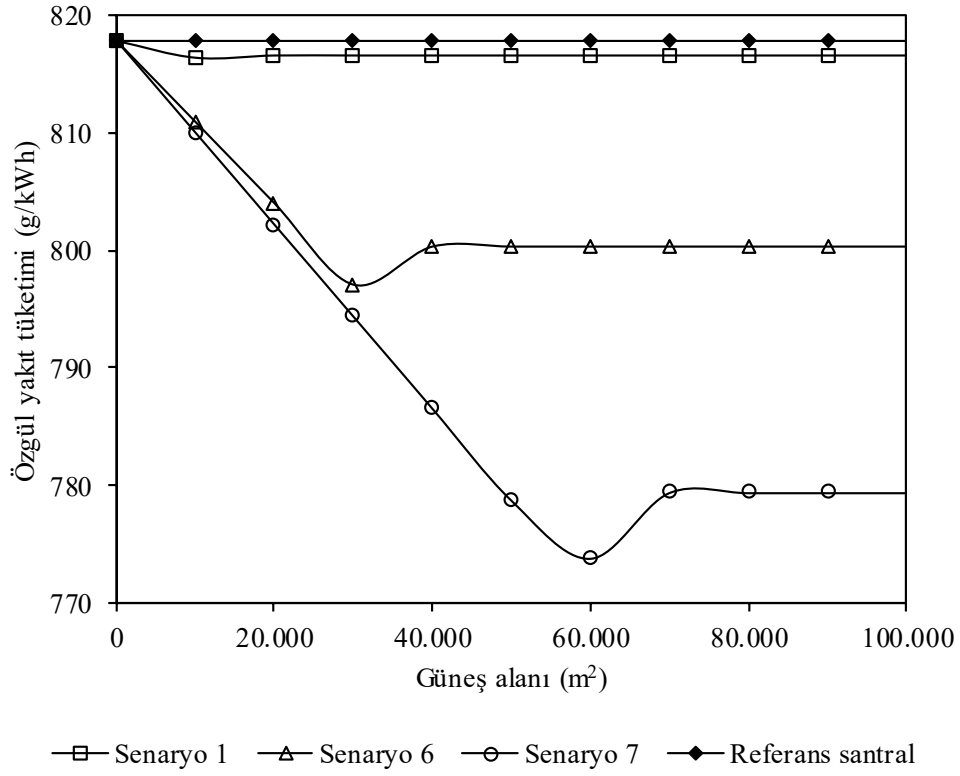
Şekil 10. DNI'ya bağlı enerji ve ekserji verimi (Energy and exergy efficiency based on DNI)



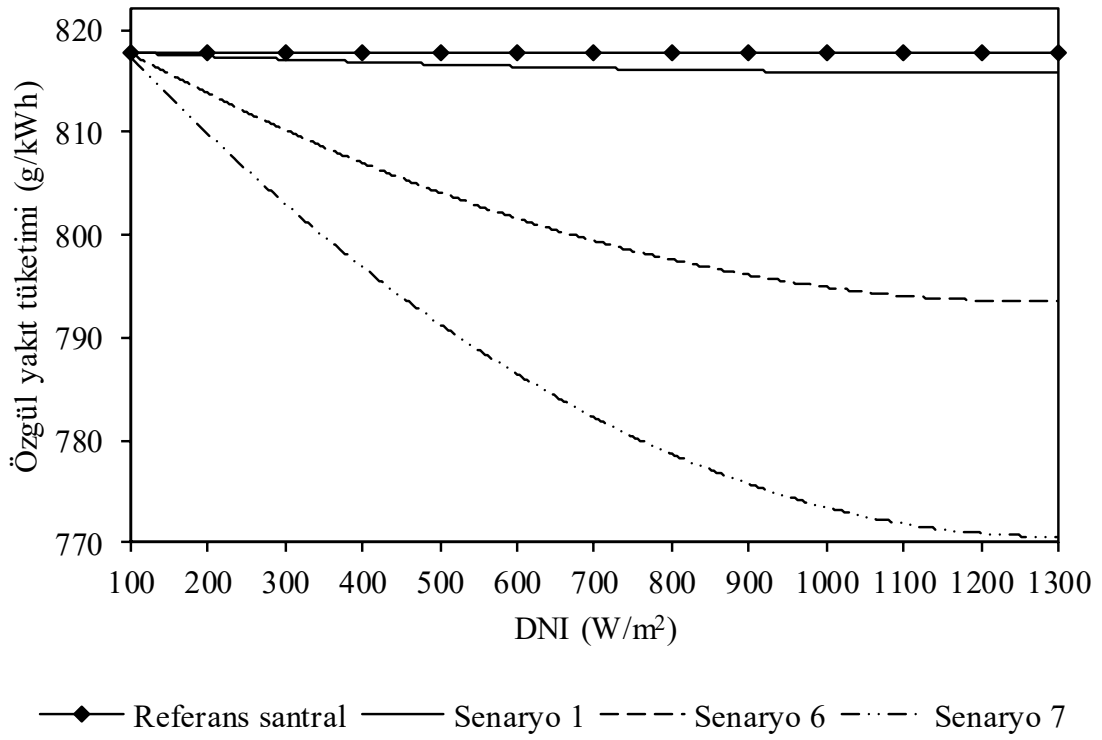
Şekil 11. Spesifik tarihlere göre enerji ve ekserji verimi (Energy and exergy efficiency according to specific dates)



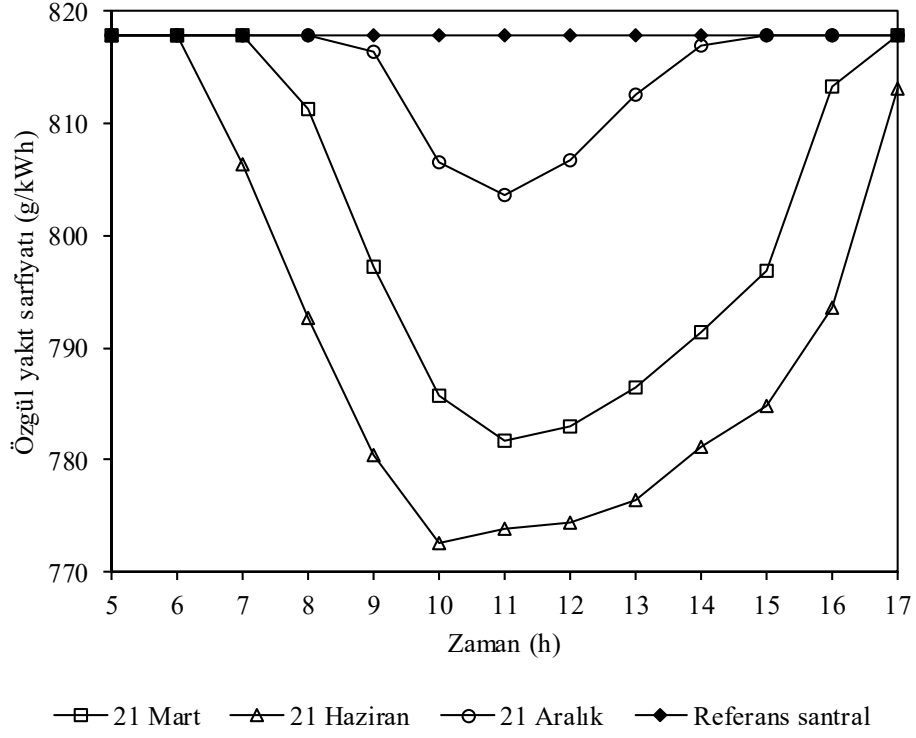
Şekil 12. Yük faktörüne bağlı enerji ve ekserji verimi (Energy and exergy efficiency based on load factor)



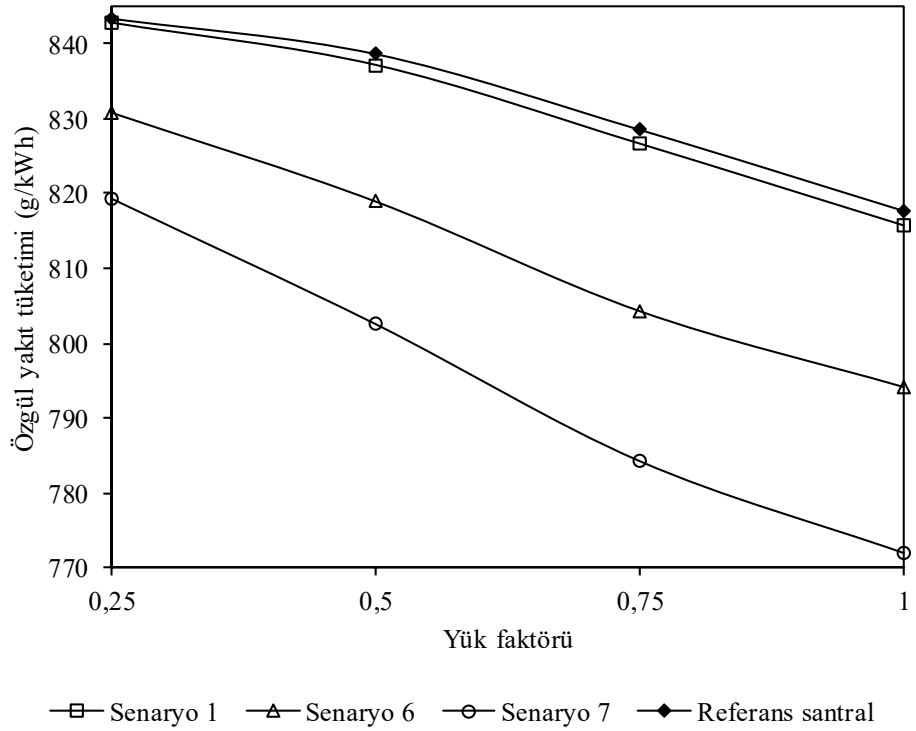
Şekil 13. Güneş alanına bağlı özgül yakıt sarfiyatı (Specific fuel consumption based on solar field)



Şekil 14. DNI'ya bağlı özgül yakıt tüketimi (Specific fuel consumption based on DNI)



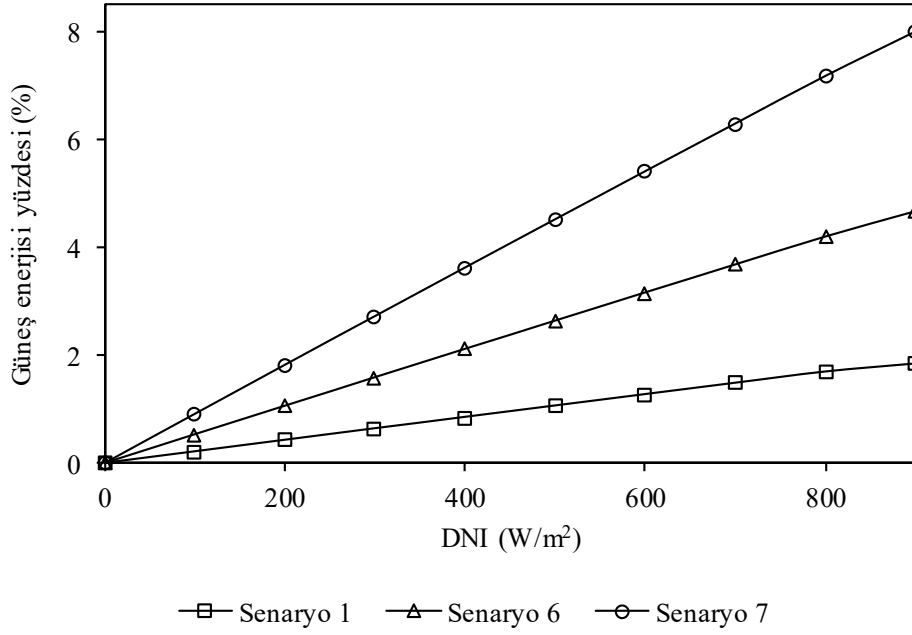
Şekil 15. Spesifik tarihlere göre özgül yakıt tüketimi (Specific fuel consumption according to specific dates)



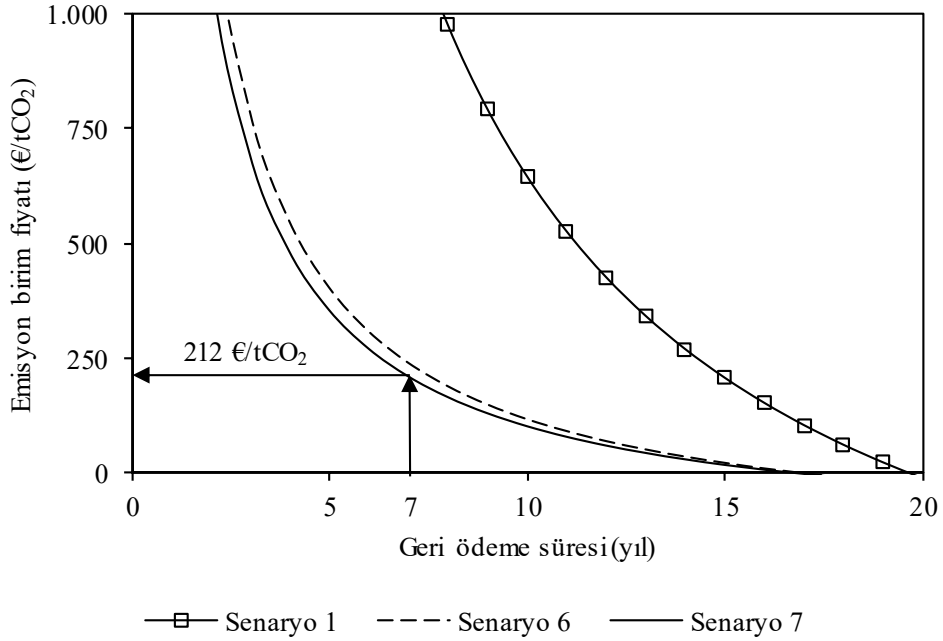
Şekil 16. Yük faktörüne bağlı özgül yakıt tüketimi (Specific fuel consumption based on load factor)

Tablo 6’da verilen değerlere göre yapılan hesaplarda her senaryo için yatırımın geri ödeme süresinin yedi yılın üzerinde olduğu tespit edilmiştir. Şekil 18’de emisyon birim fiyatına göre geri ödeme süresinin, Şekil 19’da ise güneş alanı birim fiyatına göre geri ödeme süresinin değişimi verilmiştir. Senaryo 7 geri ödeme süresi açısından en uygun sistem olarak bulunmuştur. Senaryo 7 için emisyon birim

fiyatının 212 €/tCO<sub>2</sub> olması durumunda, geri ödeme süresinin yedi yıl olabileceği tespit edilmiştir (Şekil 18). Benzer şekilde güneş alanı birim fiyatının 132 €/m<sup>2</sup> olması durumunda da geri ödeme süresi yedi yıla düşmektedir (Şekil 19). Diğer taraftan, yeni malzemelerin bulunması, verimliliğin artırılması vb. sebeplerle güneş alanı birim fiyatının 2025 yılında 100-160 €/m<sup>2</sup> arasında olacağı tahmin

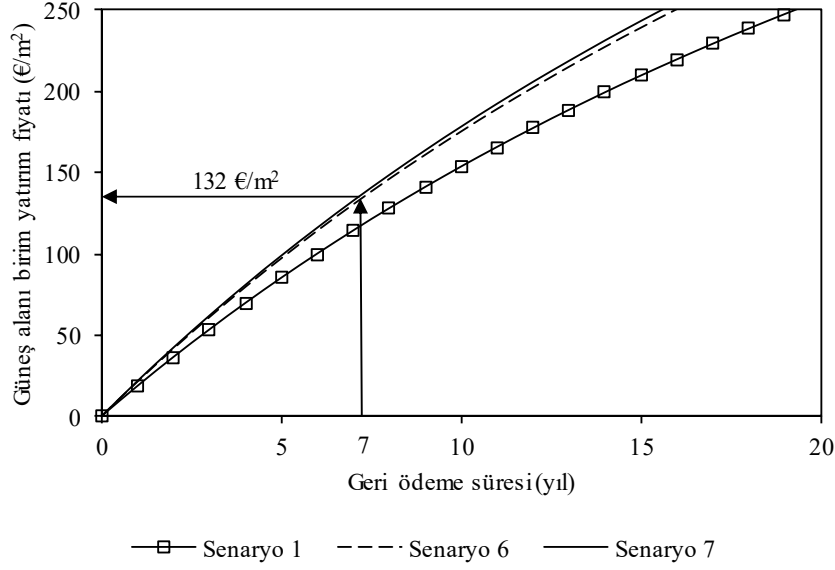


Şekil 17. DNI'ya göre net güç üretimindeki güneş enerjisinin payı (Solar energy share in net power generation according to DNI)



Şekil 18. Emisyon birim fiyatına göre geri ödeme süresi (Payback period according to emission unit price)





Şekil 19. Güneş alanı birim fiyatına göre geri ödeme süresi (Payback period according to solar field unit price)

edilmektedir [48]. Dolayısıyla gelecekte güneş destekli hibrit güç santrallerinin geri ödeme süreleri düşecek ve bu sistemlerin kullanımı yaygınlaşacaktır.

## 5. SONUÇLAR (CONCLUSIONS)

Bu çalışmada, referans olarak alınan Çan Termik Santrali'nin güneş destekli hibrit santrale dönüşümünün teknik ve ekonomik analizi yapılmıştır. Analizlerde öncelikle, referans santralin enerji ve ekserji verimi ile özgül yakıt sarfiyatındaki değişim incelenmiş ve hibrit sistemle yapılacak yakıt ve emisyon tasarrufu belirlenmiştir. Daha sonra ise hibrit santralin ekonomik analizi yapılarak geri ödeme süresi irdelenmiş ve sınır şartlar belirlenmeye çalışılmıştır. Bu çalışmada yedi farklı senaryo oluşturulmuştur. Sonuç olarak, hem teknik hem de ekonomik açıdan Senaryo 7 en iyi hibrit santral olarak bulunmuştur. Tasarım koşullarında, Senaryo 7 için termik verim ve ekserji verimi sırasıyla %38,54 ve %33,58 olmaktadır. Ancak ekonomik açıdan değerlendirildiğinde tüm senaryolar günümüz şartlarında uygulanabilir gözükmemektedir. Senaryo 7 için geri ödeme süresi 15 yıl olarak bulunmuştur. Fakat öngörüldüğü gibi, gelecek yıllarda güneş alanı birim fiyatının düşmesi ve yenilenebilir enerji için sağlanan destek fiyatının artması durumunda güneş destekli hibrit santrallerin Türkiye için çok daha avantajlı olacağı öngörülmektedir. Örneğin, güneş alanı birim fiyatının 132 €/m<sup>2</sup> olması durumunda Senaryo 7 için geri ödeme süresi 7 yıla düşmektedir. Benzer şekilde, yenilenebilir enerji için sağlanan destek fiyatının 0,225 €/kWh olması durumunda da Senaryo 7 için geri ödeme süresi 7 yıla kadar düşmektedir. Sonuç olarak, Türkiye özelinde elde edilen sonuçlar literatürle uyumlu çıkmıştır. YEKDEM desteklerinin bu tip hibrit santraller için ve emisyon ticaretinin ileride ülkemiz için geçerli olabileceğinin kabulü ile gelecekte güneş destekli hibrit santrallerin ülkemiz için önemli bir teknoloji olabileceği düşünülmektedir.

Bu hibrit sistemin dışında güneş alanının kazana paralel olarak yerleştirildiği iki sistem daha hibritleştirme için önerilebilir. Bu hibrit sistemlerin ilkinde, Yaklaşık 400 °C'deki güneş enerjisinden sağlanan ısı, kazanın ekonomizindeki besleme suyunu doymuş buhar haline dönüştürür ve daha sonra kazan domuna gönderir. İkincisinde ise, kızgın buharın bir kısmı güneş enerjisinden sağlanan ısı ile sağlanır. Bu iki hibritleştirilmeye nazaran tercih edilen hibritleştirme metodu 300 MW'tan daha düşük bir kapasiteye sahip olan, kömür yakıtlı santrallerin yenilenmesi için kullanılabilir [12]. Önerilen bu iki sistem aynı yöntemlerle incelenerek, makalede incelenen sistem ile karşılaştırılabilir ve ülkemiz şartlarında hangisinin daha uygun olacağı tartışılabilir.

## KAYNAKLAR (REFERENCES)

1. Çetin B., An economic model for the revamping of a pulverized coal-fired boiler, *Energy Sources Part B: Economics, Planning, and Policy*, 9 (3), 307-313, 2014.
2. Tefek M.F., Uğuz H., Solution of economic dispatch problem for wind-thermal power systems by a modified hybrid optimization method, *Journal of the Faculty of Engineering and Architecture of Gazi University*, 34 (4), 1871-1895, 2019.
3. Çetin B., Abacıoğlu M., Economic analysis for rebuilding of an aged pulverized coal-fired boiler with a new boiler in an aged thermal power plant, *Advances in Mechanical Engineering*, 5, 1-6, 2013.
4. Erdem H.H., Dağdaş A., Sevilgen S.H., Çetin B., Akkaya A.V., Şahin B., Teke İ., Güngör C., Atas S., Thermodynamic analysis of an existing coal-fired power plant for district heating/cooling application, *Applied Thermal Engineering*, 30 (2), 181-187, 2009.
5. T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2015-2019 Stratejik Planı, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Ankara, Aralık 2014.

6. Toptaş M., Turkey's energy demand, production and policies, *International Journal of Energy Economics and Policy (IJEEP)*, 5 (2), 631-638, 2015.
7. Türkiye Elektrik Üretim A.Ş. Türkiye elektrik üretim-iletim 2016 yılı istatistikleri. <https://www.teias.gov.tr/tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-2016-yili-istatistikleri>. Yayın tarihi Ekim 5, 2017. Erişim tarihi Nisan 6, 2018.
8. Kömür Sektörü Raporu (Linyit) 2016, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Ankara, Mayıs 2017.
9. Erdem H.H., Sevilgen S.H., Akkaya A.V., Çetin B., Emission assessment for cogeneration systems, *Energy Sources Part B: Economics, Planning, and Policy*, 2 (3), 267-275, 2007.
10. Energy policies of IEA countries Turkey 2016 review, International Energy Agency, Eylül 2016.
11. Karbon Piyasalarında Ulusal Deneyim ve Geleceğe Bakış, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı, Ankara, Ocak 2011.
12. Jin H.G., Hong H., Hybridization of Concentrating Solar Power (CSP) With Fossil Fuel Power Plants, *Concentrating Solar Power Technology Principles, Developments and Applications*, Cilt 2, Editörler: Lovegrove K., Stein W., Woodhead Publishing, Cambridge UK, 395-436, 2012.
13. Yang Y., Cui Y., Hou H., Guo X., Yang Z., Wang N., Research on solar aided coal-fired power generation system and performance analysis, *Science China Technological Sciences*, 51 (8), 1211-1221, 2008.
14. Gupta M.K., Kaushik S.C., Exergetic utilization of solar energy for feed water preheating in a conventional thermal power plant, *International Journal of Energy Research*, 33 (6), 593-604, 2009.
15. Hou H., Mao J., Yang Y., Luo N., Solar-coal hybrid thermal power generation-an efficient way to use solar energy in China, *International Journal of Energy Engineering*, 2 (4), 137-142, 2012.
16. Hong H., Peng S., Zhao Y., Liu Q., Jin H., A typical solar-coal hybrid power plant in China, *Energy Procedia*, 49, 1777-1783, 2014.
17. Zhao Y., Hong H., Jin H., Economic analysis of a typical solar-coal hybrid power plant, *Energy Sources Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 38 (12), 1798-1804, 2016.
18. Suresh M.V.J.J., Reddy K.S., Kolar A.K., 4-E (Energy, exergy, environment, and economic) analysis of solar thermal aided coal-fired power plants, *Energy for Sustainable Development*, 14 (4), 267-279, 2010.
19. Popov D., An option for solar thermal repowering of fossil fuel fired power plants, *Solar Energy*, 85 (2), 344-349, 2011.
20. Zhao H., Bai Y., Thermodynamic performance analysis of the coal-fired power plant with solar thermal utilizations, *International Journal of Energy Research*, 38 (11), 1446-1456, 2014.
21. Yang Y., Yan Q., Zhai R., Kouzani A., Hu E., An efficient way to use medium-or-low temperature solar heat for power generation-integration into conventional power plant, *Applied Thermal Engineering*, 31 (2-3), 157-162, 2011.
22. Yan Q., Yang Y., Zhai R., Evaluation of solar aided thermal power generation with various power plants, *International Journal of Energy Research*, 35 (10), 909-922, 2011.
23. Zhai R., Zhu Y., Yang Y., Tan K., Hu E., Exergetic and parametric study of a solar aided coal-fired power plant, *Entropy*, 15 (3), 1014-1034, 2013.
24. Zhao Y., Hong H., Jin H., Evaluation criteria for enhanced solar-coal hybrid power plant performance, *Applied Thermal Engineering*, 73 (1), 577-587, 2014.
25. Feng L., Chen H., Zhou S., Zhang S., Yang T., An L., The development of a thermo-economic evaluation method for solar aided power generation, *Energy Conversion and Management*, 116, 112-119, 2016.
26. Hou H., Wang M., Yang Y., Chen S., Hu E., Performance analysis of a solar-aided power generation (SAPG) plant using specific consumption theory, *Science China Technological Sciences*, 59 (2), 322-329, 2016.
27. Ahmadi G., Toghraie D., Akbari O.A., Solar parallel feed water heating repowering of a steam power plant: A case study in Iran, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77, 474-485, 2017.
28. Oktay Z., Investigation of coal-fired power plants in Turkey and a case study: Can plant, *Applied Thermal Engineering*, 29 (2-3), 550-557, 2009.
29. Zhao Y., Hong H., Jin H., Optimization of the solar field size for the solar-coal hybrid system, *Applied Energy*, 185 (2), 1162-1172, 2017.
30. STEAG Energy Services GmbH. Epsilon Professional. <https://www.steag-systemtechnologies.com/en/products/epsilon-professional>, 2017.
31. Erdem H.H., Akkaya A.V., Çetin B., Dağdaş A., Sevilgen S.H., Şahin B., Teke İ., Güngör C., Ataş S., Comparative exergetic and exergetic performance analyses for coal-fired thermal power plants in Turkey, *International Journal of Thermal Sciences*, 48 (11), 2179-2186, 2009.
32. Telli Z.K., Yakıtlar ve Yanma, Palme Yayıncılık, Ankara, Türkiye, 1998.
33. Kaushik S.C., Singh O.K., Estimation of chemical exergy of solid, liquid and gaseous fuels used in thermal power plants, *Journal of Thermal Analysis & Calorimetry*, 115 (1), 903-908, 2014.
34. Ehsan A., Yılmazoğlu M.Z., Design and exergy analysis of a thermal power plant using different types of Turkish lignite, *International Journal of Thermodynamics (IJoT)*, 14 (3), 125-133, 2011.
35. Mills D.R., *Linear Fresnel Reflector (LFR) Technology, Concentrating Solar Power Technology Principles, Developments and Applications*, Cilt 2, Editörler: Lovegrove K., Stein W., Woodhead Publishing, Cambridge UK, 153-196, 2012.
36. Breeze P., *Solar Power Generation*, Academic Press, London, 2016.
37. Ercoşkun G.T., Keskin A., Gürü M., Altıparmak D., Investigation of designing, manufacturing and

- performance of double- grooved parabolic trough-type solar collector, Journal of the Faculty of Engineering and Architecture of Gazi University, 28 (4), 855-863, 2013.
38. Şentürk A.E., Bir Entegre Güneş Kombine Çevrim Santrali Fizibilite Çalışması, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü, İstanbul, 2013.
  39. Şenol R., Üçgül İ., Koyun A., Acar M., 10 mw sdu solar power tower plant design, Journal of the Faculty of Engineering and Architecture of Gazi University, 26 (4), 813-821, 2011.
  40. Novatec Solar. NOVA-1 technical data. [http://www.novatecsolar.com/files/mne1405\\_broschure\\_novatec\\_solar.pdf](http://www.novatecsolar.com/files/mne1405_broschure_novatec_solar.pdf). Yayın tarihi Şubat 20, 2013. Erişim tarihi Nisan 6, 2018.
  41. European Commission Joint Research Centre Photovoltaic Geographical Information System. Typical Meteorological Year. [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#TMY](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#TMY). Güncelleme tarihi Eylül 21, 2017. Erişim tarihi Nisan 6, 2018.
  42. Schenk H., Hirsch T., Feldhoff J.F., Wittmann M., Energetic comparison of linear fresnel and parabolic trough collector systems, Journal of Solar Energy Engineering, 136 (4), 1-11, 2014.
  43. Giostri A., Binotti M., Silva P., Macchi E., Manzolini G., Comparison of two linear collectors in solar thermal plants: Parabolic trough vs fresnel, Proceeding of the ASME 2011 5<sup>th</sup> International Conference on Energy Sustainability, Washington DC-USA, 621-630, 7-10 Ağustos, 2011.
  44. Kalogirou S.A., Solar Energy Engineering Processes and Systems, Academic Press, Waltham, USA, 2014.
  45. Morin G., Lerchenmüller H., Mertins M., Ewert M., Fruth M., Bockamp S., Griestop T., Haberle A., Plug-in strategy for market introduction of fresnel-collectors, 12<sup>th</sup> SolarPACES Conference, Oaxaca-Mexico, Kasım, 2004.
  46. European Energy Exchange. Environmental Markets. <https://www.eex.com>. Güncelleme tarihi Nisan 6, 2018. Erişim tarihi Nisan 6, 2018.
  47. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM). [www.epdk.org.tr/TR/Dokuman/6886](http://www.epdk.org.tr/TR/Dokuman/6886). Erişim tarihi Nisan 6, 2018.
  48. Solar Thermal Electricity Global Outlook 2016, Greenpeace International, European Solar Thermal Electricity Association, SolarPACES, 2016.

