



Assessment of the Impact of Boiler Inefficiency on Levelized Cost of Electricity Under Three Different Scenarios in a Coal-Fired Thermal Power Plant

M. Saim SOYSAL¹ Hacı Mehmet ŞAHİN¹ *

¹ Gazi Üniversitesi, Teknoloji Fakültesi, Enerji Sistemleri Mühendisliği, Ankara, Turkey

Article Info

Research article
Received: 28/05/2025
Revision: 21/07/2025
Accepted: 19/08/2025

Keywords

Boiler Efficiency
Levelized Cost of
Electricity (LCOE)
Coal-Fired Thermal
Power Plant
Thermoeconomic
Analysis
Energy Optimization
Systems (EPOS)

Makale Bilgisi

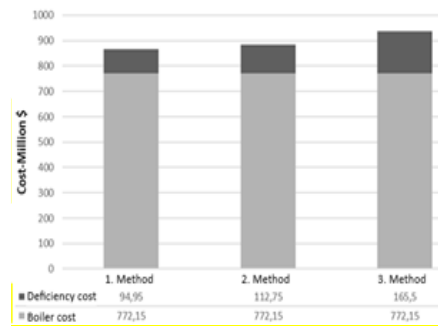
Araştırma makalesi
Başvuru: 28/05/2025
Düzeltilme: 21/07/2025
Kabul: 19/08/2025

Anahtar Kelimeler

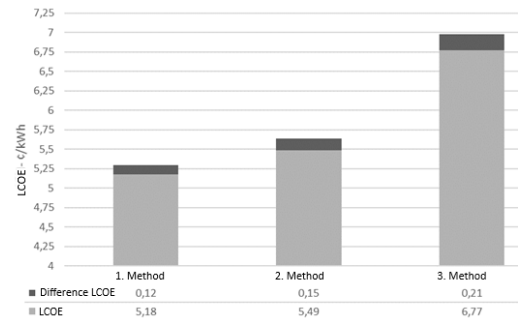
Kazan Verimliliği
Seviyelendirilmiş
Elektrik Maliyeti
(SEM)
Kömür Yakıtlı Termik
Santral
Termoekonomik
Analiz
Enerji Optimizasyon
Sistemi (EPOS)

Grafik Özet (Graphical/Tabular Abstract)

Bu çalışmada, Afşin-Elbistan B Termik Santraline ait EPOS verileri kullanılarak kazan verimindeki sapmaların, üç farklı senaryo altında seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (SEM) üzerindeki etkisi termoekonomik olarak analiz edilmiştir. Verim sapmalarının, 20 yıllık işletme süresinde SEM'de 100 milyon USD'ye varan maliyet farklarına yol açabildiği belirlenmiştir.



In this study, thermoeconomic analysis was conducted using EPOS data from the Afşin-Elbistan B Thermal Power Plant to evaluate the impact of boiler efficiency deviations on the levelized cost of electricity (LCOE) under three different scenarios. It was determined that these deviations could lead to LCOE differences of up to 100 million USD over a 20-year operational period.



Şekil A: %80 güç seviyesinde fark maliyeti ve kazan maliyeti, %80 güç seviyesi için SEM ve fark SEM
Figure A: Difference cost and boiler cost at 80% power level, LCOE and difference LCOE at 80% power level

Önemli noktalar (Highlights)

- Kazan verimliliğinin ekonomik etkisi değerlendirildi.
- Gerçek zamanlı veriye dayalı termoekonomik analiz yapıldı. 100 Milyon USD'yi aşan maliyetler tespit edildi.
- Enerji politikası ve santral yönetimi için stratejik çıkarımlar yapıldı.
- The economic impact of boiler efficiency was evaluated.
- A real-time data-based thermoeconomic analysis was conducted, revealing costs exceeding 100 million USD.
- Strategic implications were drawn for energy policy and power plant management.

Amaç (Aim): Bu çalışma, Afşin-Elbistan B Termik Santralinde kazan verimindeki sapmaların seviyelendirilmiş elektrik maliyetine etkisini incelemektedir. /This study examines the effect of boiler efficiency deviations on the levelized cost of electricity in the Afşin-Elbistan B Thermal Power Plant.

Özgünlük (Originality): Çalışma, kazan verimliliğinin ekonomik etkisini gerçek zamanlı verilerle ve üç farklı senaryo ile değerlendirmesi bakımından literatüre katkı sağlamaktadır. / The study contributes to the literature by assessing the economic impact of boiler efficiency using real-time data under three different scenarios.

Bulgular (Results): Verim sapmaları, 20 yıllık işletme süresince 100 milyon USD'yi aşan ek maliyetler oluşturabilmektedir. / Efficiency deviations can result in additional costs exceeding 100 million USD over a 20-year period

Sonuç (Conclusion): Kazan verimindeki küçük farklar bile yüksek maliyetlere neden olabileceğinden, santral verimliliği sürekli izlenmeli ve optimize edilmelidir. /Even small deviations in boiler efficiency can lead to high costs, making continuous monitoring and optimization essential.



Kömür Yakıtlı Termik Santral Örneğinde Kazan Verimsizliğinin Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyetine Olan Etkisinin 3 Farklı Senaryo Altında Değerlendirilmesi

M. Saim SOYSAL¹ Hacı Mehmet ŞAHİN¹ *

^{1*} Gazi Üniversitesi, Teknoloji Fakültesi, Enerji Sistemleri Mühendisliği, Ankara, Turkey

Makale Bilgisi

Research article
Received: 28/05/2025
Revision: 21/07/2025
Accepted: 19/08/2025

Anahtar Kelimeler

Kazan Verimliliği
Seviyelendirilmiş Elektrik
Maliyeti (SEM)
Kömür Yakıtlı Termik
Santral
Termoekonomik Analiz
Enerji Optimizasyon
Sistemi (EPOS)

Öz

Bu çalışmada, Afşin-Elbistan B Termik Santralinde tesiste bulunan SR EPOS (Energy Optimization System) sisteminden elde edilen veriler kullanılarak termo-ekonomik analiz gerçekleştirilmiştir. Tesisin seviyelendirilmiş elektrik maliyeti, üç farklı senaryo üzerinden hesaplanmış ve kazanın tasarım değerlerine dayalı olarak hesaplanan verim ile EPOS sisteminden elde edilen gerçek verilerle belirlenen verimler arasındaki farklar, üretici tarafından sağlanan referans verim ile karşılaştırılmıştır. Bu karşılaştırma sonucunda, verim farklılıklarının seviyelendirilmiş elektrik maliyeti üzerindeki etkisi analiz edilmiştir. Kazan verimindeki sapmadan kaynaklanan ve tesisin ekonomik ömrünün 20 yıl olduğu kabulüyle hesaplanan seviyelendirilmiş elektrik maliyetindeki farkın 100 milyon USD seviyelerine ulaşabildiğini göstermektedir.

Assessment of the Impact of Boiler Inefficiency on Levelized Cost of Electricity Under Three Different Scenarios in a Coal-Fired Thermal Power Plant

Article Info

Araştırma makalesi
Başvuru: 28/05/2025
Düzeltilme: 21/07/2025
Kabul: 19/08/2025

Keywords

Boiler Efficiency
Levelized Cost of
Electricity (LCOE)
Coal-Fired Thermal
Power Plant
Thermoeconomic Analysis
Energy Optimization
Systems (EPOS)

Abstract

In this study, a thermoeconomic analysis was conducted using data obtained from the SR EPOS (Energy Optimization System) installed at the Afşin-Elbistan B Thermal Power Plant. The levelized cost of electricity (LCOE) for the plant was calculated under three different scenarios. The efficiencies calculated based on the boiler's design parameters were compared with the actual efficiencies determined from the EPOS system data and the reference efficiency provided by the manufacturer. This comparison allowed for an analysis of the impact of efficiency deviations on the levelized cost of electricity. The results indicate that deviations in boiler efficiency can lead to differences in the LCOE of up to 100 million USD, assuming a plant economic lifetime of 20 years.

1. GİRİŞ (INTRODUCTION)

Enerji tüketimi, ülkemizde artan bir hızla yükselmekte ve bu artışa bağlı olarak, ülkemiz mevcut yerli enerji kaynaklarıyla bu talebi karşılamakta yetersiz kalmakta dolayısıyla enerji açığı oluşmaktadır. Enerji tüketimi, bir ülkenin gelişmişlik düzeyini ve yaşam standartlarını yansıtan en belirgin göstergelerden biri olarak kabul edilmektedir [1]. Dünyada mevcut durumda

küresel elektrik üretiminin yaklaşık %80'i fosil yakıtlardan sağlanırken, bu oran yenilenebilir enerji tarafında sadece %20'sini oluşturmaktadır [2,3,4]. Artan enerji talebi, artan nüfus ve ekonomik büyüme ile desteklenmekte ve enerji talebi ile arzı arasında önemli seviyede makasın açılmasına neden olmaktadır. Araştırmalar, küresel elektrik talebinde yıllık ortalama yaklaşık %6'lık şaşırtıcı bir artış olduğunu göstermektedir.

Projeksiyonlar ayrıca önümüzdeki yıllarda enerji tüketiminde sürekli bir artış eğilimine işaret etmektedir [5,6,7]. 2000 ile 2030 yılları arasında elektrik talebindeki hızlı artış olacağı tahminlerden görülebilmektedir [8]. Bu durum enerjide verimliliği gündemin ilk sıralarına yerleştirmektedir.

Dünya genelinde enerji üretiminde verimliliğin artırılmasına yönelik yapılan çalışmalardan birisi de, özellikle ülkemizde yasal ve ekonomik açıdan sınırlı bir etkiye sahip olsa da, karbon salınımlarının azaltılması amaçlıdır. Çevre üzerindeki olumsuz etkinin en aza indirilmesi açısından temel amaç, enerji dönüşüm süreçlerinin verimliliğini artırarak yakıt sarfiyatını düşürmektir. Son yıllarda, karbon dioksit salınımları, başlıca sera gazı olma özelliği taşıdığı için özel bir odak noktası haline gelmiş ve termal sistemlerin optimizasyonu da karbon dioksit salınımları temelinde yoğunlaşmıştır [9].

Küresel düzeyde enerji arz ve talebinin arasındaki makasın açılması ve hidrokarbon kaynakların da baskılanması sonucun mevcut termik santrallerin verimlilikleri büyük önem kazanmıştır. Bu nedenle termik santrallerde enerji ve ekserji analizine yönelik çok sayıda çalışma yapılmış ve bu konuda çeşitli bilimsel makaleler yayımlanmıştır [10, 11, 12, 13, 14]. Gaz ve kömürle çalışan termik santrallerin kapsamlı karşılaştırmasında yapılan detaylı analizler, her bir sistem bileşenini inceleyerek genel santral performansını artırmak için önemli bir potansiyel ortaya çıkarmıştır. Yanma odaları önemli ölçüde tersinmezlikler nedeniyle ekserji bozulmasının birincil kaynağı olarak vurgulanmıştır [15].

Kritik altı kömür yakıtlı 32 MW'lık bir enerji santralinin performans analizi yapılmış, kazan ve türbinin tersinmezliklere birincil katkıda bulunan unsurlar olduğu vurgulanmıştır. Enerji analizi yoğunlaştırıcı, kazan ve türbinde büyük kayıplar olduğunu ortaya koymuştur. Kazan, ekserji girdisinin %70'inden fazlasını ve toplam çevrim tersinmezliğinin %93,43'ünü oluşturmuştur [16]. 200 MW kömür yakıtlı güç değerlendirilmiş ve yoğunlaştırıcıda önemli enerji kayıpları (%69,8) ve kazanda önemli ekserji kayıpları (%85,66) olduğu gösterilmiştir [17]. 135 MW kömür yakıtlı termik santral değerlendirilmiş ve toplam enerji verimliliğinin %24,76 olduğu ortaya çıkmıştır. Maksimum yükte, en fazla enerji kaybı yoğunlaştırıcı (%62,02) ve kazanda (%13,03) meydana gelmiştir. Ayrıca, kazan sistemi en önemli ekserji yıkımına (%63,21) neden olurken, türbin (%9,35) ve yoğunlaştırıcı (%3,24) de ekserji

kayıplarına katkıda bulunmuştur [18]. Kömür yakıtlı enerji santralinin simülasyon ve modelleme kullanılarak yapılan bir değerlendirilmesinde, kazan ve yanma odasının, sırasıyla %40,29 ve %53,20 olmak üzere ekserji yıkımına önemli katkıda bulunduğu tespit edilmiştir. Toplam enerji ve ekserjetik verimlilik sırasıyla %37,77 ve %34,53'tür [19].

Termik santrallerde yapılan ekserji analizlerinin nihai hedefi ekonomik optimizasyondur. Optimizasyon analizi termik santrallerin ekonomik yönlerini de dikkate alır. Ekonomik optimizasyon, işletme maliyetlerini en aza indirerek ve geliri en üst düzeye çıkararak santralin karlılığını en üst düzeye çıkarmayı amaçlar. Bu, enerji üretimi, yakıt tahsisi ve bakım faaliyetlerinin programlanmasının optimize edilmesini içerir. Doğrusal programlama ve karma tam sayılı doğrusal programlama gibi teknikler, yakıt fiyatları, elektrik fiyatları ve bakım maliyetleri gibi faktörleri göz önünde bulundurarak bu optimizasyon problemlerini çözmek için yaygın olarak kullanılır. Ekonomik yönleri optimize ederek, termik santraller daha karlı bir şekilde çalışabilir ve güvenilir güç kaynağı sağlayabilir [20, 21, 22, 23, 24, 25, 26]. Termik santrallerin ekonomik analizi, finansal uygulanabilirliklerinin değerlendirilmesinde ve kârlılıklarının optimize edilmesinde kritik bir bileşendir. Santralin inşası, işletilmesi ve bakımı ile ilgili maliyetlerin değerlendirilmesinin yanı sıra elektrik satışından elde edilen gelirin analizini de içerir [27, 28].

Ekonomik tahminlerin önemli bir yönü, inşaat aşamasında yer alan ekipman, malzeme, işçilik, mühendislik ve diğer giderlerin maliyetlerinin hesaplanmasıdır. Sermaye maliyetlerini doğru bir şekilde tahmin etmek için maliyet endeksi yöntemi, faktöriyel yöntem ve parametrik yöntem gibi çeşitli maliyet tahmin yöntemleri kullanılır. Ayrıca, projenin süresini ve finansman maliyetini hesaba katmak için paranın zaman değeri ve iskonto teknikleri uygulanır [29, 30]. Bir termik santralin işletme maliyetleri, ekonomik analizde dikkate alınan bir diğer önemli husustur. Bu maliyetler yakıt giderleri, işçilik maliyetleri, bakım ve onarım maliyetleri, sigorta ve idari giderleri içerir. Yakıt maliyetleri tipik olarak işletme giderlerinin önemli bir bölümünü oluşturur ve ekonomik analiz, farklı yakıt seçeneklerinin kullanılabilirliği, fiyat oynaklığı ve çevresel etkileri dikkate alınarak değerlendirilmesini içerir. Ayrıca, bakım stratejilerinin optimize edilmesi ve bakım faaliyetlerinin maliyet-fayda analizlerinin yapılması, tesisin güvenilir bir şekilde çalışmasını sağlarken işletme maliyetlerinin en aza indirilmesine yardımcı olur [31, 32, 33, 34, 35].

Termik santrallerin gelir analizi, elektrik satışından elde edilen gelirin değerlendirilmesine odaklanır. Elektrik tarifeleri, enerji alım anlaşmaları ve piyasa koşulları gibi faktörler dikkate alınır. Uzun vadeli elektrik fiyat tahminleri ve piyasa talep projeksiyonları, santralin işletme ömrü boyunca gelir potansiyelini tahmin etmek için kullanılır. Yakıt fiyatları, karbon fiyatlandırması ve düzenleyici politikalarındaki değişiklikler gibi çeşitli faktörlerin gelir üzerindeki etkisini değerlendirmek için duyarlılık analizleri de yapılır. Karbon yakalama ve depolamanın entegre edilmesi de maliyetleri artırmakta, belirli teknoloji seçeneklerine ve karbon fiyatlarına bağlı olarak %25-100 daha yüksek Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (SEM) değerleri tahmin edilmektedir [36, 37]. SEM analizi genellikle bir elektrik üretim projesinin ömrü boyunca başa baş hale gelmesi için gereken minimum elektrik enerjisi satış fiyatını belirlemek için kullanılır [38]. SEM hesaplamalarında üretim maliyetlerini kıyaslamak için sermaye maliyetleri, işletme ve bakım giderleri, performans özellikleri ve finansal varsayımlar gibi parametreler dikkate alınır [39, 40]. Toplam sermaye yatırımı gereksinimleri, geri ödeme süreleri, iç getiri oranları ve net bugünkü değer hesaplamaları da gelişmiş termal güç çevrimi tasarımlarını ve entegre sistemleri karşılaştıran çalışmalarda uygulanmıştır [29, 33].

Dünyadaki bu durumla paralel olarak ülkemizde yerleşik elektrik üretim kapasitesinin yaklaşık %61'i termal kaynaklıdır ve elektrik üretimi %80 oranında termal tesislerden elde edilmektedir. Termal kaynaklı üretimin %49,2'si doğalgazdan, %40,65'i kömürden ve %9,9'luk kısmı ise sıvı yakıtlardan elde edilmektedir [41]. Türkiye yaklaşık 8 milyar metrik tonluk kömür rezerviyle dünya genelinde yedinci sırada yer almakta ve kömür ülkenin en önemli yerli enerji kaynağını oluşturmaktadır [42]. Bu durum, kömür kaynaklı elektrik üretim tesislerinde sağlanacak her türlü verimlilik artışının, ekonomik açıdan önemli bir katkı sağlayacağını göstermektedir. Bu noktada, mevcut elektrik üretim tesislerinin verimliliği, ülke ekonomisi için kritik bir öneme sahiptir.

Yukarıda bahsedilen çalışmalardan da görüleceği üzere termik santrallerde gerek tesis genelinde gerekse de sistem bileşeni bazında çok sayıda ekserji analizi ve ekonomik çalışma yapılmıştır. Ancak belirli bir sistem bileşeninin, örneğin genel

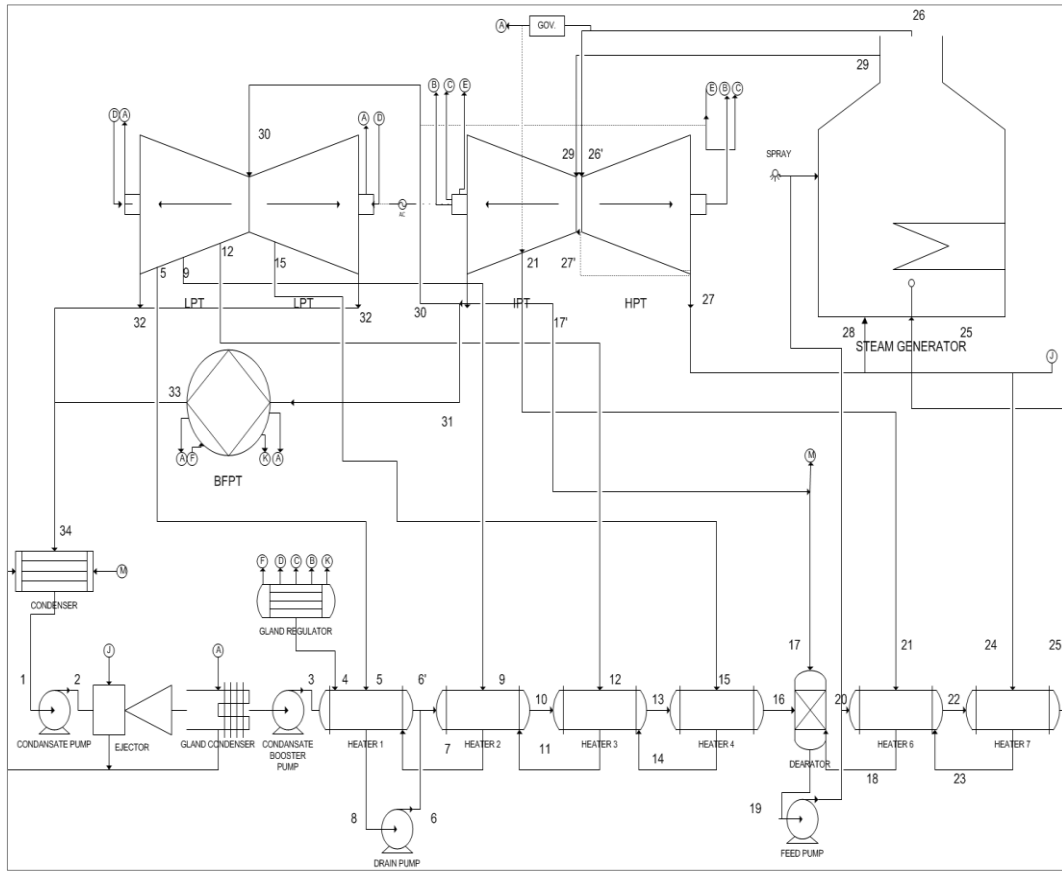
olarak en büyük tersinmezliklerin olduğu kazanın, bir tesisin ekonomik ömrü boyunca yatırım maliyetine olan etkisinin incelendiği görülememiştir. Bu çalışmada, Afşin-Elbistan Termik Santrali B Ünitesi'nin kazan verimliliği ile elektrik maliyeti arasındaki ilişki incelenmiştir. Hesaplamalar tesisteki Energy Optimizasyon Sistemi (EPOS) üzerinden alınan gerçek zamanlı verilerle gerçekleştirilmiştir. Sistemden alınan gerçek zamanlı veriler referans olarak kullanılmış ve kazan verimliliği hesaplanmıştır. Kazanın gerçek verim hesaplaması ile referans verimi arasındaki sapmaların, tesisin genel verimliliği ve seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (SEM) üzerindeki etkisi incelenmiştir. Kazan verimsizliğinin ekonomik boyutu üç farklı yöntemle hesaplanmıştır. İlk yöntem, tesisin çalışma süresi içindeki birim yakıt ve işletme bakım giderlerinden elde edilen eğilime göreler. İkinci yöntemde, 2005 yılına ait birim yakıt maliyeti göz ardı edilerek, benzer şekilde elde edilen projeksiyon denklemleri aracılığıyla yakıt ve işletme-bakım maliyetleri hesaplanmıştır. Üçüncü yöntemde, birim yakıt maliyetleri için 2005 yılı kömür madenciliği ÜFE oranları ve işletme bakım maliyetleri için TÜFE dikkate alınarak hesaplamalar yapılmıştır. Sistemden alınan veriler 2012 yılına ait olduğu için diğer tüm ekonomik veriler için trendler hesaplanırken mümkün olması durumunda 2005 ve 2012 yılları arasındaki durum göz önünde bulundurularak söz konusu tarih referans noktası alınarak projeksiyon yapılmıştır.

2. MATERYAL VE METOD (MATERIALS AND METHODS)

2.1. Tesisin Tanıtımı (Introduction of Facility)

Bu çalışma, Kahramanmaraş İli Afşin İlçesi'nde bulunan Afşin-Elbistan B Termik Santrali üzerinde gerçekleştirilmiştir. Santralin birinci ünitesi 23 Temmuz 2004, ikinci ünitesi 25 Kasım 2004, üçüncü ünitesi 18 Mart 2005 ve dördüncü ünitesi 8 Haziran 2005 tarihlerinde ulusal enerji sistemine dahil edilmiştir [43].

Afşin-Elbistan B Termik Santrali, 4x360 MW kurulu gücünde olup, tamamı kredili anahtar teslim prensibine göre, toplamda 1. 656. 340. 000 USD (ek işler dahil) bedelle, Mitsubishi, Babcook, Enka ve GTT firmalarından oluşan girişime uluslararası ihale ile verilmiştir [43].



Şekil 1. Prosesin genel görünümü (General overview of process)

2.1.1. Proses ve Kazanın Tanıtımı (Introduction of Process and Boiler)

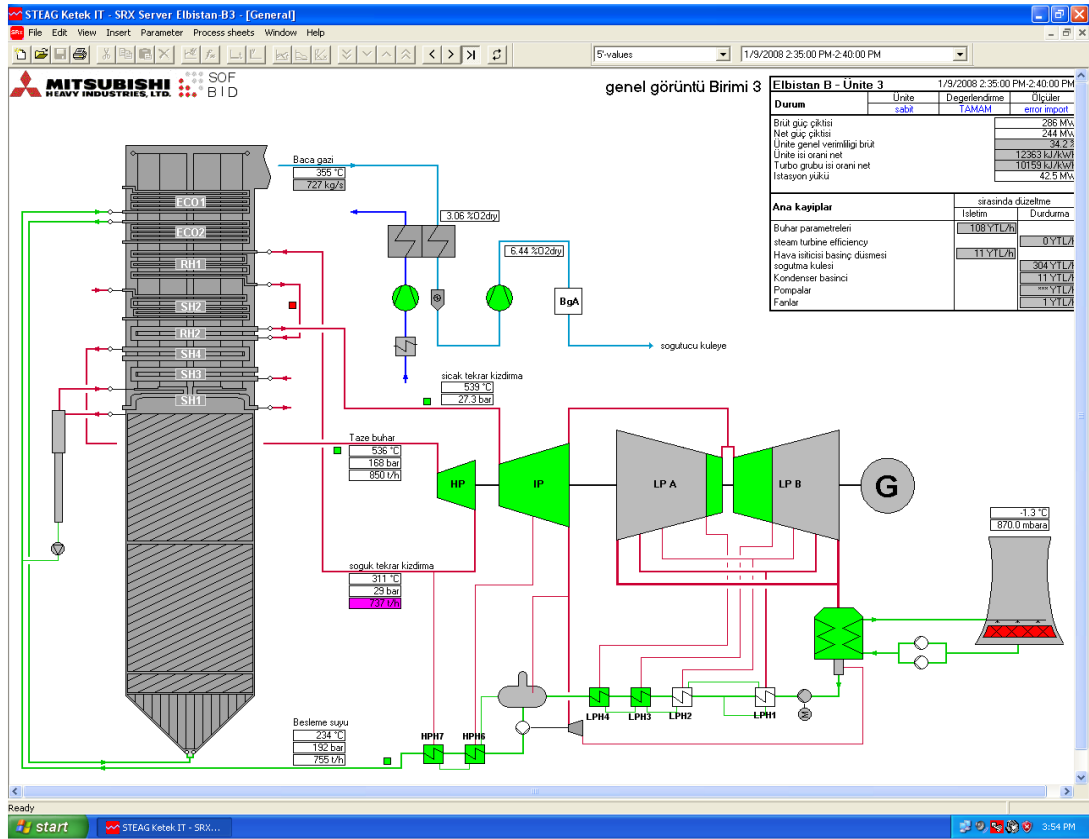
Afşin-Elbistan Termik Santrali, kömür ve kül sistemi, kazan, türbin ve jeneratör, baca gazı kükürt arıtma sistemi ve ortak sistemler olarak beş ana bölümden oluşmaktadır. Tesisin işleyişi ve proses düzeni, sistem üzerindeki adres numaralarıyla birlikte Şekil 1’de sunulmaktadır. Santralde dört kazan bulunmaktadır. Kazan özellikleri, Tablo 1’de sunulmuştur.

Tablo 1. Kazan özellikleri (Boiler specifications)

Üretici	Babcock-Almanya
Tipi	Benson
Buhar Çıkış Sıcaklığı	540 °C
Buhar Debisi	1 037,4 t/h
Kızdırıcı B. Çıkış Baz	173,1 kg/cm ²
Verim	%85,3

2.1.2. Enerji Optimizasyon Sistemi (Energy Optimization System)

Tesiste enerji optimizasyonu için EPOS sistemi kullanılmaktadır. EPOS aracılığıyla santral dağıtılmış veri toplama sistemi sayesinde her üç dakikada bir alınan verilerle izlenmektedir. EPOS ara yüzü Şekil 2’de sunulmaktadır. Elde edilen veriler ile bileşenlerin verimliliklerinin hesaplanmasını mümkün kılmaktadır. Tesis üzerinde gerçekleştirilen çalışmada, 25 Mayıs 2012’de kazan ve bağlantılı bileşenlerden üç dakika aralıklarla alınan veriler kullanılmıştır.



Şekil 2. Yazılım ana hat şeması (Software block diagram)

2.2. Kazanın Enerji Analizi (Energy Analysis of the Boiler)

Analiz, EPOS üzerinden alınan kömür debisi verileri ile kömürden dört saatte bir alınan numunelerle belirlenen kömür alt ısı değer verileri kullanılarak yapılmıştır. Tesiste gerçekleştirilen geçmiş analizler, tasarım kömür debisi ve ısıl kapasitesi üzerinden gerçekleştirilmiştir. Gerçek verilerle hesaplanan değerler, tasarım verileri ile karşılaştırılarak analiz edilmiştir. EPOS'tan elde edilen verilerle, %100, %85, %80, %60 ve %40 güç seviyelerinde santral bileşenlerinin enerji analizleri gerçekleştirilmiştir [44].

EPOS üzerinden alınan kömür verisi ve alt ısı değerler ile verim hesaplanmış referans verimlerle kıyaslanarak mali boyut incelenmiştir. Hesaplamalar, önceki çalışmalarda elde edilen değerlerle karşılaştırılmış ve aynı zamanda kazan için belirlenen teknik şartnamelerdeki üretici referans değerleriyle karşılaştırılmıştır. Bu sayede, referans değerinden sapmaların etkileri ortaya konulmuştur.

2.2.1. Kullanılan Yöntem, Kabuller ve Veriler (Methodology, Assumptions, and Data)

Enerji analizi termodinamiğin birinci kanununa göre yapılmıştır. Buna göre EPOS'tan alınan verilerle kazanın çeşitli güç seviyelerinde verimi

hesaplanmış ve karşılaştırması yapılmıştır. Hesaplamalarda aşağıdaki kabuller yapılmıştır:

Veriler %63 - %64 ve %94 - %95 aralıklarında santralin kararlı çalıştığını göstermektedir. %40, %60 ve %100 güç seviyelerinde kömür debisi belirtilen aralıkların ortalaması üzerinden oranlanarak elde edilmiştir.

%80 ve %85 güç seviyelerindeki kömür sarfıyatı verileri, santralin bu güç seviyelerine en yakın seviyelerde çalışırken ölçülen değerler kullanılarak hesaplanmıştır.

Gerçek verim değeri ile referans verim değeri karşılaştırması, giriş ve çıkıştaki tüm değişkenler sabit kabul edilerek hipotetik kömür tüketimindeki farkla ilişkilendirilerek gerçekleştirilmiştir. Gerçek verimin referans verimden düşük olduğu durumda kazanın ek yakıt tüketimi gerçekleştirdiği kabul edilmiştir.

Hipotetik kömür tüketim farkı ilgili güç seviyesindeki gerçek kömür debisine oranlanmış ve her bir güç seviyesinde kayıp oranı hesaplanmıştır.

Tesis yaklaşık %80 güç seviyesinde çalışmakta olup, %100, %85, %80, %60 ve %40 güç seviyeleri hesaplamaları tesis sürekli ilgili güç

seviyesinde çalışıyor kabulü altında yapılmıştır. Bu şekilde her güç seviyesinde kayıp oranının tesisin mali durumuna olan etkisi hesaplanmıştır.

Tesisle ilgili geçmiş çalışmalarda elde edilen verim değerlerine bakıldığında, sistem bileşenlerinden kazan verimsizliğinin santralin genelinde verim noktasında önemli sapmaya yol açabileceği görülmüştür [44]. Bu sebeple bu çalışmada kazan verimi gerçek verilerle incelenmiş ve referans verimden sapmanın maliyet üzerindeki etkisi incelenmiştir.

2.2.2. Hesaplamalarda kullanılan değerler (Values Used in Calculations)

Tesis ekipmanlarının güç seviyelerine karşılık gelen tasarım değerlerine göre hesaplanan verimleri, önceki çalışmalar kapsamında elde edilen verilere göre sunulmuştur. Tasarım verimi, kömür debisinin tasarım değerleri ve alt ısı değerli esas alınarak hesaplanmıştır. Tesis için tasarım verileri olarak kullanılan temel parametreler, kazana beslenen kömürün birim zamanda (saniyelik) miktarı ve kömürün alt ısı değeridir. Bu kritik tasarım girdileri, çalışmada referans alınmış olup, söz konusu değerler Tablo 2'de ayrıntılı şekilde sunulmaktadır. Bütün güç seviyelerinde al ısı enerji 4814,82 kJ/kg'dır [44].

Tasarım kömür özellikleri, kazan verimini doğrudan etkileyerek hesaplama sonuçlarını belirgin şekilde değiştirmektedir. Kazanın güç seviyelerine bağlı olarak hesaplanan verim değerleri Tablo 3'te sunulmaktadır [44].

Tablo 2. Tasarımdaki kömür verileri (Coal Data in the Design)

Güç Seviyesi	Debisi (kg/s)
%100,75	193,2
%100	192
%85	165,8
%80	156,9
%60	122,4
%40	87,5

Tablo 3. Kazanın güç seviyelerine göre hesaplanan verimleri (Kazanın güç seviyelerine göre hesaplanan verimleri)

Güç Seviyesi	Kazan
%100	%87,1
%85	%86
%80	%85,9
%60	%84,8
%40	%83,8

%85,3 olan referans kazan verimi dikkate alındığında, hesaplanan verim değerleri yalnızca %60 ve %40 güç seviyelerinde belirgin bir düşüş olduğu tespit edilmiştir. Tasarım yakıt değerleri kullanılarak hesaplanan kazan verimi ile üretici tarafından belirtilen referans verim arası farklar, Tablo 4'te verilmiştir.

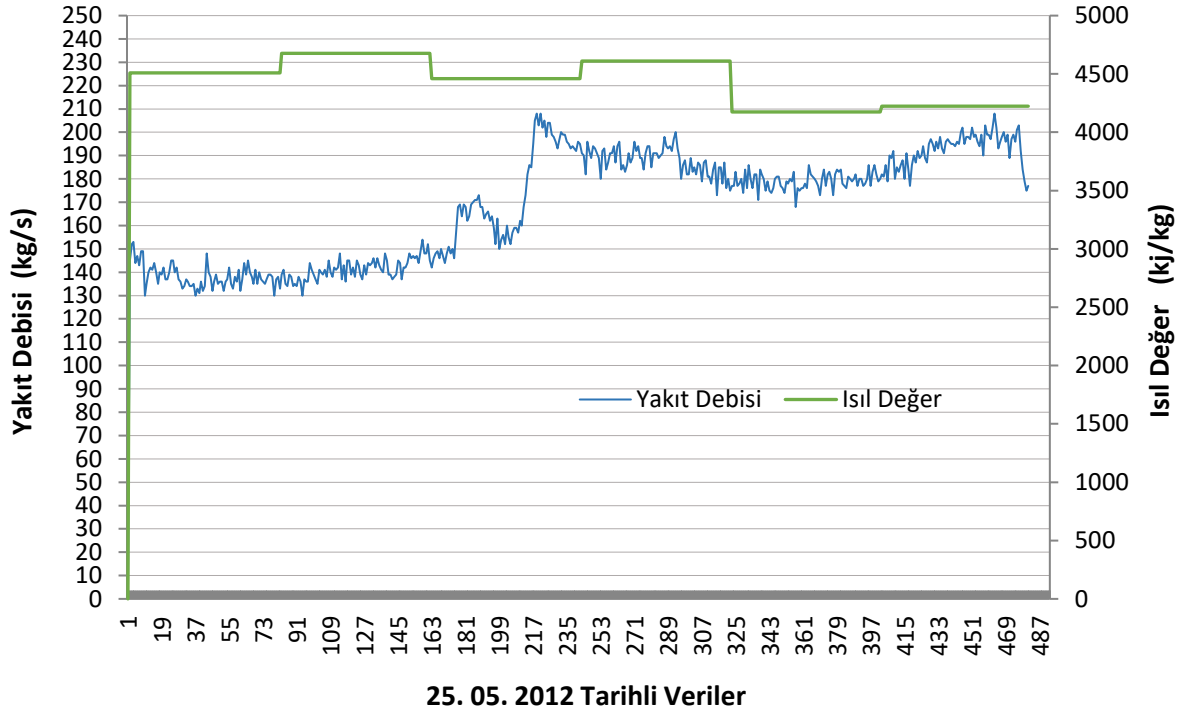
Tablo 4. Güç seviyesine göre verimler arası fark
(Efficiency Variation Across Power Levels)

Güç Seviyesi	Tasarım Verimi	Referans Verim	Fark
%60	%84,8	%85,3	-%0,5
%40	%83,8	%85,3	-%1,5

Verilerin alındığı gün olan 25. 05. 2012'de santral %60 ile %97,5 güç seviyeleri aralığında çalışmıştır ve %40 kapasite için yakıt verilerine ulaşamamıştır. %60 ile %95 seviyelerinde istikrarlı çalışırken %60'tan %95 seviyesine çıkarken kararlılık bozulmuştur. Dolayısıyla hesaplamanın tutarlılığı açısından %64 ve %94 kararlı çalışma seviyelerindeki veriler dikkate alınarak hesaplamalar yapılmıştır. %40 güç seviyesindeki yakıt verileri en yakın kararlı seviye olan %64 seviyesindeki verilerine oranlanarak elde edilmiştir. %100 güç seviyesindeki kömür debisi %94 güç seviyesindeki debi verisinin ortalamasından bulunmuştur. Sistem verileri Şekil 3'te gösterilmiştir.

Tablo 5. Güç seviyelerine göre sistemden alınan kömür verileri (Coal Data Obtained from the System According to Power Levels)

Aralıklar	Güç Seviyesi	Debisi (kg/s)	Isıl Değer (kJ/kg)
% 63 ile %64 bandı	%63,98	140,02	4 676,66
% 94 ile %95 bandı	%94,52	189,88	4 609,67



Şekil 3. 25. 05. 2012 tarihli kömür debi ve alt ısı değer değişimi (Coal Flow Rate and Lower Heating Value Variation on 25.05.2012)

Gerçek veriler kullanılarak her bir güç seviyesi için kömüre ilişkin değerler şu şekilde hesaplanmıştır.

%40 güç seviyesi için kömür debisi en yakın kararlı aralık olan %63- %64 aralığındaki değerler oranlanarak elde edilmiştir. %63- %64 aralığındaki kömür ısı değeri kullanılmıştır.

%60 güç seviyesi için kömür debisi en yakın kararlı aralık olan %63- %64 aralığındaki değerler oranlanarak elde edilmiştir. %63- %64 aralığındaki kömür ısı değeri kullanılmıştır.

%80 güç seviyesinde sistem verileri içinde %81,39 güç seviyesine karşılık gelen debi değeri olarak 186 kg/s kullanılmıştır. Isıl değer olarak da 4458,94 kJ/kg kullanılmıştır. Oranlama yapılarak aşağıdaki debi elde edilmiştir.

Sistemden elde edilen verilerde %86 ve % 88,46 güç seviyelerinin verileri bu seviye için en uygun veri setini içerdiğinden ilgili seviyelerdeki debi verileri olan 185 kg/s ve 195 kg/s değerlerinin ortalamaları alınarak % 85 güç seviyesindeki debi hesaplanmıştır. Kömürün ısı enerjisi 4458,94 kJ/kg olarak alınmıştır.

%100 güç seviyesi için kömür debisi en yakın kararlı aralık olan %94- %95 aralığındaki değerler oranlanarak elde edilmiştir. Bu seviyede ısı değeri %94- %95 seviyelerindeki değerlerden hareketle

elde edilmiştir. Yukarıda belirtilen kabuller altında hesaplanan kömür debi ve alt ısı değerleri Tablo 6'da verilmiştir.

Gerçek veriler kullanılarak her bir güç seviyesi için kömüre ilişkin değerler şu şekilde hesaplanmıştır.

%40 güç seviyesi için kömür debisi en yakın kararlı aralık olan %63- %64 aralığındaki değerler oranlanarak elde edilmiştir. %63- %64 aralığındaki kömür ısı değeri kullanılmıştır.

%60 güç seviyesi için kömür debisi en yakın kararlı aralık olan %63- %64 aralığındaki değerler oranlanarak elde edilmiştir. %63- %64 aralığındaki kömür ısı değeri kullanılmıştır.

%80 güç seviyesinde sistem verileri içinde %81,39 güç seviyesine karşılık gelen debi değeri olarak 186 kg/s kullanılmıştır. Isıl değer olarak da 4458,94 kJ/kg kullanılmıştır. Oranlama yapılarak aşağıdaki debi elde edilmiştir.

Sistemden elde edilen verilerde %86 ve %88,46 güç seviyelerinin verileri bu seviye için en uygun veri setini içerdiğinden ilgili seviyelerdeki debi verileri olan 185 kg/s ve 195 kg/s değerlerinin ortalamaları alınarak % 85 güç seviyesindeki debi hesaplanmıştır. Kömürün ısı enerjisi 4458,94 kJ/kg olarak alınmıştır.

%100 güç seviyesi için kömür debisi en yakın kararlı aralık olan %94- %95 aralığındaki değerler oranlanarak elde edilmiştir. Bu seviyede ısı değer %94- %95 seviyelerindeki değerlerden hareketle elde edilmiştir. Yukarıda belirtilen kabuller altında hesaplanan kömür debi ve alt ısı değerleri Tablo 6'da verilmiştir.

Tablo 6. Güç seviyelerindeki gerçek kömür verileri (Real Coal Consumption Data by Power Levels)

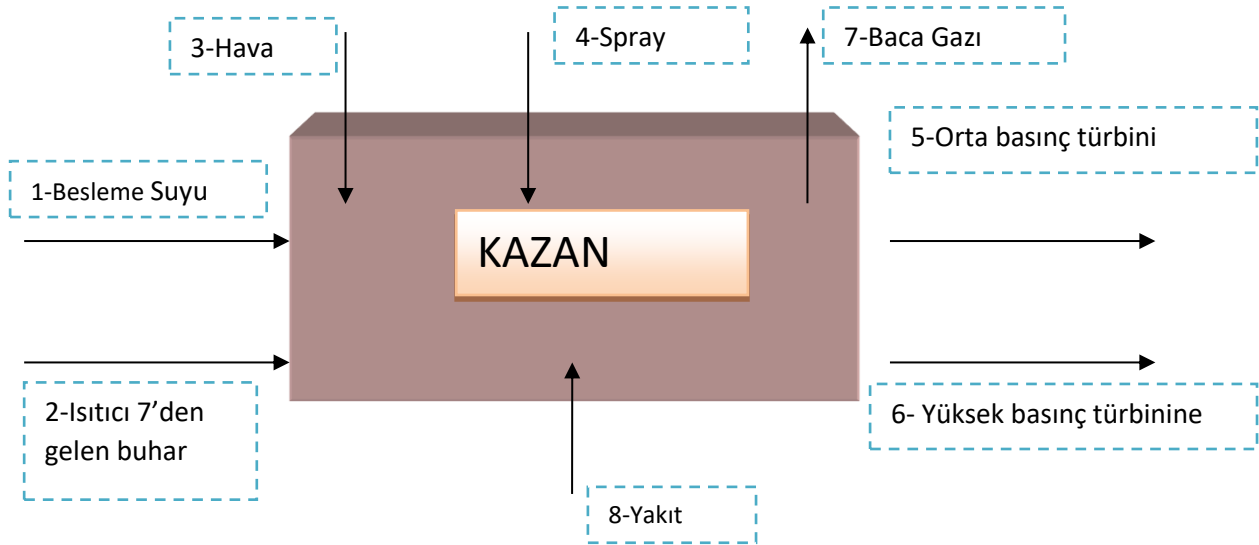
Güç Seviyesi	Debi (kg/s)	Isıl Değer (kJ/kg)
% 100	200,89	4 609,67
%85	185,14	4 458,94
%80	182,82	4 458,94
%60	131,48	4 676,66
%40	87,54	4 676,66

Termik santrallerde yapılan ve yukarıda belirtilen çalışmalardan da görüleceği üzere kazan sistemin en kritik bileşenidir. Tablo 7'de kazanın tasarım verimi verilmiştir [44]. %60 ve %40 güç seviyelerinde tasarım verileriyle elde edilen verim, referans verimden düşük çıkmıştır.

Tablo 7. Güç seviyelerindeki kazan tasarım verimleri (Boiler Design Efficiencies at Different Power Levels)

Güç Seviyesi	Tasarım Verimi	Referans Verim	Fark
%100	%87,14	%85,3	%1,84
%85	%86,04	%85,3	%0,74
%80	%86	%85,3	%0,7
%60	%84,88	%85,3	-%0,42
%40	%83,87	%85,3	-%1,58

2.2.2. Sistem Verileri Üzerinden Hesaplanan Kazan Verimi (Boiler Efficiency Determined from System Data)



Şekil 5. Kazan sistem sınırı (Boiler System Boundary)

Kazan gerçek verimi Eşitlik 1'den hareketle Eşitlik 2'ye göre hesaplanmıştır. Termodinamik özellikler Su ve Buhar Özellikleri için Uluslararası İşbirliği'nin – Endüstriyel Formülasyon-97 tablolarından alınmıştır. Baca gazı hesaplamalara alınmamıştır. Verim eşitliği en genel şu şekilde ifade edilebilir:

$$\eta_{\text{kazan}} = \frac{\text{Birim Zamanda Elde Edilen Enerji}}{\text{Birim Zamanda Giren Enerji}} \quad (1)$$

Buradan kazan verimi;

$$\eta_{\text{kazan}} = \frac{(m_5 \cdot h_5 + m_6 \cdot h_6)}{(m_1 \cdot h_1 + m_2 \cdot h_2 + m_3 \cdot h_3 + m_4 \cdot h_4 + m_8 \cdot h_8)} \quad (2)$$

%100 güç seviyesinde gerçek verim hesabında kullanılan termodinamik değerler Tablo 8’de

detayları ile verilmiştir.

Tablo 8. %100 güç seviyesi için hesap parametreleri (Real Coal Consumption Data by Power Levels)

	$\dot{m}$ (kg/s)	T (°C)	P (bar)	h (kJ/kg)
Besleme Suyu	288,18	250,3	215,1	1 088,19
Yüksek Basınç Türbinine Giden Buhar	288,18	538	166,71	3 398,94
Isıtıcı 7’den Gelen Buhar	249,03	330,1	40,60	3 041,14
Orta Basınç Türbinine Giden Buhar	252,43	538	37,27	3 535,45
Hava	446,82	342		336,20
Sprey	3,40	175,5	58,84	745,98
Yakıt	200,89			4 609,67
Verim	%87,07			

Güç seviyelerine karşılık tasarım verimi, gerçek verim ve referans verim Tablo 9’da gösterilmiştir.

Tablo 9. Gerçek verimle tasarım verimi ve referans verim arasındaki farklar (Differences Between Actual Efficiency, Design Efficiency, and Reference Efficiency)

Güç Seviyesi	Gerçek Verim	Tasarım Verimi	Referans Verim
%100	%87,07	-%0,07	%1,77
%85	%84,77	-%1,27	-%0,53
%80	%83,09	-%2,91	-%2,21
%60	%83,25	-%1,63	-%2,05
%40	%85	-%1,13	-%0,3

Sistem verileri ile elde edilen tüm verim değerlerinin tasarım değerleri verimlerden küçük olduğu görülmüştür. Bu durum tesiste kazan verimsizliğinden kaynaklı bir kayıp olduğunu göstermekle birlikte mali boyut analizinde de fikir vermektedir.

2.2.3. Tasarım Verimi ile Referans Verim Farkının Kömür Sarfiyatına Etkisinin Hesaplanması (Estimation of the Impact of the Difference Between Design Efficiency and Reference Efficiency on Coal Consumption)

%60 ve %40 güç seviyeleri için tasarım girdileri ile hesaplanan kazan verimleri şartnamede kazan verimi olarak belirtilen %85,3’ten düşüktür. Verimdeki bu sapmanın kömür sarfiyatında meydana getirdiği hipotetik artışın hesabında kazandan çıkış şartlarının değişmediği kabul edilmiş ve fark fazla kömür tüketimine ilişkilendirilmiştir. Bu varsayımlar doğrultusunda,

%60 güç seviyesinde referans verim değerinden sapma sonucu ortaya çıkan kömür tüketim farkı, Eşitlik 3’te hesaplanmıştır.

X = Sapma kaynaklı enerji kaybı

$$\%85,3 = (\dot{m}_5 \cdot h_5 + \dot{m}_6 \cdot h_6) / (\dot{m}_1 \cdot h_1 + \dot{m}_2 \cdot h_2 + \dot{m}_3 \cdot h_3 + \dot{m}_4 \cdot h_4 + \dot{m}_8 \cdot h_8 - X) \quad (3)$$

$\%85,3 = 1\,108\,319,39 / (1\,305\,826,28 - X)$ ve $X = 6\,506,95$ kJ/s olarak elde edilir.

Kömür debisi $\dot{m}_k = 1,35$ kg/s olarak elde edilir. Referans verimden sapma, 1,35 kg/s mertebesinde enerjisinden faydalanılamayan kömür sarfiyatına neden olmaktadır. Kazana beslenen kömür miktarının kayıp kömür miktarının oranlanmasıyla, verimden sapmanın yakıt sarfiyatı üzerindeki oranı belirlenmiştir. Buna göre:

Kayıp Oranı= $1,35 / 122,4$ işlemine göre %1,1 bulunur.

SEM hesabında kayıp oranları üzerinden maliyete olan etkiler hesaplanmıştır. %40 güç seviyesinde $\dot{m}_k = 3,13$ kg/s ve kayıp oranı %3,58 olarak elde edilir.

2.2.5. Gerçek Kazan Verimi ile Referans Verim Farkının Kömür Sarfiyatındaki Etkisinin Hesaplanması (Estimation of the Impact of the Difference Between Actual Boiler Efficiency and Reference Efficiency on Coal Consumption)

Gerçek kazan verimleri %100 dışında tüm güç seviyelerinde referans verimden düşüktür. Diğer güç seviyelerindeki kayıp oranları ve referans verimden sapma kaynaklı kayıplar Tablo 10’da verilmiştir.

Tablo 10. Gerçek verimle referans verim farkı nedeniyle oluşan parametreler (Parameters Resulted from the Difference Between Actual and Reference Efficiency)

Güç Seviyesi	Gerçek Verim - Referans Verim Farkı	Referans Verim Farkı Kaynaklı Enerji Kaybı	Kayıp Yakıt Debisi	Kayıp Oranı
%85	-%0,53	11 451,57 kJ/s	2,57 kg/s	%2,57
%80	-%2,21	45 791,40 kJ/s	10,3 kg/s	%5,6
%60	-%2,05	32 060,24 kJ/s	6,86 kg/s	%5,21
%40	-%0,3	3 162,82 kJ/s	0,68 kg/s	%0,77

2.3. Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti

(Levelized Cost of Electricity)

SEM, elektrik santrallerinin proje onay süreçlerinde, fizibilite analizlerinde ve alternatif enerji üretim sistemlerinin karşılaştırılmasında başvurulmuş en yaygın hesaplama yöntemlerinden biri olarak kabul edilmektedir. Ancak, önceki SEM analizleri, yakıt ve CO₂ emisyon fiyatlarındaki dalgalanmaları göz önünde bulundurmadığından, söz konusu analizlerin güvenilirliği, geleceğe yönelik enerji planlaması açısından yeterli derecede geçerli ve kabul edilebilir bulunmamaktadır [46].

SEM hesaplamalarına ilişkin çeşitli yöntemler, enflasyonun dikkate alınıp alınmaması gibi parametrelere bağlı olarak farklılık arz etmektedir. SEM hesaplamalarında, proje ömrü süresince enflasyon etkisi hesaba katılırken, nominal SEM hesaplamalarında bu etki dışlanmaktadır [46]. Bu çalışmada ise enflasyonun etkisi çeşitli açılardan ele alınmıştır. Hesaplamalar, santralin inşaat aşamasından faaliyete geçtiği tarihe kadar, 2011 yılı sonuna kadar toplanan maliyet verileriyle yapılmıştır. Tesisin tam kapasiteyle çalışmaya başlamasından 20 yılı kapsayan bir süre için SEM hesaplamaları gerçekleştirilmiştir. Çalışmada, yıllık kömür maliyetlerinin incelenmesiyle korelasyon sağlanmış ve bu doğrusal ilişkiye dayalı olarak kömürün kWh başına maliyeti belirlenmiştir.

Çalışmanın ilk aşamasında, Afşin-Elbistan B Santrali'ne ilişkin daha önce yapılmış SEM hesaplamaları analiz edilmiştir. Ardından, bu hesaplamaların kazan verimsizliğinden nasıl etkilendiği üzerine bir değerlendirme yapılmıştır. Bu incelemenin ardından, mevcut hesaplama kabullerinde değişiklikler yapılarak SEM yeniden hesaplanmış, kazan verimsizliğinin bu

hesaplamalar üzerindeki etkisi incelenmiştir. Sonuç olarak, farklı kabuller altında elde edilen SEM değerleri karşılaştırılmış ve bu karşılaştırma sonucunda kazan verimsizliğinin SEM üzerindeki etkileri tartışılmıştır. Kazanın referans veriminden sapmasının maliyete olan etkisi hesaplanırken, aşağıdaki kabuller esas alınmıştır.

Kömür tüketim verileri santralden alınmıştır. Tesis günlük %60 - %96 seviyelerinde çalışmaktadır ve söz konusu maliyet, belirlenen bütün güç seviyelerindeki maliyetlerin toplamıdır. Çalışma kapsamında, güç seviyelerine karşılık kayıp oranları temel alınarak inceleme gerçekleştirilmiş olup, santralin kararlı olarak ilgili güç seviyesinde çalıştığı varsayılmıştır.

Referans verimden oluşan farkın mali etkisi hesaplanırken kayıp oranı kullanılmıştır. Burada 3 yöntem için de etki kömür maliyetlerinde yüzde olarak ele alınmıştır.

SEM 3 adımda aşağıdaki şekilde hesaplanır [47]:

R: İndirgeme oranı

$$\sum_t^r \text{Üretilen Elektrik Miktarı} \cdot \text{Elektrik Fiyatı} \cdot (1 + r)^{-t} \quad (4)$$

ÜEM: Üretilen Elektrik Miktarı olmak üzere;

$$= \sum_t^r (\text{Yatırım Maliyeti (YM)} + \text{Bakım Maliyeti (BM)} + \text{Karbon Maliyeti (KM)} + \text{Yakıt Maliyeti (YaM)} + \text{Devreye Alma} - \text{Çıkarma Maliyeti (DM)})_t \cdot (1 + r)^{-t} \quad (5)$$

Bu eşitliklerden hareketler elektrik fiyatı için aşağıdaki eşitlik elde edilir:

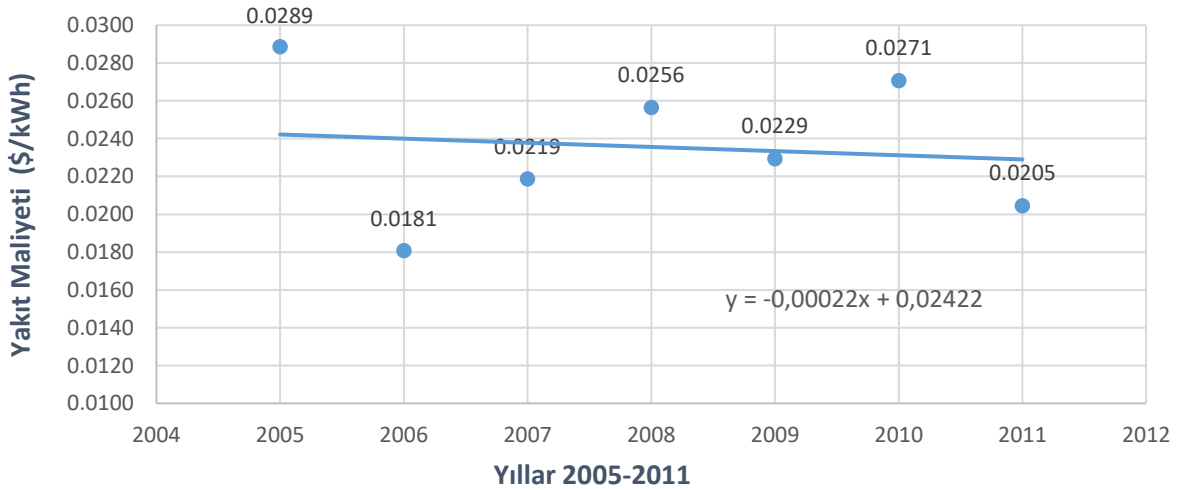
$$SEM = \sum_t^r (YM + BM + KM + YaM + DM)_t \cdot (1+r)^{-t} / \sum_t^r ÜEM \cdot (1+r)^{-t} \quad (6)$$

Alt indis t , ilgili hesap yılını temsil etmektedir. Karbon kaynaklı maliyetler ülkemizde söz konusu tarihler itibarıyla henüz mecburi olmaması nedeniyle hesaplamalara dahil edilmemiştir. Baca gazı kükürt arıtma tesisi kaynaklı maliyet dahili tüketim girdisi olarak dikkate alınmıştır. Hesaplamalar SEM hesabı konusunda çok sayıda çalışması bulunan Uluslararası Atom Enerjisi Kurumu muhasebe sistemine göre yapılmıştır [47].

Reeskont oranı %9,11 olarak hesaplamalara katılmıştır. Tesiste yapılan geçmiş çalışmalarda tesisin kuruluşundaki krediler basitleştirilerek kamusal kredi ve ticari kredi olarak iki ana başlık altında toplanmış ve buna göre hesaplamalar

yapılmıştır. Hesaplamalarda kullanılan Exim Bank kredisi ve ticari kredi finansal verileri, tesis verileri, doğrudan ve dolaylı maliyet bileşenleri ile mal sahibi maliyet kalemleri ve yakıt, bakım ve işletme maliyetleri tesiste gerçekleştirilen önceki çalışmalardan alınmıştır [44].

Yakıt maliyetlerinin değişimi Şekil 6'da gösterilmiştir [44]. Normal şartlar altında SEM, santral inşasından önce hesaplanır ve ilk fiyatlar, fiyat artış ve enflasyon verileriyle yıl bazında güncelleme yapılarak hesaplanır. Çalışmada regresyon analizi açısından daha iyi doğrusal eşitlik elde etmek için yıl değerleri sıra sayı değerleri (2005;1) ile değiştirilerek denklemler elde edilmiştir.

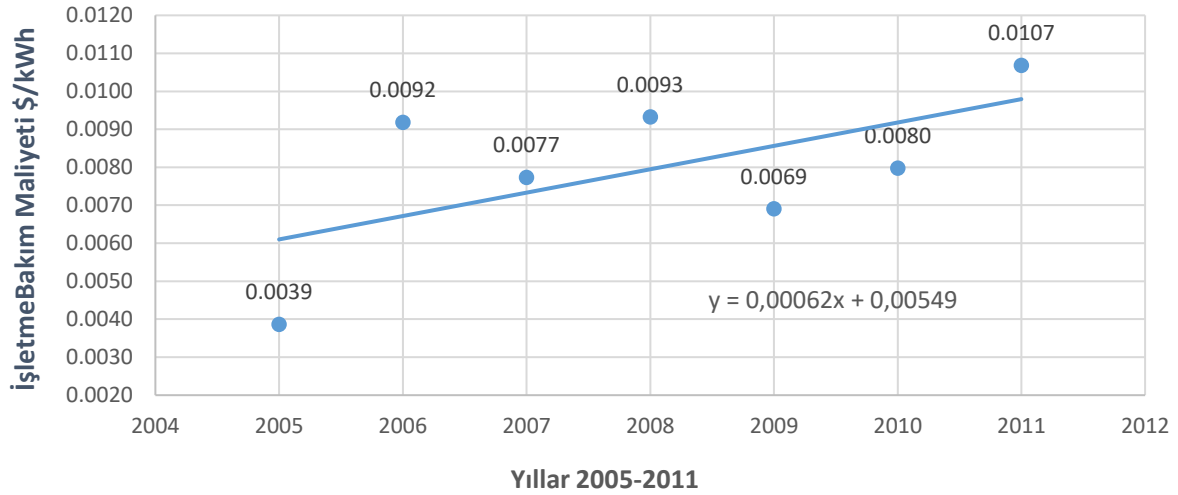


Şekil 6. Birim yakıt maliyetlerinin 2005-2011 arasındaki değişimi (Change in Unit Fuel Costs Between 2005 and 2011)

Bu çalışma, tesis çalışmaya başladıktan sonra yapıldığı için gerçek yakıt, işletme ve bakım maliyetleri kullanılarak yapılan tahminler hem fiyat artışını hem de enflasyonu yaklaşık içermektedir. Yıllara göre yakıt ve işletme bakım maliyetlerindeki eğilimi ortaya koyabilmek için maliyetlerin yıllık değişimlerine doğru uydurulmuştur ve 2011 sonrası için maliyetler projeksiyon edilmiştir. 2006 yılında yakıt verilerinde ani düşüş görülmektedir. Bu durumun dolar kuru kaynaklı olduğu düşünülmektedir. Bunun dışında maliyetler genel olarak artma eğilimi içindedir.

Yakıt maliyetlerinde projeksiyon, enflasyon ve genel fiyat artışı verileriyle kolaylıkla isabetli bir

şekilde gerçekleştirilebilirken, işletme ve bakım maliyetlerinde bu şekilde projeksiyon yapmak daha komplekstir. Öngörülemeyen durumlar projeksiyon yapmayı zorlaştırmakla birlikte enflasyonun bu maliyete üzerindeki etkisi göz önünde bulundurularak projeksiyon yapılabilir. 2005-2011 arası santralde işletme ve bakım maliyetleri Şekil 7'de verilmiştir. Bu verilere yakıt maliyetlerinde olduğu gibi doğrusal model uygulanmış ve elde edilen doğruyla işletme bakım maliyeti verileri projeksiyon edilmiştir.



Şekil 7. 2005-2011 arasında işletme-bakım maliyetlerinin eğilimi (Trend of Operation and Maintenance Costs Between 2005 and 2011)

2.3.1. Tasarım Değerlerine göre Elde Edilen

SEM (LCOE Obtained Based on Design Parameters)

1. yöntemde SEM, tasarım parametrelerine göre hesaplanmıştır. Buna göre yakıt, işletme ve bakım maliyetlerinin eldesinde söz konusu yıllara ait verilere uydurulmuş olan doğru denklemi kullanılmıştır. Elde edilen SEM değerleri ve diğer parametreler %9,11 reeskont oranı ile Tablo 11’de verilmiştir [10]. Tasarım verileri ve %9,11 reeskont oranı ile ortaya çıkan kredi bileşenlerinin ve iç yatırımın SEM kompozisyonundaki değerleri Tablo 12’de verilmiştir [44].

Tablo 11. Tasarım verileriyle elde edilen farklı SEM değerleri (Different LCOE Values Obtained Using Design Parameters)

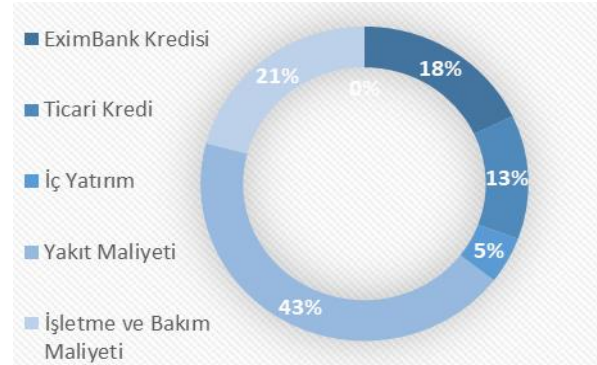
	Toplam Faiz, İşletme, Bakım ve Yakıt Maliyetiyle	Toplam Yakıt ve İşletme Giderleri Üzerinden	Sadece Yakıt Giderleri Üzerinden
SEM	5,18 ¢/kWh	3,34 ¢/kWh	2,26 ¢/kWh

Tasarım verilerine göre elde edilen SEM değerinin, santralin inşasının başladığı 2005 yılındaki uluslararası referans değerlere yakın olduğu görülmüştür.

Tablo 12. Tasarım verilerine göre kredi ve iç yatırım SEM değerleri (LCOE for Debt and Equity Investment According to Design Data)

	Exim Bank Kredisi	Ticari Kredi	İç Yatırım
SEM	0,93 ¢/kWh	0,66 ¢/kWh	0,25 ¢/kWh

Benzer tesisler için yayınlanan 5,2 ¢/kWh değerine karşılık tasarım girdileri ile elde edilen değer 5,18 ¢/kWh olup referans değere yakındır [48]. SEM bileşenleri Şekil 8’de gösterilmiştir. Bileşenlerin kompozisyonu da uluslararası referanslarla paraleldir.



Şekil 8. 1. yöntemde SEM bileşenleri (LCOE based on Method 1)

2.3.2. 2005-2011 Fiyat Eğilimine Göre Elde Edilen SEM (LCOE based on the price trends from 2005 to 2011)

1. yöntemde elde edilen SEM bileşenlerinden de görüldüğü üzere %43 oranı ile en önemli bileşen yakıttır. Yakıtın verimli bir şekilde değerlendirilmesi için gerçekleştirilecek her iyileştirme tesiste önemli kazanç oluşturur. Bu nedenle kazandaki verimsizliğin maliyet etkisinin

irdelenmesi fayda maliyet analizi için oldukça önemlidir.

Referans verimle kazan verimi arasındaki fark sebebiyle oluşan kayıpta ise, kayıp oranları doğrudan kömür maliyetinde ortaya çıkan artış üzerinden hesaplanmıştır. Tasarım verilerine ile elde edilen kazan verimlerinin referans verimle ortaya çıkan farkın SEM üzerindeki etkisi irdelenirken santralin ilgili güç seviyesinde çalıştığı kabulü ile hesaplamalar yapılmıştır. Gerçek durumda santral %60 ile %95 aralığında çalışmakta fakat şebekeden gelen talebe göre farklı güç seviyelerinde de çalışmaktadır. Kayıp oranlarına göre elde edilen SEM değerleri Tablo 13'te verilmiştir.

Tablo 13. Kayıp oranlarına göre elde edilen değerler (Values derived based on the loss rates)

	Tasarım SEM	Kayıp Oranı ile SEM	Fark
%60 Güç Seviyesi	2,26 ¢/kWh	2,24 ¢/kWh	0,02 ¢/kWh
%40 Güç Seviyesi	2,26 ¢/kWh	2,18 ¢/kWh	0,08 ¢/kWh

%60 ve %40 güç seviyesi kabulünde hesaplanan fark değerlerinin üretim miktarı ile çarpılmasıyla elde edilen değerler kazan verimsizliği kaynaklı maliyeti gösterir. Seviyelendirilmiş olarak elde edilen kömür maliyeti kayıp oranı ile oluşan değerler Tablo 14'te verilmiştir. Sadece %60 ve

%40 güç seviyesindeki tasarım verimleri referans değerlerden düşük olduğundan bu değerler için hesaplama yapılmıştır.

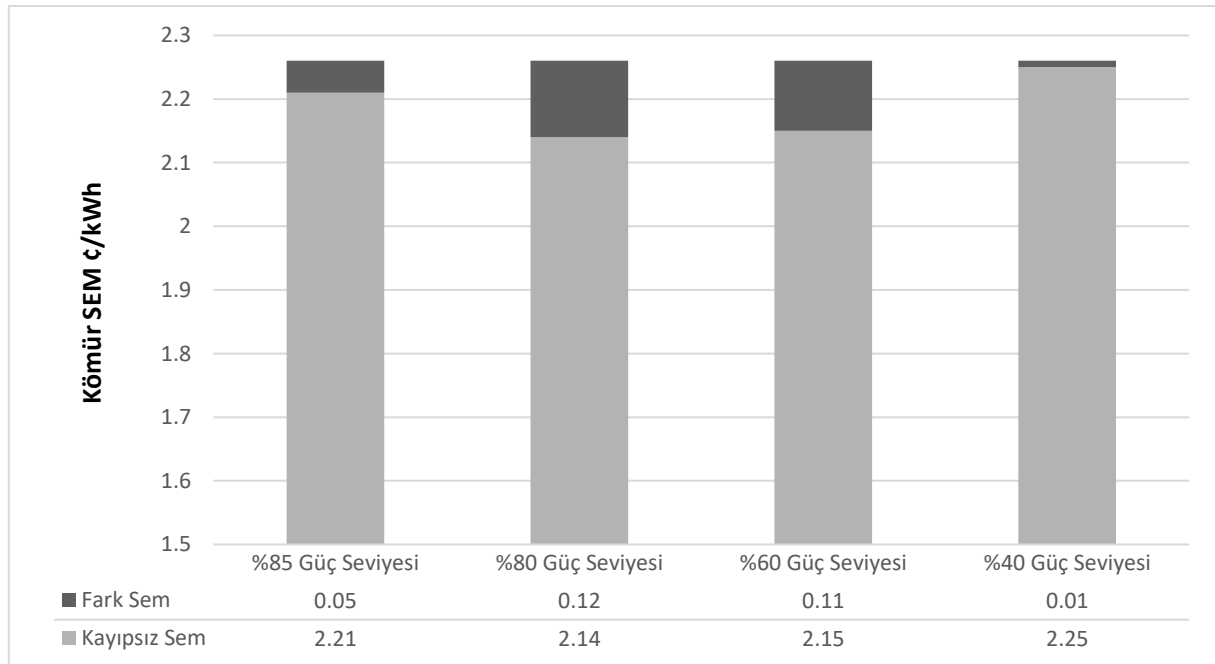
Tablo 14. 1. yönteme göre tasarım verileriyle elde edilen fark maliyetler (Cost differences obtained from design data according to Method 1)

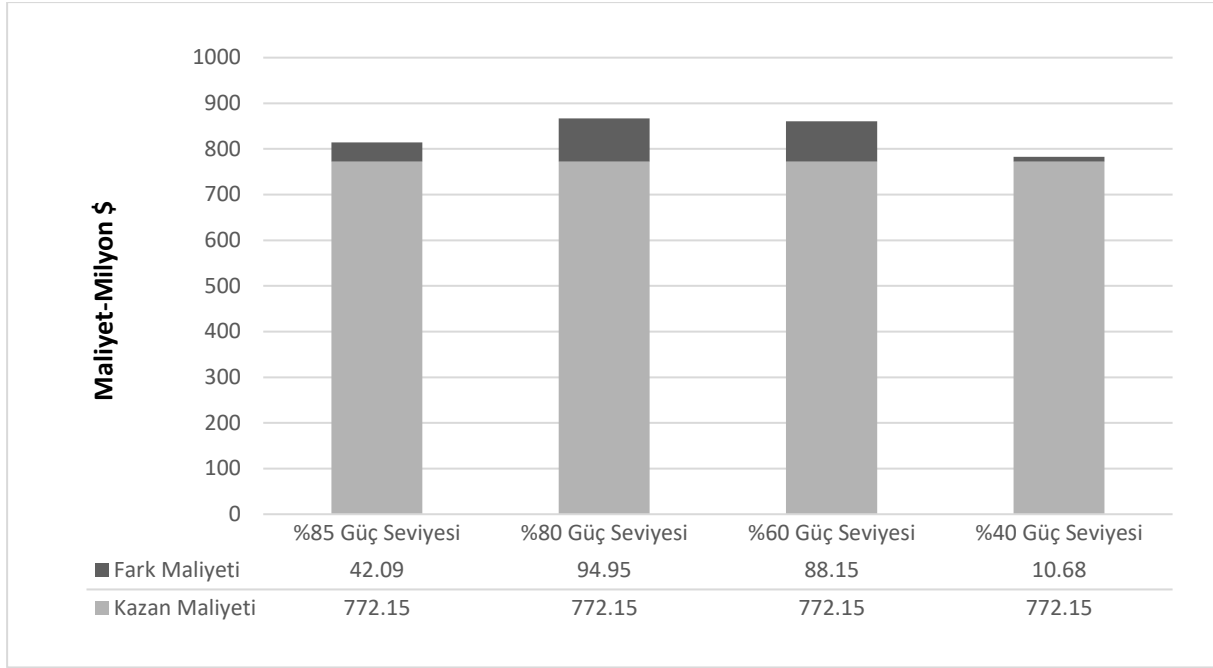
	Fark	Fark Maliyeti
%60 Güç Seviyesi	0,02 ¢/kWh	15 416 093,68 \$
%40 Güç Seviyesi	0,08 ¢/kWh	61 664 374,71 \$

Elde edilen birim fark ve fark maliyeti Tablo 15'te verilmiştir. Farkların, kömür SEM'i ile karşılaştırması Şekil 9'da, fark maliyetine oranı Şekil 10'da gösterilmiştir. %80 ve %60 güç seviyelerinde oluşan kayıp 20 yıllık dönem için hesaplandığında yıllık 5 milyon USD seviyelerindedir.

Tablo15. 1. yönteme göre gerçek verime göre elde edilen fark maliyetler (Cost differences obtained according to Method 1 based on actual efficiency)

Güç Seviyesi	Fark	Fark Maliyeti
%85	0,05 ¢/kWh	42 087 444,38 \$
%80	0,12 ¢/kWh	94 954 029,18 \$
%60	0,11 ¢/kWh	88 149 419,26 \$
%40	0,01 ¢/kWh	10 681 552,41 \$

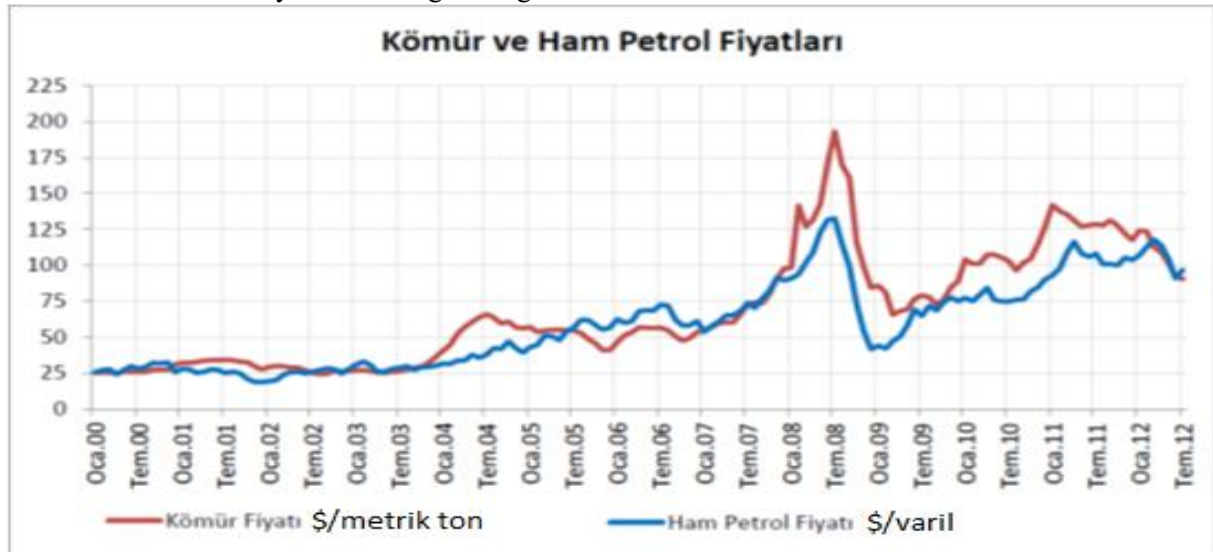


Şekil 9. 1. yöntemle göre fark SEM ve kayıpsız SEM (Difference LCOE and lossless LCOE based on the Method 1)**Şekil 10.** 1. yöntemle göre fark maliyetin kazan maliyetine oranı (The ratio of difference cost to boiler cost determined using Method 1)

2.3.3. 2006-2011 Fiyat Eğilimine Göre Elde Edilen SEM (LCOE based on the price trends from 2006 to 2011)

İlk yöntemde 2005-2011 aralığındaki fiyat eğilimine göre fiyat artışı belirlenmiştir. Fakat 2006 yılı dolar kurundaki düşüş kömür fiyatlarında keskin düşüşe neden olmuş ve fiyatlardaki eğilimin azalan yönde olmasına neden olmuştur. Ancak küresel olarak kömür fiyatlarındaki genel eğilime

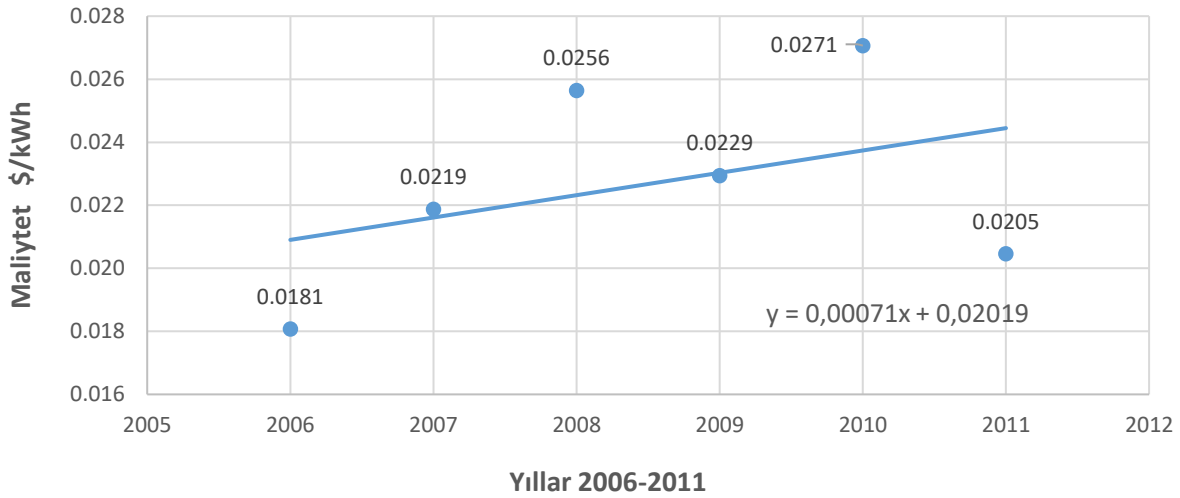
bakıldığında artış gözlenmektedir. Bu durumda 2005 yılı kömür fiyatı verileri hariç tutularak elde edilen grafikte ortaya çıkan eğilim üzerinden hesaplamaların yapılması genel fiyat trendi ile daha uyumludur. Şekil 11 kömür ve ham petrol fiyatlarının 2000-2012 arasında genel olarak artma eğiliminde olduğu göstermektedir [49].

**Şekil 11.** 2000-2012 arasında kömür ve ham petrol fiyat verileri (The ratio of difference cost to boiler cost determined using Method 1)

Çalışmada fiyat eğilimlerinde üretilen enerji başına fiyat verisi kullanılması nedeniyle üretim aşamasındaki dalgalanmalar safi fiyatlardaki hareketliliği örtmektedir. Fakat Şekil 11'de 2005

Temmuz ile 2006 Ocak ayları arasındaki kömür fiyatlarındaki düşüş görülebilmektedir. 2. yöntem

göre elde edilen eğilim Şekil 12’de verilmiştir.



Şekil 12. Yakıt maliyetlerinin 2006-2011 yılları arasındaki değişimi (The change in fuel costs over the period 2006–2011)

2005 yılı dışarıda bırakılarak elde edilen fiyat eğilimi pozitif yöne dönmüştür. Bu şekilde elde edilen endeksler üzerinden SEM 5,49 ¢/kWh olarak ortaya çıkmıştır. Bu kriterlere göre SEM kompozisyonu Şekil 13’te gösterilmiştir.

Şekil 13’ten görüldüğü üzere %43 olan yakıt maliyeti katkısı %47 oranına çıkmıştır. Bu artışta 2005 yılındaki düşük yakıt maliyetlerindeki genel eğilimden ayrıksı nisbi düşüklüğün hesaba katılmamış olması önemlidir. Diğer bileşenlerde herhangi bir değişiklik olmamıştır. Yeni fiyat eğilimi, kayıp oranı ve tasarım verileri ile elde edilen kazan verimindeki sapmanın maliyet etkisi Tablo 16’da verilmiştir. Tablo 17’de gerçek verimle elde edilen maliyetler verilmiştir.

Tablo 16. 2. yöntemle göre tasarım verileriyle elde edilen fark maliyetler (Cost differences obtained from design data according to Method 2)

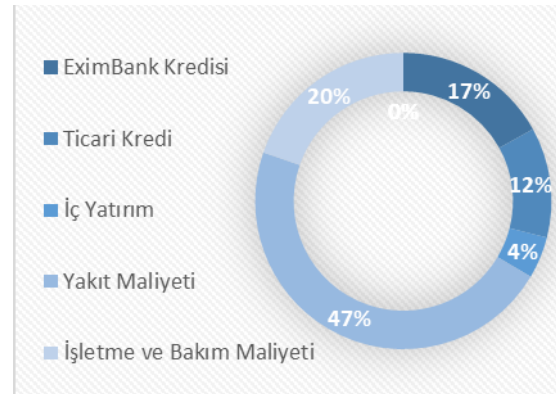
Güç Seviyesi	Fark	Fark Maliyeti
%60	0,03 (¢/kWh)	23 697 558,18 \$
%40	0,09 (¢/kWh)	72 777 748,15 \$

Tablo 17. 2. yöntemle göre gerçek verime göre elde edilen fark maliyetler (Cost differences obtained according to Method 2 based on actual efficiency)

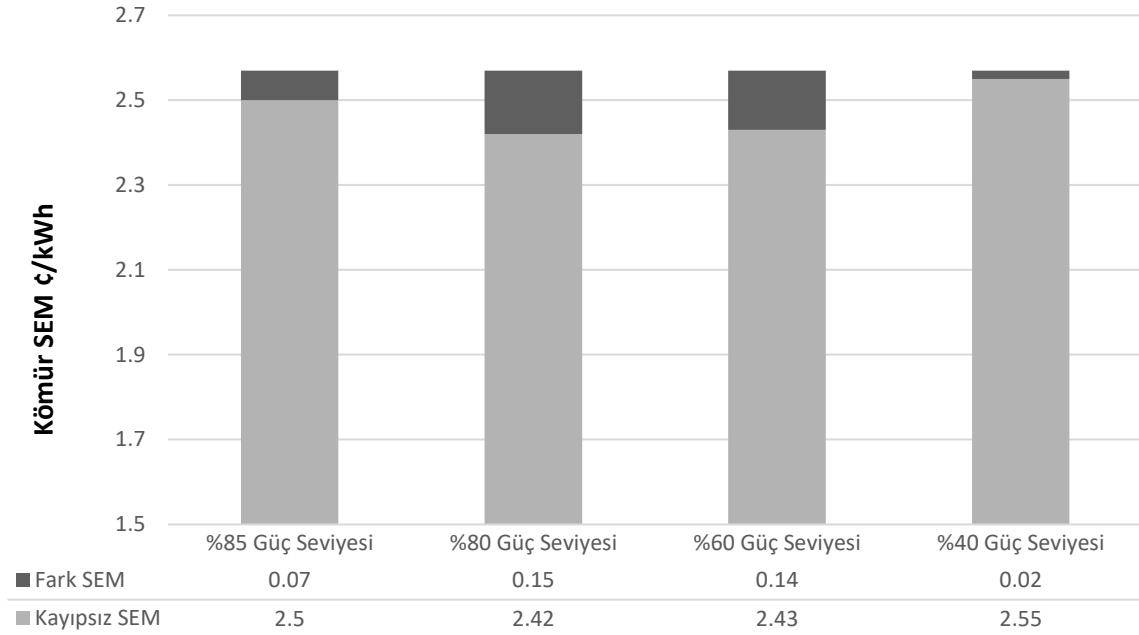
Güç Seviyesi	Fark	Fark Maliyeti
%85	0,07 (¢/kWh)	52 789 444,98 \$
%80	0,15 (¢/kWh)	112 754 354,51 \$

%60	0,14 (¢/kWh)	105 036 098,83 \$
%40	0,02 (¢/kWh)	17 166 726,45 \$

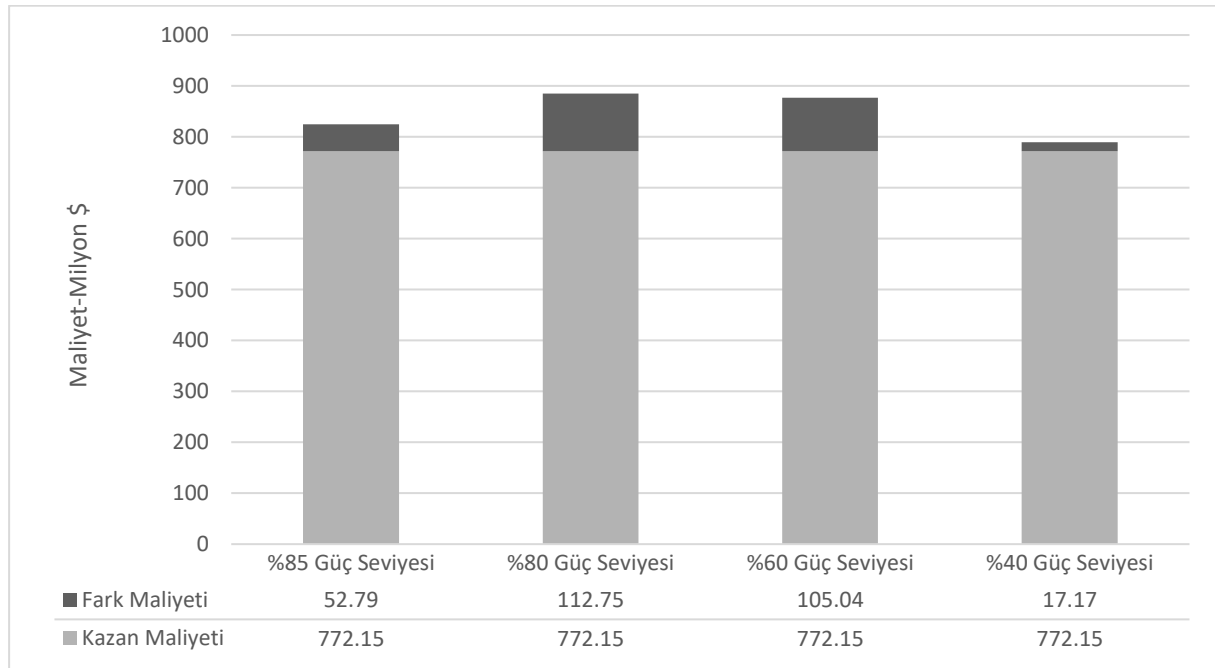
Şekil 14 ve Şekil 15’de kayıpsız fark maliyeti ve fark SEM ile fark maliyetin kazan maliyetine oranı güç seviyelerine karşılık gelen değerler ile gösterilmiştir. Şekil 16’dan görüldüğü üzere kömür için SEM 2,57 ¢/kWh’dir. %80 güç seviyesinde 0,15 ¢/kWh fark olduğu göz önünde bulundurulursa kaybın kömür SEM’i içindeki payı yaklaşık %6 seviyelerindedir. Şekil 15’de %80 güç seviyesinde fark maliyetin kazan maliyetine oranı ise yaklaşık %15 olarak gösterilmiştir.



Şekil 13. 2. yöntemle göre SEM bileşenleri (LCOE based on Method 1)



Şekil 14. 2. yöntemle göre fark SEM ve kayıpsız SEM (Difference LCOE and lossless LCOE based on the Method 2)



Şekil 15. 2. yöntemle göre fark maliyetin kazan maliyetine oranı (The ratio of difference cost to boiler cost determined using Method 2)

2.3.4. 2005 Yılı ÜFE ve TÜFE Değerlerine Göre Elde Edilen SEM (LCOE Obtained According to the 2005 PPI and CPI Values)

Hesaplamalarında nominal fiyat artış oranı kullanılan bir diğer parametredir. Maliyet hesaplamalarında nominal fiyat artışının kullanılması halinde aşağıdaki eşitlik kullanılır [46].

$$(1 + e_n) = (1 + e_r) (1 + e_i) \quad (7)$$

e_n = nominal fiyat artış oranı

e_r = gerçek fiyat artış oranı

e_i = Enflasyon

Eşitlikteki nominal fiyat artış oranı fiyat artışından etkilenen unsurların hesaplamalarında aşağıdaki eşitliğe işleme katılır [46].

$$C_{t,e} = C_t (1 + e_t)^{t-TB} \quad (8)$$

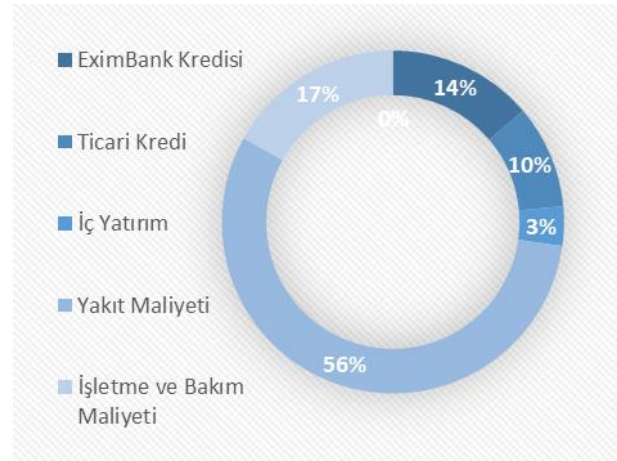
C_t = t yılındaki fiyat artışı yapılmamış maliyet unsuru

e_t = t yılındaki yıllık nominal fiyat artış oranı

Bu eşitliklerin kullanılabilmesi için tüm parametrelere ihtiyaç vardır. Fakat ülke istatistik veri tabanından söz konusu parametrelerin enflasyondan arındırılmış hallerine ulaşmak her durumda mümkün değildir. Burada 3. yöntem olarak, fiyat artış oranı ile enflasyon oranını birlikte içeren ve ÜFE üzerinden hesaplanan artış oranlarına göre tesisin inşasının başladığı ve SEM'in genel pratiğe göre hesaplanması gereken 2005 yılı Aralık ayı verisi dikkate alınarak işlemler yapılmıştır.

Kömür kaynaklı maliyetlerde ÜFE'nin tercih edilmesi kullanılan kömürün özel sektör kaynaklı olmayıp, Afşin-Elbistan Linyit İşletmesi'nden sağlanması nedeniyledir. Bu işletme bir kamu kurumu olan EÜAŞ bünyesinde olması nedeniyle TÜFE yerine ÜFE tercih edilmiştir. Bu tercihle madde fiyat artışı ile enflasyon oranı birlikte hesaba katılmış olacaktır. Bu doğrultuda yapılan hesaplamalar 5. yılın ÜFE değerleri hesaba katılmıştır.

Bakım ve işletme kaynaklı maliyetlerde 2005 yılı TÜFE değeri alınmıştır. Harcamaların çoğunluğunun malzeme ve ekipman alımı olması nedeniyle TÜFE oranı tercih edilmiştir. 2005 yılı kömür madenciliğinde ÜFE %7,24 ve TÜFE %7,72 olarak bulunur [50,51]. 3. yöntemle göre SEM 6,77¢/kWh olarak hesaplanmıştır. Bu kabullere göre elde edilen SEM kompozisyonu Şekil 16'da gösterilmiştir. Görüldüğü üzere kömür maliyetinin SEM üzerindeki katkısı %56 oranına yükselmiştir. Bu artış diğer yöntemlere göre sektörel enflasyon parametreleri kullanıldığı için daha gerçekçidir ve bu nedenle daha yüksek olarak görünmektedir. İşletme ve bakım maliyetleri ise oran olarak %17'ye düşmüştür. Yıllık enflasyon verilerine göre SEM değerlerinin diğer yöntemlerle elde edilen değerlerden yüksek çıkması enflasyon değerlerinin yanı sıra yakıtın birim fiyatlarının diğer yöntemlere oranla yüksek bulunması gösterilebilir.



Şekil 16. 3. yöntemle göre SEM bileşenleri (LCOE based on Method 3)

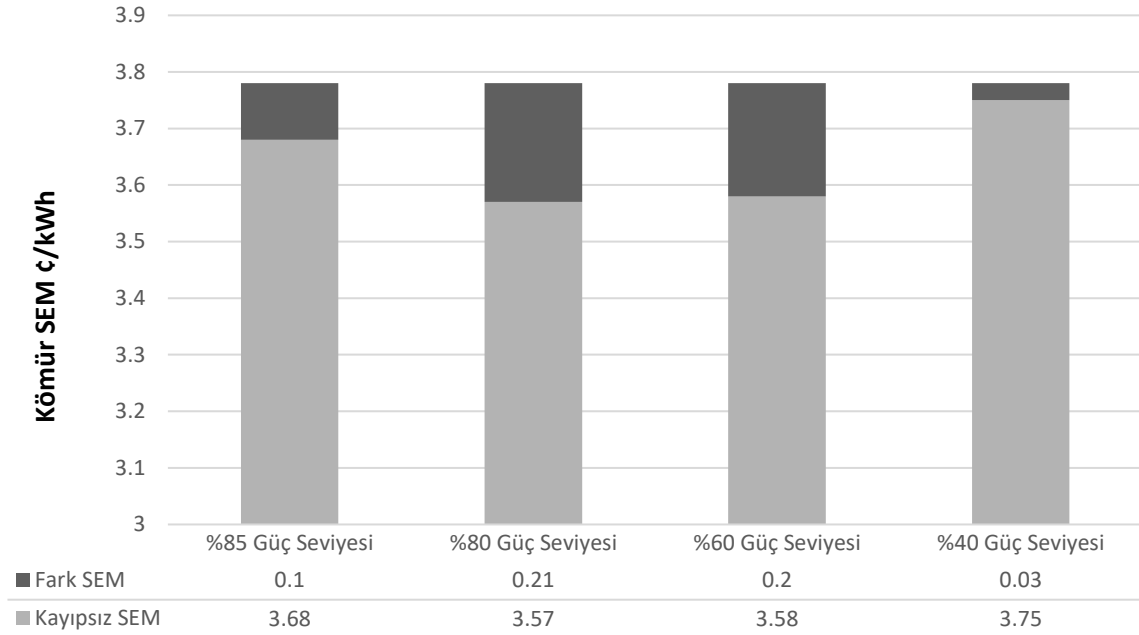
2005 ÜFE ve TÜFE verilerine göre kayıp oranının SEM etkisi, tasarım değerlerine göre kazan verimindeki sapma maliyeti Tablo 18'de verilmiştir. 3. yöntemle göre elde edilen maliyetler Tablo 19'da verilmiştir. Şekil 19 ve Şekil 20'de kömür için SEM değerleri ile fark maliyetinin kazan maliyetine oranı güç seviyelerine karşılık olarak gösterilmiştir.

Tablo 18. 3. yöntemle göre tasarım verileriyle elde edilen fark maliyetler (Cost differences obtained from design data according to Method 2)

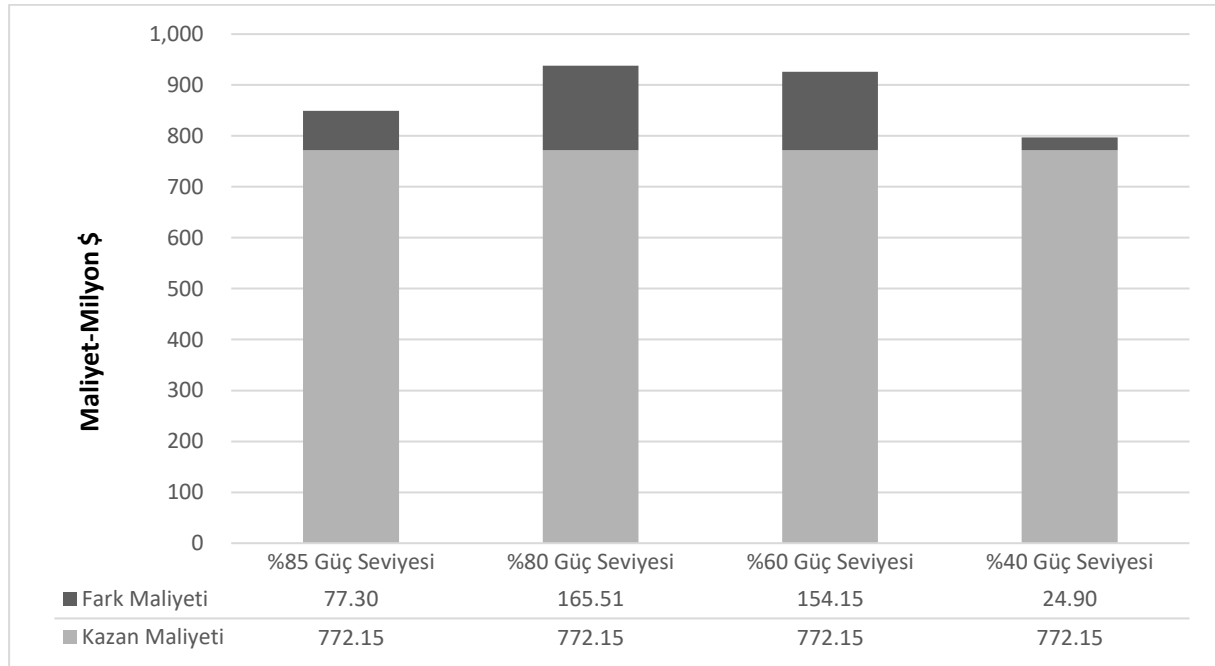
Güç Seviyesi	Fark	Fark Maliyeti
%60	0,04 ¢/kWh	34 503 410,40 \$
%40	0,14 ¢/kWh	106 700 204,85

Tablo 19. 3. yöntemle göre gerçek veriler temelinde fark maliyetleri (Cost differences obtained according to Method 3 based on actual efficiency)

Güç Seviyesi	Fark	Fark Maliyeti
%85	0,10 ¢/kWh	77 297 478,08 \$
%80	0,21 ¢/kWh	165 505 658,39 \$
%60	0,20 ¢/kWh	154 152 130,23 \$
%40	0,03 ¢/kWh	24 896 578,88 \$



Şekil 19. 3. yöntemle göre fark SEM ve kayıpsız SEM (Difference LCOE and lossless LCOE based on the Method 3)



Şekil 20. 3. yöntemle göre fark maliyetin kazan maliyetine oranı (The ratio of difference cost to boiler cost determined using Method 3)

3. SONUÇLAR (CONCLUSIONS)

Bu çalışmada, Afşin-Elbistan Termik Santralinin B Ünitesi için kazan verimindeki sapma kaynaklı maliyet araştırılması yapılmıştır. Tesisin proje aşamasında kullanılması gereken kömürün karakteristik özellikleri ve besleme debisi belirlenmiştir. Tesis üzerinden önceki çalışmalarda bu veriler üzerinden ısı performans incelemeleri yapılmıştır. Fakat tesiste işletme esnasında tüketilen kömür karakteristiği ve tüketim verileri

tasarım değerlerinden farklılık oluşturmuştur. Kömürün alt ısı değeri ve debisi enerji optimizasyon sistemi verileriyle kıyaslanmıştır. İşletme verileri ile kazan verimi hesaplanmış, tasarım verileri ile hesaplanan kazan veriminden düşük olduğu tespit edilmiştir. Gerçek kazan veriminin ve tasarım parametreleri ile hesaplanan verim değerinin kazan için teknik şartnamede üretici beyanı %85,3 verim değeri göre çeşitli güç seviyelerinde düşük olduğu belirlenmiştir. İlgili güç seviyelerinde referans verime göre oluşan

farkın tüm şartların sabit tutulduğu sadece kömür tüketiminin değişken olduğu kabulüyle diğer bir ifadeyle verimsizliğin fazla kömür sarfiyatına endekslenmesiyle, güç seviyelerindeki kayıp oranı hesaplanmıştır.

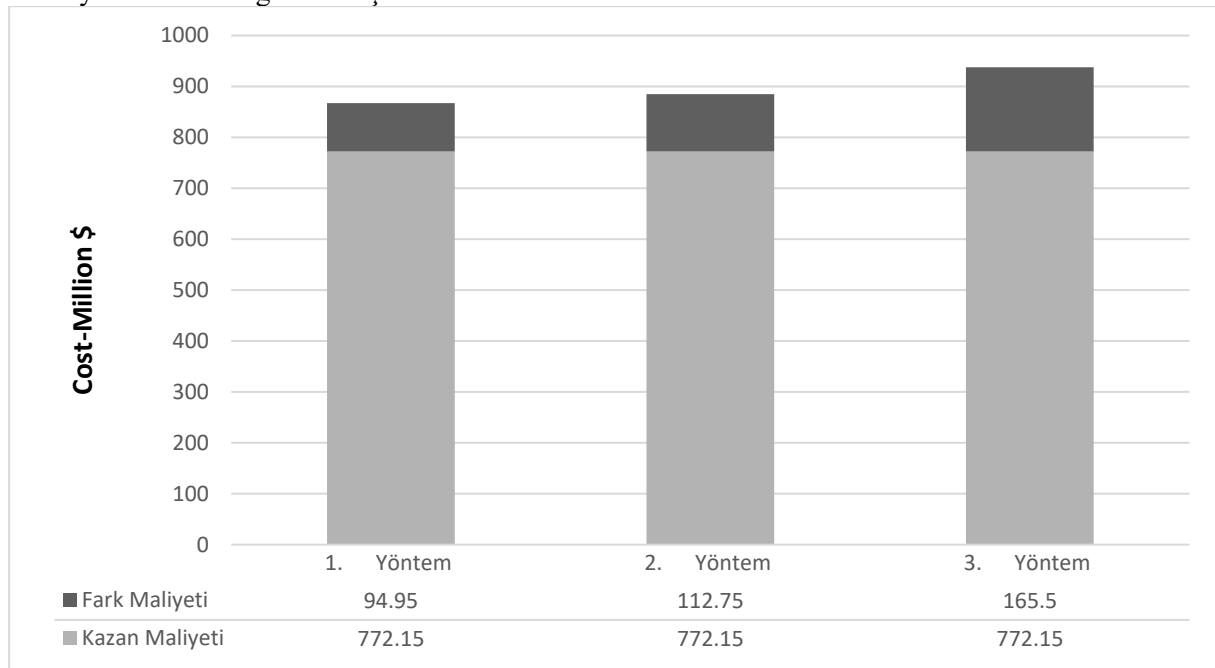
Yukarıda belirtilen teknik kabuller ve elde edilen kayıp oranları üzerinden seviyelendirilmiş elektrik maliyeti hesabı yapılmıştır. Hesaplama, 1. yöntemde 2005-2011 aralığındaki kömür birim maliyetine ve işletme bakım maliyetlerine göre yapılan projeksiyonla, 2. yöntemde 2006 yılındaki kömür fiyatındaki keskin düşüş göz ardı edilerek yapılan projeksiyonla ve 3. yöntemde ÜFE verileri ile elde edilen kömür madenciliği sektörü artış oranları ve işletme ve bakım maliyetleri için de TÜFE verileri ile projeksiyon yapılmıştır. Santralde geçmişte tasarım debi ve ısı enerji değerleriyle hesaplanan kazan verimi, referans kazan verimi ile kıyaslanmış ve maliyet etkisi irdelenmiştir. Sonrasında gerçek kazan verimi ile referans verim arasındaki farkın SEM üzerindeki etkisi incelenmiştir. Çalışmalar belirtilen 3 yöntem ile tekrarlanmış ve farklar kazan, ekipman ve malzeme yatırım maliyeti ile kıyaslanmıştır.

Tasarım verileriyle hesaplanan SEM 5,18 ¢/kWh'dir. Bu değer OECD tarafından 2005 yılında yayımlanan referans değerlerle karşılaştırılmış yaklaşık 5,20¢/kWh olan referans değere yakın olduğu görülmüştür. Diğer hesaplama yöntemlerine göre SEM'ler sırasıyla 5,49 ¢/kWh ve 6,77 ¢/kWh olarak elde edilmiştir. 6,77 ¢/kWh değeri işletme ve bakım maliyetlerinin TÜFE enflasyon oranına göre artışı dikkate alınarak

hesaplanmıştır. SEM'in kömür bileşeni belirtilen farklı senaryolar için hesaplanmıştır. En yüksek kaybın olduğu %80 güç seviyesindeki fark maliyetler Tablo 20'de verilmiştir. Kazanın ekipman malzeme maliyeti olan 772,15 milyon USD karşısında %80 güç seviyesindeki fark maliyetleri Şekil 21'de gösterilmiştir. 20 yıllık dönem için hesaplandığı göz önüne alındığında kayıp yıl bazında 4,74 milyon USD ile 8,28 milyon USD arasındadır. %80 güç seviyesi için fark SEM ile yöntemler bazında kayıpsız SEM Tablo 21'de verilmiştir. 2. yönteme göre hesaplanan değer 1. yöntemden yüksek olmasının en önemli nedeni 2005 yılında yakıt maliyetlerindeki genel eğilimin dışındaki düşüştür. 2. yöntemde bu genel eğilime aykırı olarak meydana gelen sapma ihmal edilerek hesaplama yapıldığı için fark daha yüksek çıkmıştır. 3. yöntem ise sektörel enflasyon parametreleri ile hesaplandığından eğilim sektör bazında genel enflasyondan ayrıştığından sektöre uygun olarak daha yüksek maliyet öngörülerine sebep olmuştur.

Tablo 20. %80 güç seviyesindeki fark maliyetleri ve fark SEM (Cost differences and SEM differences at 80% power level)

	1.Yöntem	2.Yöntem	3.Yöntem
Fark SEM	0,12 (¢/kWh)	0,15 (¢/kWh)	0,21 (¢/kWh)
Fark Maliyeti	94 954 029,18 \$	112 754 354,51 \$	165 505 658,39 \$

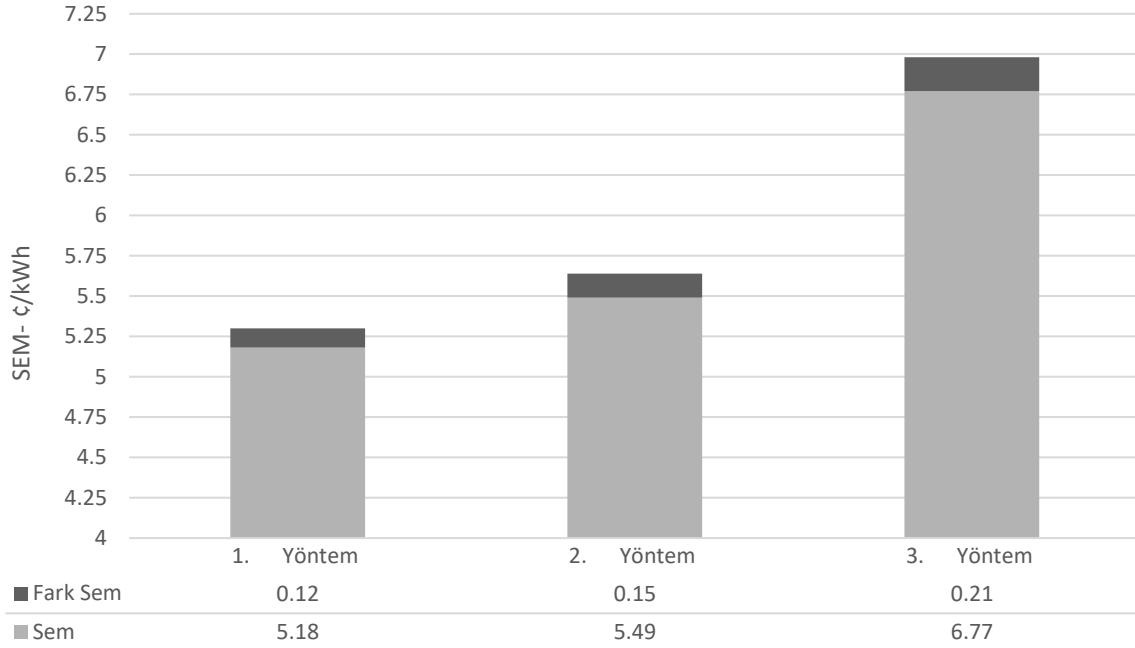


Şekil 21. %80 güç.seviyesinde fark maliyeti ve kazan maliyeti (Difference cost and boiler cost at 80% power level)

Tablo 21. %80 güç seviyesindeki kömür için fark SEM ve kayıpsız SEM (Difference SEM and lossless SEM for coal at 80% power level)

	1.Yöntem	2.Yöntem	3.Yöntem
Fark SEM	0,12 (¢/kWh)	0,15 (¢/kWh)	0,21 (¢/kWh)
Kayıpsız SEM	2,26 (¢/kWh)	2,42 (¢/kWh)	3,57 (¢/kWh)

SEM'in kömür bileşeninde 1. ve 2. yöntemlerde kömür fiyatının eğilimine göre değişiklik ortaya çıkarken, 3. yöntemde kömür fiyatı ve işletme bakım maliyetleri için sırasıyla ÜFE ve TÜFE etkili olmuştur. Şekil 22'de %80 güç seviyesindeki fark SEM ile SEM gösterilmiştir. Yukarıda bahsedilen sebeplerle 3. yönteme göre hesaplanan değerler hem fark değer hem de oransal olarak daha yüksektir. Bunun aynı şekilde 2. ve 1. yöntemler takip etmektedir.

**Şekil 22.** %80 güç seviyesi için SEM ve fark SEM (SEM and difference SEM at 80% power level)

Hesaplamalar tesisin 25 Mayıs 2012'de kazan ve bağlantılı bileşenlerinden üç dakika aralıklarla alınan veriler kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Veri sayısı her ne kadar kısıtlı olsa da yapılan kabuller altında bile kazan verimsizliğinin bir santralinin işletme süresi içinde sebep olacağı maliyetleri yaklaşık olarak göstermesi açısından çok önemlidir.

Çalışma kazan verimindeki küçük sapmaların bile çok büyük maliyetlere yol açabildiğini göstermektedir. Gerçek kazan veriminin, referans verimden saptması durumunda 20 yıllık santral işletme süresince seviyelendirilmiş elektrik maliyetinde 100 milyon USD'yi aşan farklar oluşmaktadır. Bu, enerji politikalarında verimlilik odaklı iyileştirmelerin zorunlu olduğunu göstermektedir.

Verimlilik takibinin yatırım kadar kritik olduğu görülmüştür. Tasarım verilerine göre değil, gerçek zamanlı izleme (EPOS sistemi gibi) ile sürekli verim takibi yapılmalı ve sapmalara erken

müdahale edilmelidir. Bu, hem işletme maliyetlerini azaltır hem de yakıt tüketimini optimize eder.

Yerli kömür kaynaklarının etkin kullanımı için verim optimizasyonu şart olduğu görülmüştür. Türkiye'nin önemli yerli enerji kaynağı olan kömürün düşük verimle yakılması ekonomik avantajı ortadan kaldırmakta; dolayısıyla termik santrallerin kazan gibi ana bileşenlerinde teknik ve ekonomik denetimlerin artırılması gerekmektedir.

Enerji planlamasında SEM analizlerine gerçek verilerle yaklaşılmalı gerekliliği gösterilmiştir. Tasarım verileriyle yapılan hesaplamalar, santral işletmeye geçtiğinde geçerliliğini yitirebilir. Politika yapıcılar, yatırım kararlarında referans veriler yerine gerçek işletme koşullarına göre belirlenen SEM değerlerini dikkate almalıdır.

TEŞEKKÜR (ACKNOWLEDGMENTS)

Dr. Ahmet EGE'ye tesisle ilgili kendi akademik çalışmalarındaki verileri paylaştığı için teşekkür ederiz.

We would like to thank Dr. Ahmet EGE for sharing relevant facility data in his academic studies.

**ETİK STANDARTLARIN BEYANI
(DECLARATION OF ETHICAL STANDARDS)**

Bu makalenin yazarı çalışmalarında kullandıkları materyal ve yöntemlerin etik kurul izni ve/veya yasal-özel bir izin gerektirmediğini beyan ederler.

The author of this article declares that the materials and methods they use in their work do not require ethical committee approval and/or legal-specific permission.

YAZARLARIN KATKILARI (AUTHORS' CONTRIBUTIONS)

M. Saim SOYSAL: Verilerin düzenlenmesi, termoeconomik hesaplamalar ve yöntem belirlenmesi/ Data processing, thermoeconomic calculations, and method determination

H. Mehmet ŞAHİN: Yöntemlerin tesise özgülleştirilmesi ve sonuçların yorumlanması / *Adapting the methods to the specific facility and analyzing the results*

ÇIKAR ÇATIŞMASI (CONFLICT OF INTEREST)

Bu çalışmada herhangi bir çıkar çatışması yoktur.

There is no conflict of interest in this study.

KAYNAKLAR (REFERENCES)

- [1] Kaushik, S. C. , Reddy, V. S. , Tyagi, S. K. , “Energy and exergy analyses of thermal power plants: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , 15: 1857-1872 (2011)
- [2] da Silva, J. A. M. , 'Avila Filho, S. , Carvalho, M. , 2017. Assessment of energy and exergy efficiencies in steam generators. *J. Braz. Soc. Mech. Sci. Eng.* 39 (8), 3217–3226. <https://doi.org/10.1007/s40430-016-0704-6>.
- [3] Ibrahim, T. K. , et al. , 2018. A comprehensive review on the exergy analysis of combined cycle power plants. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 90 (March), 835–850. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.072>.
- [4] Abdelrazik, A. S. , et al. , 2022. The recent advancements in the building integrated photovoltaic/thermal (BIPV/T) systems: an updated review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 170 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112988>
- [5] Abdelrazik, A. S. , et al. , 2023. ANSYS-fluent numerical modeling of the solar thermal and hybrid photovoltaic-based solar harvesting systems. *J. Therm. Anal. Calorim.* <https://doi.org/10.1007/s10973-023-12509-2>.
- [6] Guo, X. , Sun, J. , Ha, W. , 2023. Proposal and 4E analysis of an innovative integrated model based on A gas turbine cycle for the simultaneous production of power, methanol, desalinated water, and heating. *Process Saf. Environ. Prot.* 178 (August), 156–175. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2023.08.022>.
- [7] Tavana, M. , et al. , 2023. Realistic energy, exergy, and exergoeconomic (3E) characterization of a steam power plant: multi-criteria optimization case study of mashhad tous power plant. *Water (Switz.)* 15 (17). <https://doi.org/10.3390/w15173039>.
- [8] Khaleel, O. J. , et al. , 2022. Energy and exergy analysis of the steam power plants: a comprehensive review on the classification, development, improvements, and configurations. *Ain Shams Eng. J.* 13 (3), 101640 <https://doi.org/10.1016/j.asej.2021.11.009>
- [9] Ahmadi, P. , Dincer, I. , Rosen, M. A. , “Exergy, exergoeconomic and environmental analyses and evolutionary algorithmbased multi-objective optimization of combined cycle power plants”, *Energy*, 36: 5886-5898 (2011)
- [10] Kaushik, S. C. , Reddy, V. S. , Tyagi, S. K. , 2011. Energy and exergy analyses of thermal power plants: a review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15 (4), 1857–1872. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.12.007>.
- [11] Kumar, R. , 2017. A critical review on energy, exergy, exergoeconomic and economic (4- E) analysis of thermal power plants. *Eng. Sci. Technol. , Int. J.* 20 (1), 283–292. <https://doi.org/10.1016/j.jestch.2016.08.018>.
- [12] Ahmadi, M. H. , et al. , 2019. Thermodynamic and economic analysis of performance evaluation of all the thermal power plants: a review. *Energy Sci. Eng.* 7 (1), 30–65. <https://doi.org/10.1002/ese3.223>.
- [13] Tahir, M. F. , Haoyong, C. , Guangze, H. , 2021. A comprehensive review of 4E analysis of thermal power plants, intermittent renewable energy and integrated energy systems. *Energy Rep.* 7, 3517–3534. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.06.006>.

- [14] Elwardany, M. , Nassib, A. M. , Mohamed, H. A. , 2024. Analyzing global research trends in combined cycle power plants: a bibliometric study. *Energy Nexus* 13 (2023), 100265. <https://doi.org/10.1016/j.nexus.2023.100265>.
- [15] Khaleel, O. J. , et al. , 2022. Energy and exergy analysis of the steam power plants: a comprehensive review on the classification, development, improvements, and configurations. *Ain Shams Eng. J.* 13 (3), 101640 <https://doi.org/10.1016/j.asej.2021.11.009>
- [16] Regulagadda, P. , Dincer, I. , Naterer, G. F. , 2010. Exergy analysis of a thermal power plant with measured boiler and turbine losses. *Appl. Therm. Eng.* 30 (8–9), 970–976. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2010.01.008>.
- [17] Ahmadi, G. R. , Toghraie, D. , 2016. Energy and exergy analysis of montazeri steam power plant in Iran. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 56, 454–463. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.074>.
- [18] Singh, O. K. , Kaushik, S. C. , 2013. Variables influencing the exergy based performance of a steam power plant. *Int. J. Green. Energy* 10 (3), 257–284. <https://doi.org/10.1080/15435075.2011.653847>.
- [19] Pattanayak, L. , Sahu, J. N. , 2015. Steady state modeling on energy and exergy analysis of a pulverized coal fired thermal power plant. *Asia Pac. J. Chem. Eng.* 10 (6), 876–884. <https://doi.org/10.1002/apj.1924>.
- [20] Vanithasri, M. , Balamurugan, R. , Lakshminarasimman, L. , 2016. Modified radial movement optimization (MRMO) technique for estimating the parameters of fuel cost function in thermal power plants. *Eng. Sci. Technol. , Int. J.* 19 (4), 2035–2042. <https://doi.org/10.1016/j.jestch.2016.07.012>.
- [21] Wang, C. , et al. , 2018. Dynamic modeling and operation optimization for the cold end system of thermal power plants during transient processes. *Energy* 145, 734–746. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.146>.
- [22] Wang, L. , et al. , 2016. Multi-objective superstructure-free synthesis and optimization of thermal power plants. *Energy* 116, 1104–1116. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.10.007>.
- [23] Kler, A. M. , Potanina, Y. M. , Marinchenko, A. Y. , 2020. Co-optimization of thermal power plant flowchart, thermodynamic cycle parameters, and design parameters of components. *Energy* 193, 116679. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116679>.
- [24] Kurklu, K. , Sayilgan, E. , 2020. Optimization of major elements recovery from thermal power plant fly ash using Taguchi experimental design. *Int. J. Environ. Sci. Technol.* 17 (5), 2645–2654. <https://doi.org/10.1007/s13762-020-02666-4>.
- [25] R. P, Praveen, 2020. Performance analysis and optimization of central receiver solar thermal power plants for utility scale power generation. *Sustain. (Switz.)* 12 (1). <https://doi.org/10.3390/SU12010127>.
- [26] Turkin, A. N. , Vasil'ev, V. A. , 2020. Optimization of losses in the shaft-end seals of high-power feedwater pumps of thermal power plants. *Power Technol. Eng.* 53 (5), 591–596. <https://doi.org/10.1007/s10749-020-01121-1>.
- [27] Sharma, R. K. , Mohapatra, S. K. , 2016. Thermo-economic analysis of a biomass-fired bubbling fluidised bed thermal power plant. *Int. J. Exergy* 21 (1), 1–20. <https://doi.org/10.1504/IJEX.2016.078504>.
- [28] Risthaus, K. , Madlener, R. , 2017. Economic analysis of electricity storage based on heat pumps and thermal storage units in large-scale thermal power plants. *Energy Procedia* 142, 2816–2823. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.12.427>.
- [29] Khajepour, S. , Ameri, M. , 2020. Techno-economic analysis of using three Fresnel solar fields coupled to a thermal power plant for different cost of natural gas. *Renew. Energy* 146, 2243–2254. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.08.075>.
- [30] Cheng, L. , Sun, Y. P. , Wen, T. L. , 2023. Economic analysis on reform of flue gas waste heat utilization system in thermal power plant. *Environmental Science and Engineering*. Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-031-30233-6_13.
- [31] Ogorure, O. J. , et al. , 2018. Energy, exergy, environmental and economic analysis of an agricultural waste-to-energy integrated multigeneration thermal power plant. *Energy Convers. Manag.* 171, 222–240. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.05.093>.
- [32] Owebor, K. , et al. , 2019. Thermo-environmental and economic analysis of an integrated municipal waste-to-energy solid oxide fuel cell, gas-, steam-, organic fluid- and absorption refrigeration cycle thermal power plants. *Appl. Energy* 239 (February), 1385–1401. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.032>.

- [33] Lin, X. , et al. , 2020. Thermo-economic analysis of typical thermal systems and corresponding novel system for a 1000 MW single reheat ultra-supercritical thermal power plant. *Energy* 201, 117560. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117560>.
- [34] Fan, Xuezhou, et al. , 2023. Geothermal assisted Rankine cycle for performance enhancement of a biomass-driven power plant; Thermo-economic and environmental impact assessment. *Process Saf. Environ. Prot.* 175 (January), 341–354. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2023.05.008>.
- [35] Fan, Xiaoyu, et al. , 2023. Thermo-economic analysis of the integrated system of thermal power plant and liquid air energy storage. *J. Energy Storage* 57 (2022), 106233. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.106233>.
- [36] Fritsch, A. , Frantz, C. , Uhlig, R. , 2019. Techno-economic analysis of solar thermal power plants using liquid sodium as heat transfer fluid. *Sol. Energy* 177 (2018), 155–162. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.10.005>.
- [37] Lisin, E. , et al. , 2022. Economic analysis of innovative solutions in the use of hydrogen fuel in thermal power plants. *Smart Innovation, Systems and Technologies*. Springer, Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-16-8829-4_47.
- [38] Zhang, H. , et al. , 2023. Simulation and economic analysis of the high-temperature heat storage system of thermal power plants oriented to the smart grid. *Front. Energy Res.* 10, 1–9. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.1006972>.
- [39] Guidong, J. Lijun, W. ,2013. Economic analysis and operation simulation of low pressure economizer system in 135 MW thermal power plant, *Proceedings - 2013 4th International Conference on Digital Manufacturing and Automation, ICDMA 2013*, pp. 522–525. doi: 10.1109/ICDMA.2013.123.
- [40] Çetin, B. , Avcı, H. , 2020. Technical and economic analysis of the conversion on an existing coal-fired thermal power plant to solar-aided hybrid power plant. *J. Fac. Eng. Archit. Gazi Univ.* 35 (2), 1027–1045. <https://doi.org/10.17341/gazimmfd.418417>.
- [41] Oktay, Z. , “Investigation of coal-fired power plants in Turkey and a case study: Can plant”, *Applied Thermal Engineering*, 29: 550-557 (2009)
- [42] Palmer, C. A. , Tuncalı, E. , Dennen, K. O. , Coburn, T. C. , Finkelman, R. B. , “Characterization of Turkish coals: a nationwide perspective”, *International Journal of Coal Geology*, 60 (2-4): 85-115 (2004)
- [43] Elektrik Üretim A. Ş. , “4x360 MW Afşin Elbistan B Termik Santrali”, *EÜAŞ, Ankara*, 1-14, (2010)
- [44] Ege, A. , “Afşin-Elbistan Kömür Santralinin Ekserji ve Termoekonomik Analizi ve Optimizasyonu”, *Doktora Tezi*, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara, 35-46, 101-127, 153-159 (2012)
- [45] Park, K. , Shin, D. , Yoon, E. S. , “The cost of energy analysis and energy planning for emerging, fossil fuel powerplants based on the climate change scenarios”, *Energy*, 36, 3606-3612 (2011)
- [46] International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation For Economic Co-Operation and Development, “Projected Costs of Generating Electricity”, *IEA NEA OECD, Paris*, 153, (2010)
- [47] International Atomic Energy Agency, “Economic Evaluation of Bids for Nuclear Power Plants”, *IAEA, Vienna*, 32-34, 63-70, (2000)
- [48] International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation For Economic Co-Operation and Development, “Projected Costs of Generating Electricity”, *IEA NEA OECD, Paris*, 153, (2005)
- [49] Eruysal, E. , “Emtia Piyasalarında Güncel Gelişmeler” *EADGM, Ankara*, 19, (2012)
- [50] İnternet : Türkiye İstatistik Kurumu “2005 Kömür Madenciliği Artış Oranları Hesabı” <http://tuikapp.tuik.gov.tr/ufedagitimapp/> (2012).
- [51] İnternet : Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası “Enflasyon Hesaplayıcısı” http://www3.tcmb.gov.tr/enflasyon/enflasyon_anayeni.php (2012).