

**BİR TERMİK SANTRALİN ENERJİ YÖNETİM SİSTEMLERİ
AÇISINDAN PERFORMANSININ İNCELENMESİ**

Muhammet Saim SOYSAL

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
KAZALARIN ÇEVRESEL VE TEKNİK ARAŞTIRMASI**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

ARALIK 2012

ANKARA

Muhammet Saim SOYSAL tarafından hazırlanan “BİR TERMİK SANTRALİN ENERJİ YÖNETİM SİSTEMLERİ AÇISINDAN PERFORMANSININ İNCELENMESİ” adlı bu tezin Yüksek Lisans tezi olarak uygun olduğunu onaylarım.

Prof. Dr. H. Mehmet ŞAHİN

Tez Danışmanı, Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı

Bu çalışma, jürimiz tarafından oy birliği ile Kazaların Çevresel ve Teknik Araştırması Anabilim Dalında Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

Doç. Dr. Mustafa AKTAŞ

Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı, G.Ü.

Prof. Dr. H. Mehmet ŞAHİN

Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı, G.Ü.

Doç. Dr. Neşet AKAR

Metalurji-Malzeme Mühendisliği Anabilim Dalı, G.Ü.

Tez Savunma Tarihi:25/01/2013

Bu tez ile G.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu Yüksek Lisans derecesini onamıştır.

Prof. Dr. Şeref SAĞIROĞLU

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

TEZ BİLDİRİMİ

Tez içindeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edilerek sunulduğunu, ayrıca tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

M. Saim SOYSAL

BİR TERMİK SANTRALİN ENERJİ YÖNETİM SİSTEMLERİ AÇISINDAN PERFORMANSININ İNCELENMESİ

(Yüksek Lisans Tezi)

Muhammet Saim SOYSAL

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

Aralık 2012

ÖZET

Bu çalışmada, Türkiye'nin en büyük termik santrallerinden biri olan Kahramanmaraş ili Afşin – Elbistan bölgesinde kurulu 4 x 360 MW üretim kapasitesine sahip Afşin – Elbistan B termik santrali enerji yönetim sistemleri açısından incelenmiştir. Bu amaçla, tesiste kurulu enerji yönetim sistemi SR EPOS (Energy Optimizasyon Sistemi) programından her 3 dakikada bir alınan verilere göre yapılmış daha önceki çalışmada tesiste en büyük kayba neden olan sistem ekipmanları yoğunlaştırıcı, kazan ve ısıtıcı olarak tespit edilmiş olup bu ekipmanlar için Termodinamiğin 1. Kanunu uygulanarak analizler yapılmıştır. Tesis için seviyelendirilmiş elektrik maliyeti 3 farklı yonteme göre hesaplanmıştır. Kazanın tasarım değerleri ile hesaplanan veriminin ve EPOS'tan alınan gerçek verilerle hesaplanan verimlerin üretici tarafından belirtilen referans verim arasındaki farkların seviyelendirilmiş elektrik maliyetine olan etkisi hesaplanmıştır. Yapılan çalışma sonucunda kazandan kaynaklanan ve 20 yıl üzerinden hesaplanan seviyelendirilmiş fark maliyetinin 100 milyon \$ mertebelerine ulaştığı görülmüştür.

Bilim Kodu : 914.1.038
Anahtar Kelimeler : Enerji yönetim sistemi, seviyelendirilmiş elektrik maliyeti
Sayfa Adedi : 75
Tez Yöneticisi : Prof. Dr. H. Mehmet ŞAHİN

**INVESTIGATION OF ENERGY PERFORMANCE OF A THERMAL
POWER PLANT ACCORDING TO THE ENERGY
MANAGEMENT SYSTEMS
(M.Sc. Thesis)**

Muhammet Saim SOYSAL

**GAZİ UNIVERSITY
INSTITUTE OF SCIENCE AND TECHNOLOGY
December 2012**

ABSTRACT

In this study, Afşin-Elbistan B thermal power plant, one of the most biggest thermal power plant in Turkey which was built in Kahramanmaraş province Afşin-Elbistan region and has 4 x 360 MW production capacity, was investigated in terms of energy management systems. For this purpose, it was determined that boiler, condenser and heater are the components that cause major energy losses according to previous study that is performed with datas that are taken in every 3 minutes by SR EPOS (Energy Optimization System) program which is established in the plant. Levelized cost of electricity was calculated according to 3 different method for plant. Effect of the differences between the boiler efficiency which is calculated according to design parameters with the boiler efficiency which is calculated according to EPOS datas and boiler's producer reference efficiency on levelized cost of electricity is calculated. As a result of this study it is determined that the levelized cost difference ,calculated over 20 years, arising from the boiler reaches 100 million \$.

Science Code : 914.1.038

Key Words : Energy management system, Levelized cost of electricity

Page Number : 75

Adviser : Prof. Dr. H. Mehmet ŞAHİN

TEŞEKKÜR

Çalıőmalarım boyunca değerli yardım ve katkılarıyla beni yönlendiren hocam Prof. Dr. H. Mehmet Şahin'e, tezim ile ilgili verileri almamda bana büyük yardımı bulunan, kıymetli tecrübelerinden faydalandığım Nükleer Enerji Yüksek Mühendisi Ahmet Ege'ye ve çalıőmalarım sırasında bana destek olan sevgili eşime teőekkürü bir borç bilirim.

İÇİNDEKİLER**Sayfa**

ÖZET.....	iv
ABSTRACT.....	v
TEŞEKKÜR.....	vi
İÇİNDEKİLER.....	vii
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	ix
ŞEKİLLERİN LİSTESİ.....	xii
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xiv
1. GİRİŞ.....	1
2. TESİSİN TANITIMI.....	6
2.1. Proses ve Ekipmaların Tanıtımı.....	7
2.2. Enerji Yönetim Sistemi Tanıtımı.....	11
3. TESİSİN ENERJİ ANALİZİ.....	13
3.1. Enerji Analizinde Kullanılacak Yöntem, Kabuller ve Veriler.....	13
3.2. Tasarım Verileriyle Hesaplanan Bileşen Verimleri.....	15
3.2.1. Kazan ve yoğunlaştırucu verimleri.....	15
3.2.2. Türbin verimleri.....	16
3.2.3. Isıtıcı verimleri.....	19
3.2.4. Santral genel verimi.....	19
3.3. Gerçek Yakıt Değerleri ile Hesaplanan Kazan Verimi.....	24
3.4. Tasarım Değerleri ile Hesaplanan Kazan Veriminin Referans Verimden Sapmasının Kömür Tüketimi Üzerindeki Etkisinin Hesaplanması.....	29
3.5. Gerçek Kömür Debisi ile Hesaplanan Kazan Veriminin Referans Verimden Sapmasının Kömür Tüketimi Üzerindeki Etkisinin Hesaplanması.....	31

Sayfa

4. SEVİYELENDİRİLMİŞ ELEKTRİK MALİYETİ	33
4.1. Tasarım Verilerine Göre Hesaplanmış SEM	44
4.2. 2005-2011 Yılları Arasındaki Fiyat Eğilimine Göre Kayıp Oranının SEM Üzerindeki Etkisi	46
4.3. 2005 Yılı İhmal Edilerek Hesaplanan 2006-2011 Yılları Arasındaki Fiyat Eğilimine Göre Kayıp Oranının SEM Üzerindeki Etkisi	48
4.4. 2005 Yılı Kömür Madenciliği ÜFE Artış Oranı ve 2005 Yılı TÜFE Enflasyonuna Göre Kayıp Oranının SEM Üzerindeki Etkisi	52
5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	57
5.1. Sonuçlar	58
5.2. Öneriler	61
KAYNAKLAR	62
ÖZGEÇMİŞ	64

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 2.1. Kömür hazırlama ve nakil kül atma tesisleri özellikleri	8
Çizelge 2.2. Kazan özellikleri	9
Çizelge 2.3. Türbin özellikleri	10
Çizelge 2.4. Jeneratör özellikleri.....	10
Çizelge 2.5. Baca gazı kükürt arıtma tesisinin özellikleri.....	11
Çizelge 3.1. Tasarım kömür debisi ve alt ısı değeri.....	15
Çizelge 3.2. Kazan ve yoğuşturucunun güç seviyelerine göre hesaplanan verimleri	16
Çizelge 3.3. Kazan için hesaplanan tasarım verimi ile referans verim arasındaki farklar.....	16
Çizelge 3.4. Türbinlerin güç seviyelerine göre hesaplanan verimleri.....	17
Çizelge 3.5. Yüksek basınç türbininin hesaplanan verimi ile EPOS referans verimi arasındaki farklar	17
Çizelge 3.6. Orta basınç türbininin hesaplanan verimi ile EPOS referans verimi arasındaki farklar.....	18
Çizelge 3.7. Düşük basınç türbininin hesaplanan verimi ile EPOS referans verimi arasındaki farklar.....	18
Çizelge 3.8. Isıtıcıların verimleri	19
Çizelge 3.9. Güç seviyelerine karşılık gelen kömür debi ve alt ısı değerleri.....	22
Çizelge 3.10.Güç seviyelerine karşılık gelen gerçek verilerin hesaplanmasında kullanılacak referans veriler.....	22
Çizelge 3.11. Güç seviyelerine karşılık gelen kömür debi ve alt ısı değerleri.....	24
Çizelge 3.12. Güç seviyelerine karşılık gelen genel tasarım verimi, gerçek verim ve farkları.....	24

Çizelge	Sayfa
Çizelge 3.13. Güç seviyelerine karşılık gelen kazan tasarım verimi, gerçek verim ve farkları.....	25
Çizelge 3.14. %100 güç seviyesi için gerçek verim hesabı	26
Çizelge 3.15. %85 güç seviyesi için gerçek verim hesabı	27
Çizelge 3.16. %80 güç seviyesi için gerçek verim hesabı	27
Çizelge 3.17. %60 güç seviyesi için gerçek verim hesabı	28
Çizelge 3.18. %40 güç seviyesi için gerçek verim hesabı	28
Çizelge 3.19. Gerçek verimle tasarım verimi ve referans verim arasındaki farklar	29
Çizelge 3.20. Kazan gerçek verimi ile referans verim arasındaki farkın kömür tüketimi üzerindeki etkisi	31
Çizelge 3.21. Güç seviyelerine karşılık gelen tesis gerçek verimi, kayıp olmadan hesaplanan tesis verimi ve farkı	32
Çizelge 4.1. Taban maliyet hesaplamalarında kullanılan muhasebe kalemleri	36
Çizelge 4.2. Ek maliyetler, finansal maliyetler ve mal sahibi maliyetlerinin muhasebe kalemleri.....	37
Çizelge 4.3. Exim Bank kredisi finansal değerleri.....	38
Çizelge 4.4. Ticari banka kredi finansal değerleri	38
Çizelge 4.5. Tesisle ilgili genel veriler	39
Çizelge 4.6. Doğrudan maliyet değeri bileşenleri.....	39
Çizelge 4.7. Dolaylı maliyet değeri bileşenleri	40
Çizelge 4.8. Mal sahibi maliyet kalemleri	40
Çizelge 4.9. Exim Bank kredi bileşenleri.....	41
Çizelge 4.10. Ticari banka kredi bileşenleri.....	41
Çizelge 4.11. 2005-2011 yılları arası yakıt, işletme ve bakım maliyetleri	42

Çizelge	Sayfa
Çizelge 4.12. Tasarım değerlerine göre hesaplanan çeşitli SEM değerlerinin kombinasyonları.....	44
Çizelge 4.13. Tasarım değerlerine göre hesaplanan kredi ve iç yatırım SEM değerleri	44
Çizelge 4.14. Kayıp oranı üzerinden tasarım değerlerine göre hesaplanan SEM değerleri	46
Çizelge 4.15. 1. yöneme göre kayıp oranı üzerinden tasarım değerlerine göre hesaplanan fark maliyetleri	47
Çizelge 4.16. 1.yöneme göre kayıp oranı üzerinden gerçek verim değerlerine göre hesaplanan fark maliyetleri	47
Çizelge 4.17. 2. yöneme göre kayıp oranı üzerinden tasarım değerlerine göre hesaplanan fark maliyetleri	50
Çizelge 4.18. 2. yöneme göre kayıp oranı üzerinden gerçek verim değerlerine göre hesaplanan fark maliyetleri	51
Çizelge 4.19. 3.yöneme göre kayıp oranı üzerinden tasarım değerlerine göre hesaplanan fark maliyetleri	54
Çizelge 4.20. 3.yöneme göre kayıp oranı üzerinden gerçek verim değerlerine göre hesaplanan fark maliyetleri	55
Çizelge 5.1. %80 güç seviyesindeki fark maliyetleri ve fark SEM	59
Çizelge 5.2. %80 güç seviyesindeki kömür için fark SEM ve kayıpsız SEM	59

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 1.1. 2001 – 2020 yılları Türkiye elektrik sistemi puant güç ve enerji talebi	2
Şekil 1.2. 2010 yılı elektrik enerjisi tüketiminin minimum olduğu günde (16 Kasım 2010) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları.....	2
Şekil 2.1. Prosesin genel görünümü.....	7
Şekil 2.2. EPOS'taki sistemin genel görünümü.....	12
Şekil 2.3. EPOS'tan alınan bazı veriler.....	12
Şekil 3.1. Bir termik santralin temsili	20
Şekil 3.2. Santralden alınan verilere göre günlük güç değişimi.....	21
Şekil 3.3. Santralden alınan verilere göre günlük kömür debi ve alt ısı değer değişimi	22
Şekil 3.4. Kazan temsili resmi	25
Şekil 4.1. Birim kömür maliyetlerinin 2005-2011 yılları arasındaki değişimi	42
Şekil 4.2. Birim işletme-bakım maliyetlerinin 2005-2011 yılları arasındaki değişimi.....	43
Şekil 4.3. Uluslararası kömür yakıtlı termik santraller için %10 reeskont oranıyla hesaplanan referans SEM değerleri	45
Şekil 4.4. 1. yöntemeye göre SEM bileşenleri.....	45
Şekil 4.5. 1. yöntemeye göre kömür için fark SEM ve kayıpsız SEM	47
Şekil 4.6. 1. yöntemeye göre fark maliyetin kazan maliyetine oranı.....	48
Şekil 4.7. 2000-2012 yılları arası kömür ve ham petrol fiyatları.....	49
Şekil 4.8. Yakıt maliyetlerinin 2006-2011 yılları arasındaki değişimi	49
Şekil 4.9. 2. yöntemeye göre SEM bileşenleri.....	50
Şekil 4.10. 2. yöntemeye göre kömür için fark SEM ve kayıpsız SEM	51

Şekil	Sayfa
Şekil 4.11. 2. yönteme göre fark maliyetin kazan maliyetine oranı.....	52
Şekil 4.12. 3. yönteme göre SEM bileşenleri.....	54
Şekil 4.13. 3. yönteme göre kömür için fark SEM ve kayıpsız SEM	55
Şekil 4.14. 3. yönteme göre fark maliyetin kazan maliyetine oranı.....	56
Şekil 5.1. %80 güç.seviyesi için fark maliyeti ve kazan maliyeti.....	59
Şekil 5.2. %80 güç.seviyesi için SEM ve fark SEM.....	60

SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış bazı simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Simgeler

η_{kazan}

η

\dot{m}_k

Açıklama

Kazan verimi

Tesis genel verimi

Kayıp kömür debisi

Kısaltmalar

Açıklama

EPOS

Enerji Optimizasyon Sistemi

EÜAŞ

Elektrik Üretim A.Ş.

IAEA

Uluslararası Atom Enerjisi Kurumu

OECD

İktisadi İşbirliği ve Gelişme Teşkilatı

SEM

Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti

TÜFE

Tüketici Fiyatları Endeksi

ÜFE

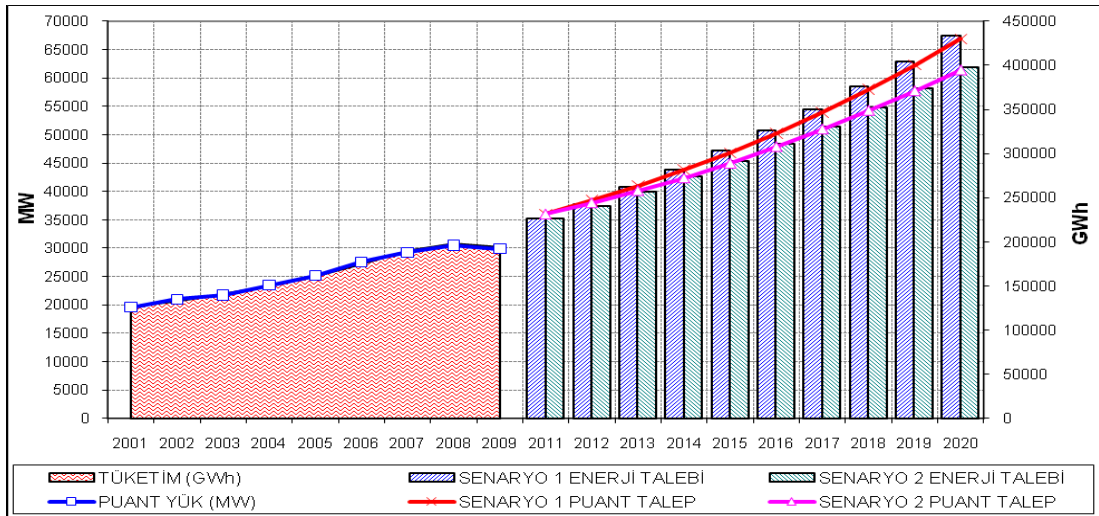
Üretici Fiyatları Endeksi

1. GİRİŞ

Dünya genelinde enerji tüketimi her geçen gün artmaktadır. Enerji tüketimi ülkemizde de her geçen gün artmakta ve ülkemiz bu talebi kendi öz kaynakları ile karşılayamadığı için enerji açığı ortaya çıkmaktadır. Enerji tüketimi ülkelerin gelişmişlik durumunu ve yaşam standardını gösteren en önemli göstergelerden biridir [1]. Her ne kadar gelişmişlik göstergesi olsa da artan enerji açığına bağlı olarak getirilen ilave tedbirler her geçen gün firmaları enerji tasarrufuna zorlamakta ve enerji verimliliğini önemli hale getirmektedir. Bir taraftan ülkelerin mevzuat bazında aldığı idari tedbirler diğer taraftan uluslar arası anlaşmalar ve bu anlaşmalara bağlı olarak geliştirilen standartlar firmaları bu konuda harekete geçirmiştir. Firmalar enerji performanslarını takip etmek için sistemler kurmakta, enerji optimizasyonu yapmaktadır. Bu amaca hizmet etmesi için kuruluşlara enerji tasarrufu yapmaları noktasında yol göstermesi için ortaya çıkan ISO 50001 Enerji Yönetim Sistemleri standardını uygulayan firmaların sayısı her geçen gün artmaktadır. Bu süreçte en önemli aşama olan performans kaybına neden olan kök sebeplerin tespiti ve bunların mali açıdan incelenerek bu nedenlerin belirli prosedürler dahilinde ortadan kaldırılması veya kabul edilebilir seviyelere çekilmesidir.

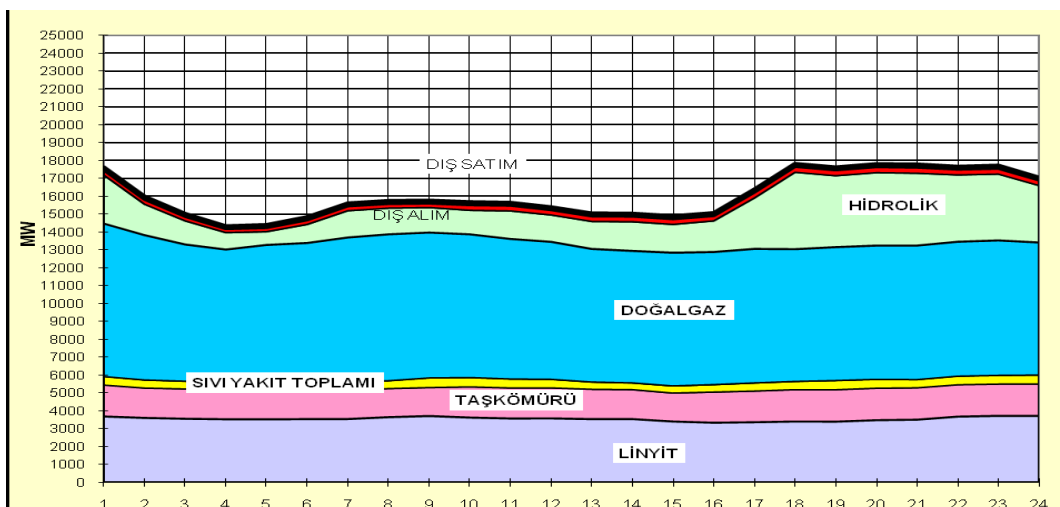
Dünya’da genel olarak enerji üretiminde verimliliğin sağlanması için yapılan çalışmaların nedenlerinden biri de her ne kadar ülkemizde ciddi olarak gerek yasal gerek ekonomik boyutta fazla etkisi olmasa da karbon salınımlarıdır. Çevresel etkinin minimize edilmesinde birincil hedef enerji çevrim proseslerinin verimliliğini artırmak böylelikle yakıt tüketimini azaltmaktır. Son yıllarda, ana seragazı olması nedeniyle karbon dioksit salınımları üzerine özellikle odaklanılmıştır ve termal sistemlerin optimizasyonu da bu parametre üzerinden çok ilgi toplamıştır [2].

Dünya’daki bu gelişmelerle paralel olarak ülkemizde de her geçen gün enerji talebi artmaktadır. Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü tarafından yapılan ve 2011-2020 arası üretim kapasite projeksiyonuna göre ülkemizde enerji talebi Şekil 1.1.’de gösterilmiştir [3].



Şekil 1.1. 2001 – 2020 yılları Türkiye elektrik sistemi puant güç ve enerji talebi

Görüldüğü üzere elektrik enerjisine olan talep üstel bir şekilde hızla artmaktadır. Bu çalışmada 2020 yılı sonuna kadar ülkemizin kurulu güç ve enerji talebinin karşılanması durumu incelenmiş olup, talebin karşılanması için ülkemizde kurulması gereken çeşitli tipteki enerji yatırımlarının yapılabilirlik çalışması yapılmıştır. Söz konusu raporda 2010 yılı içinde elektrik enerjisi tüketiminin minimum olduğu günde (16 Kasım 2010) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları Şekil 1.2.'de gösterilmiştir [3].



Şekil 1.2. 2010 yılı elektrik enerjisi tüketiminin minimum olduğu günde (16 Kasım 2010) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları

Mevcut durumda dünyada, elektriğin yaklaşık %80'i fosil yakıtlı (kömür, petrol, fuel-oil, doğalgaz) termik santrallerden, elektriğin %20'lik kısmı ise hidrolik, nükleer, rüzgar, güneş, jeotermal ve biyogaz gibi değişik kaynaklardan karşılanmaktadır [4]. Ülkemizde nükleer enerji olmamakla birlikte görüldüğü üzere enerji üretiminde en çok kullanılan kaynak büyük bir kısmını ithal ettiğimiz doğalgazdır. Türkiye'de, toplam yerleşik elektrik üretim kapasitesinin yaklaşık %61'lik kısmı termal kaynaklı olup, üretilen elektriğin %80'i ise termal tesislerden üretilmektedir. Termal kaynaklı üretimde ise, doğal gaz %49,2, kömür %40,65 sıvı yakıtlar %9,9 paya sahiptir [5]. Bu noktada yerli kaynaklarımızla elde ettiğimiz elektriğin önemi ortaya daha belirgin olarak çıkmaktadır. Türkiye için, dünyada büyüklük bakımından yedinci sırada olan ve tahmini rezervi 8 milyar metrik ton olan kömür ana yerli kaynak olarak ortaya çıkmaktadır [6]. Bu hususlar göz önüne alındığında, kömür kaynaklı elektrik üretim tesislerimizde yapacağımız yüzde birlik bir verim artışı bile ülkemize maddi noktadan önemli bir kaynak olarak kalacaktır. Bu noktalar göz önüne alındığında, mevcut elektrik üretim tesislerimizin verimliliğinin önemi hususu ön plana çıkmaktadır.

Ülkemizde teknolojinin de gelişmesiyle nükleer enerji hariç birçok farklı kaynaktan elektrik enerjisi elde edilebilmektedir. Bu kaynaklar, fosil kökenli yakıtlar, güneş, rüzgâr, jeotermal, olarak sıralanabilir. Günümüzde elektrik enerjisinin %80'den fazlası nükleer enerjiden ve fosil kökenli yakıtlardan sağlanmaktadır [7]. Santralde kullanılan yakıt ister kömür ister doğalgaz veya nükleer enerji olsun, yalnızca yakıtın enerjisinin açığa çıkarılma yöntemi farklı olup, tesisin genel çevrimi ve çalışma prensipleri aynıdır. Genel olarak bütün buharlı güç çevrim santrallerinin prosesi ve yakıtın kazana verilmesinden önceki kısımlar hariç bileşenleri aynıdır. Buna göre basit bir buharlı güç santrali kazan, pompa, türbin ve yoğuşturucudan oluşur ve akışkan olarak su kullanılır. Pompa ile akışkan sistem içinde uygun basınç aralıklarında tutularak prosese göre ilgili bileşenlere gönderilir. Yakıtlar buhar kazanında yakılır. Yanma sonucu açığa çıkan ısı enerjisi kazandaki boruların içinde dolaşan suya aktarılır ve suyun kızgın buhar haline gelmesi sağlanır. Kazanda yüksek sıcaklık basınç değerlerine ulaşan basınçlı kızgın buhar türbine gönderilir. Burada akışkandaki termik enerji türbin vasıtasıyla mekanik enerjiye çevrilir. Türbinlerin

sayısı proses tasarımına göre akışkan enerjisinden daha fazla mekanik iş elde etmek için değişik sayılarda ve basınç değerlerinde (alçak basınç, orta basınç, düşük basınç gibi) olabilir. Türbine doğrudan bir malle bağlı bulunan jeneratörden elektrik üretimi sağlanır. Türbinlerden giriş basıncına göre daha düşük basınçta çıkan buhar yoğuşturucuda yoğuşturularak sıcaklığı düşürülür ve tekrar sıvı hale getirilir. Yoğuşturucudan çıkan akışkan ısıtıcılardan ve pompalardan geçtikten sonra tekrar kazana geri döner. Böylece bir çevrim gerçekleşmiş olur.

Buhar çevrimleri için en ideal çevrim Rankine Çevrimidir. Çevrim bileşenleri üzerinde termodinamiğin birinci ve ikinci kanun analizini yaparak, sistemdeki enerjinin niceliği ve niteliği ile ilgili değerlendirme yapmak mümkündür. Rankine çevriminin ana elemanları olan türbin, kazan, pompa, yoğuşturucu gibi bileşenler tesisin tasarımını esnasında ihtiyaçlara ve diğer tesis bileşenlerinin karakterine göre termodinamik açıdan söz konusu kanunlar açısından tasarlanır. Böylece herbir bileşen için verim değerleri hesaplanır. Ayrıca devreye alınmadan önce bütün tesis bileşenleri test edilir ve verim hesabı ile test sonuçlarının uyumlu olup olmadığı kontrol edilir.

Tesisin devreye alınması esnasında da genel olarak sistemin bütün elemanlarının uyumu ve verim gibi hususlar test edilir. Sistem şartnamelerde yazan değerler arasında işletilene kadar testler ve ayarlamalar devam eder. Sistem tasarım değerlerine ulaşarak çalışmaya başlar ancak zamanla bileşenlerde çeşitli nedenlerle verimsizlikler ortaya çıkmaya başlar. Bu durum sürekli olarak takip edilir ve bakımlarla bu durumun önüne geçilmeye çalışılır. Sistemde meydana gelen bu kayıpların nedenlerinin araştırılarak, bunlardan dolayı meydana gelen kayıplara göre plan yapılır ve karar alınır.

Bu çalışmada yukarıda bahsi geçen hususlar göz önünde bulundurularak ülkemizin en büyük kömür yakıtlı termik santrallerinden olan ve Afşin-Elbistan bölgesindeki 4,5 milyar ton düşük kalorili linyit kömürünün değerlendirilmesi amacıyla kurulan Afşin Elbistan Termik Santralının B Ünitesinin kazanının enerji verimliliğinin elektrik maliyetine olan etkisi incelenmiştir. Söz konusu ünite 1 440 MW gücünde

olup hesaplamalar tek bir ünite için yapılmıştır. Tesiste kurulu bulunan enerji yönetimi sistemi Enerji Optimizasyon Sistemi (EPOS) tesisin gerekli noktalarından veri alınmasını sağlamış ve sistemin enerji analizinin yapılması kolaylaşmıştır.

Bu çalışmada tesis üzerinde bu sistemden alınan veriler referans olarak alınmış olup, verim hesabında daha önceki çalışmalarda tasarım parametreleri üzerinden yapılan verim hesapları tekrar edilmemiş, sistemden alınan gerçek verilerle hesaplanan kazan veriminin, kazanın referans veriminden yaptığı sapmanın tesisin genel verimine ve seviyelendirilmiş elektrik maliyetine (SEM) olan etkisi incelenmiştir. Bu çalışmada kazan verimsizliğinin ekonomik boyutu 3 farklı yöntemle hesaplanmıştır. 1. yöntemde yıllara göre elde edilen birim yakıt ve işletme bakım maliyetlerine uydurulan doğrudan elde edilen denkleme göre veriler elde edilmiştir.. 2. yöntemde, 2005 yılı yakıt birim maliyeti ihmal edilerek aynen 1. yöntemde olduğu gibi uydurulan doğrudan elde edilen denkleme göre birim yakıt ve işletme bakım maliyetleri bulunmuştur. 3. yöntemde ise birim yakıt maliyetleri için 2005 yılı kömür madenciliği için ÜFE artış oranları, işletme ve bakım maliyetleri için ise TÜFE enflasyon oranı dikkate alınmıştır.

2. TESİSİN TANITIMI

Çalışmanın yapıldığı tesis Kahramanmaraş İli Afşin İlçesinin Çoğulhan Beldesi'nde kurulu bulunan Afşin-Elbistan B Termik Santralidir. Tesisin bu bölgede kurulmasının başlıca nedeni Çöllolar sektöründeki 544 milyon ton düşük kalorili linyit rezervlerinin kullanılmasının amaçlanmasıdır. Böylelikle düşük kalorili linyit kullanımına olanak sağlanmış ve bu oranda dışa bağımlılık azalmıştır. Ayrıca bölgede yeni iş imkanları oluşturmuş bölgenin yollarının yapılması, altyapısının geliştirilmesi ve diğer endüstri dallarının gelişmesine olanak vermiştir [8].

4x360 MW gücündeki Afşin-Elbistan B Termik Santralinin ihalesi 17.12.1996 tarihinde yapılmış olup alınan tekliflerin değerlendirilmesi sonucunda 06.08.1998 tarihinde Mitsubishi liderliğindeki konsorsiyum ile sözleşme imzalanmış ve fiilen 01.06.2000 tarihinde işe başlanmıştır. Santralin birinci ünitesi 23.07.2004, ikinci ünitesi 25.11.2004, üçüncü ünitesi 18.03.2005 ve dördüncü ünitesi 08.06.2005 tarihinde ulusal sisteme uyumlu hale getirilmiştir [8].

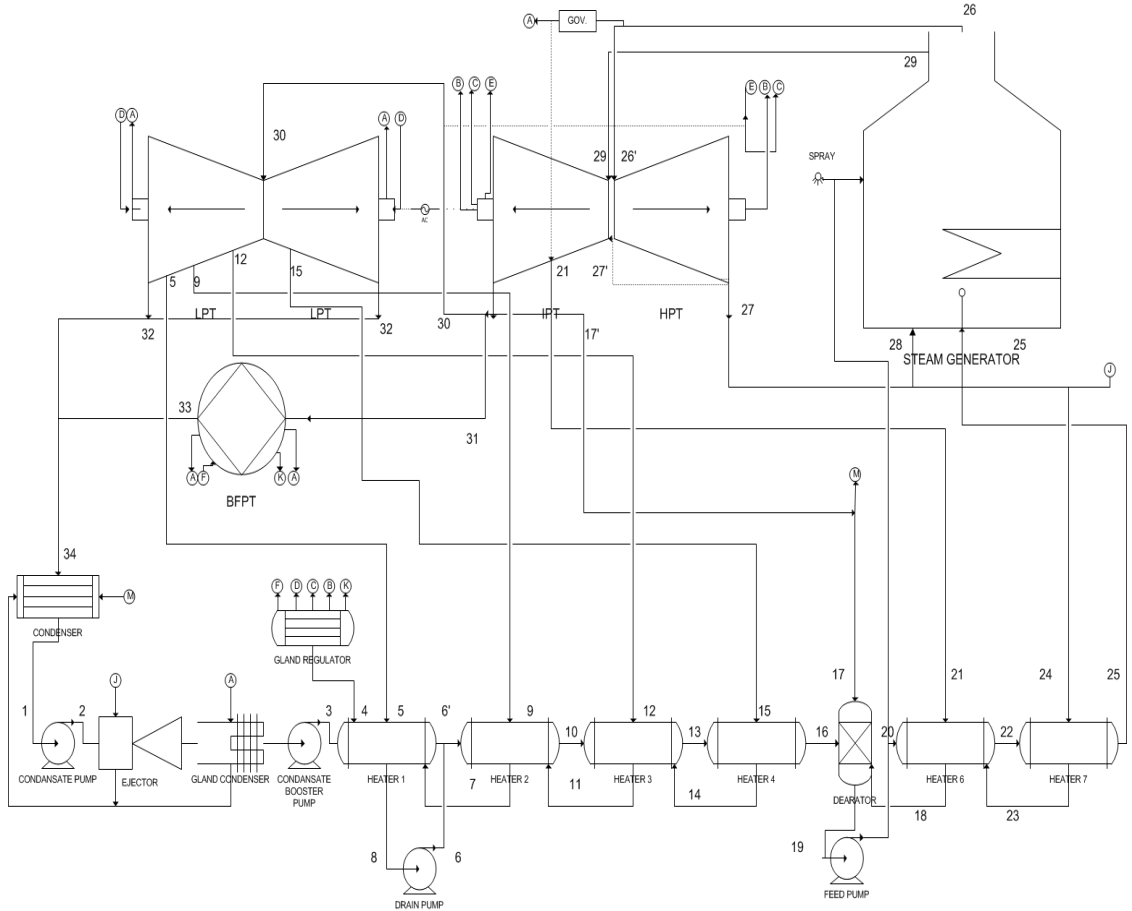
Geçici kabul çalışması 03.03.2006 tarihinde başlamış olup 14.11.2006 tarihinde bitmiştir. Kesin kabul çalışmaları ise 12.03.2010 tarihinde son ünitenin de yapılarak Afşin-Elbistan B Termik Santralinin tüm kabul çalışmaları bitirilmiştir. Afşin-Elbistan B Termik Santralinin yıllık üretimi net 8,1 milyar kWh olup ülkemizin enerji üretimine katkısı %7,5 civarında olması beklenmektedir. Santral ilk üretime başladığı günden 2009 yılı sonuna kadar 31 126 088 MWh üretim yapmış olup bu üretimi sağlamak için yaklaşık 66 milyon ton kömür yakılmıştır [8].

Çevre ve Orman Bakanlığı 19.10.1999 tarih ve 426 nolu karar ile santral için Çevresel Etki Değerlendirmesi'ne olumlu karar vermiştir. Santralden çıkan gazlar baca gazı kükürt arıtma tesisi ile arıtılarak atmosfere verilmekte olup burarda partikül maddelerin %99,98'lik kısmı tutulmaktadır. Santralin Çevresel Etki Değerlendirmesi taahhütleri kapsamında üç noktada istasyon kurularak azotoksitler, kükürtdioksit ve toz emisyonları sürekli olarak ölçülmekte ve takip edilmektedir [8].

4x360 MW kurulu gücündeki Afşin-Elbistan Termik Santrali %100 kredili olarak anahtar teslim bazında 1 656 340 000 Amerikan Doları (ek iş dahil) bedelle, Mitsubishi-Babcock-Enka-Gtt firmalarının oluşturduğu bir konsorsiyuma uluslararası ihale sonucunda verilmiş olup anılan konsorsiyumla 06.08.1998 tarihinde sözleşme imzalanmıştır [8].

2.1. Proses ve Ekipmanların Tanıtımı

Afşin-Elbistan santrali ana olarak 5 bölümden oluşmaktadır. Bunlar; kömür ve kül sistemi, kazan, türbin ve jeneratör, baca gazı kükürt arıtma sistemi ve ortak sistemler olarak sınıflandırılabilir. Tesisin genel prosesi sistem üzerindeki adres numaraları ile birlikte Şekil 2.1.'de gösterilmiştir.



Şekil 2.1. Prosesin genel görünümü

Afşin-Elbistan B Termik Santralının kömür havzasının açılması çalışmaları tamamlanana kadar, santrale kömür yaklaşık 6 km'lik mesafeden Afşin-Elbistan Linyitleri bunkerlerinden gelmektedir. Gelen kömür iki adet yükleyici ile stok sahasına dökülür buradan kazıyıcı makinelerle kazınan kömür bantlarla kırıcıya gönderilir ve kırılan kömür ünite bunkerlerine yönlendirilir. Kömür hazırlama nakil ve kül atma tesislerinin özellikleri Çizelge 2.1.'de verilmiştir.

Çizelge 2.1. Kömür hazırlama ve nakil kül atma tesisleri özellikleri

İmalatçısı	Babcock-Krupp Hazemag/Almanya
Bant Genişliği	1800 mm
Dökücüler	2 adet
Kapasite(birim başına)	6 000 t/h
Kazıcılar	3adet
Kapasite(birim başına)	4 750 t/h

Afsin-Elbistan B Termik Santralinde toplam 4 adet kazan bulunmaktadır. Kazan ateşlenmeden önce kazana su alınır ve ateşleme işleminden önce kazan hava-bacagazı sistemi devreye alınarak kazan içerisine temizleme yapılır ve kazan havalandırılır. Kazanda ilk ateşleme motorin kullanılarak yapılır ve ateşleme sonrasında gerekli koşullar oluşmasıyla kömür yakılması aşamasına geçilir ve kömür değirmenleri devreye alınır.

Kazanlardaki değirmenlerde öğütülen kömür savrulurken separatörden geçer ve bölüm tutucularında tutulan kısım yakıcılarda, separatörden geçemeyen kısım kömür yakıcısında yakılır. Yanma için gerekli havayı FD fan (taze hava fanları - her ünite için 2 adet) sağlar. FD fan ile çekilen hava Luvo'ya alınır. Luvo sisteminde kazana alınan temiz hava, kazandan çıkan çürük gazın sıcaklığı ile ısıtılır. Kazana alınan su ekonomizer sistemi ile ısıtılmaktadır. Bu sistem sayesinde kazana giren suyun sıcaklığı artırılarak kazan veriminin artırılması sağlanmıştır. Luvo sisteminden geçen uçucu kül elektrostatik filtrelerle tutulur ve geriye kalan gaz bacagazı arıtma sistemine gider. Yağ yakıcılar ise normalde sadece devreye alma ve devreden çıkarma işlemleri zamanında kullanılırlar [9]. Kazan özellikleri Çizelge 2.2.'de verilmiştir.

Çizelge 2.2. Kazan özellikleri

İmalatçısı	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
Kazan Tasarımı	Tek geçişli ve tekön ısıtıcı, toz linyit yakmalı, gaz geçirmez kaynaklı, dış tüplü ve emişli benson tipidir. Kazan yüksekliği 125 m.dir. Her kazanda yanma sonucu yaklaşık maksimum 55 t/h cüruf, maksimum 240 t/h uçucu kül oluşmaktadır.

Afşin-Elbistan B Termik Santralinde 4 adet türbin bulunmaktadır. Bunlar Yüksek Basınç Türbini (HPT), Orta Basınç Türbini (IPT) ve Düşük Basınç Türbini (LPT) bölümlerinden oluşmaktadır. İşletme koşullarında türbin 3000 devir/dakikada dönmektedir. Kazandan çıkıp ısıtıcılardan geçen buhar öncelikle yüksek basınç türbinine gelir sonra buhar tekrar koşullandırılmak üzere kazana gönderilir ve kızdırıcılarla kazana girer. Kazandan çıkan buhar daha sonra orta basınç türbinine ve çeşitli koşullandırma proseslerinden sonra düşük basınç türbinine geçer sonra yoğuşturucuya geçen buhar, yoğuşturucuda yoğuşarak besi suyu tankına döner. Buharı yoğuştururken ısınan su soğutma kulelerine gider ve soğutulduktan sonra tekrar yoğuşturucuya gelir. Sistemde kullanılan pompaların ikisi motorlu biri türbin tahrikli olup besi suyu pompaları olarak görev yapmaktadır. Motorlu besi suyu pompaları devreye alma esnasında kullanılmakta, kapasite belirli bir seviyeye ulaştıktan sonra türbin tahrikli pompa devreye alınmakta ve böylelikle enerji tasarrufu sağlanmaktadır. Türbin özellikleri Çizelge 2.3.'te, jeneratör özellikleri Çizelge 2.4.'te belirtilmiştir.

Afsin-Elbistan B Termik Santralinde 2 kutuplu jeneratör yapısı kullanılmakta olup, jeneratör 3000 devir/dakika hızında çalışmaktadır. Bu hızla döndürülen türbin rotorundan taklikle jeneratörde 20 kV genliğinde 50 Hz frekansında AC elektriğe dönüştürülür. Bu gerilim ana trafoda 380 kV değerine çıkarılarak şebekeye verilir.

Çizelge 2.3. Türbin özellikleri

İmalatçısı	Mitsubishi-Japonya
Tipi	Kondensasyonlu, tandem compoundable flow exhaust
Buhar Basıncı	170 kg/ cm ²
Buhar Sıcaklığı	538 °C
Buhar Debisi	1 047,4 t/h
Soğutma Suyu Miktarı	26 410 t/h
Soğutma Suyu Giriş/Çıkış Sıcaklığı	22 °C- 35 °C
Devir	3 000 dev/dk
Özgül Isı Sarfıyatı	1 883 Kcal/kWh
Jeneratör Çıkış Gücü	360 MW

Çizelge 2.4. Jeneratör özellikleri

İmalatçısı	Mitsubishi-Japonya
Güç	403 MVA
Güç Faktörü	0,9
Nominal Aktif Güç	360 MW
Çıkış Gerilimi	20 kV
Hız	3 000 dev/dk
Frekans	50 Hz
Soğutma Tipi	Hidrojen-Su

Tesisteki bir diğer önemli eleman baca gazı kükürt arıtma tesisidir. Bu tesisteki ana amaç çürük gaz içeriğinde bulunan kükürtdioksiti (SO₂)'yi çöktürmektir. Genel olarak sistem şu şekilde çalışmaktadır: Kazandan fanlar vasıtasıyla çekilen çürük gaz baca gazı kükürt arıtma tesisindeki yıkayıcı kulelere gelir. Bunun için kireçtaşı bulamacı (CaCO₃+H₂O) kullanılır. Kireçtaşı bulamacı bacagazı üzerine püskürtülerek kükürtdioksit ile reaksiyona girmesi sağlanır, bu arada hava fanları vasıtasıyla ortama oksijen verilir ve burada SO₂+O₂=SO₄ dengesine göre kalsiyum sülfat bir başka ifadeyle alçıtaşı denilen yapı oluşur. Sonuçta CO₂ ve su kalır. Su damla tutucularda tutulur. Geriye kalan bileşenler de soğutma kulelerinden atılır. Burada oluşan alçıtaşı çeşitli proseslerden geçirilerek bantlarla tesis dışına atılır. SEM hesabında bu sistemin devrede olması iç tüketimde %1,59'luk bir fark oluşturmaktadır. Baca gazı kükürt arıtma tesisinin özellikleri Çizelge 2.5.'te verilmiştir [9].

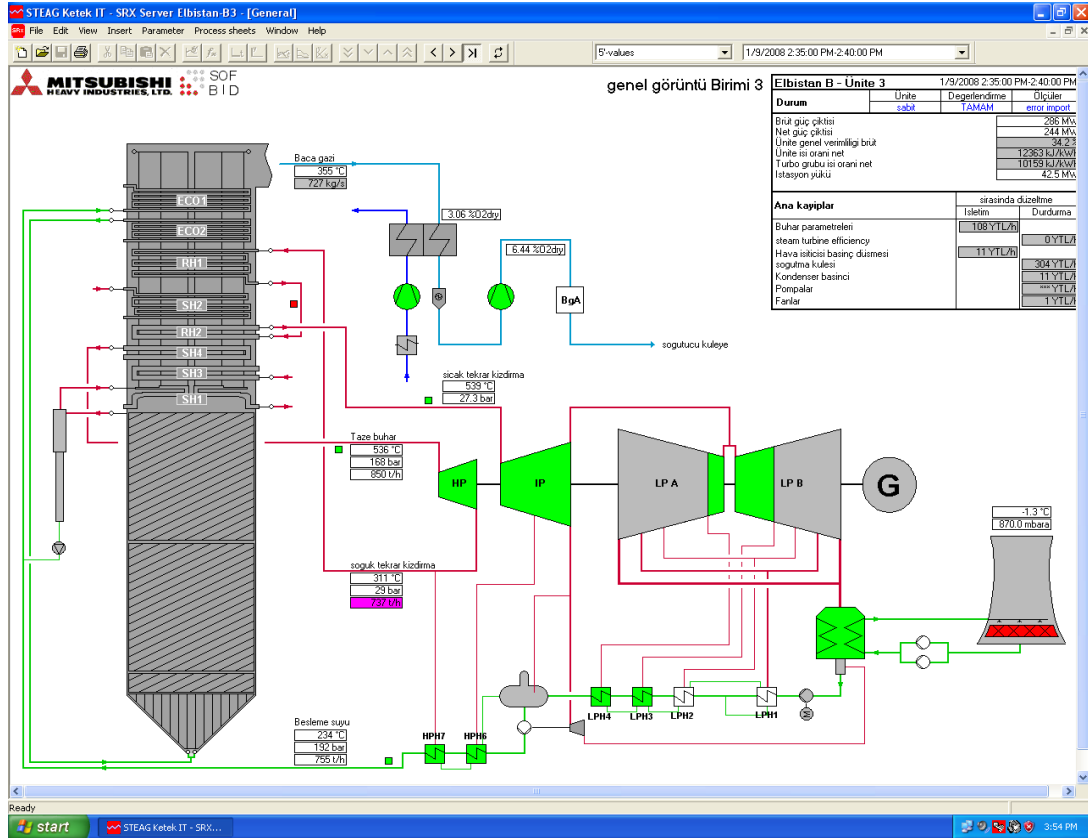
Çizelge 2.5. Baca gazı kükürt arıtma tesisinin özellikleri

İmalatçısı	Mitsubishi-Japonya
Baca Gazı Debisi	2 226 280 Nm ³ /h (ıslak)
Baca Gazı Girişindeki SO ₂ konsantrasyonu	9 593 mg/ Nm ³
Baca Gazı Çıkışındaki SO ₂ konsantrasyonu	700 mg/ Nm ³ (kuru)
Yıkayıcı Kule Partikül Tutma Verimi	%80
FGD Girişi Baca Gazı Sıcaklığı	173 °C
FGD Çıkışı Baca Gazı Sıcaklığı	71 °C
Elektrik Tüketimi (Tüm üniteler için)	22 910 kW
Kireçtaşı Stoklama Binası Kapasitesi	50 000 ton
SO ₂ Verimi	Min %95
Kireçtaşı Tüketimi (%100 CaCO ₃)	36 ton/h
Yıkayıcı Kule Çıkışı Alçıtaşı Miktarı	56,5 ton/h
Su İhtiyacı (1 ünite için)	265 m ³ /h

Ortak sistemler olarak sınıflandırılan sistem elemanları, uçucu kül sistemi, su tasfiye sistemi, küllü su atırma sistemi ve kondensat parlatma sistemidir. Söz konusu sistemlerin bu çalışma kapsamında kayda değer etkileri olmadığı için bunlar hakkında detaylı bilgi verilmemiştir.

2.2. Enerji Yönetim Sistemi Tanıtımı

Santralde enerji yönetimi için EPOS yazılımı ve donanımı kullanılmaktadır. Bu sistem vasıtasıyla, santralin ana hatları takip edilmekte olup dağıtılmış kontrol sistemi ile her 3 dakikada bir santral üzerinden veriler toplanmaktadır. Sistemin genel görünümü Şekil 2.2.'de gösterilmiştir. Bu sistem vasıtasıyla alınan değerlerle genel olarak bileşenlerin verimleri hesaplanabilmektedir. Tesis üzerinde yapılan çalışmalarda bu sistemden 25.05.2011 tarihinde her 3 dakikada bir bütün sistem bileşenlerinden alınan veriler kullanılmıştır. Bu verilerden bazıları Şekil 2.3.'de gösterilmiştir. Luvo gibi bazı ekipmanlar dışında adreslemenin yeniden yapılmasıyla sistem genel olarak bütün ekipmanlardan sağlıklı veri alınmasına olanak verir hale getirilmiştir. Luvo için de adreslemenin düzgün bir şekilde yapılmasıyla birlikte bu ekipmanla ilgili olarak da gerçek verilere dayalı hesap yapılabilir. Bu çalışma kapsamında esas olarak kazan incelendiği için kazandan alınan verilerin sağlıklı olması yeterlidir.



Şekil 2.2. EPOS'taki sistemin genel görünümü

Tag	03CKH10GH001XQ01	03HBK01CT003	03HBK01CT053	03HFB00FF001
Name	FLUE GAS FURNACE EXT TEMP	FLUE GAS (PRESSURE PART)	FLUE GAS (PRESSURE PART)	TOTAL COAL FOR MLL
Unit	degC	deg C	degC	kg/s
25.05.2011 00:00	419,2	776	779,1	145
25.05.2011 00:03	418	770	933,5	152
25.05.2011 00:06	419,2	773	849,4	153
25.05.2011 00:09	420,2	782	858,4	144

Şekil 2.3. EPOS'tan alınan bazı veriler

EPOS sistemi güncel bir teknoloji olmakla birlikte sistem içindeki adreslemelerin daha isabetli yapılmasıyla birlikte daha verimli bir dış tetkik yapılması kolaylaşacaktır.

3. TESİSİN ENERJİ ANALİZİ

Tesis üzerinde yapılan enerji analizi, EPOS enerji yönetim sisteminden alınan gerçek kömür debisi ve santral bünyesinde her 4 saatte bir alınan numünelerle tespit edilen kömür alt ısı değerleri ile yapılmıştır. Tesis üzerinde daha önceden yapılan enerji ve ekserji analizleri tesisin tasarım kömür debi ve ısı enerjisi ile yapılmıştır. Gerçek değerlerle hesaplanan büyüklükler tasarım değerleri ile hesaplanan değerlerle karşılaştırılmıştır. EPOS enerji yönetim sisteminden alınan verilerin de yardımıyla %100, %85, %80, %60 ve %40 güç seviyeleri için tesis bileşenlerinin enerji analizleri yapılmıştır.

Bir takım dezavantajları olsa da, enerji üreten bir sistemin termodinamik optimizasyonu genellikle enerji veya ekserji kazanımları üzerine odaklanır [10]. Gerçekte, detaylı simulasyon sonuçları ve yatırım maliyetleri verileri, termoekonomik maliyet analizlerinde esas olarak alınır [11]. Bu çalışmada da EPOS'tan alınan gerçek kömür debisi ve alt ısı değeri üzerinden verimler ve referans verimlere göre elde edilebilecek kazanımlar hesaplanmıştır. Bu değerler, hem geçmiş çalışmalarda ortaya konulan değerlerle karşılaştırılmış hem de kazan için teknik şartnamede yazan üretici referans değerleri ile karşılaştırılmıştır. Böylece referans değerden sapmanın etkileri ortaya konulmuştur.

3.1. Enerji Analizinde Kullanılacak Yöntem, Kabuller ve Veriler

Enerji analizinde yöntem olarak Termodinamiğin 1. Kanunu kullanılacaktır. Birinci kanuna göre gerçek verilerle kazan için çeşitli güç seviyelerinde verim hesapları ve bunların karşılaştırması yapılmıştır. Ayrıca tesisin tamamı için verim hesabı yapılmış, kazandaki verimsizliğin tesis verimine olan etkisi incelenmiş daha sonra da bu etkinin SEM'e etkisi incelenmiştir. Kazanın gerçek verimi hesaplanırken, EPOS'tan alınan gerçek veriler kullanılmıştır Enerji analizi ilgili yapılan hesaplamalarda aşağıdaki kabuller yapılmıştır:

- EPOS'tan santralin kararlı olarak çalıştığı aralıktaki veriler %64 - %64 ve %94 - %95 aralıklarında olup %40, %60 ve %100 güç seviyeleri için kömür debisi bu aralıklardaki ortalama değer üzerinden oran yapılarak elde edilmiştir.
- %80 ve %85 güç seviyesindeki kömür debileri EPOS'tan santral bu değerlere en yakın güç seviyelerinde çalışırken alınan kömür debisi değerleri üzerinden hesaplanmıştır.
- Kazan için hesaplanan gerçek verim değeri ile referans değer arasındaki fark, kazana giriş ve çıkıştaki bütün parametreler sabit kalıp sadece kömür sarfiyatındaki farka ilişkilendirilerek dikkate alınmıştır. Gerçek verimin referans verimden düşük olduğu durumda kazanın fazladan kömür yaktığı kabul edilmiştir.
- Kazanın fazladan yaktığı kömür miktarı ilgili güç seviyesindeki gerçek kömür debisine oranlanarak söz konusu güç seviyesi için kayıp oranı hesaplanmıştır.
- Santral genel olarak günlük yaklaşık %80 güç seviyesinde çalışmakta olup, %100, %85, %80, %60 ve %40 güç seviyeleri için hesap yapılırken, hesaplar santral sürekli ilgili güç seviyesinde çalışıyor kabulü altında yapılmıştır. Böylelikle kayıp oranının her güç seviyesinde santrali mali yönden nasıl etkilediği hesaplanmıştır.

Termodinamiğin 1. Kanununa göre enerji analizi yapıldığında en büyük kayıpların yoğunlaştırucuda olduğu kanaati oluşur, oysa ekserji analizi kaybın kazanda meydana geldiğini ispat eder [1]. Bununla uyumlu olarak, önceki çalışmalarda ortaya konulan verim değerleri incelendiğinde, sistem bileşenlerinden sadece kazan veriminde tesisin tamamı üzerinde sapmaya neden olabilecek büyüklükte verimsizliklerin olabileceği görülmüştür. Bu nedenle bu çalışmada sadece kazan verimi gerçek yakıt değerleri ile incelenmiş ve sadece kazanın referans verim değerinden sapmasının etkisi ve maliyeti analiz edilmiştir.

3.2. Tasarım Verileriyle Hesaplanan Bileşen Verimleri

Tesis ekipmanlarından kazanın güç seviyelerine karşılık gelen tasarım değerlerine göre hesaplanan verimleri ile diğer ekipmanların verimleri önceki çalışmalardan elde edilen veriler ışığında verilmiştir. Kazanın tasarım verimi tasarım kömür debisi ve alt ısıl değeri ile hesaplanan verimdir. Diğer ekipmanlar için yapılan hesaplar EPOS'tan alınan verilerle hesaplanmıştır. Tesis üzerinde tasarım verileri olarak kullanılan başlıca değerler kazana verilen kömürün saniyedeki miktarı ve kömürün alt ısıl değeri olup bu değerler Çizelge 3.1.'de belirtilmiştir [12].

Çizelge 3.1. Tasarım kömür debisi ve alt ısıl değeri

Güç Seviyesi	Kömür Debisi (kg/s)	Kömür Alt Isıl Değer (kJ/kg)
%100,75	193,2	4814,82
%100	192	4814,82
%85	165,8	4814,82
%80	156,9	4814,82
%60	122,4	4814,82
%40	87,5	4814,82

3.2.1. Kazan ve yoğunlaştırucu verimleri

Tasarım kömür özelliklerinin kazan verimi üzerindeki etkisi doğrudan hesabı etkilese de yoğunlaştırucu veriminde sadece kazan çıkışındaki akışkan özelliklerinin sistem içerisindeki etkisinden bahsedilebilir. Bu ilişkinin doğrusal olmadığı da hesaplamalar sonucu görülebilir. Yoğunlaştırucuda meydana gelen kaybında büyük olduğu yapılan enerji ve ekserji analizlerinden görülmektedir ancak yoğunlaştırucu için verilen herhangi bir referans değeri olmaması nedeniyle bu çalışma kapsamında sadece kazan veriminin referans verimden sapması incelenecektir. Kazan ve yoğunlaştırucunun güç seviyelerine bağlı olarak hesaplanan verimleri Çizelge 3.2'de belirtilmiştir [12].

Çizelge 3.2. Kazan ve yoğuşturucunun güç seviyelerine göre hesaplanan verimleri

Güç Seviyesi	Kazan Verimi	Yoğuşturucu Verimi
%100	%87,1	%99
%85	%86	%99,9
%80	%85,9	%99,9
%60	%84,8	%99,9
%40	%83,8	%99,9

Kazanın referans veriminin %85,3 olduğu göz önünde bulundurulursa yukarıdaki verimlerden sadece %60 ve %40 güç seviyesindeki verimlerin düşük olduğu görülür. Tasarım yakıt değerleriyle hesaplanan verimle üretici tarafından belirtilen verim arasındaki fark Çizelge 3.3.'te belirtilmiştir.

Çizelge 3.3. Kazan için hesaplanan tasarım verimi ile referans verim arasındaki farklar

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

3.2.2. Türbin verimleri

Tesisin ana bileşenlerinden olan türbinlerin de aynı şekilde tasarım girdileri ile verimleri hesaplanmıştır. Kazandan çıkan kızgın buhar doğrudan yüksek basınç türbinine gittiği için tasarım girdilerinden sadece yüksek basınç türbininin doğrudan etkileneceği düşünülebilir. Diğer türbinler için ara kademedeki bulunan ısıtıcılarla akışkan özelliklerindeki değişiklikler dengelenebilir. Türbin verimlerinde referans verimlerden çok büyük sapmalar görülmemiştir. Çizelge 3.4'te türbinlerin güç seviyelerine göre hesaplanmış verimleri belirtilmiştir [12]. Çok büyük sapmaların meydana gelmemesi büyük boyutlu mali kayıpların da olmadığını gösterir dolayısıyla türbinler için de mali analiz yapılması çok gerekli değildir.

Çizelge 3.4. Türbinlerin güç seviyelerine göre hesaplanan verimleri

Güç Seviyesi	Yüksek Basınç	Orta Basınç	Alçak Basınç
%100	%89,4	%88,4	%78,4
%85	%88,7	%88,6	%78,6
%80	%88,6	%88,6	%78,3
%60	%88,4	%88,8	%78,6
%40	%88,5	%89	%79,3

Görüldüğü üzere güç seviyesi düştükçe yüksek basınç türbininin verimi düşmüş, orta basınç türbinin verimi artmış, düşük basınç türbinin veriminde ise dalgalanma olmuştur. Türbinlerin verimleri EPOS'tan alınan referans verimlerle karşılaştırıldığında ortaya çıkan farklar yüksek basınç, orta basınç ve düşük basınç türbini için sırasıyla Çizelge 3.5., Çizelge 3.6. ve Çizelge 3.7.'de belirtilmiştir [12].

Görüleceği üzere yüksek basınç türbinin hesaplanan verimi referans verimlerinden daha yüksek bulunmuş olup bu türbin için kayıp hesabı mevcut verilerle yapılması mümkün değildir. Sistemden alınan verilerin sadece bir günlük zaman zarfında alınması yeterli veri elde edilememesine neden olmuş olabilir. Hesap, sistem üzerinden yeni veriler alınarak tekrarlanmalıdır.

Çizelge 3.5. Yüksek basınç türbininin hesaplanan verimi ile EPOS referans verimi arasındaki farklar

Güç Seviyesi	Yüksek Basınç Türbini Verimi	EPOS Referans Verim	Fark
%100	%89,4	%84,2	+%5,2
%85	%88,7	%84,2	+%4,5
%80	%88,6	%84,2	+%4,4
%60	%88,4	%84,2	+%4,2
%40	%88,5	%84,2	+%4,3

Görüleceği üzere güç seviyesi yükseldikçe orta basınç türbinin verimi artmış ancak bütün güç seviyelerinde referans verimin altında kalmıştır. Bu türbin için kök neden analizi yapılırsa sapmanın nedenleri bulunabilir ve kayıp ortadan kaldırılabilir.

Çizelge 3.6. Orta basınç türbininin hesaplanan verimi ile EPOS referans verimi arasındaki farklar

Güç Seviyesi	Orta Basınç Türbini	EPOS Referans Verim	Fark
%100	%88,4	%94,5	-%6,1
%85	%88,6	%94,5	-%5,9
%80	%88,6	%94,5	-%5,9
%60	%88,8	%94,5	-%5,7
%40	%89	%94,5	-%5,5

Çizelge 3.7. Düşük basınç türbininin hesaplanan verimi ile EPOS referans verimi arasındaki farklar

Güç Seviyesi	Düşük Basınç Türbini	EPOS Referans Verim	Fark
%100	%78,4	%92,4	-%14
%85	%78,6	%92,4	-%13,8
%80	%78,3	%92,4	-%14,1
%60	%78,6	%92,4	-%13,8
%40	%79,3	%92,4	-%13,1

Görüldüğü üzere düşük basınç türbini de orta basınç türbini gibi bütün güç seviyelerinde referans verimin altında kalmıştır. Ancak düşük basınç türbininde farkın daha yüksek olduğu görülmektedir. Bu durumda sistem üzerinden yeni veriler alınarak verim hesapları tekrarlanarak kontrol yapılmalıdır. Mevcut durumu doğrulayan sonuçların elde edilmesi durumunda bu türbin için de kök neden analizi yapılarak enerji tasarrufu sağlanabilir. Genel olarak türbinlerde referans verimden ciddi bir sapma görülmemektedir. Mevcut sapmaların da sistemden alınan yeni verilerle doğrulanması halinde türbinler için de kayıp maliyeti analizi yapılabilir.

3.2.3. Isıtıcı verimleri

Sistemde kullanılan besi suyu yaklaşık 40 °C olup ekonomizere girene kadar 7 adet ön ısıtıcıdan geçer ve yaklaşık 240 °C değerine ulaşır. Besi suyu ısıtıcıları türbinde kullanılabilen kalitedeki buharı kullandığı için bir enerji tasarrufu olarak görülemez. Isıtıcıların güç seviyelerine bağlı olarak hesaplanan verimleri Çizelge 3.8.'de belirtilmiştir.

Çizelge 3.8. Isıtıcıların verimleri

Güç Seviyesi	Isıtıcı-1	Isıtıcı-2	Isıtıcı-3	Isıtıcı-4	Isıtıcı-6	Isıtıcı-7
%100	%86	%99,5	%99,9	%99,9	%99,9	%99,9
%85	%87	%99,7	%99,9	%99,9	%99,9	%99,9
%80	%80	%99,8	%99,9	%99,9	%99,9	%99,9
%60	%84,7	%88,8	%99,9	%99,9	%99,9	%99,9
%40	%80,5	%99,9	%99,9	%99,9	%99,9	%99,8

Görüldüğü üzere Isıtıcı-1 dışındaki ısıtıcılarda güç seviyesiyle bağlantılı olarak verimlerinde herhangi ciddi bir sapma oluşmamıştır.

3.2.4. Santral genel verimi

Termik santrallerin genel verimlerinin hesaplanmasında farklı tanımlar olsa da termodinamik açıdan termik santral verim hesabında genel yaklaşım, santralden birim zamanda alınan işin santrale birim zamanda yakıtla verilen enerjiye oranlanmasıdır. Santralin genel olarak veriminin bulunması için santral Şekil 3.1.'deki gibi sembolize edilirse, genel olarak bir termik santralin verimi ifade edilebilir. Bu durumda kömür yakıtlı bir termik santralin verimini tesis çıkışından birim zamanda elde edilen elektrik enerjisinin kömür ile tesise birim zamanda verilen enerjiye oranı şeklinde ifade edilebilir. Kömür ile tesise verilen enerji de kömürün debisi ile alt ısı değerinin çarpımından elde edilir. Tesise verilen enerji hem tesis tasarım kömür debisi ve alt ısı değeri üzerinden hem de EPOS'tan alınan gerçek

kömür debisi ve laboratuvar sonuçlarına göre tespit edilen alt ısı enerjisine göre hesaplanmıştır.



Şekil 3.1. Bir termik santralin temsili

Bu durumda verim Eş. 3.1'de;

$$\eta = \frac{\text{Üretilen Enerji (kWh)}}{\text{Verilen Enerji (kWh)}} \text{ olarak elde edilir [13].} \quad (3.1)$$

Bu formüle göre Afşin- Elbistan Termik santralının farklı güç seviyelerine karşılık gelen verimlerini kazana verilen kömür debisi ile kömürün alt ısı değerinin çarpımının jeneratörden alınan kWh cinsinden enerjiye oranı olarak ifade edebiliriz. Bu durumda ortaya çıkan oran Eş. 3.2 ile şu şekilde ifade edilebilir:

$$\eta = \frac{\text{Jenaratörden Birim Zamanda Alınan İş} \left(\frac{\text{kJ}}{\text{s}} \right)}{\text{Kömürün Debisi} \left(\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \times \text{Kömürün Isıl Değeri} \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right)} \quad (3.2)$$

Santrale verilen kömürün tasarım değerleri Çizelge 3.7.'de verilmiştir. Santral üzerinden EPOS ile alınan verilerde, verilerin alındığı tarihlerde tesis çalışma kapasitesine de bağlı olarak bazı eksiklikler vardır. Verilerin alındığı gün tesis %60 kapasite ile %97,5 kapasite arasında çalışmış olup %40 kapasiteye karşılık gelen yakıt değerlerine ulaşamamıştır. Ayrıca sistem %60 ve %95 bandında kararlı bir çalışma gösterirken %60 güç seviyesinden %95 güç seviyesine çıkarken dalgalanma yapmıştır. Dolayısıyla hesaplamanın daha isabetli olabilmesi için %64 ve %94 bandında sistemin kararlı olarak çalıştığı durumdaki verilerin ortalamaları üzerinden hesap yapılmıştır. % 40 güç seviyesine karşılık gelen yakıt değerlerini bulabilmek

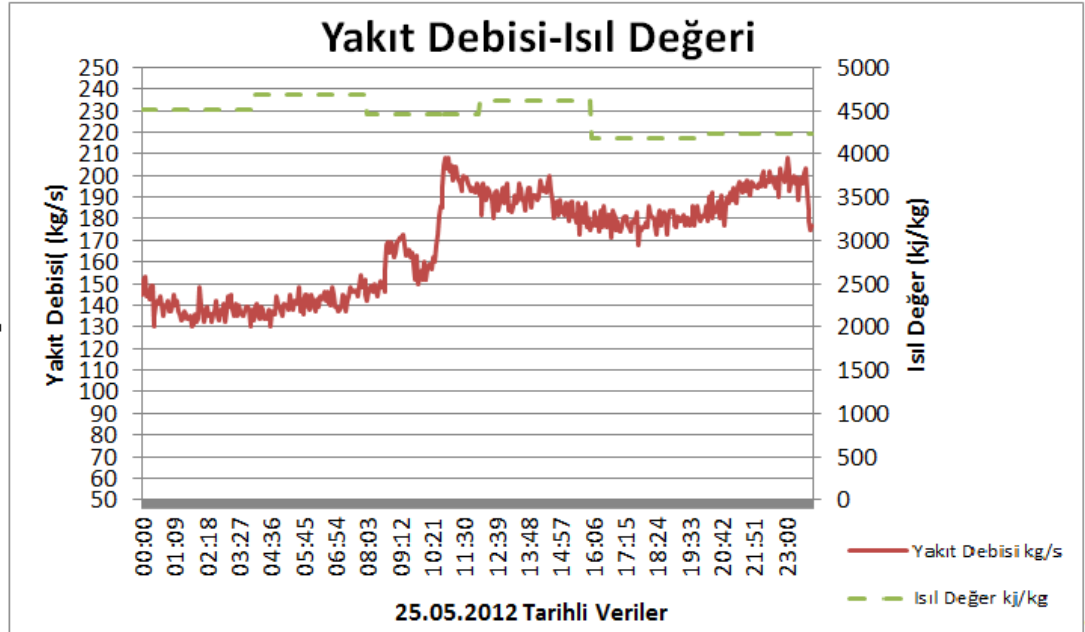
için %64 bandındaki kararlı sistem ortalamasından oranlanmıştır. %100 güç seviyesine karşılık gelen kömür debisi de %94 güç seviyesi bandındaki değerlerin ortalamalarından hareketle oranlanarak bulunmuştur. Sistemden alınan veriler grafiksel olarak Şekil 3.2.'de gösterilmiştir.



Şekil 3.2. Santralden alınan verilere göre günlük güç değişimi

Sistemden alınan verilere göre kömür debisi ve bu debilere karşılık gelen kömür alt ısı değerleri Şekil 3.3.'te gösterilmiştir. Kömürün ısı enerjisi tasarım değeri olan 4 814,82 kJ/kg değerinden düşük olmakla birlikte, verilerin alındığı günde de farklılıklar göstermekte buna karşılık olarak santrale verilen kömür debisinin de tasarım güç seviyelerine karşılık gelen kömür debilerinden yüksek olduğu görülmektedir. Güç seviyelerine bağlı olarak sistemin tasarım yakıt debi ve alt ısı değerleri Çizelge 3.9.' da verilmiştir. EPOS'tan alınan veriler doğrultusunda sistemin gerçek verilere dayalı genel verim hesabını yapmak için kullanılan referans veri aralıkları ve değerler Çizelge 3.10.'da belirtilmiştir. Şekil 3.2. ve Şekil 3.3.'den de

görülebileceği üzere santral saat 08:30 ile 11:00 arasında artan talep doğrultusunda %60 güç seviyelerinden %95 güç seviyelerine çıkmıştır.



Şekil 3.3. Santralden alınan verilere göre günlük kömür debi ve alt ısıl değer değişimi

Çizelge 3.9. Güç seviyelerine karşılık gelen kömür debi ve alt ısıl değerleri

Güç Seviyesi	Kömür Debisi (kg/s)	Kömür Alt Isıl Değeri (kJ/kg)
%100	192	4 814,82
%85	165,8	4 814,82
%80	156,9	4 814,82
%60	122,4	4 814,82
%40	87,5	4 814,82

Çizelge 3.10. Güç seviyelerine karşılık gelen gerçek verilerin hesaplanmasında kullanılacak referans veriler

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

Sistemden alınan veriler üzerinden güç seviyelerine karşılık gelen debi ve alt ısı değerler şu şekilde hesaplanmıştır.

%40 güç seviyesi için

%63- %64 aralığına karşılık gelen kömür debisi değerleri kullanılarak %40 güç seviyesi için debi aşağıdaki orantı ile hesaplanır.

$$\text{Debi} = (140,02/63,98) \times 40 = 87,54 \text{ kg/s}$$

Isıl değer olarak %63- %64 aralığına karşılık gelen ısı değer kullanılacaktır.

%60 güç seviyesi için

%60 güç seviyesi için de %63- %64 aralığına karşılık gelen kömür debisi değerleri kullanılarak debi aşağıdaki orantı ile hesaplanır.

$$\text{Debi} = (140,02/63,98) \times 60 = 131,48 \text{ kg/s}$$

Isıl değer olarak %63- %64 aralığına tekabül eden ısı değer kullanılacaktır.

%80 güç seviyesi için

%80 güç seviyesi için EPOS'tan alınan veriler içinde en yakın değer olan %81,39 güç seviyesi için sistemden alınan 186 kg/s ve 4458,94 kJ/kg değerleri üzerinden hesap yapılmıştır. Buna göre %80 güç seviyesine karşılık gelen debi:

$$\text{Debi} = (186/81,39) \times 80 = 182,82 \text{ kg/s}$$

%85 güç seviyesi için

En yakın değerler olan %86 güç seviyesi için sistemden alınan 185 kg/s ve % 88,46 güç seviyesine karşılık gelen 195 kg/s değerlerinin ortalamalarından hareketle % 85 güç seviyesi için debi hesabı yapılacaktır. Alt ısı değer olarak 4458,94 kJ/kg değeri alınacaktır. Buna göre %85 güç seviyesine karşılık gelen debi:

$$\text{Debi} = [(185+195)/(86+88,46)] \times 85 = 185,14 \text{ kg/s}$$

%100 güç seviyesi için

%100 güç seviyesi için %94- %95 aralığına karşılık gelen kömür debisi değerleri kullanılarak debi aşağıdaki orantı ile hesaplanır.

$$\text{Debi} = (189,88/94,52) \times 100 = 200,89 \text{ kg/s}$$

%100 güç seviyesi için alt ısııl değer olarak %94- %95 aralığına karşılık gelen ısııl değer kullanılacaktır. Güç seviyelerine karşılık gelen alınan güç, tasarım ve gerçek debiler Çizelge 3.11.'de belirtilmiştir.

Çizelge 3.11. Güç seviyelerine karşılık gelen kömür debisi ve alt ısııl değerleri

Güç Seviyesi	Jeneratör Gücü MW	Gerçek Debi (kg/s)	Isıl Değer (kj/kg) Gerçek
%100	360	200,89	4 609,67
%85	306	185,14	4 458,94
%80	288	182,82	4 458,94
%60	216	131,48	4 676,66
%40	144	87,54	4 676,66

Yukarıda hesaplanan değerlere ve tasarım değerlerine göre hesaplanan tesis genel verimi Çizelge 3.12.'de belirtilmiştir.

Çizelge 3.12. Güç seviyelerine karşılık gelen genel tasarım verimi, gerçek verim ve farkları

Güç Seviyesi	Gerçek Verim	Tasarım Verimi	Fark
%100	%38,88	%38,94	-%0,06
%85	%37,07	%38,33	-%1,26
%80	%35,33	%38,12	-%2,79
%60	%35,13	%36,65	-%1,52
%40	%35,17	%34,18	%0,99

Görüldüğü üzere gerçek değerler ile yapılan verim hesapları tasarım verimlerine göre %40 güç seviyesi hariç düşüktür. %40 güç seviyesinde tasarım veriminin düşük çıkmasının nedeni yakıtın tasarım alt ısııl değerinin kabul edilen alt ısııl değerden daha düşük olması olarak yorumlanabilir. Bu durum, santrali tam kapasite çalıştırmanın kısmi yükte çalıştırmaktan daha ekonomik olduğunu göstermektedir [14].

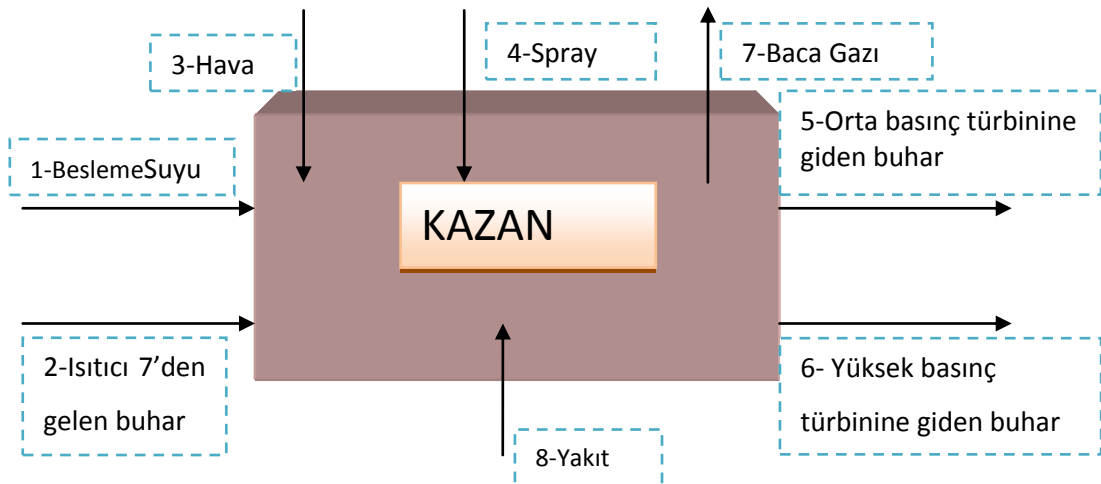
3.3. Gerçek Yakıt Değerleri ile Hesaplanan Kazan Verimi

Termik santrallerin en önemli ekipmanlarından olan kazan, verim hesabına en çok dikkat edilmesi gereken ekipmanlardan da biridir. Kazandan elde edilecek küçük bir enerji tasarrufu doğrudan santralin verimini de etkilemektedir. Çizelge 3.13.'de kazanın tasarım verimleri verilmiştir [12]. Görüldüğü üzere sadece %60 ve %40 güç seviyeleri için tasarım değerleriyle hesaplanan verim referans verimden düşük çıkmıştır.

Çizelge 3.13. Güç seviyelerine karşılık gelen kazan tasarım verimi, gerçek verim ve farkları

Güç Seviyesi	Tasarım Değerleri ile Hesaplanan Verim	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

Kazanın EPOS'tan alınan verilerle yapılan gerçek verim hesabında baca gazı hariç Şekil 3.4.'de gösterilen diğer giriş ve çıkışlar göz önüne alınmıştır. Kazanın temsili gösterimi Şekil 3.4.'te verilmiştir



Şekil 3.4. Kazan temsili resmi

%100 güç seviyesi için kazan gerçek verim hesabı Eş. 3.2'den yola çıkarak Eş. 3.3'e göre hesaplanmıştır. Akışkanın termodinamik özellikleri Su ve Buhar Özellikleri için Uluslararası İşbirliği'nin – Endüstriyel Formülasyon-97 tablolarından alınmıştır. Baca gazı hesapta ihmal edilmiştir. Enerji verimi enerji çıktısının enerji girdisine oranı olarak tanımlanabilir. Kazan için genel verim eşitliği şu şekilde yazılabilir:

$$\eta_{\text{kazan}} = \frac{\text{Birim Zamanda Elde Edilen Enerji}}{\text{Birim Zamanda Giren Enerji}} \quad (3.3)$$

Buradan kazan verimi;

$$\eta_{\text{kazan}} = (m_5 \times h_5 + m_6 \times h_6) / (m_1 \times h_1 + m_2 \times h_2 + m_3 \times h_3 + m_4 \times h_4 + m_8 \times h_8) \quad (3.4)$$

Buna göre %100 güç seviyesi için hesaplanan gerçek verim ve kazanın verim hesabında kullanılan termodinamik değerler Çizelge 3.14.'de verilmiştir.

Çizelge 3.14. %100 güç seviyesi için gerçek verim hesabı

	ṁ (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

%100 güç seviyesi için gerçek verim %87,07 olarak hesaplanmıştır. Bu değer kazanın üretici tarafından verilen referans verim değerinden daha büyük olduğu için bu güç seviyesinde hesaplanan gerçek verim değerinin EPOS'tan alınacak yeni değerlerle tekrar kontrol edilmesi gerekmektedir. Bu değer için maliyet hesabı

yapılmamıştır. %85 güç seviyesi için hesaplanan gerçek verim ve termodinamik değerler Çizelge 3.15.'de verilmiştir.

Çizelge 3.15. %85 güç seviyesi için gerçek verim hesabı

	\dot{m} (kg/s)	T (°C)	P (bar)	h (kJ/kg)
Besleme Suyu	242,79	239,5	136,51	1 036,56
Yüksek Basınç Türbinine Giden Buhar	242,79	538,01	166,71	3 398,97
Isıtıcı 7'den Gelen Buhar	207,66	313,6	33,64	3 018,05
Orta Basınç Türbinine Giden Buhar	209,16	538	30,98	3 541,57
Hava	424,83	341		335,10
Sprey	1,50	162	58,84	687,31
Yakıt	185,14			4 458,94

%85 güç seviyesi için gerçek verim %84,77 olarak hesaplanmıştır. Bu değer kazanın üretici tarafından verilen referans değerinden daha küçük olduğu için bu güç seviyesinde hesaplanan verimin SEM'e etkisi hesaplanmıştır. %80 güç seviyesi için hesaplanan gerçek verim ve termodinamik değerler Çizelge 3.16.'de verilmiştir.

Çizelge 3.16. %80 güç seviyesi için gerçek verim hesabı

	\dot{m} (kg/s)	T (°C)	P (bar)	h (kJ/kg)
Besleme Suyu	227,64	235,9	196,57	1 021,22
Yüksek Basınç Türbinine Giden Buhar	227,64	538	166,71	3 398,94
Isıtıcı 7'den Gelen Buhar	194,85	308,6	31,48	3 011,67
Orta Basınç Türbinine Giden Buhar	195,96	538	29,03	3 543,48
Hava	410,47	328		320,80
Sprey	1,11	162	58,84	687,31
Yakıt	182,82			4 458,94

%80 güç seviyesi için gerçek verim %83,09 olarak hesaplanmıştır. Bu değer kazanın üretici tarafından verilen referans değerinden daha küçük olduğu için bu güç seviyesinde hesaplanan verimin SEM'e etkisi hesaplanmıştır. %60 güç seviyesi için hesaplanan gerçek verim ve termodinamik değerler Çizelge 3.17.'de verilmiştir.

Çizelge 3.17. %60 güç seviyesi için gerçek verim hesabı

	\dot{m} (kg/s)	T (°C)	P (bar)	h (kJ/kg)
Besleme Suyu	171,03	220,5	150,07	949,75
Yüksek Basınç Türbinine Giden Buhar	171,03	538,01	127,49	3 442,52
Isıtıcı 7'den Gelen Buhar	147,25	313,1	23,63	3 044,77
Orta Basınç Türbinine Giden Buhar	147,25	528	21,77	3 528,25
Hava	346,08	314		305,45
Sprey	0	175,50	58,84	745,98
Yakıt	131,48			4 676,66

%60 güç seviyesi için hesaplanan gerçek verim %83,25 olarak hesaplanmıştır. Bu değer de referans verim değerinden küçük olduğu için bu güç seviyesinde hesaplanan verimin SEM'e etkisi hesaplanmıştır. %40 güç seviyesi için hesaplanan gerçek verim ve termodinamik değerler Çizelge 3.18.'de verilmiştir.

Çizelge 3.18. %40 güç seviyesi için gerçek verim hesabı

	\dot{m} (kg/s)	T (°C)	P (bar)	h (kJ/kg)
Besleme Suyu	118,22	201,9	106,95	864,67
Yüksek Basınç Türbinine Giden Buhar	115,22	538,01	116,70	3 454,15
Isıtıcı 7'den Gelen Buhar	101,79	310,20	16,38	3 057,32
Orta Basınç Türbinine Giden Buhar	101,79	510	15	3 495,46
Hava	224,88	295		284,66
Sprey	0	162	58,84	687,31
Yakıt	87,54			4 676,66

%40 güç seviyesi için hesaplanan gerçek verim %85 olarak hesaplanmıştır. Bu değer kazanın üretici tarafından verilen referans değerinden daha küçük olduğu için bu güç seviyesinde hesaplanan verimin SEM'e etkisi hesaplanacaktır. Görüldüğü üzere %100 güç seviyesi hariç diğer bütün güç seviyeleri için gerçek verim değeri referans verim değerinden düşüktür. Güç seviyelerine karşılık gelen tasarım değerleriyle hesaplanan verim, gerçek değerlerle hesaplanan verim ve referans verim Çizelge 3.19.'da gösterilmiştir.

Çizelge 3.19. Gerçek verimle tasarım verimi ve referans verim arasındaki farklar

Güç Seviyesi	Gerçek Verim	Gerçek Verimle Tasarım Verimi Farkı	Gerçek Verimle Referans Verim (%85,3) Farkı
%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

Görüldüğü üzere gerçek değerlerle hesaplanan bütün verim değerleri tasarım değerleri ile hesaplanan değerlerin tamamından küçüktür. Bu durum sistemden alınan gerçek verilerle yapılan verim hesabının tasarım değerlerine göre yapılan hesaplamalarla elde edilen verim hesaplarına göre ortada bir verimsizliğin olduğunu göstermekte olup bunun mali boyutu ile ilgili oransal olarak da fikir vermektedir.

3.4. Tasarım Değerleri İle Hesaplanan Kazan Veriminin Referans Verimden Sapmasının Kömür Tüketimi Üzerindeki Etkisinin Hesaplanması

Tasarım değerlerine göre hesaplanan kazan verim değerlerinden %60 ve %40 kapasite için çıkan değerler kazan için şartnamelerde belirtilen verim değeri olan %85,3 değerinden düşüktür. Kazan için verilen referans değer olan %85,3 değerinden meydana gelen sapmaların kömür sarfiyatına olan etkisinin hesaplanması tesis için gerek bakım gerekse fayda maliyet hesabının yapılmasını kolaylaştıracaktır.

Buna göre yapılacak olan hesaplamalarda kazandan çıkış şartlarının değişmediği kabul edilmiş ve verim değerleri arasında meydana gelen farkın tamamı kömür sarfiyatından kaynaklandığı kabul edilmiştir. Bu kabuller altında %60 güç seviyesinde referans verimden sapmadan dolayı meydana gelen kömür sarfiyatı farkı şu şekilde Eş. 3.3'de hesaplanmıştır:

X =Referans verimden sapmadan kaynaklanan enerji kaybı

$$\%85,3=(m_5 \times h_5 + m_6 \times h_6)/(m_1 \times h_1 + m_2 \times h_2 + m_3 \times h_3 + m_4 \times h_4 + m_8 \times h_8 - X) \quad (3.3)$$

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

Buradan yakıt debisi hesabına geçilirse debi $\dot{m}_k= 1,35$ kg/s olarak bulunur. Saniyede 1,35 kg kömürün referans verimden sapma nedeniyle enerjisinden yararlanılamamaktadır. Kayıp kömür miktarını kazana giren kömür miktarına oranlayarak kazan verimsizliğinin yakıt sarfiyatı üzerindeki oransal etkisi hesaplanmıştır. Buna göre:

Kayıp Oranı= $1,35/122,4$ oranından %1,1 olarak hesaplanır.

SEM hesabı kısmında bu oranlar kullanılarak, bu oranların maliyete olan etkileri hesaplanmıştır. Kazanın referans veriminden sapmanın olmaması durumunda tesis genel verimi yukarıdaki değerler kullanılarak hesaplanırsa %37,06 olarak bulunur. Bu değer tasarım değerleri ile hesaplanan tesis genel veriminden %0,41 daha fazladır.

Aynı hesap %40 güç seviyesi için yapılırsa $X=15\ 064,74$ kJ/s olarak bulunur. Buradan kayıp kömür debisi $\dot{m}_k= 3,13$ kg/s olarak bulunur. Kayıp oranı %3,58 olarak bulunur. Yapılan kabullere göre kazan verimindeki % 1,58 fark yakıtta %3,58 artışa neden olmaktadır. Referans kazan verimine göre hesaplanacak tesis genel verimi %35,45 olarak bulunur. Bu değer tasarım değerleri ile hesaplanan tesis genel veriminden %1,27 daha fazladır. Çizelge 3.20'de kazan gerçek verimi ile referans

verimi arasındaki farkın kömür tüketimi üzerindeki etkisi bütün güç seviyeleri için kayıp oranları ile birlikte verilmiştir.

3.5. Gerçek Kömür Debisi İle Hesaplanan Kazan Veriminin Referans Verimden Sapmasının Kömür Tüketimi Üzerindeki Etkisinin Hesaplanması

EPOS'tan alınan gerçek yakıt debi değerlerine göre hesaplanan kazan verimleri %100 hariç bütün güç seviyelerinde referans verimden düşük çıkmıştır. Bu durum gerçekte meydana gelen kaybın daha büyük olduğunun bir göstergesidir. Buna göre % 85, %80, %60 ve %40 güç seviyeleri için hesaplanan kayıp oranları ve referans verimden sapmadan kaynaklanan enerji kayıpları Çizelge 3.20.'de verilmiştir.

Çizelge 3.20. Kazan gerçek verimi ile referans verim arasındaki farkın kömür tüketimi üzerindeki etkisi

Güç Seviyesi	Gerçek Verimin Referans Verimden Farkı	Referans Verimden Sapmadan Kaynaklanan 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

Görüldüğü üzere referans verimden sapma kayıp oranında 2 kattan fazla fark oluşturmaktadır. Isı transfer etkinliğinde yüzde bir kaç iyileşme yakıt tüketiminde kayda değer azalmaya sebep olabilir ve dolayısıyla tesisin işletme maliyetlerini düşürür [14]. Kazan referans değerinden meydana gelen sapmanın genel tesis verimi üzerindeki etkisi Çizelge 3.21.'de verilmiştir.

Kayıp olmadan hesaplanan tesis verimi, kazan referans veriminden meydana gelen sapmanın kömür sarfiyatındaki artışa neden olduğu kabulünden hareketle, bu artışın olmadığı durumdaki sarfiyat değerleri üzerinden hesaplanmıştır. Gerçek verimin referans verimden farkı ile genel tesis verimi üzerinde oluşan fark arasındaki

paralellik Çizelge 3.21.'de görülmektedir. %80 güç seviyesi için kazan gerçek veriminin referans veirmden sapması %2,21 iken, bu oran gerçek genel verimde %2,11'lik farkı netice vermektedir.

Çizelge 3.21. Güç seviyelerine karşılık gelen tesis gerçek verimi, kayıp olmadan hesaplanan tesis verimi ve farkı

Güç Seviyesi	Gerçek Verim	Kayıp Olmadan Hesaplanan Tesis Verimi	Fark
%85	%37,07	%37,6	-%0,53
%80	%35,33	%37,44	-%2,11
%60	%35,13	%37,06	-%1,93
%40	%35,17	%35,45	-%0,28

SEM hesabında kayıp oranları kömür maliyeti üzerinden hesaba katılarak referans verimden meydana gelen sapmanın maliyeti de gösterilecektir. Farklı yöntemlere göre hesaplanan SEM ve kazandaki kayıpların etkileri dördüncü bölümde verilmiştir.

4. SEVİYELENDİRİLMİŞ ELEKTRİK MALİYETİ

SEM, elektrik üretim santrallerinin proje kabulü, elektrik üretim tesislerinin yapılabirlik hesaplamalarında ve alternatif elektrik üretim sistemlerinin karşılaştırılmasında en çok başvurulan hesaplama yöntemlerinden biridir. Önceki SEM analizleri yakıt fiyatlarındaki ve CO₂ fiyatlarındaki değişiklikleri göz önüne almadığı için, önceki SEM analizlerinin güvenilirlikleri geleceğe dönük enerji planlaması için yeterince kabul edilebilir seviyede değildir [15]. Ülkemizde her ne kadar CO₂ maliyeti henüz fiyatlara katılmamış olsa da yakıt fiyatlarındaki değişiklikler geleceğe yönelik yapılacak olan hesaplamalarda önem arz etmektedir. Bu yöntemle, yakıt fiyatlarındaki çeşitli artış eğilimi kabullerine göre ortalama santral ömrü boyunca üretilecek olan elektriğin birim maliyeti hesaplanacaktır. Bu değere göre kıyaslamalar yapılarak santral değerlendirilir ve uygulanabilir bir proje olduğuna karar verilir. Bu konuda fikir vermesi açısından bir diğer referans da uluslararası kuruluşlarca yayınlanmış tablolardır. Bu çalışmada da çeşitli kabullerle hesaplanan SEM değerleri söz konusu referanslarla karşılaştırılmıştır.

SEM hesabında, enflasyon hususunun göz önüne alınıp alınmaması ve bazı başka faktörlere göre değişik hesaplama yöntemleri bulunmaktadır. Gerçek SEM hesabında proje ömrü boyunca enflasyon etkisi göz önüne alınırken, nominal SEM enflasyon etkisini hariç tutmaktadır [15]. Bu çalışmada enflasyon etkisi çeşitli yollarla göz önüne alınmıştır. Hesaplamalarda santralde maliyet verilerine enflasyon uygulanarak ve santralin yapımından tam olarak faaliyete geçtiği süre de dahil olmak 2011 yılı sonuna kadar santralden alınan verilerle hesaplamalar yapılmıştır. Tesisin tam kapasite çalışmasından itibaren 20 yıllık dönem için SEM hesaplanmıştır. Hesaplamalarda yıllara göre kömür maliyetine bakılarak doğru uydurulmuş ve bu doğru denkleme göre hesaplamalarda kullanılacak olan kömürün kWh başına maliyeti belirlenmiştir. Bu çalışmada öncelikle Afşin-Elbistan B Santrali ile ilgili olarak daha önce yapılmış olan çalışmalarda hesaplanan SEM verilecek daha sonra bu maliyete kazan verimsizliğinin etkisi incelenmiştir. Bu husus incelendikten sonra mevcut hesaplama üzerindeki kabulleri değiştirerek SEM tekrar hesaplanmış ve yeni durumdaki SEM hesaplanarak kazan verimsizliğinin etkisi incelenmiş ve sonuçta

farklı kabuller altında yapılan hesaplamalara göre elde edilen maliyetler karşılaştırılmıştır. Böylelikle değişik kabullere göre hesaplanan SEM'ler arasındaki fark ve bu farkların içinde kazan verimsizliğinin katkısı karşılaştırılmıştır. Kazanın referans verimden sapmasının mali boyutu hesaplanırken aşağıdaki kabuller yapılmıştır.

- Santralin kömür sarfiyatı verileri santralden alınan gerçek maliyet verileridir. Santral günlük %60 ile %96 bandında çalışmakta olup sözkonusu maliyet farklı güç seviyelerine karşılık gelen maliyetlerin toplamıdır. Bu çalışmada güç seviyelerine karşılık gelen kayıp oranları üzerinden hesaplamalar yapılırken santral sürekli ilgili güç seviyesinde çalışıyor kabulü yapılmıştır.
- Referans verimden sapmanın mali hesabı yapılırken kayıp oranı , 3 yöntem için de kömür maliyetlerinden yüzde olarak çıkarılmıştır. Böylelik kayıp oranı olmadan SEM hesaplanmıştır.

SEM hesabı 3 basamakta genel olarak şu şekilde ifade edilir [16]:

R: İndirgeme oranı

$$\sum_t \text{Üretilen Elektrik Miktarı} \times \text{Elektrik Fiyatı} \times (1 + r)^{-t} \quad (3.4)$$

Bu eşitliği daha açık bir şekilde yazacak olursak;

YM: Yatırım Maliyeti

BM: Bakım Maliyeti

Karbon: Karbon emisyonundan gelen maliyet

YaM: Yakıt Maliyeti

DM: Devreye alma çıkarma maliyeti

ÜEM: Üretilen Elektrik Miktarı olmak üzere;

$$= \sum_t (YM + BM + \text{Karbon} + \text{YaM} + DM)_t \times (1 + r)^{-t} \quad (3.5)$$

Yukarıdaki iki eşitliğin içinden elektrik fiyatı çekilerek eşitlik şu hale dönüştürülebilir:

$$SEM = \sum_t (YM + BM + \text{Karbon} + YaM + DM)_t x (1+r)^{-t} / \sum_t ÜEM \ x (1+r)^{-t} \quad (3.6)$$

Burada alt indis olarak kullanılan t, hesap yapılan ilgili yılı ifade etmektedir. Yapılan hesaplamalarda karbon kaynaklı maliyetler ülkemizin henüz zorunlu pazar olmaması nedeniyle maliyet olarak ortaya çıkmadığı için bu kalem maliyet hesaplamalardan çıkarılmıştır. Baca gazı kükürt arıtma tesisinin maliyete olan etkisi iç tüketim kalemi olarak hesaba katılmıştır. Genel olarak verilen bu eşitlikten de görüleceği üzere ortalama tesis ömründe yapılan harcamaların bu süre içerisinde üretilen elektriğe oranı SEM'i vermektedir. Bu çalışmada SEM hesabında kullanılan değerlerin Afşin Elbistan Santraline uyarlaması yapılarak hesap yapılmıştır. SEM hesabı konusunda pek çok çalışmaya öncülük eden Uluslararası Atom Enerjisi Kurumu (IAEA) tarafından ortaya konulan IAEA muhasebe sistemine göre SEM hesabında kullanılacak olan maliyet girdileri şu şekilde ifade edilebilir [17].

$$\text{Taban Maliyet} = \left\{ \begin{array}{l} \text{Doğrudan Maliyetler (21-29 nolu Muhasebe Girdileri)} \\ \text{Dolaylı Maliyetler (30-41 nolu Muhasebe Girdileri)} \end{array} \right\}$$

Elektrik üretim tesislerinde doğrudan ve dolaylı maliyetlerle birlikte santral sahibinin yatırımını ve hizmet satın alma maliyetleri ile birlikte devreye alma, arıza ve boşta çalışma maliyetleri gibi hususları da içeren ön maliyet ya da gecelik maliyet şu şekilde ifade edilebilir [17].

$$\text{Ön Maliyet (Gecelik maliyet)} = \left\{ \begin{array}{l} \text{Ek Masraflar (50-54 nolu Muhasebe Girdileri)} \\ \text{Sermaye Yatırımı ve Hizmet Alım Masrafları} \\ \text{(70 nolu Muhasebe Girdileri + Taban Maliyet)} \end{array} \right\}$$

Ön maliyet faiz ücretleri ve yapım işlerine giden faiz masraflarını ve genel fiyat artışı maliyetlerini içermez. Bunlarında hesaba katılmasıyla toplam sermaye yatırımı hesaplanır.

$$\text{Toplam Sermaye Yatırımı} = \left. \begin{array}{l} \text{Fiyat Yükselmesi Maliyeti} \\ \text{(60-71 nolu Muhasebe Girdileri)} \\ \text{Faiz (61,62,72 nolu Muhasebe Girdileri)} \end{array} \right\} + \text{Ön Maliyet}$$

Hesaplamalarda kullanılan IAEA muhasebe girdilerinden 21-41 arası maliyetler taban maliyetlerini, 50-54 arası maliyetler ek maliyetleri, 60-62 arası maliyetler finansal maliyetleri ve 70-72 arası maliyetler malsahibinin genel masraflarını ifade eder. Çizelge 4.1.'de taban maliyet hesaplamalarında kullanılan muhasebe kalemleri verilmiştir [17].

Çizelge 4.1. Taban maliyet hesaplamalarında kullanılan muhasebe kalemleri

Muhasebe Girdi Numarası	Muhasebe Girdisinin Açıklaması
21	Tesisteki Bina ve İnşaat Masrafları
22	Reaktör Ekipmanı Maliyetleri
23	Türbin ve Jeneratör Ekipman Maliyetleri
24	Elektrik ekipmanı ve Kontrol Ekipmanı Maliyetleri
25	Su Alımı ve Isı Atımı Maliyetleri
26	Diğer Ekipmanların Maliyetleri
27	Özel Malzeme Maliyetleri
28	Simulator Maliyetleri
30	Müteahhit Tarafından Sağlanan Mühendislik ve Tasarım Maliyetleri (Merkez Ofiste)
31	Müteahhit Tarafından Sağlanan Proje Yönetimi Maliyetleri(Merkez Ofiste)
32	Mühendislik ve Tasarım Maliyetleri (Tesiste)
33	Müteahhit Tarafından Sağlanan Proje Yönetimi Maliyetleri(Tesiste)
34	Müteahhit Tarafından Sağlanan İnşa Sahası Gözetim Maliyeleri
35	Müteahhit Tarafından Sağlanan Santral İnşaat İşçiliği Maliyetleri
36	Müteahhit Tarafından Sağlanan İşletmeye Alma Maliyeti
37	Müteahhit Tarafından Sağlanan Deneme Testi Hizmetleri Maliyetleri
38	Tesisteki Şantiye, Ekipman ve Malzeme Maliyetleri
39	Tesisteki Devreye Alma Malzemeleri, Sarf Malzemeleri,Ekipman ve Alet Masrafları
40	Personel Eğitimi, Teknoloji Transferi ve Diğer Servis Maliyetleri
41	Barınma ve İlgili Altyapı Maliyetleri

Çizelge 4.2.'de Ek maliyetler, finansal maliyetler ve mal sahibi maliyetlerinin muhasebe kalemleri verilmiştir. Afşin-Elbistan B Santrali için taban maliyet, ek maliyet, finansal maliyet ve mal sahibi maliyetleri tesis ile ilgili olarak yapılan önceki çalışmalardan elde edilmiştir. SEM hesapları genel olarak %5 ve %10 reeskont değeri için hesaplanır ve düzenlenen referans tablolar genellikle bu oranlar üzerinden yapılır. Afşin-Elbistan B Santrali için alınan kredilerde Ticari Faiz Referans Oranı (CIRR) değeri bilindiği için reeskont oranı hesaplanmış ve %9,11 olarak bulunmuştur.

Çizelge 4.2. Ek maliyetler, finansal maliyetler ve mal sahibi maliyetlerinin muhasebe kalemleri

Ek Maliyetler	Muhasebe Girdisinin Açıklaması
50	Nakliye ve Nakliye Sigorta Maliyetleri
51	Yedek Malzeme Maliyetleri
52	Beklenmedik Durum Maliyetleri
53	Sigorta Maliyetleri
54	Devreye Alma-Çıkarma (Bakım Maliyetlerinde Hesaba Katılmadıysa)
Finansal Maliyetler	
60	Fiyat Artışı Maliyeti
61	
62	Ücret Maliyeti
Mal sahibi Maliyetleri	
70	Mal Sahibi Ana Sermaye Yatırımı ve Hizmet Alım Maliyetleri
71	Mal Sahibi Maliyetlerinin Fiyat Artışı
72	Mal Sahibi Maliyetlerinin Finansal Maliyeti

Hesaplamalarda reeskont oranı %9,11 olarak hesaba katılmış olup, referans değerlerle yapılan karşılaştırmalarda yakın olan %10 reeskont değerine göre hesaplanan değerler kullanılmıştır. Tesisle ilgili olarak yapılan önceki çalışmalarda santralin kuruluşunda kullanılan krediler basitleştirilerek kamusal kredi ve ticari kredi olarak iki ana başlık altında toplanmış ve buna göre hesaplamalar yapılmıştır. Bu çalışmada da önceki çalışmalardaki gibi basitleştirme yoluna gidilerek ulanılan krediler kamu ve ticari olmak üzere iki başlık altında toplanarak hesaplamalar yapılacaktır. Kamusal kredi olarak Exim Bank kredisi kullanılmış olup Çizelge 4.3.'te bu krediye ait finansal değerler verilmiştir [12].

Çizelge 4.3. Exim Bank kredisi finansal değerleri

Kredi Miktarı	733 920 758,06 \$
CIRR	%6,63
Yönetim Ücreti	%0,50
Taahhüt Ücreti	%0,50
Geri Ödeme Süresi	120 ay
İndirim Oranı	%9,11
Faiz Oranı	%5,42

Burada yönetim ücreti olarak geçen ücret özetle kredi kullanımının yönetilmesi için banka tarafından bir defaya mahsus olmak üzere kredi tutarı üzerinden alınan ücreti, taahhüt ücreti ise borçlanma süresi boyunca yine kredi miktarıyla orantılı olarak yıllık alınan ücretin yüzde oranını ifade etmektedir. Kullanılan ticari kredi ile ilgili finansal değerler de Çizelge 4.4.'te verilmiştir [12].

Çizelge 4.4. Ticari banka kredi finansal değerleri

Kredi Miktarı	478 226 943,11 \$
CIRR	%6,63
Yönetim Ücreti	%0,50
Taahhüt Ücreti	%0,50
Geri Ödeme Süresi	60 ay
İndirim Oranı	%9,11
Faiz Oranı	%6,67

Görüldüğü üzere toplam kredinin %60,5'lik kısmı kamusal, %39,5'lik kısmı ticari krediden oluşmaktadır. SEM hesabında kullanılan tesisle ilgili veriler Çizelge 4.5.'te verilmiştir. Kapasite faktörü yıllık planlı çalışma süresinin teorik çalışma süresine bölümü ile bulunmuştur. Yıllık 6500 saat olan planlı çalışma süresinin teorik çalışma süresi olan 8760 saate bölünmesiyle kapasite faktörü 0,742 olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 4.5. Tesisle ilgili genel veriler

Kurulu Güç	1440 MW
Ünite Sayısı	4
İç Tüketim - FGD Devrede	%10,00
İç Tüketim - FGD Devre Dışı	%8,41
Teorik Çalışma Süresi	8760 saat
Yıllık Planlı Çalışma Süresi	6500 saat
Kapasite Faktörü (Süre)	0,742009132

Görüldüğü üzere Baca gazı kükürt arıtma sisteminin devrede olması iç tüketimde yaklaşık %1,59'luk bir artışa neden olmaktadır. Bu da yasal mevzuata uyumun getirdiği maliyetlerden biridir. Taban yatırım maliyetlerinin hesabında kullanılan doğrudan maliyet değeri bileşenleri Çizelge 4.6.'da verilmiştir [12]. Taban yatırım maliyetlerinin hesabında kullanılan dolaylı maliyet değeri bileşenleri Çizelge 4.7.'de verilmiştir [12].

Çizelge 4.6. Doğrudan maliyet değeri bileşenleri

Buhar Kazanı	
Malzeme ve Ekipman	772 154 477,30 \$
Montaj ve Devreye Alma	4 538 006,70 \$
Elektrik Tesisatı	
Malzeme ve Ekipman	38 627 678,19 \$
Montaj ve Devreye Alma	1 343 262,58 \$
Baca Gazı Kükürt Arıtma Sistemi	
Malzeme ve Ekipman	84 398 874,40 \$
Montaj ve Devreye Alma	1 068 604,40 \$
İnşaat İşleri ve Mekanik Bileşenler	222 708 257,60 \$
Alt ve Üst Yapı	46 913 709,90 \$
Arazi Maliyeti	9 375 000,00 \$
Toplam	1 181 127 871,07 \$

Çizelge 4.7. Dolaylı maliyet değeri bileşenleri

Buhar Kazanı	
Nakliye ve Sigorta Maliyetleri	21 625 750,80 \$
Elektrikle ilgili Nakliye ve Sigorta	1 555 496,19 \$
FGD Nakliye ve Sigorta	904 751,73 \$
İnşaat İşleri ve Yardımcı Nakliye ve Sigorta İşleri	6 933 831,39 \$
Toplam	31 019 830,10 \$

Doğrudan ve dolaylı maliyetlerin toplanmasıyla elde edilen taban maliyetin değerinin 1 212 147 701,17 \$ olduğu görülür. SEM hesabındaki mal sahibi kalemleri ise yaklaşık olarak Çizelge 4.8.'de verilmiştir [12].

Çizelge 4.8. Mal sahibi maliyet kalemleri

İnşaat İşleri	269 621 967,50 \$
Daimi Teçhizat	895 181 029,89 \$
Yedek Parça	22 959 673,09 \$
Nakliye Sigorta	32 016 533,70 \$
Montaj ve İşletmeye Alma	6 949 873,68 \$
Eğitim ve Gözetim	614 531,84 \$
Toplam	1 227 343 609,70 \$

İlave nakliye ve yedek parça maliyetlerinin de eklenmesiyle Ön maliyet yaklaşık olarak 1 356 809 509,70 \$ olarak hesaplanmıştır. Santrale yapılan iç yatırım ise yaklaşık 168 898 000 \$ olarak elde edilmiştir. Bu verilere göre hesaplanan Exim Bank kredisiyle ilgili olarak altmış altıncı aya kadar krediyle ilgili bileşenler Çizelge 4.9.'da verilmiştir [12]. Çizelge 4.9.'dan da görüleceği üzere taahhüt ücreti santraldeki 4 ünitenin de tamamen devreye alındığı 48. ay sonuna kadar banka tarafından alınmıştır. Yönetim ücreti ise bir defaya mahsus olmak üzere ilk ay alınmıştır.

Çizelge 4.9. Exim Bank kredi bileşenleri

AY	Kümülatif Toplam (\$)	Faiz (\$)	Taahhüt Ücreti (\$)	Yönetim Ücreti (\$)	Geri Ödeme Taksiti(\$)	TOPLAM (\$)
0	73 392 075,81	0,00	1 834 801,90	3 669 603,79	0,00	5 504 405,69
6	146 784 151,61	1 988 925,25	1 467 841,52	0,00	0,00	3 456 766,77
12	220 176 227,42	3 977 850,51	1 284 361,33	0,00	0,00	5 262 211,84
18	293 568 303,22	5 966 775,76	1 100 881,14	0,00	0,00	7 067 656,90
24	366 960 379,03	7 955 701,02	917 400,95	0,00	0,00	8 873 101,96
30	440 352 454,84	9 944 626,27	733 920,76	0,00	0,00	10 678 547,03
36	513 744 530,64	11 933 551,53	550 440,57	0,00	0,00	12 483 992,09
42	587 136 606,45	13 922 476,78	366 960,38	0,00	0,00	14 289 437,16
48	660 528 682,25	15 911 402,03	183 480,19	0,00	0,00	16 094 882,22
54	733 920 758,06	17 900 327,29	0,00	0,00	0,00	17 900 327,29
60	697 224 720,16	19 889 252,54	0,00	0,00	36 696 037,90	56 585 290,45
66	660 528 682,25	18 894 789,92	0,00	0,00	36 696 037,90	55 590 827,82

Exim Bank kredisinin geri ödeme süresi 120 ay, ticari kredinin geri ödeme süresi ise 60 aydır. Ticari krediyle ilgili bileşenler Çizelge 4.10.'da verilmiştir [12].

Çizelge 4.10. Ticari banka kredi bileşenleri

AY	Kümülatif Toplam (\$)	Faiz (\$)	Taahhüt Ücreti (\$)	Yönetim Ücreti (\$)	Geri Ödeme Taksiti (\$)	TOPLAM (\$)
0	47 822694,31	0,00	1 195 567,36	2 391 134,72	0,00	3 586 702,07
6	95 645 388,62	1 594 886,86	956 453,89	0,00	0,00	2 551 340,74
12	143 468 082,93	3 189 773,71	836 897,15	0,00	0,00	4 026 670,86
18	191 290 777,25	4 784 660,57	717 340,41	0,00	0,00	5 502 000,98
24	239 113 471,56	6 379 547,42	597 783,68	0,00	0,00	6 977 331,10
30	286 936 165,87	7 974 434,28	478 226,94	0,00	0,00	8 452 661,22
36	334 758 860,18	9 569 321,13	358 670,21	0,00	0,00	9 927991,34
42	382 581 554,49	11 164 207,99	239 113,47	0,00	0,00	11 403 321,46
48	430 404 248,80	12 759 094,84	119556,74	0,00	0,00	12 878 651,58
54	478 226 943,11		0,00	0,00	0,00	0,00
60	430 404 248,80	15 948 868,55	0,00	0,00	47 822 694,31	63 771 562,86
66	382 581 554,49	14 353 981,70	0,00	0,00	47 822 694,31	62 176 676,01

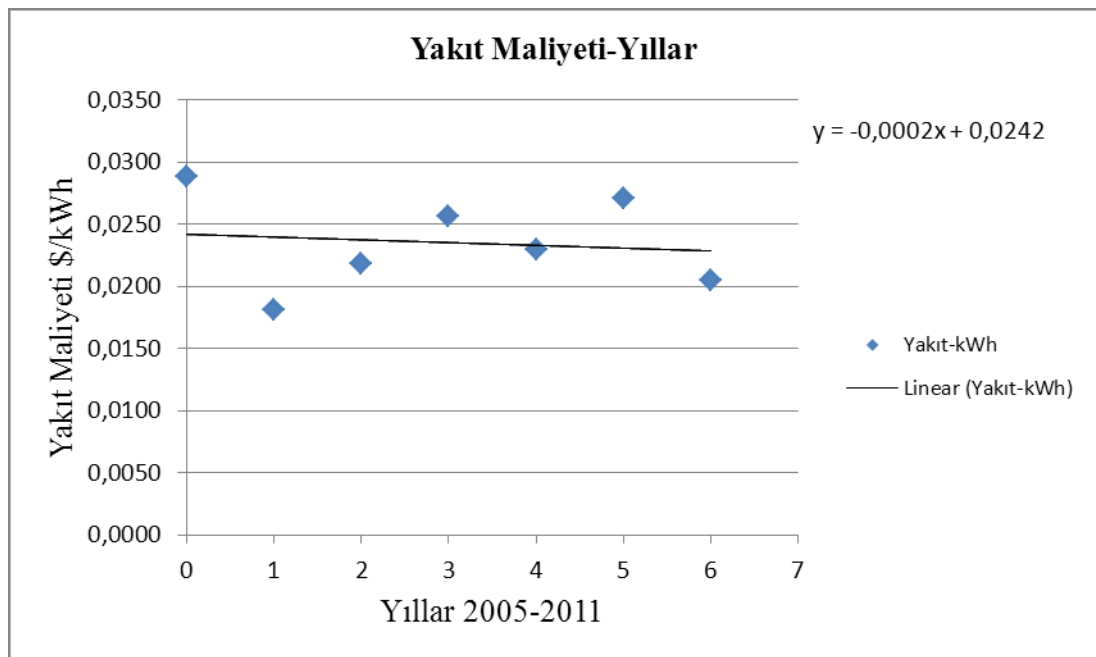
Görüldüğü üzere ticari banka kredisinde de yönetim ücreti bir defaya mahsus olarak alınmıştır. Aynı şekilde taahhüt ücreti dördüncü türbininde devreye girdiği kırk sekizinci aydan sonra kesilmiş olup elli dördüncü aydan itibaren geri ödeme taksitleri

başlamıştır. Tesisin yakıt ve işletme bakım maliyetleri hesabında 2005-2011 yılları arasındaki gerçek veriler üzerinden hesaplanmıştır. Buna göre 2005-2011 yılları arasındaki verilerden elde edilen doğru denklemine göre her yıl için yakıt, işletme ve bakım maliyetleri hesaplanmıştır. 2005-2011 yılları arasındaki yakıt, işletme ve bakım maliyetleri Çizelge 4.11’de verilmiştir [12].

Çizelge 4.11. 2005-2011 yılları arası yakıt, işletme ve bakım maliyetleri

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Yakıt(\$/kWh)	0,0289	0,0181	0,0219	0,0256	0,0229	0,0271	0,0205
İşletme Bakım(\$/kWh)	0,0039	0,0092	0,0077	0,0093	0,0069	0,0080	0,0107
\$ Kuru	1,3473	1,4380	1,4384	1,2991	1,5545	1,5076	1,66

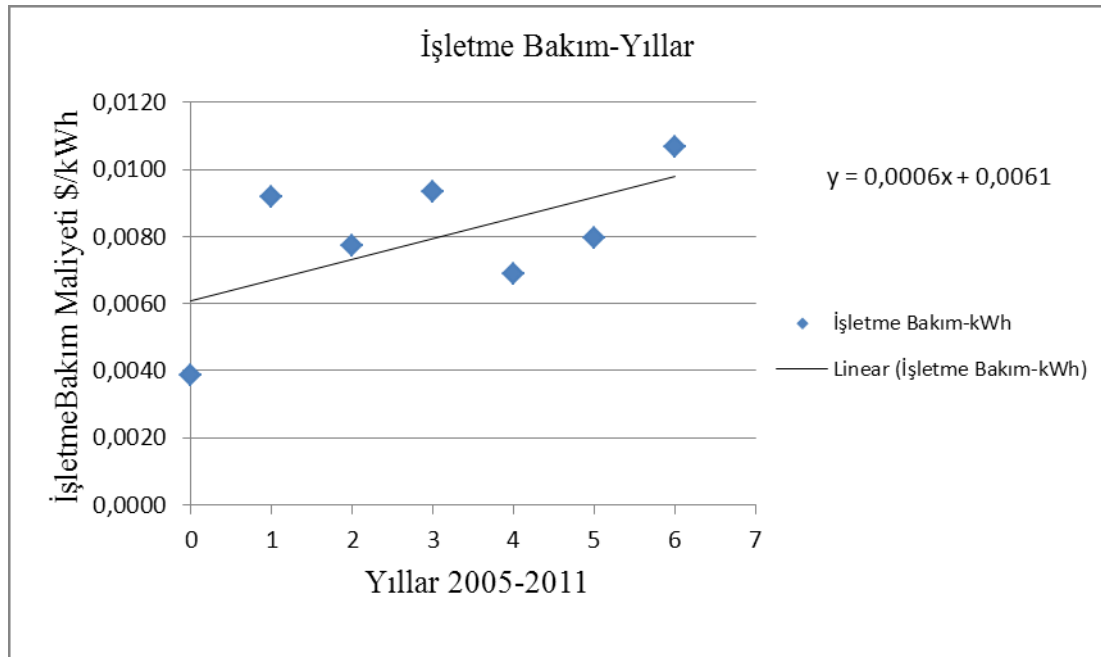
2006 yılındaki ani düşüş dolar kurunun kömür fiyatları üzerindeki etkisinden kaynaklandığı düşünülmektedir. Yakıt maliyetlerindeki değişim grafik üzerinde Şekil 4.1.’de gösterilmiştir [12]. Normal şartlar altında SEM hesabı tesis kurulmadan önce yapıldığından ilk fiyatlara fiyat artış ve enflasyon değerleriyle yıllar itibariyle artış yapılarak fiyatlar hesaplanır.



Şekil 4.1. Birim kömür maliyetlerinin 2005-2011 yılları arasındaki değişimi

Bu çalışma santral faaliyete geçtikten sonra yapılmış olması nedeniyle gerçek yakıt ve işletme bakım maliyeti değerleri üzerinden yapılacak olan tahminler hem fiyat artışını hem de enflasyonu yaklaşık olarak içerir. Yıllar itibariyle yakıt ve işletme bakım maliyetlerindeki trendi açıklayabilmek için maliyetlerin yıllık değişimlerine doğru uydurulmuş olup, uydurulan bu doğru denklemine göre 2011 yılı sonrası için maliyetler tahmin edilmiştir. 2006 yılındaki yakıt maliyetindeki keskin düşüşün dolar kurundan kaynaklandığı düşünülmektedir. Bunun dışında maliyetler genel olarak artma eğilimi içinde beklendiği şekilde yükselmektedir.

Yakıt maliyetleri hakkında tahmin, enflasyon ve genel fiyat artışıyla kolaylıkla uygun bir şekilde yapılabilirken, işletme ve bakım maliyetlerinde bu şekilde bir tahmin yapmak epey zordur. Beklenmedik durumlar bu hususta tahmin yapmayı epey zorlaştırmakla birlikte enflasyonun bu maliyete olan etkisi üzerinden bir tahmin yapmak mümkündür. 2005-2011 yılları arasında santraldeki işletme ve bakım maliyetleri Şekil 4.2.'de verilmiştir. Bu verilere yakıt maliyetlerinde olduğu gibi doğru uydurma yöntemiyle doğru uydurulmuş ve elde edilen doğruyla işletme bakım maliyetleri tahmin edilmiştir.



Şekil 4.2. Birim işletme-bakım maliyetlerinin 2005-2011 yılları arasındaki değişimi

İşletme ve bakım maliyetleri de grafikten görüleceği üzere genel olarak artış eğilimi içerisindedir.

4.1. Tasarım Verilerine Göre Hesaplanmış SEM

1. yöntem olan tasarım verilerine göre hesaplanan santral değerlerinden yola çıkarak santralle ilgili olarak yapılmış çalışmalarda elde edilen SEM’de yakıt, işletme ve bakım maliyetleri için bu değerlere yıllar itibariyle uydurulmuş olan doğru denklemi kullanılmıştır. Buna göre hesaplanan SEM çeşitleri ve ilgili kalemler %9,11 reeskont oranı ile Çizelge 4.12.’de verilmiştir [12]. Tasarım verilerine göre hesaplanan SEM bileşenlerinden ticari kredinin, iç yatırımın ve Exim Bank kredisinin SEM içerisindeki değerleri Çizelge 4.13.’de %9,11 reeskont oranı ile verilmiştir [12].

Çizelge 4.12. Tasarım değerlerine göre hesaplanan çeşitli SEM değerlerinin kombinasyonları

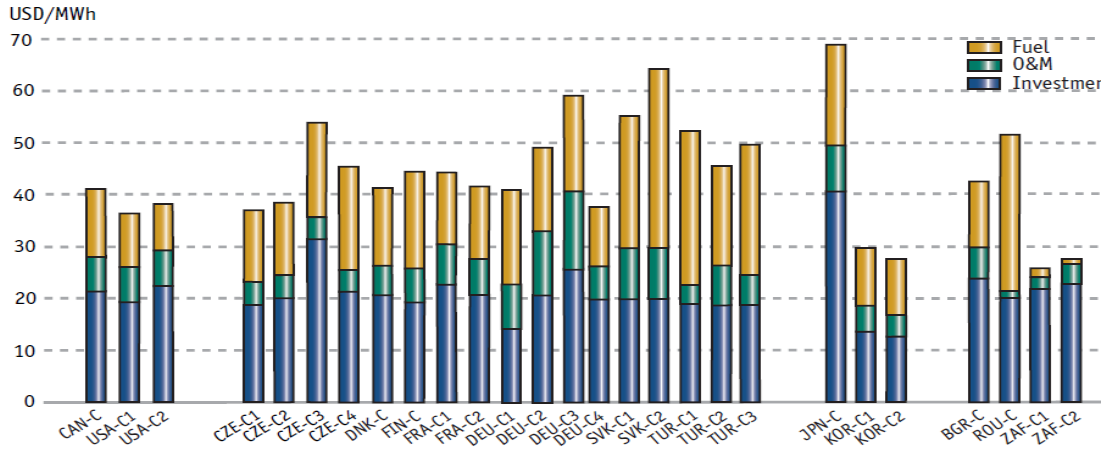
	Toplam Faiz, İşletme, Bakım ve Yakıt Maliyetiyle	Toplam Yakıt ve İşletme Giderleri Üzerinden	Sadece Yakıt Giderleri Üzerinden
SEM	5,18 (¢/kWh)	3,34 (¢/kWh)	2,26 (¢/kWh)

Çizelge 4.13. Tasarım değerlerine göre hesaplanan kredi ve iç yatırım SEM değerleri

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

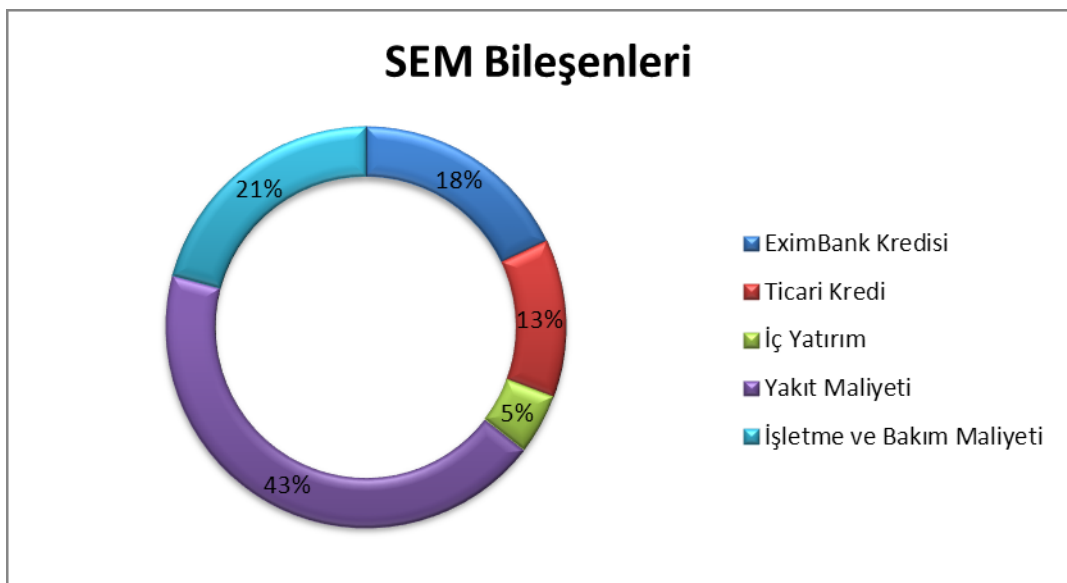
Tasarım verilerine göre hesaplanan SEM, tesisin yapımına başlandığı 2005 yılı uluslararası referans değerler ile karşılaştırıldığında yapılan hesabın referans değerlere yakınlığı görülecektir. Uluslararası referans SEM’ler Şekil 4.3.’de verilmiştir [18]. Buna göre Şekil 4.3.de verilen değerlerden TUR C1 değeri incelemesi yapılan Afşin Elbistan B Santralini linyit kömürü kullanılması ve baca gazı kükürt arıtma sistemi bulunması nedeniyle temsil edebilmektedir. Şekil 4.3.’de verilen değerler %10 reeskont oranına göre hesaplanmış olup bu çalışma kapsamında

reeskont oranı %9,11 olarak alınmıştır. Şekilden de görüleceği üzere TUR-C1 değeri yaklaşık 52\$/MWh değerine karşılık gelmektedir.



Şekil 4.3. Uluslararası kömür yakıtlı termik santraller için %10 reeskont oranıyla hesaplanan referans SEM değerleri

Gerekli birimsel değişiklikler yapıldığında bu değer 5,2 ¢/kWh değerine karşılık gelmektedir. Tasarım değerlerine göre hesaplanan değer 5,18 ¢/kWh olup referans değere oldukça yakındır. SEM bileşenleri Şekil 4.4.'de gösterilmiştir. Aynı zamanda bileşenlerin dağılımı da uluslararası referanslarla paralellik göstermektedir.



Şekil 4.4. 1. yöntemle göre SEM bileşenleri

4.2. 2005-2011 Yılları Arasındaki Fiyat Eğilimine Göre Kayıp Oranının SEM Üzerindeki Etkisi

1. Yöntem sonucu hesaplanan SEM bileşenlerinden de görüleceği üzere %43 ile en büyük bileşen yakıttır. Yakıtın değerlendirilmesi ile ilgili olarak yapılacak her iyileştirme santral üzerinde önemli kazançlar sağlar. Bu noktada yakıtın enerjisinin ısı enerjisine çevrildiği yer olan kazanın veriminin önemi ortaya çıkmaktadır. Dolayısıyla kazan veriminin maliyete olan etkisinin incelenmesi fayda maliyet analizi yapılabilmesi için önemlilik arz etmektedir.

Kazan veriminin referans verimden sapması nedeniyle oluşan maliyet kaybında ise, kayıp oranları doğrudan kömür maliyetine etkisi üzerinden hesaplanacak ve kaybın neden olduğu maliyet gösterilecektir. Tasarım verilerine göre hesaplanan kazan verimlerinin referans verimden sapmasının SEM'e olan etkisi incelenirken tesisin ilgili güç seviyesinde çalıştığı kabulü ile hesaplamalar yapılmıştır. Gerçekte tesis ağırlıklı olarak %60 ve %95 bandında çalışmakla birlikte sistemden gelen talebe göre bütün güç seviyelerinde çalışmaktadır. Buna göre kayıp oranları dikkate alınarak hesaplanan SEM'ler Çizelge 4.14.'de verilmiştir.

Çizelge 4.14. Kayıp oranı üzerinden tasarım değerlerine göre hesaplanan SEM değerleri

	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)

Görüldüğü üzere %60 ve %40 güç seviyesi kabulü ile yapılan hesaplamalarda ortaya çıkan fark değerlerin üretim miktarı ile çarpılması sonucu ortaya çıkacak olan değerler kazan verimsizliğinin maliyet üzerindeki etkisini daha net gösterir. Seviyelendirilmiş olarak hesaplanan kömür maliyeti için kayıp oranı ile oluşan maliyet Çizelge 4.15.'te verilmiştir. Tasarım verim değerlerinden sadece %60 ve %40 referans verim değerinden düşük olduğu için sadece bu değerler için hesaplama yapılmıştır.

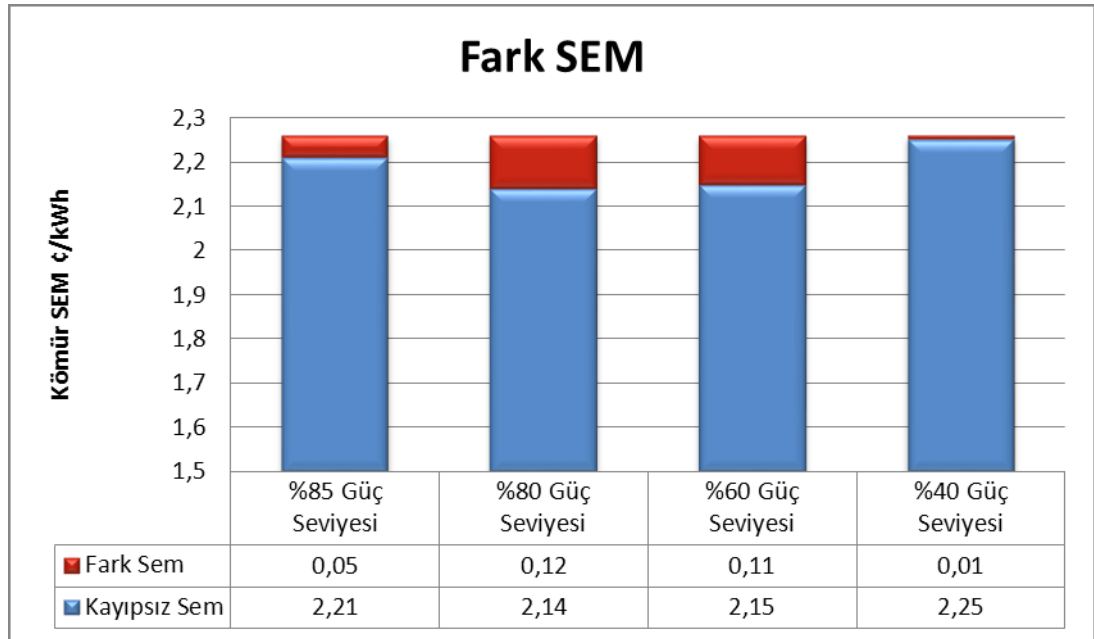
Çizelge 4.15. 1. yönteme göre kayıp oranı üzerinden tasarım değerlerine göre hesaplanan fark maliyetleri

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

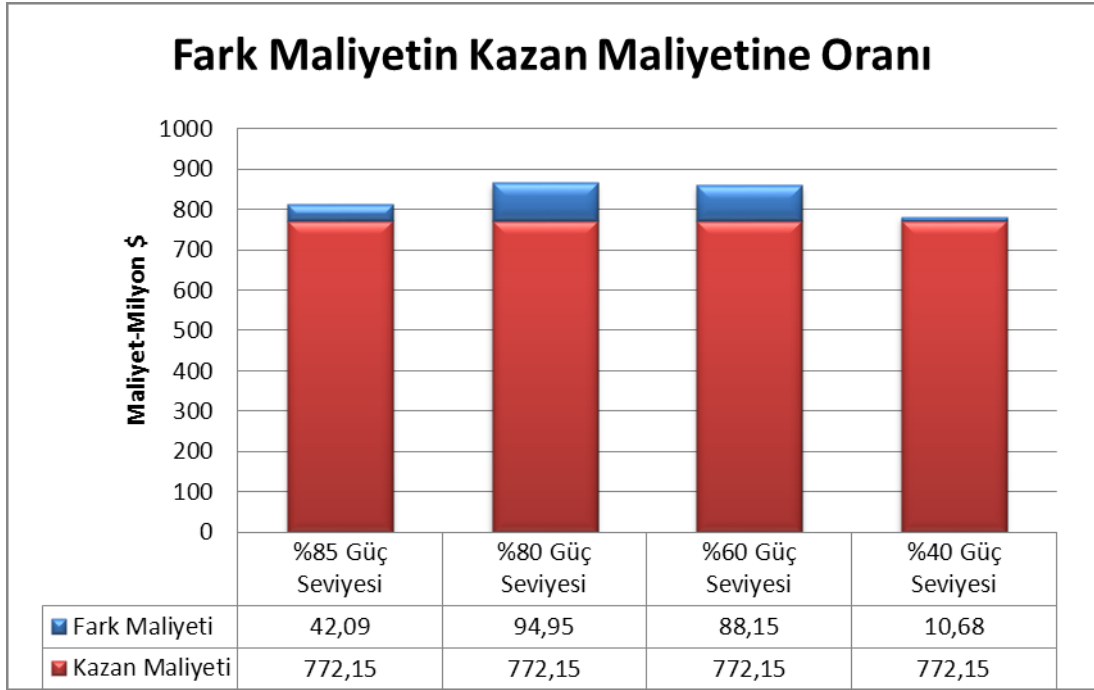
Hesaplanan fark maliyeti ve fark Çizelge 4.16.'da verilmiştir. Farkların, kömür SEM'i ile karşılaştırması Şekil 4.5.'te, fark maliyetine oranı Şekil 4.6.'da gösterilmiştir. Görüldüğü üzere özellikle %80 ve %60 güç seviyelerinde kayıp 20 yıllık dönem üzerinden hesaba alındığında yıllık 5 milyon dolar mertebelerindedir.

Çizelge 4.16. 1. yönteme göre kayıp oranı üzerinden gerçek verim değerlerine göre hesaplanan fark maliyetleri

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



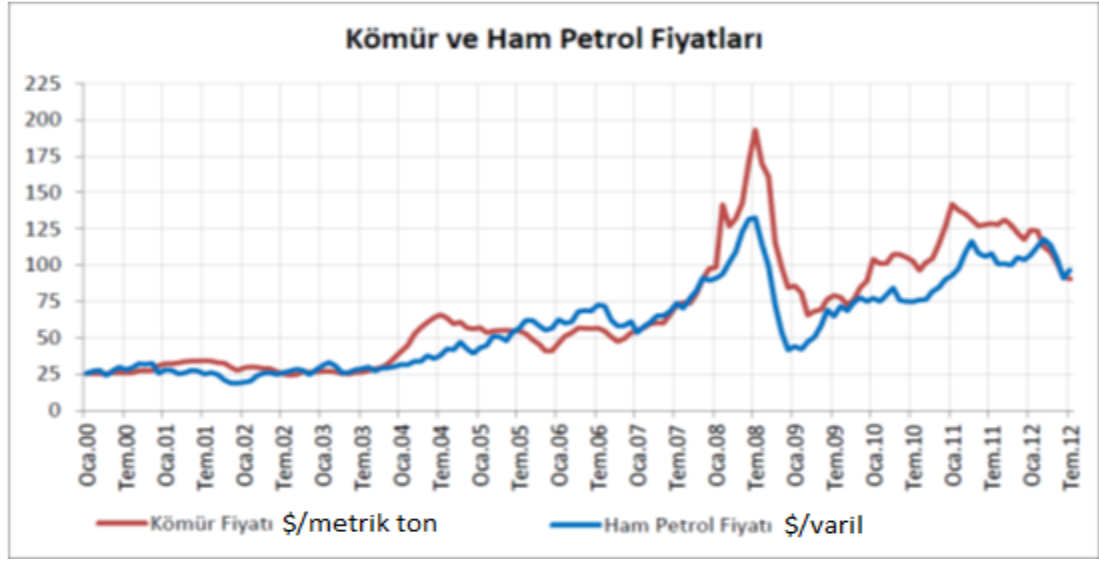
Şekil 4.5. 1. yönteme göre kömür için fark SEM ve kayıpsız SEM



Şekil 4.6. 1. yönteme göre fark maliyetin kazan maliyetine oranı

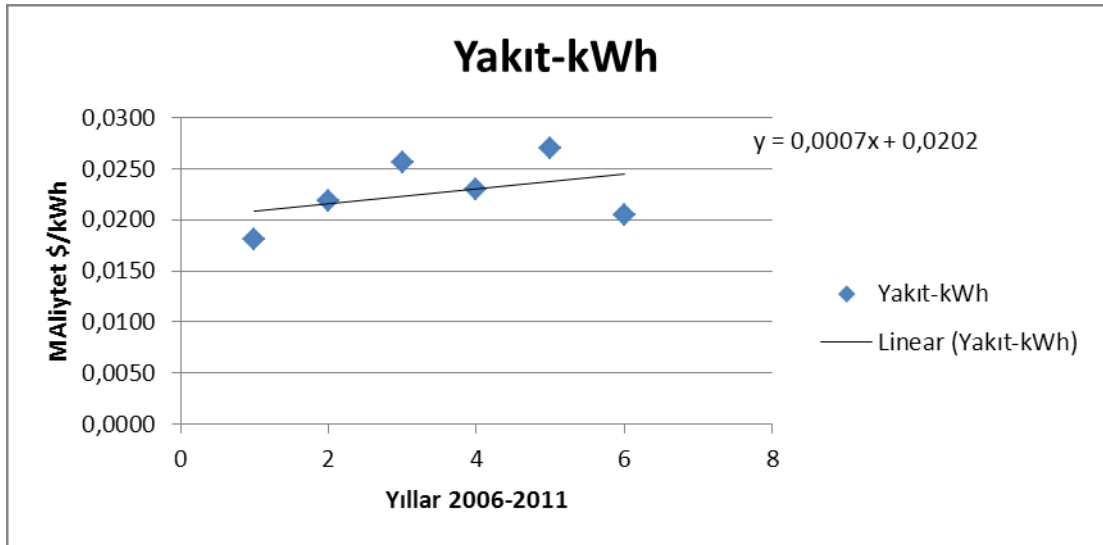
4.3. 2005 Yılı İhmal Edilerek Hesaplanan 2006-2011 Yılları Arasındaki Fiyat Eğilimine Göre Kayıp Oranının SEM Üzerindeki Etkisi

Buraya kadar yapılan hesaplamalarda 2005-2011 yılları arasındaki fiyat eğilimine doğru uydurulması ile elde edilmiş denkleme göre fiyat artışı belirlenmiştir. Ancak 2006 yılındaki dolar kurundan kaynaklandığı düşünülen kömür fiyatlarındaki ani düşüş fiyatlara uydurulan doğru denkleminin eğiminin negatif olmasına neden olmuştur. Halbuki kömür fiyatlarının genel olarak fiyat eğilimine bakıldığında artış görülmektedir. 2006-2011 yılları arasında da fiyatlarda genel olarak bir artış eğilimi görülmektedir. Bu durumda 2005 yılı kömür fiyatları ihmal edilerek oluşturulacak yeni grafikte elde edilen doğru denklemini üzerinden hesaplamaların yapılması genel fiyat trendine bakıldığında daha uygun olur. Şekil 4.7.'de kömür ve ham petrol fiyatlarının 2000-2012 yılları arasındaki fiyat trendi kömür için \$/metrik ton ve petrol için \$/varil cinsinden verilmiştir. Şekil 4.7.'den fiyatların genel olarak artış trendi içerisinde olduğu görülmektedir. [19].



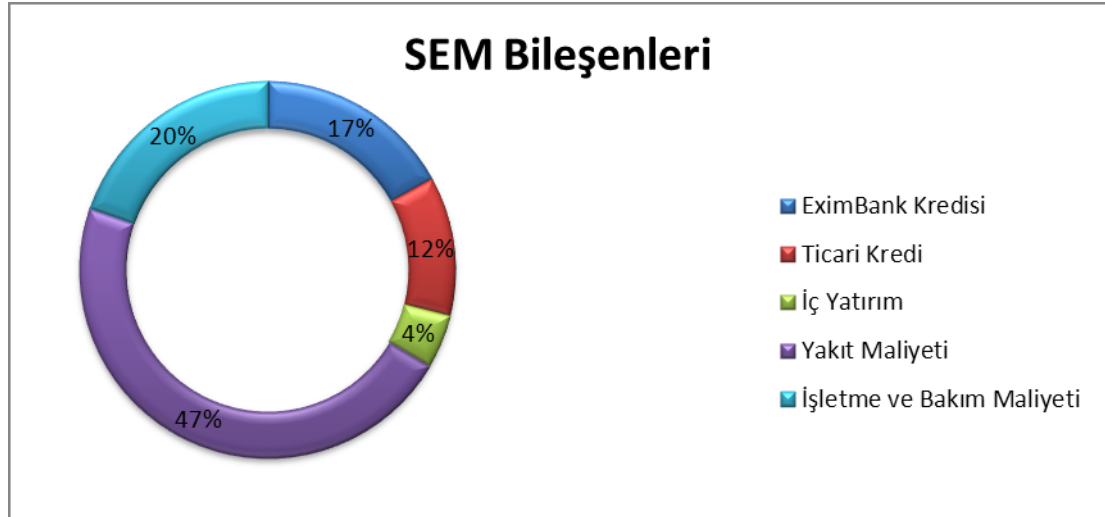
Şekil 4.7. 2000-2012 yılları arası kömür ve ham petrol fiyatları

Bu çalışmada kullanılan fiyat trendlerinde üretilen enerji başına fiyat değerleri kullanıldığı için üretimdeki dalgalanmalar saf fiyatlarda dalgalanmaları gizlemektedir. Ancak grafikten de görüleceği üzere Temmuz 2005 ile Ocak 2006 tarihleri arasında kömür fiyatlarında düşüş görülmektedir. 2. yönteme göre, 2005 yılı fiyatları hariç tutularak oluşturulan fiyatlar Şekil 4.8.'de verilmiştir.



Şekil 4.8. Yakıt maliyetlerinin 2006-2011 yılları arasındaki değişimi

Yakıt fiyatlarında 2005 yılı istisnası ile elde edilen grafikten de görüleceği üzere fiyat eğilimi pozitif yöne dönmüştür. Bu şekilde hesaplanacak olan fiyat endeksleri ile hesaplanan SEM değeri 5,49 ¢/kWh olarak hesaplanmıştır. Bu kabuller altında hesaplanan SEM kalemlerinin oranı Şekil 4.9.'da gösterilmiştir.



Şekil 4.9. 2. yönteme göre SEM bileşenleri

Şekil 4.9.'dan da görüleceği üzere SEM içerisindeki payı %43 olan yakıt maliyeti %47'e kadar çıkmıştır. Diğer bileşenlerde herhangi bir değişiklik olmamıştır. 2005 yılının ihmal edilmesiyle elde edilen yeni fiyat eğilimine göre kayıp oranının tasarım değerleri ile hesaplanan kazan verimindeki sapmanın maliyete olan etkisi Çizelge 4.17.'de verilmiştir.

Çizelge 4.17. 2. yönteme göre kayıp oranı üzerinden tasarım değerlerine göre hesaplanan fark maliyetleri

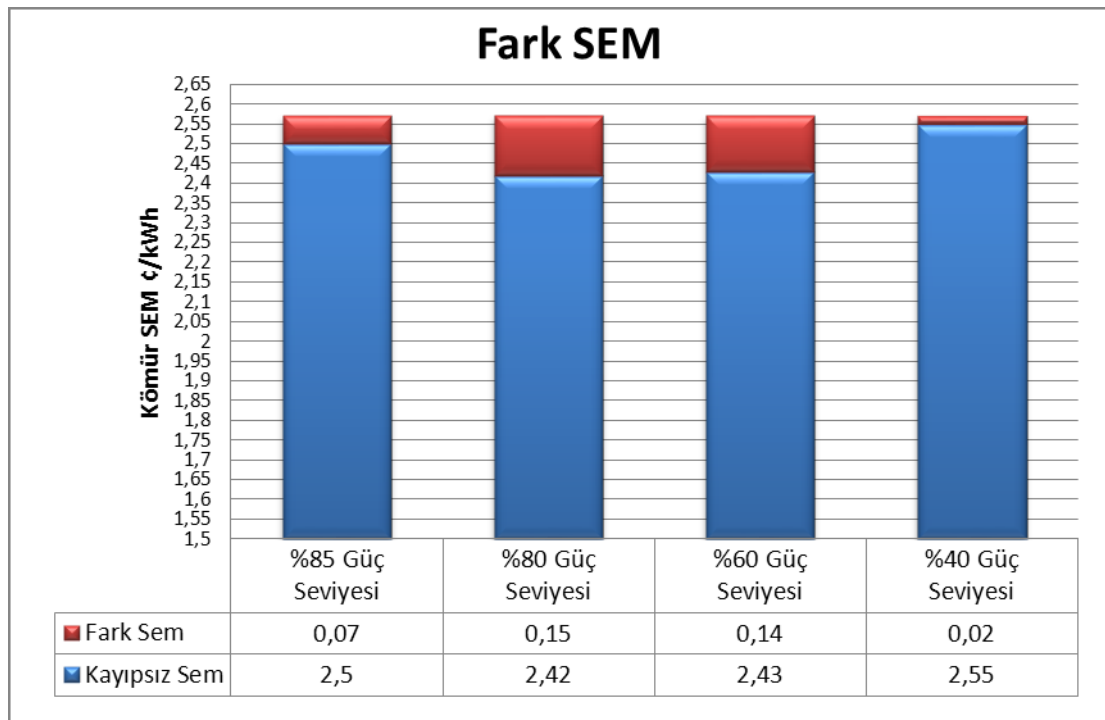
	Fark	Fark Maliyeti
%60 Güç Seviyesi	0,03 (¢/kWh)	23 697 558,18 \$
%40 Güç Seviyesi	0,09 (¢/kWh)	72 777 748,15 \$

Çizelge 4.18.'de kazanın gerçek verim değerleriyle hesaplanan fark maliyetler verilmiştir.

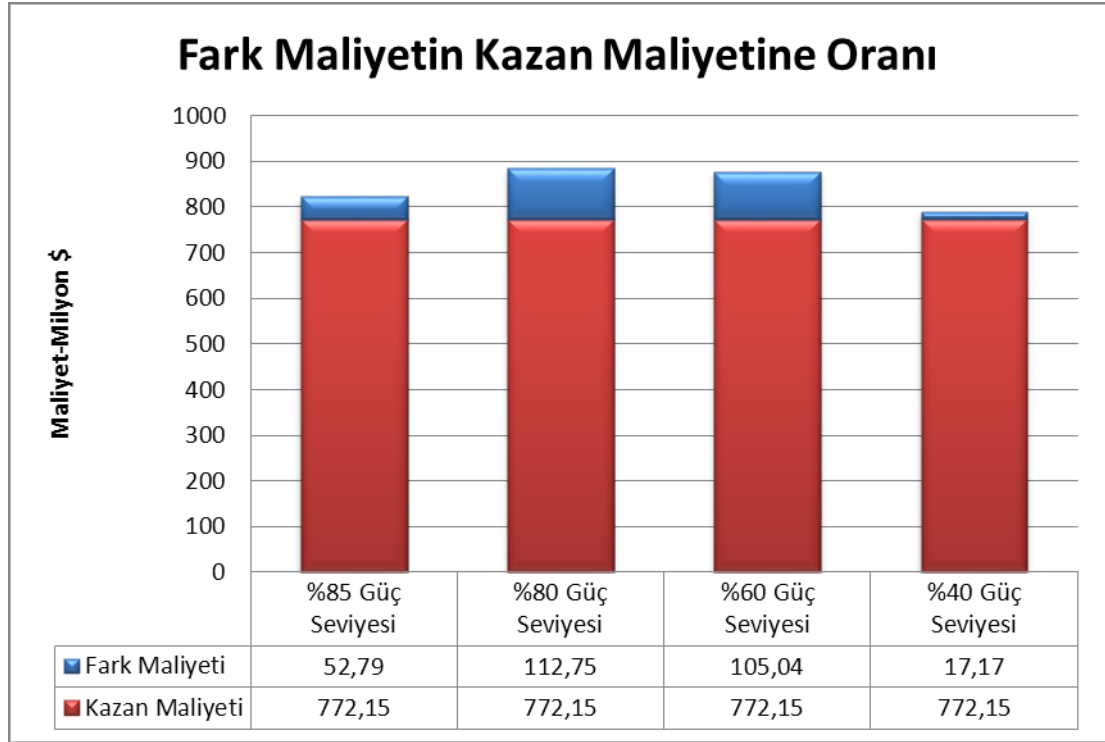
Çizelge 4.18. 2. yönteme göre kayıp oranı üzerinden gerçek verim değerlerine göre hesaplanan fark maliyetleri

	Fark	Fark Maliyeti
%85 Güç Seviyesi	0,07 (¢/kWh)	52 789 444,98 \$
%80 Güç Seviyesi	0,15 (¢/kWh)	112 754 354,51 \$
%60 Güç Seviyesi	0,14 (¢/kWh)	105 036 098,83 \$
%40 Güç Seviyesi	0,02 (¢/kWh)	17 166 726,45 \$

Şekil 4.10. ve Şekil 4.11.'de kömür için kayıpsız fark maliyeti ve fark SEM ile fark maliyetin kazan maliyetine oranı çeşitli güç seviyelerine karşılık gelen değerleri ile gösterilmiştir. Şekil 4.10.'dan da görüleceği üzere kömür için SEM 2,57 ¢/kWh'dir %80 güç seviyesinde 0,15 ¢/kWh fark olduğu hesaba katılırsa söz konusu kaybın kömür SEM'i içindeki oranı yaklaşık %6 mertebelerindedir. Şekil 4.11.'de gösterilen %80 güç seviyesindeki fark maliyetin kazan maliyetine oranı ise yaklaşık yaklaşık %15 mertebelerindedir.



Şekil 4.10. 2. yönteme göre kömür için fark SEM ve kayıpsız SEM



Şekil 4.11. 2. yönteme göre fark maliyetin kazan maliyetine oranı

4.4. 2005 Yılı Kömür Madenciliği ÜFE Artış Oranı ve 2005 yılı TÜFE Enflasyonuna Göre Kayıp Oranının SEM Üzerindeki Etkisi

SEM hesabında kullanılan bir diğer parametre de nominal fiyat artış oranıdır. Buna göre maliyet hesaplarında nominal fiyat artış oranı kullanılması durumunda aşağıdaki eşitlik kullanılır [16].

$$(1 + e_n) = (1 + e_r) (1 + e_i) \quad (4.1)$$

e_n = nominal fiyat artış oranı

e_r = gerçek fiyat artış oranı

e_i = Enflasyon

Bu eşitlikteki nominal fiyat artış oranı daha sonra fiyat artışına maruz maliyet unsuru hesaplamalarında aşağıdaki eşitliğe göre kullanılır [16].

$$C_{t,e} = C_t (1 + e_i)^{t-TB} \quad (4.2)$$

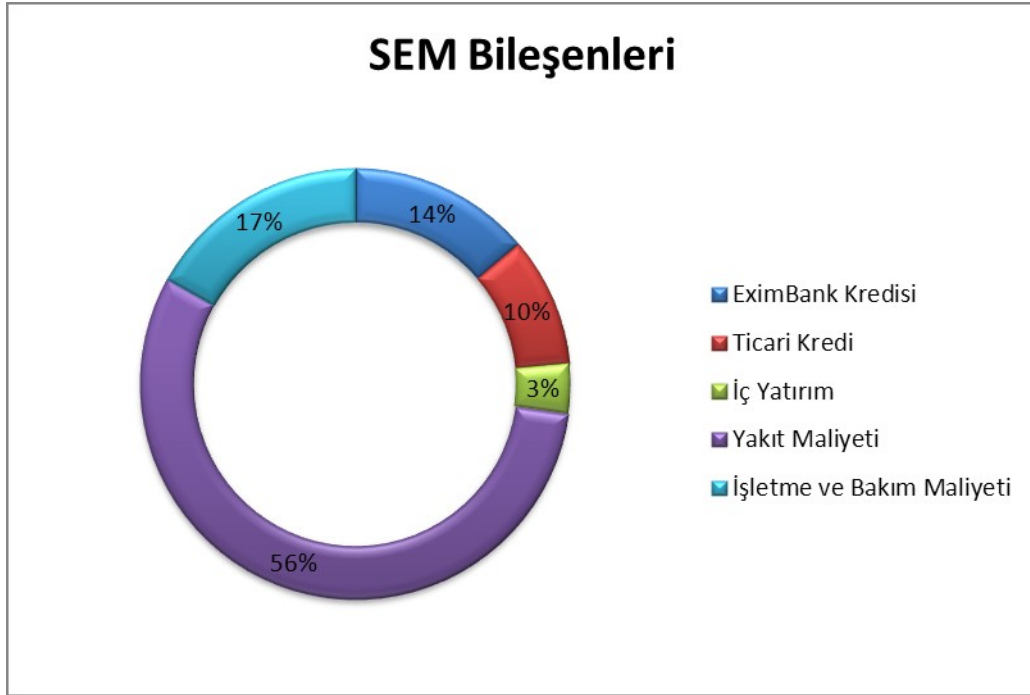
$C_t = t$ yılındaki fiyat artışı yapılmamış maliyet unsuru

$e_t = t$ yılındaki yıllık nominal fiyat artış oranı

Yukarıdaki eşitliklerin maliyet hesabında kullanılabilmesi için bütün bileşenlerin bilinmesine ihtiyaç duyulmaktadır. Ancak mevcut ülke istatistik altyapısından ilgili parametreler için enflasyondan arındırılmış istatistikî verilere ulaşmak zordur. Bu noktada 3. yöntem olarak, hem fiyat artış oranını hem de enflasyon oranını bünyesinde bulunduran ve ÜFE üzerinden hesaplanan artış oranları hesabına göre santralin yapımının başladığı ve SEM'in de esasen hesaplanması gereken 2005 yılı Aralık ayı verisi üzerinden hesaplama yapılmıştır.

Kömür maliyetlerinde ÜFE'nin kullanılmasının nedeni bölgede çıkartılan kömürün özel sektörden değil de, Afşin-Elbistan Linyit İşletmesi'nden tedarik edilmesidir. Bu işletme EÜAŞ bünyesinde bulunduğu için TÜFE değil ÜFE alınmıştır. Böylelikle hem madde fiyat artışı hem de enflasyon oranı göz önüne alınmış olacaktır. Buna göre yapılan hesaplamalarda 48. ayı takip eden yılın ÜFE oranları alınmıştır.

Bakım ve işletme maliyetlerinde ise 2005 yılı TÜFE enflasyon oranı esas alınarak hesaplamalar yapılmıştır. TÜFE oranının kullanılmasının nedeni ise bu kalemlerde yapılan harcamaların ekseriyetinin malzeme ve ekipman alımı kaynaklı olmasıdır. Buna göre 2005 yılı kömür madenciliğinde ÜFE'ye bağlı artış oranı %7,24 ve TÜFE üzerinden hesaplanan enflasyon oranı %7,72 olarak elde edilmiştir [20,21].3. yönteme göre bu değerler üzerinden yapılan hesaplamada SEM 6,77¢/kWh olarak hesaplanmıştır. Bu kabuller altında hesaplanan SEM kalemlerinin oranı Şekil 4.12'de gösterilmiştir. Şekil 4.12.'den de görüldüğü üzere kömür maliyetinin SEM üzerindeki etkisi %56 seviyelerine kadar yükselmiştir. İşletme ve bakım maliyetlerinin oranı ise %17 seviyesine inmiştir. Yıllık enflasyon rakamları kullanılarak yapılan hesaplamalarla elde edilen SEM'in diğer yöntemlerle hesaplanandan yüksek çıkmasında ilgili enflasyon değerleriyle birlikte yakıt birim fiyatlarının diğer yöntemlere kıyasla daha yüksek çıkması gösterilebilir.



Şekil 4.12. 3. yönteme göre SEM bileşenleri

Yeni fiyat eğilimine göre kayıp oranının SEM üzerindeki etkisinin hesaplanması sonucunda tasarım değerleri hesaplanan kazan verimindeki sapmanın maliyeti Çizelge 4.19.'da verilmiştir. 3. yönteme göre gerçek verim değerleriyle hesaplanan fark maliyetler Çizelge 4.20.'de verilmiştir. Görüldüğü üzere fark SEM %80 güç seviyesi için 0,21 ¢/kWh ve %60 güç seviyesi için 0,20 ¢/kWh seviyesine ulaşmıştır.

Çizelge 4.19. 3. yönteme göre kayıp oranı üzerinden tasarım değerlerine göre hesaplanan fark maliyetleri

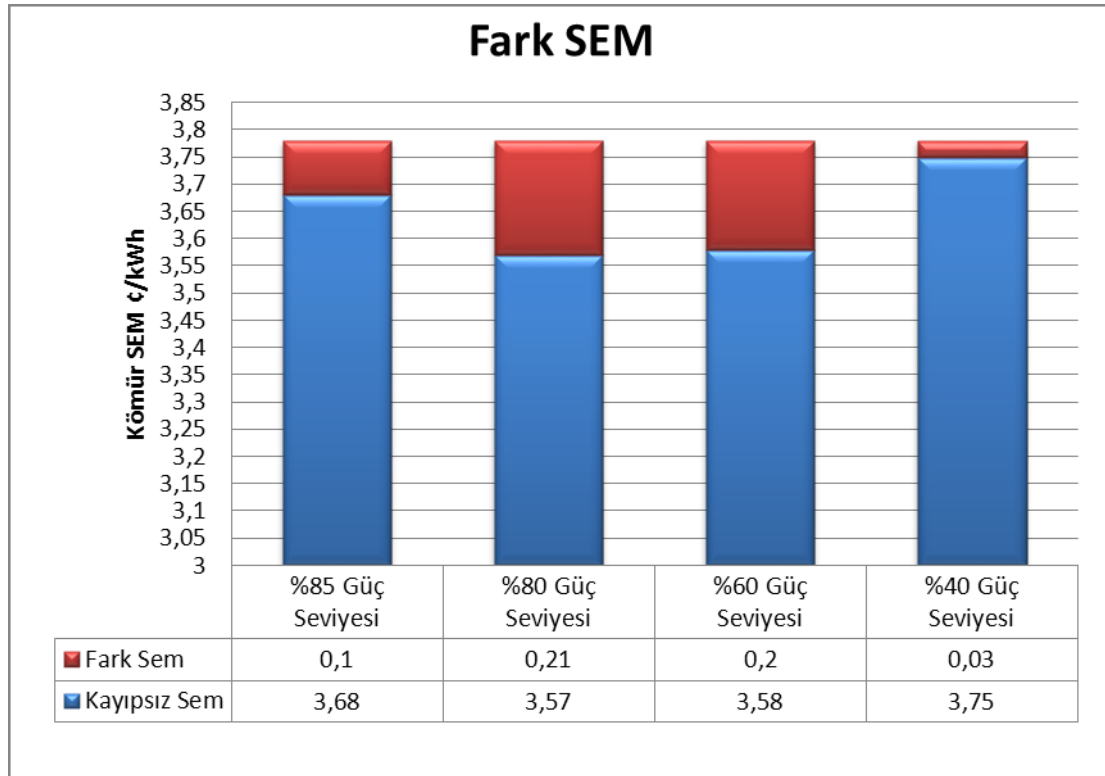
	Fark	Fark Maliyeti
%60 Güç Seviyesi	0,04 (¢/kWh)	34 503 410,40 \$
%40 Güç Seviyesi	0,14 (¢/kWh)	106 700 204,85 \$

TÜFE ve ÜFE değerleri üzerinden elde edilen parametrelere göre yapılan hesaplamaların diğer hesaplama yöntemlerinden farklı olmasında son 8 yıl içinde gerek dünyada gerekse ülkemiz ekonomisindeki dalgalanmalar etkili olmuştur.

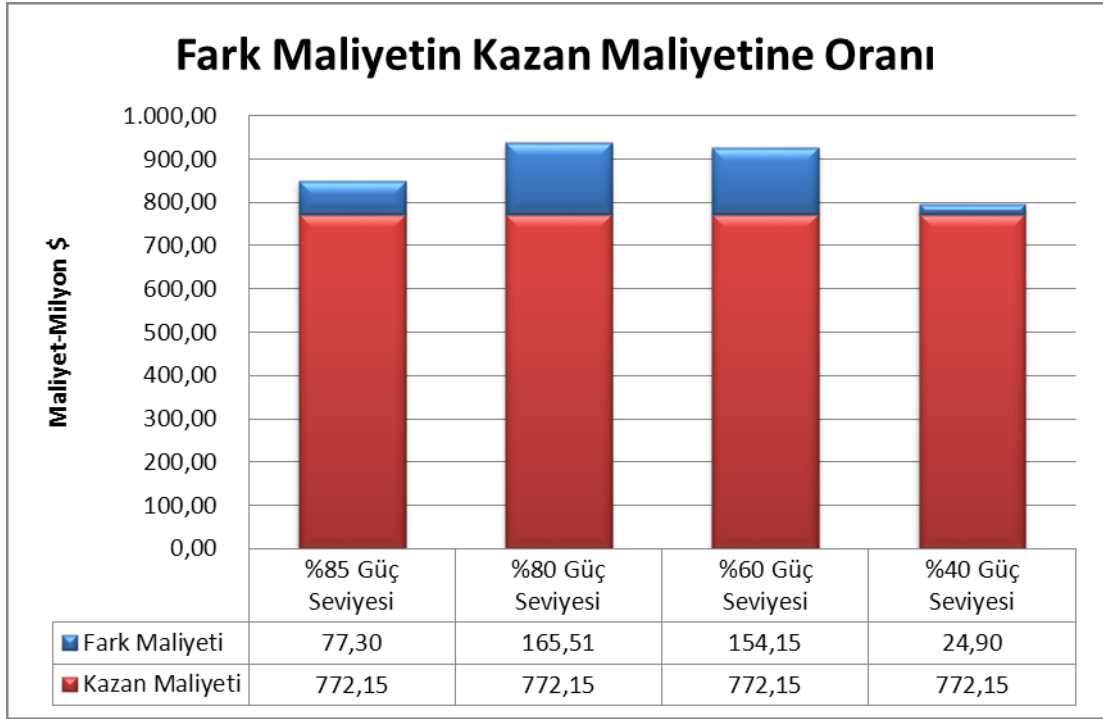
Çizelge 4.20. 3. yönteme göre kayıp oranı üzerinden gerçek verim değerlerine göre hesaplanan fark maliyetleri

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

Normal şartlar altında SEM hesabında enflasyonun hesaba katılması fiyat istikrarının olduğu ekonomilerde daha uygundur. Şekil 4.13. ve Şekil 4.14.'de kömür için SEM değerleri ile fark maliyetin kazan maliyetine oranı çeşitli güç seviyelerine karşılık gelen değerleri ile gösterilmiştir. %80 güç seviyesinde fark maliyet kazan maliyetinin yaklaşık %21'idir. %80 güç seviyesi için fark SEM, kayıpsız SEM'in yaklaşık %6'sıdır.



Şekil 4.13. 3. yönteme göre kömür için fark SEM ve kayıpsız SEM



Şekil 4.14. 3. yöntemle göre fark maliyetin kazan maliyetine oranı

5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu çalışmada, Afşin-Elbistan B Ünitesi üzerinde kazan verimindeki sapmadan kaynaklanan kayıpların maliyeti araştırılmıştır. Tesis tasarımında, kullanılacak olan kömürün debisi ve alt ısı değeri belirlenmiş olup, yapılan önceki çalışmalarda bu tasarım değerleri kullanılmıştır. Ancak tesiste kullanılan kömürün debisi ve alt ısı değeri tasarım değerleri ile uyumlu değildir. Kömürün alt ısı değeri ve debisi tesiste kurulu bulunan EPOS enerji yönetim sisteminden alınan verilerle karşılaştırılmış ve gerçek debi ve ısı enerji ile hesaplanan kazan veriminin tasarım debi ve ısı enerjisi ile hesaplanan kazan veriminden daha düşük olduğu görülmüştür. Ayrıca gerek gerçek kazan veriminin gerekse de tasarım kömür debi ve ısı enerjisi ile hesaplanan verimin kazan için teknik şartnamede üretici tarafından beyan edilen verim değeri olan %85,3'ten bazı güç seviyelerinde daha düşük olduğu görülmüştür. Bu güç seviyelerinde referans verimden olan sapmanın kazan üzerinde bütün şartların sabit sadece kömür sarfiyatının değişken olduğu kabulüyle yani verimsizliğin tamamen fazla kömür harcanarak ortaya çıktığı kabulüyle, kazanın söz konusu güç seviyelerindeki fazla kömür yakıt oranı yani kayıp oranı hesaplanmıştır. Gerçek değerlerle hesaplanan kazan veriminin referans verimden sapması %80 güç seviyesinde tesisin genel verimini %2,11 etkilediği görülmüştür.

Bütün elektrik enerjisi üretim tesislerinin proje aşamasında yapılan, projenin kabulü ve seçilmesinde önemli olan SEM hesabı yapılmıştır. SEM hesabı, 1. yöntem olarak 2005-2011 yılları arasındaki birim kömür fiyatına ve işletme bakım maliyetine uydurulan eğilim çizgisi denklemi ile elde edilen değerlerle, 2. yöntem olarak genel fiyat endekslerine daha uygun olduğu düşünülerek 2006 yılındaki birim kömür fiyatındaki ani düşüşü ihmal ederek elde edilen denklemin ekstrapolasyonu ve 3. yöntem olarak kömür fiyatları için ÜFE üzerinden hesaplanan kömür madenciliği sektöründe artış oranları ve TÜFE üzerinden hesaplanan enflasyon oranının işletme ve bakım maliyetlerine uygulanması ile yapılmıştır. Tesiste daha önce tasarım debi ve ısı enerji değerleri üzerinden yapılmış olan SEM üzerinden hesaplanan kazan verimi referans kazan verimi ile karşılaştırılmış ve bunun maliyet üzerindeki etkisi incelenmiştir. Daha sonra gerçek kazan veriminin referans değerden sapmasının

SEM'i hesaplanmıştır. Bu hesaplamalar yukarıda geçen 3 farklı hesaplama yöntemi ile tekrarlanmış ve fark maliyetleri kazan ekipman ve malzeme yatırım maliyeti ile karşılaştırılmıştır.

5.1. Sonuçlar

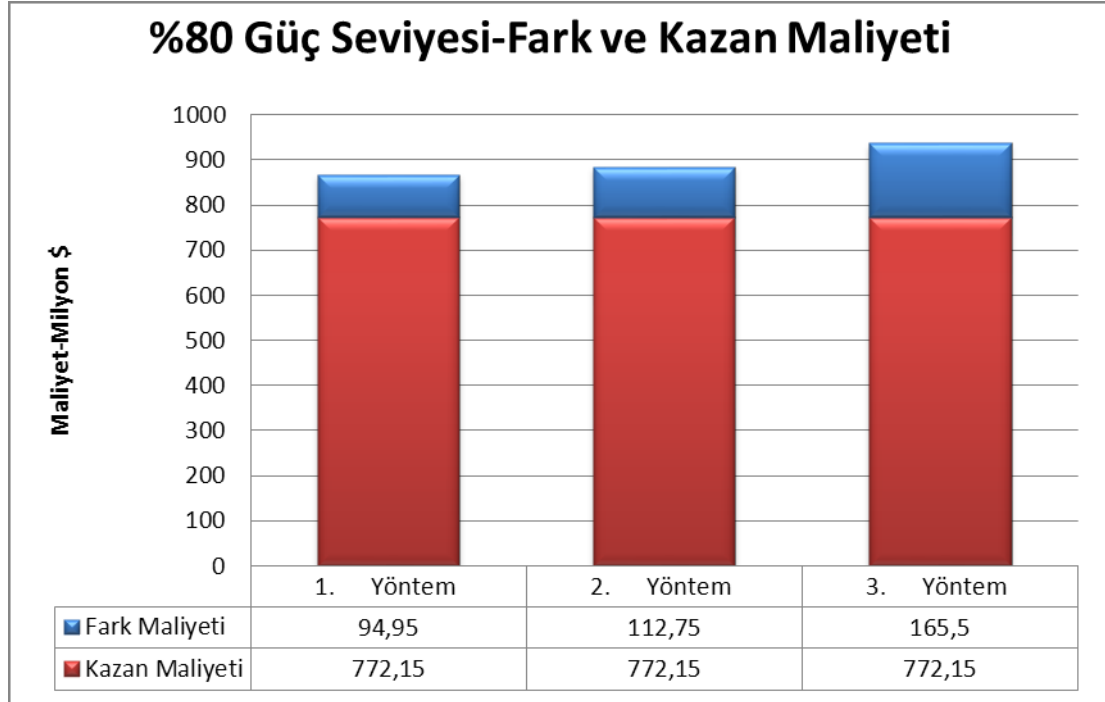
Tasarım değerleri ile hesaplanan SEM değeri 5,18 ¢/kWh'dir. Bu değer OECD tarafından 2005 yılında yayımlanan referans değerlerle karşılaştırılmış yaklaşık 5,20¢/kWh olan referans değere yakın olduğu görülmüştür. Diğer hesaplama yöntemlerine göre hesaplanan SEM'ler sırasıyla 5,49 ¢/kWh ve 6,77 ¢/kWh olarak bulunmuştur. 6,77 ¢/kWh değerinin bünyesinde işletme ve bakım maliyetlerinin TÜFE enflasyon oranına göre artışı dikkate alınmıştır. Kömürün SEM'i yukarıdaki farklı senaryolar için hesaplanmıştır.

Tasarım değerleri ile hesaplanan kazan verimi %60 ve %40 güç seviyelerinde referans kazan veriminden düşük çıkmış olup bu güç seviyeleri için kayıp oranları sırasıyla %1,1 ve %3,58 olarak bulunmuştur. Gerçek değerler ile hesaplanan kazan verimi ise %85, %80, %60 ve %40 güç seviyelerinde referans kazan veriminden düşük çıkmış olup bu güç seviyeleri için kayıp oranları sırasıyla %2,57, %5,6, %5,21 ve %0,77 olarak bulunmuştur. Kayıp oranına göre fark SEM ve fark maliyeti hesaplanmıştır. Fark maliyeti kazanın ekipman ve malzeme maliyeti ile kıyaslanmıştır.

En yüksek kayıp oranının ortaya çıktığı güç seviyesi olan %80 güç seviyesindeki fark maliyetler Çizelge 5.1.'de verilmiştir. %80 güç seviyesindeki fark maliyetleri ve kazanın ekipman malzeme maliyeti olan 772,15 milyon dolar değeri Şekil 5.1.'de gösterilmiştir. Görüldüğü üzere yöntem değişikliklerine bağlı olarak fark maliyeti giderek artmıştır. 20 yıl üzerinden hesap yapıldığı düşünülürse söz konusu kayıplar yıllık olarak 4,74 milyon dolar ile 8,28 milyon dolar arasında değişmektedir. %80 güç seviyesi için fark SEM ile yöntemler bazında kayıpsız SEM Çizelge 5.2.'de verilmiştir.

Çizelge 5.1. %80 güç seviyesindeki fark maliyetleri ve fark SEM

	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 \$

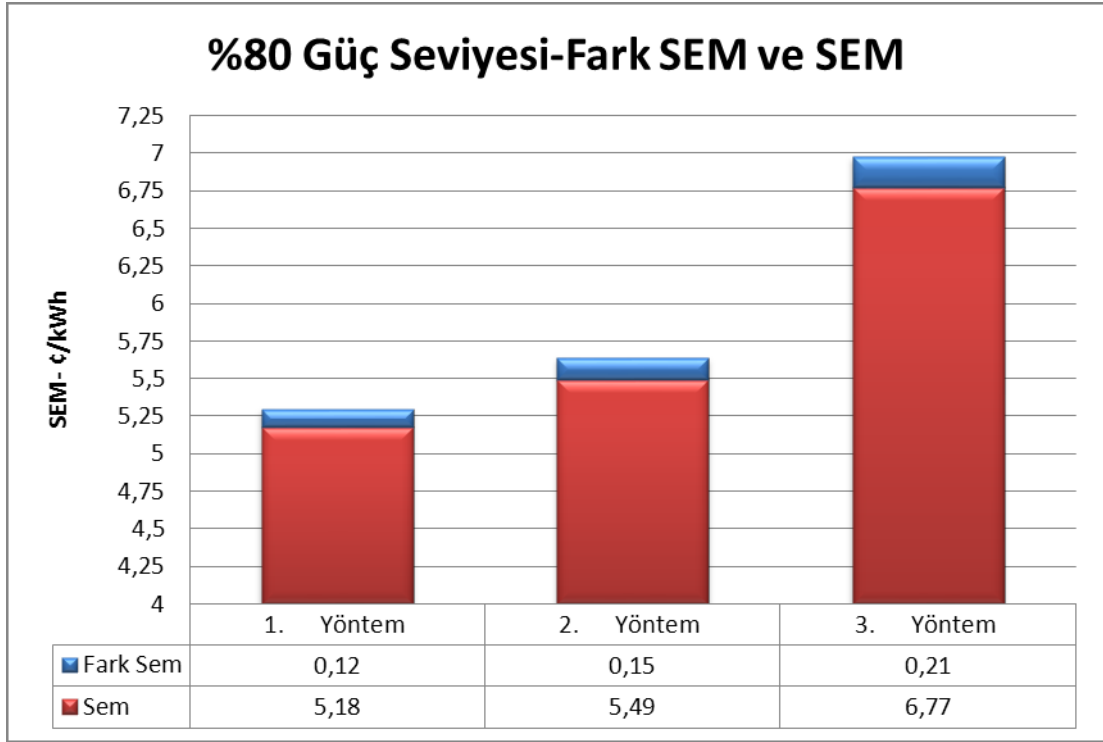


Şekil 5.1. %80 güç.seviyesi için fark maliyeti ve kazan maliyeti

Çizelge 5.2. %80 güç seviyesindeki kömür için fark SEM ve kayıpsız SEM

	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)

Kömür SEM'i yöntemler arasında farklılık göstermekle birlikte 1. ve 2. yöntemler için SEM üzerinde sadece kömürün eğilim çizgisindeki denklemden dolayı meydana gelen değişiklik etkili olurken, 3. yöntemde hem kömür fiyatı için hem de işletme bakım maliyetleri için sırasıyla ÜFE'ye ve TÜFE'ye bağlı parametreler etkili olmuştur. Şekil 5.2.'de %80 güç seviyesi için fark SEM ile SEM gösterilmiştir.



Şekil 5.2. %80 güç.seviyesi için SEM ve fark SEM

Bu çalışma kapsamında yapılan hesaplamalarda EPOS'tan 25 Mayıs 2012 tarihinde her 3 dakikada bir alınan veriler kullanılmıştır. 1 günlük verilerle yapılan hesaplamalarda %40 güç seviyesine ve %100 güç seviyesine karşılık gelen kömür debi ve ısıl değerlerine ulaşamamıştır. Tesis güç seviyesi öğle saatlerinde %60 güç seviyelerinden kısa bir sürede %95 güç seviyesine çıkmaktadır. Bu durum %60 ve %95 arasında kalan %85 ve %80 güç seviyeleri için EPOS'tan kararlı hal cevabı alınmasını da güçleştirmektedir.

Güç seviyelerine karşılık gelen kömür debi ve ısıl değerlerinin nasıl hesaplandığı 3. Bölümde anlatılmıştır. Bu durumun getirmiş olduğu belirsizliklerden kurtulmak için yılın farklı mevsimlerinde daha uzun süreli veri alımı ile yapılacak olan hesaplamalar tesis üzerine hem ekserji hem enerji analizlerinin daha doğru yapılmasına olanak vereceği gibi SEM'in hesaplanmasını da daha doğru yapılmasına olanak verecektir. EPOS üzerinde adreslemelerin daha iyi yapılması ile tesisteki bütün ekipmanların verimsizliğinin hesaplanması mümkün olacağı gibi bütün ekipmanların SEM'e olan etkileri incelenebilecektir.

Yukarıda bahsedilen sistem üzerindeki geliştirmeler ve değişiklikler yapılarak gerek enerji ve ekserji gerekse SEM hesapları tekrar edilmelidir. Tesis ekipmanlarının tamamı için fark maliyetleri hesaplanmalıdır. Bu hesaplamalar sonucunda elde edilen değerlere göre gerek fayda maliyet analizleri gerekse de bakım hususunda karar alma kriterleri tekrar incelenmelidir.

5.2. Öneriler

Enerji ihtiyacının her geçen gün arttığı ölkemizde ve dünyada hem yasalar hem de uluslar arası standartlar sürekli olarak enerji tüketimi ile ilgili olarak yeni kriterler getirmektedir. Bu kriterlerin genel olarak enerji sarfiyatının kontrolü ve ölçülmesine dayandığı ve yapılan hesaplarda ortaya çıkan fark maliyetleri göz önüne alınırsa enerji yönetim sistemlerinin önemi daha iyi anlaşılacaktır. Bu tez çalışması neticesinde yapılabilecek öneriler aşağıda sıralanmıştır.

- Santrale kurulacak olan enerji yönetim sistemi bütün santrali kapsayacak şekilde kurulmalıdır.
- Enerji yönetim sisteminin adreslemelerinin doğru biçimde ve bütün santral ekipmanlarını içine aşacak şekilde yapılmalıdır.
- Enerji yönetim sisteminin adreslemeleri sadece süreç kontrolü açısından değil aynı zamanda maliyet hesabı hususunda gerekli hesaplamalara da imkan verecek şekilde ayarlanmalıdır.
- Enerji yönetim sistemi bileşenlerinin kalibrasyonu uygun zaman aralıklarında tekrar edilmelidir.
- Mali konularda yapılacak araştırmalarda sistem üzerinden geniş zaman aralıklarında veri aktarımı yapılmalıdır. Alınan veriler santralin genel üretim performansını yansıtabilecek nitelikte olmalıdır.

Yukarıda belirtilen hususların yapılmasıyla aynı zamanda kestirimci bakım ve fayda maliyet analizi için de karar alma kriterlerinin oluşturulmasında önemli bir veri havuzu elde edilecektir.

KAYNAKLAR

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. 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)
3. Türkiye Elektrik İletim A.Ş. APK Daire Başkanlığı, “Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2011-2020)”, *TEİAŞ, Ankara*, 5, (2011)
4. Erdem, H.H., Akkaya, A.V., Çetin, B., Dagdas, A.,Sevilgen, S.H., Sahin, B., Teke, İ.,Gungor, C.,Atas, S.,“Comparative energetic and exergetic performance analyses For coal-fired thermal power plants in Turkey”, *International Journal of Thermal Sciences*, 48 (11), 2179-2186.(2009)
5. Oktay, Z., “Investigation of coal-fired power plants in Turkey and a case study: Can plant”, *Applied Thermal Engineering*, 29: 550-557 (2009)
6. 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)
7. Yazıcı, H., Selbaş, R., “Bir Buharlı Güç Santralinin Enerji ve Ekserji Analizi” ,*Journal of Technical Online*, 10 (1): 118 (2011)
8. Elektrik Üretim A.Ş., “4x360 MW Afşin Elbistan B Termik Santrali”, *EÜAŞ,Ankara*, 1-14, (2010)
9. Elektrik Üretim A.Ş., “Afşin-Elbistan B Termik Santrali (4x360 MW)”, *EÜAŞ,Ankara*, 5-9, (2008)
10. Xiong, J., Zhao, H., Zhang, C., Zheng, C., Luh, P.B., “Thermoeconomic operation optimization of a coal-fired power plant”, *Energy*, 42, 486-496 (2012)
11. Xiong, J., Zhao, H.,C., Zheng, “Thermoeconomic cost analysis of a 600 MWe oxy-combustionpulverized-coal-fired power plant”i, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 9: 469-483 (2012)

12. 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)
13. Aslan, H., “Kömüre Dayalı Termik Elektrik Santrallerinde Verim ve Kapasite Kullanım oranı düşüklüğünün nedenleri ve bunların yükseltmeleri için alınması gerekli tedbirler”, *TMMOB 1. Enerji Sempozyumu*, Ankara, 149, (1996)
14. Regulagadda, P., Dincer, I., Naterer, G.F., “Exergy analysis of a thermal power plant with measured boiler and turbine losses”, *Applied Thermal Engineering*, 30, 970-976 (2010)
15. 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)
16. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation For Economic Co-Operation and Development, “Projected Costs of Generating Electricity”, *IEA NEA OECD, Paris*, 153, (2010)
17. International Atomic Energy Agency, “Economic Evaluation of Bids for Nuclear Power Plants”, *IAEA, Vienna*, 32-34, 63-70, (2000)
18. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation For Economic Co-Operation and Development, “Projected Costs of Generating Electricity”, *IEA NEA OECD, Paris*, 153, (2005)
19. Eruysal, E., “ Emtia Piyasalarında Güncel Gelişmeler” *EADGM, Ankara*, 19, (2012)
20. İnternet : Türkiye İstatistik Kurumu “2005 Kömür Madenciliği Artış Oranları Hesabı” <http://tuikapp.tuik.gov.tr/ufedagitimapp/> (2012).
21. İnternet : Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası “Enflasyon Hesaplayıcısı” http://www3.tcmb.gov.tr/enflasyon/enflasyon_anayeni.php (2012).

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Soyadı, adı : SOYSAL, Muhammet Saim
Uyruğu : T.C.
Doğum tarihi ve yeri : 04.11.1986 Ankara
Medeni hali : Evli
Telefon : 0 (312) 410 82 00
Faks : 0 (312) 419 87 00
e-mail : muhammedsaim@gmail.com

Eğitim

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet tarihi
Lisans	İTÜ Makine Mühendisliği	2008
Lise	Yunus Emre Süper Lisesi	2004

İş Deneyimi

Yıl	Yer	Görev
2009-2011	İş Teftiş Kurulu Başkanlığı	Müfettiş Yrd.
2011-Halen	Türkak	Uzman

Yabancı Dil

İngilizce (İleri seviye) Arapça (Başlangıç seviyesi) Almanca (Başlangıç seviyesi)