

**MOBİL ENERJİ SANTRALLERİNDE PERFORMANS
ANALİZİ VE BİRİM MALİYET**

Mehmet Akif ERGENÇ
Yüksek Lisans Tezi

Fen Bilimleri Enstitüsü
Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı
MART- 2003

JÜRİ VE ENSTİTÜ ONAYI

Mehmet Akif ERGENÇ'in Mobil Enerji Santrallerinde Performans Analizi ve Birim Maliyet başlıklı Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalındaki, Yüksek Lisans tezi 24.01.2003 tarihinde, aşağıdaki jüri tarafından Anadolu Üniversitesi Lisansüstü Eğitim-Öğretim ve Sınav Yönetmeliğinin ilgili maddeleri uyarınca değerlendirilerek kabul edilmiştir.

	Adı-Soyadı	İmza
Üye (Tez Danışmanı)	: Yard. Doç. Dr. Gökhan ECE	
Üye	: Yard. Doç. Dr. Mehmet KURBAN	
Üye	: Yard. Doç. Dr. Celal YAŞAR	

Anadolu Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun
..29.01.2003. tarih ve ..4/1..... sayılı kararıyla onaylanmıştır.

Enstitü Müdürü
Prof. Dr. Orhan ÖZEF
Fen Bilimleri Enstitüsü
Müdürü

Anadolu Üniversitesi
Merkez Kütüphane

ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

MOBİL SANTRALLERDE PERFORMANS ANALİZİ

MEHMET AKİF ERGENÇ

Anadolu Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Elektrik-Elektronik Ana Bilim Dalı

Danışman: Yrd. Doç. Dr. Doğan Gökhan ECE
2003, 59 sayfa

Bu çalışmada, ülkemizde enerji açığının kapatılması amacı ile kurulmuş ve tartışma konusu olmuş mobil santrallerin nasıl ortaya çıktığı, özelleştirme modellerindeki yeri, kuruluş amaçlarının neler olduğu, bu tip enerji santrallerinin yapısı, işleyişi ve performans analizi gibi konular üzerinde durulmaktadır. Bu analizler sonucunda santral içi ünitelerin birim yakıt tüketimleri, yakıt tüketiminin birim enerji maliyeti üzerindeki etkileri ve bu tüketimin düşürülebilmesi için yapılması gereken çalışmalar anlatılmaktadır.

Özellikle mobil enerji santralinde verim ve birim enerji maliyet formüllerinin nasıl çıkarıldığı ve çıkarılan bu formüllerin faaliyette olan bir enerji santrali üzerindeki uygulamaları, yapılan uygulama sonucunda elde edilen verilerin nasıl tablolaştırıldığı, elde edilen bu verilerin diğer enerji üretim modellerinden alınan verilerle karşılaştırılması, üretilen enerji birim fiyatının ülke enerji birim fiyatı ile karşılaştırılarak elde edilen bu değerlerin ülke enerji birim fiyatı üzerindeki etkileri incelenmektedir.

Bu çalışma sonucunda, mobil elektrik enerjisi üretim santrallerinin ülke enerji sistemi içerisinde daha verimli ve de daha etkin çalıştırılabilme yöntemleri üzerinde durulmakta, önümüzdeki dönemlerde mobil santrallerden daha farklı şekillerde yararlanabilme yöntemleri anlatılmaktadır.

Anahtar Kelimeler: Verim, Birim Maliyet ve Performan Analizi

ABSTRACT

Master of Science Project

PERFORMANCE ANALYSIS Of MOBİL POWER PLANTS

MEHMET AKİF ERGENÇ

**Anadolu University
Graduate School of Natural And Applied Sciences
Electical and Electronics Engineering Program**

**Supervisor : Assistant Professor Doğan Gökhan ECE
2003, 59 pages**

In this Project give us some information about the mobil power plants which are set up because of production of energy. These power plants help for the completion of energy which is needed, and also there are some interesting explanation about these mobil power plants. I am going to explain how they are creaded. My studying tell us what is the main duty for the building of them. I am going to explain some information about the mobil power plants. The structure, function and performance analysis are some of them. At the result of analysis; I am going to explain the exhaustion of the unit fuel at the unity of power plants, what is the effect of the fuel exhaustion on the cost of the unit energy and also I am going to explain what is the way for decreasing these exhaustion and give some information to understant this subject easily.

At first; the out put at the mobil power plants what are the formules of the cost of the unit energy, and then the applications of these formules on the power plants which have been already working will be explained. As aresult of these practises, how we can table these datas and I comparison of these datas with another datas which have been taken by the models of the energy productive be explained. The comparison of the unit cost of the energy with the unit cost of the energy in our country and the influences of these values on the unit cost of the energy in our country are being researched

As a result of this studying; more information will be given about these mobil power plants to study more efficiently and more productive in the energy system of our country. Also at this Project how these power plants can be used more efficiently at the present will be explained.

Keywords: Output, Unit Cost and Performance Analysis

TEŞEKKÜR

Bu yüksek lisans tezimi hazırlamamda bana yardımcı olan sayın hocam Yrd. Do. Dr. Doğan Gökhan ECE'ye, Koni İnaaat A.Ő Mobil Enerji Santrali yetkililerine ve her zaman yanımda olan aileme teŐekkürü bir borç bilirim.

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖZET.....	i
ABSTRACT.....	ii
TEŞEKKÜR.....	iii
İÇİNDEKİLER.....	iv
SİMGELER DİZİNİ.....	vi
KISALTMALAR DİZİNİ.....	vii
1. GİRİŞ.....	1
2. TÜRKİYEDEKİ ELEKTRİK ENERJİSİNİN DURUMU	2
2.1. Türkiye’de ki Elektrik Enerjisinin Gelişimi.....	2
2.2. Türkiye’de ki Mevcut Elektrik Enerjisinin Durumu.....	5
2.2.1. Kurulu Güç.....	5
2.2.2. Üretim.....	5
2.3. Enerji Talepleri.....	10
2.4. Yeni Alternatif Kaynaklar.....	11
2.5. Özelleştirme.....	12
2.5.1. Yap-İşlet-Devret Modeli.....	13
2.5.2. Yap-İşlet Modeli.....	15
2.5.3. Otoprodüktör Uygulaması.....	16
2.5.4. Santrallerin İşletme Haklarının Devri.....	17
3. MOBİL SANTRALLERİN YAPISI VE İŞLEYİŞİ.....	20
4. MOBİL SANTRALLERDE VERİM VE ENERJİ MALİYETİNİN	
HESAPLANMASI.....	26
4.1. Mobil Santrallerde Verim.....	25
4.2. Maliyet Formüllerinin Çıkarılması.....	25

4.3. Birim Maliyet Tablolarının Oluşturulması.....	29
--	----

5. UYGULAMA-SİİRT MOBİL ENERJİ SANTRALİ İÇİN VERİM VE BİRİM ENERJİ MALİYETİNİN HESAPLANMASI	30
5.0. Santral Hakkında Genel Bilgi.....	30
5.1. Santralin Verimi.....	31
5.2. Santral Veriminin Artırılabilmesi İçin Yapılması Gereken Çalışmalar.....	32
5.3. Santralin Kuruluş Maliyetinin Hesaplanması.....	34
5.4. Ünitelerin Brüt Üretim Hesabı.....	35
5.5. Santral Birim Yakıt Tüketiminin Hesaplanması.....	40
5.6. Santral Yağ Tüketimi.....	41
5.7. Siirt Santrali İçin Birim Maliyet Tablolarının Oluşturulması.....	44
5.8. Enerji Birim Maliyetlerinin Düşürülmesinin Yolları.....	45
5.9. Elde Edilen Verilerin Değerlendirilerek Karşılaştırılması.....	52
5.9.1. Elektrik Enerjisinde Verimlilik.....	52
5.9.2. Elektrik Enerjisinde Yatırım.....	53
5.9.3. Elektrik Enerjisi Seçiminde Teknoloji Seçimi	53
5.9.4. Marjinal Maliyetlerin Karşılaştırılması.....	54
5.9.5. Ülkemizde Elektrik Enerjisi Fiyatı.....	54
5.9.6. Üretimdeki Mobil Santrallerde Kurulu Güç ve Birim Enerji Fiyatları.....	55
6. SONUÇ.....	57
7. KAYNAKLAR.....	59
8. ÖZGEÇMİŞ.....	60

SİMGELER DİZİNİ

Q	:Toplam açığa çıkan enerji (kj)
h	:Bir kg yakıt için açığa çıkan enerji (kj/kg)
m	:Giren yakıt miktarı (kg)
P	:Açığa çıkan enerji (kWh)
η	:Verim
f	:Birim enerji maliyeti (cent/kWh)
A	:Üretilen brüt enerji (kWh)
M	:Yapılan Toplam masraf (\$)
M_T	: Tesis masrafları (\$)
M_S	:Sermaye masrafı (\$)
M_f	:Faiz masrafları (\$)
M_A	:Amortisman masrafları (\$)
M_i	:İdari masraflar (\$)
M_t	:Tamir ve bakım masrafları (\$)
b	:Birim enerji masrafı (cent/kWh)
b_y	.Birim yakıt masrafı (cent/kWh)
b_s	:Birim su masrafı (cent/kWh)
$b_{kül}$:Birim kül masrafı (cent/kWh)
b_{yy}	:Birim yağlama yağı masrafı (cent/kWh)
Q_y	:Birim yakıt tüketimi (kg/kWh)
f_y	:Birim yakıt fiyatı (\$/kWh)
Q_{yy}	:Birim yağ tüketimi (g/kWh)
f_{yy}	:Birim yağ fiyatı (\$/kWh)

KISALTMALAR DİZİNİ

E.İ.E.İ	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
M.T.A	: Maden Tetkik Arama
D.S.İ	: Devlet Su İşleri
T.E.K	: Türkiye Elektrik Kurumu
T.E.A.Ş	: Türkiye Elektrik Anonim Şirketi
T.E.D.A.Ş	: Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
Ç.E.A.Ş	: Çukurova Elektrik A.Ş
TÜPRAŞ	: Türkiye Petrol Rafinerileri A.Ş
D.P.T	: Devlet Planlama Teşkilatı
YİD	: Yap İşlet Devret
Yİ	: Yap İşlet

1. GİRİŞ

Mobil santraller 1998 yılı başlarında ülke enerjisine katkıda bulunmak amacıyla kurulmuş ve bu dönem içerisinde meydana gelen enerji ihtiyacı bu şekilde karşılanmaya çalışılmıştır. Öncelikle enerji ihtiyacının yoğun olduğu bölgelerde kurulan mobil santraller, yüksek enerji maliyetiyle de büyük tartışma konusu olmuştur. Ancak ülkede meydana gelen ekonomik kriz ile birlikte, ülke enerji planı altüst olmuş ve ihtiyaç, yerini enerji fazlasına bırakmıştır.

Mobil santrallerin kuruluş amaçlarından biri de enterkonnekte sistemde, puant saatlerinde meydana gelebilecek boşlukların, mobil santrallerin hızlı bir şekilde devreye girip-çıkma özellikleri kullanılarak kapatılmasıdır. Bu hedefler doğrultusunda kurulan mobil santraller üzerinde yapılan çalışmada; ülke enerjisi, mobil santrallerin yapısı ve birim enerji maliyetleri üzerinde durulmaktadır.

2. bölümde Türkiye elektrik enerjisinin gelişimi ve durumu, enerji talepleri, enerji sektöründe alternatif kaynaklar, özelleştirme ve özelleştirme modelleri üzerinde durulmaktadır.

3. bölümde mobil santrallerin yapısı ve işleyişi, kullanılan teknolojilerin seçimi ve sistemin çalışma prensibi gibi konuları incelenmektedir.

4. bölümde mobil santrallerde verim ve enerji maliyetinin hesaplanmasında kullanılan formüllerin çıkarılması ve çıkarılan formüllerin değerlendirilmesi üzerinde durulmaktadır.

5. bölümde ise 4. bölümde çıkarılan formüllerin günlük hayattaki uygulamaları üzerinde durulmuş ve Siirt Enerji Mobil Santralinden alınan bilgiler doğrultusunda bir değerlendirme çalışması yapılmıştır. Bu değerlendirmeler, enerji sektöründeki diğer uygulamalarla karşılaştırılarak bir sonuca gidilmeye çalışılmıştır.

6. bölüm olan sonuç bölümünde ise elde edilen bilgiler ışığında, mobil santrallerin ülke enerjisindeki rolü ve katkıları değerlendirilmiştir.

2. TÜRKİYE'DEKİ ELEKTRİK ENERJİSİNİN DURUMU

2.1. Türkiye Elektrik Enerjisinin Gelişimi:

Elektrik enerjisinin ilk olarak günlük hayatta kullanılmaya başlanması 1878 yılında olmuştur. İlk elektrik santrali ise 1882 de Londra da hizmete girmiştir. Türkiye ise elektrik enerjisi ile ilk defa 1902 yılında tanışmıştır. Bu yıllarda Tarsus'ta su değirmeni milinden transmisyon ile çevrilen 2 kW 'lık bir dinamo ile elektrik üretimine başlanmış, bunun benimsenmesi üzerine gücü 60 kW'a çıkartılarak abonelere dağıtılmıştır. Böylece Tarsus ilçesi elektrik enerjisi ile tanışan ilk yerleşim birimi olmuştur. 1914 yılında Silahtarağa Santrali'nin devreye alınması ile İstanbul bölgesinde elektrik üretimine başlanmış ve bunu diğer santraller izlemiştir. 1923 yılında kurulu güç 33 MW, üretim ise 45 milyon kWh olarak gerçekleşmiştir. [1]

1935 yılına gelindiğinde Etibank, Maden Tetkik ve Arama (MTA), Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ), 1945 yılında İller Bankası ve 1953 yılında Devlet Su İşleri (DSİ) devreye girmiştir. 1935 yılında kurulu güç 126,2 MW, üretim 213 milyon kWh, elektrikleşmiş il merkezi sayısı da 43 tür. 1948 yılında Çatağzı Termik Santrali devreye girmiş ve 1952 yılında 154 kV'luk bir iletim hattı ile İstanbul'a elektrik takviyesi yapılmıştır. Bu bağlantı bu günki enterkonnekte sistemin ilk adımıdır. 1950 yılının başında kurulu güç 407,8 MW'a, üretim 790 milyon kWh'a ulaşmıştır. 1963 yılında 6217 milyon kWh'a ulaşmıştır. Kişi başına düşen elektrik enerjisi tüketimi ise 1963 yılında 115 kWh'ten 1967 yılında 161 kWh'e ulaşmıştır. 1963-1967 yılları arasında elektrik üretim artış hızı yıllık ortalama %11,8 olmuştur. [1]

1970'li yıllarda hidrolik tesislere önem verilmiş ve kapasite 2,7 kat artmıştır. Keban santralinin işletmeye girmesi ve Bulgaristan'dan alınan elektrik enerjisi ile birlikte 1977 yılı toplam brüt elektrik enerjisi arzı 21056 milyon kWh olmuştur. Böylece 1967 yılında kişi başına 161 kWh olan elektrik enerjisi tüketimi 1977 yılında 430 kWh değerine ulaşmıştır. 1977 yılı sonu itibari ile tüm köylerin %32'si olan 11.159 köy elektriğe kavuşmuştur. [1]

1970'li yıllarda dünyada yaşanan enerji krizleri Türkiye'yi de etkilemiş, arz ve talep dengesi bozulmuş ve zorunlu enerji kısıtlamalarına baş vurulmuştur. Türkiye

kurulu gücü 1980 yılında 5118,7 MW, Üretimi de 23275 milyon kWh değerine ulaşmıştır. [1,2]

1970 yılında faaliyetlerine başlayan Türkiye Elektrik Kurumu'nun hizmetlerinden tüm yurt çapında olumlu sonuçlar alınmasından sonra, 1982 yılında Belediyelerin elektrik dağıtımına son verilerek, tesisleri TEK'e devredilmiştir. Ayrıca İller Bankasının elektrik faaliyetleri de TEK'e devredilerek elektrik hizmetleri tek elden yürütülmeye başlanmıştır. 1982 yılında kurulu güç 6638,6 MW, üretim 26552 milyon kWh olarak gerçekleşmiştir. 1982 yılına gelindiğinde elektrik götürülen köy oranı %61'e ulaşmıştır. [1]

1983 yılının kurak bir yıl olması dolayısıyla hidrolik enerji üretiminde düşüş görülmüş ve istenilen üretim seviyesine ulaşılamamıştır. 1980'li yıllarda yeni termik ve hidrolik santrallerin devreye girmesi ile önemli bir kapasite artışı sağlanmıştır. 1984-1987 yılları arasında üretim artışları ortalama yıllık %10'un üzerinde gerçekleşirken, 1986 yılında yıllık üretim artışı %16 olmuştur. 1985 yılında 9121,6 MW olan kurulu güç, 1990 yılında 16317,6 MW'a yükselmiştir. [3]

Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücünün 1913-2001 yılları arasındaki gelişimi Tablo-2.1'de verilmektedir. Elektrik enerjisinde dış alım 1975 yılında 96,2 milyon kWh ile başlamış bu rakam 1985 yılına kadar giderek artmış ve bu tarihte 2142 milyon kWh'e ulaşmıştır. Bu tarihten sonra elektrik enerjisi dış alımı miktarında azalma kaydedilmiş 1990 yılında da dış satıma başlanmıştır. 1997 ve 1998 yılında dış alımda tekrar bir yükselme kaydedilmiş ve 1997 yılında 2492 milyon kWh, 1998 yılında ise 3298 milyon kWh elektrik enerjisi ithal edilmiştir. 2001 yılında ise bu rakam daha da artarak 4579,4 milyon kWh'e ulaşmıştır. [1]

Tablo2. 1

TÜRKİYE KURULU GÜCÜNÜN YILLAR İTİBARIYLA GELİŞİMİ

(1913 - 2001)

Birim(Unit) : MW

YIL	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM	ARTIŞ	YIL	TERMİK	HİDROLİK	JEOTER.	TOPLAM	ARTIŞ
				%				+RÜZ.		%
1913	17,2	0,1	17,3	-	1962	901,2	469,6		1370,8	3,5
1923	32,7	0,1	32,8	89,6	1963	902,6	478,5		1381,1	0,8
1924	32,8	0,1	32,9	0,3	1964	921,1	497,2		1418,3	2,7
1925	33,3	0,1	33,4	1,5	1965	985,4	505,1		1490,5	5,1
1926	48,4	0,2	48,6	45,5	1966	1028,0	616,3		1644,3	10,3
1927	51,5	0,4	51,9	6,8	1967	1257,4	701,7		1959,1	19,1
1928	64,4	1,5	65,9	27,0	1968	1243,4	723,2		1966,6	0,4
1929	68,9	3,2	72,1	9,4	1969	1243,4	723,8		1967,2	0,03
1930	74,8	3,2	78,0	8,2	1970	1509,5	725,4		2234,9	13,6
1931	98,7	3,2	101,9	30,6	1971	1706,3	871,6		2577,9	15,3
1932	99,8	3,5	103,3	1,4	1972	1818,7	892,6		2711,3	5,2
1933	104,3	3,5	107,8	4,4	1973	2207,1	985,4		3192,5	17,7
1934	112,9	4,5	117,4	8,9	1974	2282,9	1449,2		3732,1	16,9
1935	121,2	5,0	126,2	7,5	1975	2407,0	1779,6		4186,6	12,2
1936	133,3	5,2	138,5	9,7	1976	2491,6	1872,6		4364,2	4,2
1937	161,7	5,4	167,1	20,6	1977	2854,6	1872,6		4727,2	8,3
1938	173,1	5,4	178,5	6,8	1978	2987,9	1880,8		4868,7	3,0
1939	210,1	5,5	215,6	20,8	1979	2987,9	2130,8		5118,7	5,1
1940	209,2	7,8	217,0	0,6	1980	2987,9	2130,8		5118,7	0,0
1941	213,8	8,2	222,0	2,3	1981	3181,3	2356,3		5537,6	8,2
1942	218,5	8,2	226,7	2,1	1982	3556,3	3082,3		6638,6	19,9
1943	228,2	8,2	236,4	4,3	1983	3695,8	3239,3		6935,1	4,5
1944	233,7	8,2	241,9	2,3	1984	4569,3	3874,8	17,5	8461,6	22,0
1945	237,7	8,2	245,9	1,7	1985	5229,3	3874,8	17,5	9121,6	7,8
1946	238,5	9,0	247,5	0,7	1986	6220,2	3877,5	17,5	10115,2	10,9
1947	242,3	9,1	251,4	1,6	1987	7474,3	5003,3	17,5	12495,1	23,5
1948	296,2	9,3	305,5	21,5	1988	8284,8	6218,3	17,5	14520,6	16,2
1949	371,8	10,0	381,8	25,0	1989	9193,4	6597,3	17,5	15808,2	8,9
1950	389,9	17,9	407,8	6,8	1990	9535,8	6764,3	17,5	16317,6	3,2
1951	399,2	24,0	423,2	3,8	1991	10077,8	7113,8	17,5	17209,1	5,5
1952	412,0	25,8	437,8	3,4	1992	10319,9	8378,7	17,5	18716,1	8,8
1953	470,1	29,4	499,5	14,1	1993	10638,4	9681,7	17,5	20337,6	8,7
1954	480,2	36,7	516,9	3,5	1994	10977,7	9864,6	17,5	20859,8	2,6
1955	573,5	38,1	611,6	18,3	1995	11074,0	9862,8	17,5	20954,3	0,5
1956	731,9	154,2	886,1	44,9	1996	11297,1	9934,8	17,5	21249,4	1,4
1957	777,6	161,8	939,4	6,0	1997	11771,8	10102,6	17,5	21891,9	3,0
1958	809,1	220,9	1030,0	9,6	1998	13021,3	10306,5	26,2	23354,0	6,7
1959	843,4	317,6	1161,0	12,7	1999	15555,9	10537,2	26,2	26119,3	11,8
1960	860,5	411,9	1272,4	9,6	2000	16052,5	11175,2	36,4	27264,1	4,4
1961	878,6	445,3	1323,9	4,0	2001	16623,1	11672,9	36,4	28332,4	3,9

2.2. Türkiye’de Elektrik Enerjisinin Durumu:

2.2.1. Kurulu Güç:

1970 yılında 2235 MW olan Türkiye kurulu gücü 2001 yılı sonu itibari ile 28332,4 MW'a yükselmiştir. 1970 yılında kurulu gücün %68'i termik, %32'si hidrolik kaynaklardan oluşuyorken, 2001 yılında termik kaynakların payı %59'a düşmüş, hidrolik kaynakların payı ise %41'e yükselmiştir.

Kurulu gücün ağırlıklı kısmını oluşturan termik santraller içinde 1980 yılının başlarına kadar Fuel-oil yakıtlı olanlar önemli bir yere sahip iken daha sonra linyit yakıtlı olanlar öne geçmiş ve 1980'li yılların ikinci yarısından itibaren doğal gaz yakıtlı santraller önem kazanmaya başlamış. Doğal gaz yakıtlı santraller 1990 yılından itibaren toplam kurulu güç içinde linyitten sonra en fazla ağırlığı olan santraller durumuna gelmiştir. 2001 yılı itibariyle toplam Türkiye kurulu gücünün %24,8'ini kömür, %7,1'ini sıvı yakıtlar ve %22,4'ünü doğal gaz yakıtlı santraller oluşturmuştur. Bu anlamda Türkiye kurulu gücünü birincil enerji kaynaklarına göre ve tüketici kuruluşlara dağılımı Tablo-2.2'de ve Türkiye kurulu gücünün yakıt cinsine göre dağılımı Tablo2.3'te gösterilmiştir. [2]

2.2.2. Üretim:

1970 yılında 8623 Milyon kWh olan üretimimiz 2001 yılında 122725 Milyon kWh olarak gerçekleşmiştir.

2001 yılı Türkiye elektrik enerjisi üretiminin %80'lik orana karşılık gelen, 8563 Milyon kWh'lık bölümü termik ve %20'lik bir orana karşılık gelen 24010 Milyon kWh'lık bölümü ise hidrolik kaynaklardan elde edilmiştir. Termik santrallerdeki toplam elektrik enerjisi üretiminin %31,4'ü kömür, %8,4'ü sıvı yakıtlar ve %40,4'ü doğal gaz kaynaklarından sağlanmıştır. [2]

Tablo 2.2

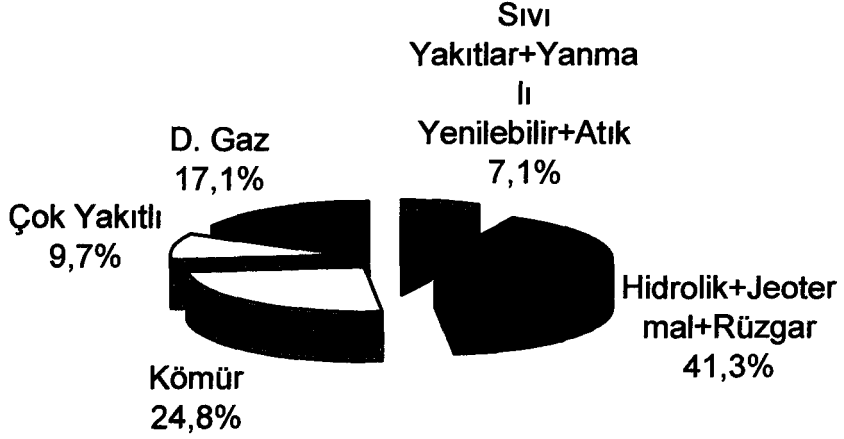
**TÜRKİYE KURULU GÜCÜNÜN
BİRİNCİL ENERJİ KAYNAKLARINA GÖRE VE ÜRETİCİ KURULUŞLARA DAĞILIMI
2001**

Birim:MW

	Taş		İthal	Sıvı	Doğal	Yenilenebilir	Çok	Termik	Hidrolik	Jeotermal	Toplam	%
	Kömürü	Linyit	Kömür	Yakıt	Gaz	Atık	Yakıtlı	Toplam	Toplam	Rüzgar		
EÜAŞ	300,0	3686,0		884,2	2782,9			7653,1	10108,7	17,5	17779,3	62,8
EÜAŞ'ın Bağlı Ortaklığı		2084,0			1200,0			3284,0			3284,0	11,6
Ayrıcalıklı Şirketler									610,3		610,3	2,2
Üretim Şirketleri					258,4		1191,2	1449,6	870,8	17,4	2337,8	8,3
Otoprodüktörler ve Otop.Grupları	35,0	120,7	145,0	818,4	609,4	23,6	1567,3	3319,4	53,0	1,5	3373,9	11,9
Mobil Santraller				297,0				297,0			297,0	1,0
İşletme Hakkı Devir		620						620,0	30,1		650,1	2,3
Türkiye	335,0	6510,7	145,0	1999,6	4850,7	23,6	2758,5	16623,1	11672,9	36,4	28332,4	100,0
%	1,2	23,0	0,5	7,1	17,1	0,08	9,7	58,7	41,2	0,1	100,0	

Tablo 2.3

Türkiye Kurulu Gücünün Yakıt Cinsine Göre Dağılımı



2001 yılında, Türkiye toplam elektrik enerjisi üretiminin %70.4'üne karşılık gelen 86362 Milyon kWh'lık bölümünü EÜAŞ ve Bağlı Ortaklıkları santralleri gerçekleştirmiştir. ÇEAŞ ve KEPEZ gibi bölgelerinde üretim, iletim ve dağıtımdan sorumlu özel şirketlerin üretim tesislerinden elde edilen üretimin toplam üretimdeki payı % 1.1, yalnızca üretimden sorumlu üretim şirketlerinin payı %10.8, mobil santrallerin payı %0.9 olup, %14.6'lık kısım Otoprodüktörler ve Otoprodüktör Grupları, %2.2'lik kısım ise işletme hakkı devredilen santraller tarafından sağlanmıştır. Bu anlamda 2001 yılı Türkiye elektrik enerjisi üretiminin birincil enerji kaynaklarına ve üretici kuruluşlara göre dağılımı Tablo-2.4'te ve 2001 yılı Türkiye üretiminin yakıt cinsine göre dağılımı Tablo-2.5'te, 2001 yılı Türkiye Üretim Kuruluşlara Göre Dağılımı Tablo -2. 6'da gösterilmiştir. [2]

Tablo 2.4

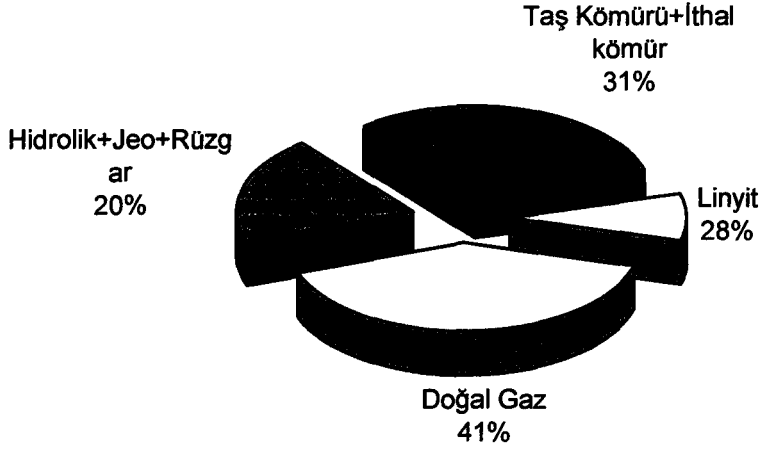
**TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİNİN
BİRİNCİL ENERJİ KAYNAKLARINA GÖRE VE ÜRETİCİ KURULUŞLARA DAĞILIMI
2001**

Birim:GWh

	Taş Kömürü	Linyit	İthal Kömür	Yakıt Sıvı	Doğal Gaz	Yenilblr. Atık	Termik Toplam	Hidrolik Toplam	Jeotermal+ Rüzgar	Toplam	%
EÜAŞ	1888,9	20164,5		5314,3	19602,4		46970,1	20408,8	89,6	67468,5	55,0
EÜAŞ'ın Bağlı Ortaklığı		11247,0			7646,9		18893,9			18893,9	15,4
Ayrıcalıklı Şirketler								1345,6		1345,6	1,1
Yap İşlet Devret Santralleri					11149,5		11149,5	2071,2	57,2	13277,9	10,8
Otoprodüktörler ve Otop.Grupları	816,8	326,3	1340,3	3934,8	11149,2	229,9	17797,3	111,5	5,2	17914,0	14,6
Yap İşlet Santralleri					1,2		1,2			1,2	0,0
Mobil Santraller				1117,1			1117,1			1117,1	0,9
İşletme Hakkı Devir		2633,7					2633,7	72,8		2706,5	2,2
Türkiye	2705,7	34371,5	1340,3	10366,2	49549,2	229,9	98562,8	24009,9	152,0	122724,7	100,0
%	2,2	28,0	1,1	8,4	40,4	0,2	80,3	19,6	0,1	100,0	

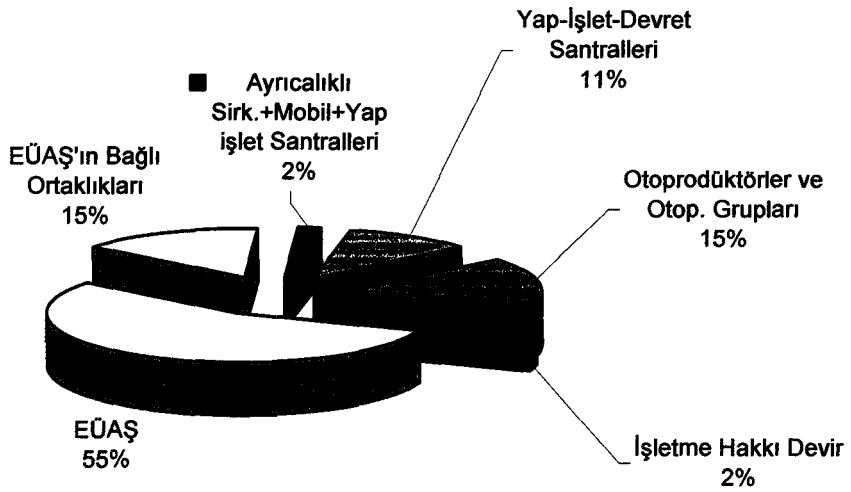
Tablo 5.2

Türkiye Üretimini Yakıt Cinsine Göre Dağılımı.



Tablo 2.6

Türkiye Üretimini Kuruluşlara Göre Dağılımı



2.3. Enerji Talepleri:

Yılda ortalama 6-8,5 üretim büyümesi gösteren bir sanayinin ve %2 civarında artan bir nüfusun, enerji talebinin karşılanması için gerekli sektör yatırımlarının ve kaynak ithalatının gerçekleşmesi için gereken finansmanın ekonomi üzerinde çok büyük bir darboğaz yaratması beklenebilir. [3]

Artan gelir ve gelişen teknolojiye paralel ve büyüyen çevre sorunlarına karşı bir önlem olarak enerji tüketimi içinde daha kaliteli, temiz ve verimli kullanılabilen kaynaklara doğru arayış artmıştır. Bunun sonucunda birincil ve nihai enerji tüketim değerleri içerisinde doğal gaz, taş kömürü ve sıvı yakıtlar elektrik enerjisi üretiminde değer kazanmıştır. 1970 yılında 244 kWh olan kişi başına brüt elektrik enerjisi talebi 2001 yılında 1870 kWh seviyelerine ulaşmıştır. Yıllar itibariyle Türkiye elektrik enerjisi brüt üretimi-ithalat-ihracat-brüt tüketimi Tablo-2.7 de gösterilmiştir.

“Uzun yıllardır, ilk kez 2001 yılında %1.1 oranında olacak şekilde bir düşüş gösteren elektrik enerjisi talebinin 2010 yılı sonuna kadar olan dönemde yine ortalama yılda %8 artacağı kabul edilmektedir”. Bu artışa göre, enerji talebinin 2010 yılında 265070 Milyon kWh'a ulaşması, buna bağlı olarak puant güç talebinin ise 42410 MW'a yükselmesi beklenmektedir. [2]

1999 yılında Türkiye kurulu gücü 26119,3 MW olup yıllık üretim artışı %11,8 civarındadır. 2000 yılına doğru gelindiğinde, enerji yatırımlarına ayrılan pay gittikçe azalmakta bu da Türkiye'yi gelecekte ciddi bir enerji krizin beklediğini göstermektedir. 2000 yılında Türkiye kurulu gücü 27264,1 MW olup yıllık ortalama artış sadece %4,4, 2001 yılında ise Türkiye kurulu gücü 28.332,4 MW ve yıllık ortalama artış %3,9 civarındadır. [2]

Bu talep artışı dikkate alınarak, artan talebi güvenilir bir yedek ile karşılamak üzere, belli güvenilirlik kriterlerini sağlayan, yakıt çeşitlendirilmesi politikasını göz önünde bulunduran, ülkemizin ekonomisi açısından en düşük maliyetli çözümün elde edildiği, uzun dönem elektrik enerjisi üretimi ve gelişimi planlanması çalışmaları esas

alınarak, üretim ve kapasite projeksiyonlarının hazırlanmasına yönelik çalışmalar yapılmalıdır. [2]

Tablo 2.7

YILLAR İTİBARIYLA TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ BRÜT ÜRETİM-İTHALAT-İHRACAT-BRÜT TÜKETİMİ

YILLAR	BRÜT			BRÜT TÜKETİM GWh	YILLIK ORTALAMA ARTIŞ %	KİŞİ BAŞI BRÜT TÜKETİM kWh/kişi	YILLIK ORTALAMA ARTIŞ %
	ÜRETİM GWh	İTHALAT GWh	İHRACAT GWh				
1997	103295,8	2492,3	271,0	105517,1	-	1678	-
1998	111022,4	3298,5	298,2	114022,7	8,1	1797	7,1
1999	116439,9	2330,3	285,3	118484,9	3,9	1840	2,4
2000	124921,6	3791,3	437,3	128275,6	8,3	1964	6,7
2001	122724,7	4579,4	432,8	126871,3	-1,1	1870	-4,8

2.4. Yeni Alternatif Kaynaklar :

Gelecekte enerji arz sisteminin ortaya çıkacağı imkan dahilinde olduğundan, yeni üretim sistemleri üzerinde durulmalıdır. Bu çerçevede halen arz fazlası bulunan ve ileride kurulacak yeni rafinerilere paralel olarak fazlası artacak olan fuel-oil'e dayalı yeni santraller meydana getirilmelidir. [3]

Daha güvenli üretim sistemlerinin oluşturulması amacıyla (fuel-oil ve gaz) çift yakıtlı santraller ve enerjinin daha verimli kullanılması amacıyla, sanayi merkezlerine yakın bölgelerde, güç tesislerinin planlanması ve hayata geçirilmesine çalışılmalıdır.[3]

Büyük metropollerde atık su ve ana arter kanalizasyon sistemleri üzerinde kurulabilecek lokal enerji istasyonları sayesinde, bölge enerjisine az da olsa bir katkı sağlanabilir.

Halen Bursa'da faaliyette bulunan "Kombine Çöp Çevrim Santralleri'nin" sayısı arttırılarak hem atıkların değerlendirilmesi hem de bölge enerjisine katkı sağlanabilir.

Çeşme Alaçatı'da halen faaliyette bulunan 17.4 MW kurulu gücündeki "Rüzgar Enerji Santralleri'nin" sayılarının artırılması ile hem çevre hem de insan sağlığı açısından güvenli olan bu enerji kaynağı en iyi şekilde değerlendirilmiş olacaktır.

2.5. Özelleştirme :

Ekonomik ve sosyal gelişmeler ve artan nüfus ile birlikte alt yapı yatırımlarına duyulan ihtiyaçta artmaktadır. Alt yapı hizmetlerinde meydana gelen olumlu gelişmeler diğer sektörleri de olumlu yönde etkilemektedir. [3]

Alt yapı yatırımları büyük finansman gerektirmekte, özellikle gelişmekte olan ülkelerde zaten kısıtlı olan kamu kaynaklarının büyük ölçüde erimesine ve hizmetlerin tam olarak sağlanamamasına neden olmaktadır. Bütün dünyada alt yapı hizmetlerine olan talep artmakta, buna karşı kamu kaynakları ile alt yapı projelerini finanse etme imkanı azalmaktadır. Bunlardan en önde geleni elektrik hizmetleri olup, devletin bu ağır yükün altından çıkmakta zorlandığı açıkça görülmektedir.

Enerji sektöründe, önümüzdeki yıllarda yapımı gerekli olacak enerji santralleri için gerekli yatırımların sadece kamu imkanları ile finanse edilmesi oldukça güç görülmektedir. Bu nedenle özel sektörün, enerji yatırımındaki ve işletmeciliğindeki payının ve katkısının artması gerekmektedir.

Devletin kısıtlı finansman kaynaklarının, kamu düzeni ve milli güvenliğin sağlanması gibi devlet tarafından üstlenilmesi zaruri olan sahalara kaydırılmasına olanak sağlamak; küreselleşen ekonominin sermaye hareketlerinden gereken payı almak ve altyapı yatırımlarına yerli ve yabancı özel sektör katılımlarını sağlamak amacı ile özelleştirme çalışmalarına başlanmıştır. [1]

Bu çerçevede, elektrik sektörünün özelleştirilmesi aşamasında, sektördeki temel amaç ve politikalar içinde etkili ve verimli tarzda çalışabilecek; taleplere yeterli ve güvenilir bir şekilde cevap verebilecek; düşük maliyetli optimal bir sistemin arayışından vazgeçilmemelidir.

Elektrik enerjisi yatırımlarına özel sektörün katılımını sağlamak amacı ile 4 Aralık 1984 tarihi ve 3096 sayılı "Türkiye Elektrik Kurumu dışındaki kuruluşların elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti ile görevlendirilmesi hakkında kanun'un yürürlüğe girmesi ile sektörde Yap-İşlet-Devret ve İşletme Hakkının Devri Modelleri uygulamaya başlanmıştır. Ayrıca aynı kanun kapsamında sanayi kuruluşlarına ihtiyaçları olan elektrik enerjilerini kendi kaynakları ile temin etmelerini mümkün kılan "Oto Prodüktörlük Uygulaması" da devam etmektedir. Yasal dayanağı 4283 sayılı kanundan alan Yap-İşlet Modeli ise enerji yatırımlarına özel sektör yatırımlarını mümkün kılan bir diğer uygulamadır. Aşağıda elektrik enerjisi üretim sektörüne özel yatırımcıların girişini sağlamak üzere uygulamaya konulan modeller görülmektedir.[1]

- Yap-İşlet-Devret Modeli
- Yap-İşlet Modeli
- Oto Prodüktör Uygulaması
- İşletme Hakkı Devri Modeli

2.5.1. Yap – işlet - Devret Modeli :

1970'lerden sonra alt yapı yatırımlarının kısıtlı kamu imkanlarıyla gerçekleştirilmesinin, artan talebi karşılamada yetersiz kaldığı ve hizmet kalitesinde düşüş olduğu gözlenmiştir. Bu dönemde ulaştırma, enerji ve telekomünikasyon gibi alt yapı eksiklikleri, imalat ve diğer sektörleri olumsuz etkilemiştir. 1980'li yıllarda kamunun daralan imkanlarına ek olarak özel sektörün katılımı için Yap-İşlet-Devret modeli geliştirilerek uygulamaya konulmuştur.

Genel olarak YİD modelinin temel prensipleri, yerli ve yabancı şirketlerin projeyi dizayn etmesi, en az borçlarını ve öz sermayesini geri ödemeye yeterli bir süre boyunca işletmesi, ürettiği enerjiyi, tüm masraflarını karşılayacak ve makul bir

kar payı içerecek tarife üzerinden, enerjiyi satın alacak kuruluşa satması ve yetki dönemi sonunda da tesisleri bedelsiz olarak veya devletin belirleyeceği şekilde devretmesi esasına dayanır.

Türkiye'de Yap-İşlet-Devret modeli 3096 sayılı kanunun çıkarılması ile 1984 yılından itibaren uygulanmaktadır. 3096 sayılı kanunun 4. maddesi ve ilgili yönetmelik hükümleri YİD modeli ile gerçekleştirilecek elektrik enerjisi projelerinin hukuki dayanağını oluşturmaktadır. [1]

YİD Modelinde;

- TEAŞ veya TEDAŞ, şirketin ön görülen yıllık enerji üretiminin tamamını alma garantisi veriyor,
- Şirkete yakıt garantisi verilmektedir. (Yakıt yoğunluğuna bağlı performans düşüklüğünde şirket sorumlu tutulmamaktadır),
- Tesis mülkiyeti devletin olup, sözleşme süresi boyunca şirkete işletme hakkı verilmektedir,
- Mücbir sebep durumunda, Elektrik Enerjisi Fonu tarafından, şirkete kredi sağlanmaktadır;
- Şirket kusurundan kaynaklanan durumlarda, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının tesisi geri alma yetkisi bulunmaktadır:
- Elektrik Enerjisi Fonu tarafından sağlanmış kredilerin geri ödenmesi tarife artışı yoluyla yapılmaktadır;
- TEAŞ veya Elektrik Enerjisi Fonu tarafından yapılacak ödemeler için hazine garantisi verilmektedir.

Buna karşılık şirket aşağıdaki hükümleri yerine getirmekle yükümlüdür:

- Yıllık üretim miktarının sağlanması,
- İşletme dönemi boyunca fizibilite raporunda belirtilen üretim kapasitesini hazır tutması;
- Proje finansmanının sağlanması,
- Belirlenen sürede tesis inşaatının gerçekleştirilmesi,
- Tesisin tümüyle iyi bakım koşulları altında tutulması. [1]

1999 yılı sonu itibariyle YİD modeli kapsamında kurulu gücü 1550 MW olan sekiz adet hidroelektrik santrali, dört adet doğal gaz santrali ve bir rüzgar santrali işletmeye alınmıştır. Bu projelerin toplam yatırım tutarları yaklaşık 1,9 milyar ABD doları mertebesindedir. Toplam kapasitesi 983 MW olan yedi adet hidroelektrik santrali inşaat durumundadır. [1]

Yap işlet devret modeli kapsamında çalışan bir diğer enerji kaynağı rüzgar enerjisidir. Türkiye 2005 yılına kadar, elektrik enerjisi talebinin yaklaşık %2'sinin rüzgar enerjisinden karşılanması planlanmaktadır. YİD modeli ile gerçekleştirilen 7,2 MW kurulu gücündeki ilk Rüzgar Enerjisi Santrali ise Çeşme Alaçatı'da ARES A.Ş. tarafından 28 Kasım 1998 yılında işletmeye alınmıştır. 25 Haziran 2000 tarihinde BORES A.Ş. tarafından 10.2 MW kurulu gücünde ki Rüzgar Enerjisi Santrali devreye alınmıştır. 2002 yılı sonu itibari ile toplam kurulu güçleri 395,35 MW olan 16 adet Rüzgar Enerji Santrali'nin devreye alınması planlanmaktadır. [4]

2.5.2. Yap – İşlet Modeli :

YİD Modelinin uygulanmasından kazanılan tecrübelerle dayanılarak, Yap- İşlet Modeli (Yİ) geliştirilmiş ve 19 Temmuz 1997 yılı 4283 sayılı kanun ile yürürlüğe girmesi ile uygulamaya konmuştur.

Yap-İşlet Modeli ile Jeotermal ve nükleer enerji kaynakları hariç, termik santraller ve dizeloil+Fueloil santralleri mülkiyeti kendilerinde olmak üzere, özel sektör tarafından inşa edip işletilebilmektedir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı uzun vadeli enerji planlarını göz önüne alarak hangi projenin Yap-İşlet Modeline göre gerçekleştirileceğini belirlemektedir. TEAŞ ise yıllık olarak satın alınması gereken elektrik enerjisini tanımlamakta ve bunun yanında şartname hazırlanması ve tekliflerin değerlendirilmesinde görev almaktadır. Bunların yanında Devlet Planlama Teşkilatı'nın, projenin kalkınma ve enerji planı ile uyumlu olduğuna dair görüş vermesi ve Hazine Müsteşarlığı'nın da TEAŞ ödemelerine dair Hazine garantisini teyit etmesi gerekmektedir.

Bu model çerçevesinde, TEAŞ'ın termik santral kurma ve işletme ihalesine teklif veren ve ihaleyi kazanan elektrik enerjisi üretim şirketi, idarece belirtilen yerde,

mülkiyeti kendisine ait olmak üzere, sağladığı finansman ile üretim tesislerini kurmakta; TEAŞ ise üretilen elektrik enerjisini satın almaktadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, diğer ülkelerde ve Türkiye’de eğitim, sağlık gibi sektörlerde yapılan uygulamalara paralel olarak, bu tesisin kuruluşu ve işletmesi için ruhsat vermektedir. Üretim şirketinin Yap-İşlet Modeli çerçevesinde yaptığı yatırım, işletme gideri ve kar üretilen elektriğin TAEŞ’a satılması aşamasında gerçekleşmektedir.

Sözleşme süresi anlaşmanın yürürlüğe konulmasından itibaren gerekli lisans ve izinlerin alınması yanında, inşaat süresi de dahil olmak üzere maksimum 20 yıla sınırlandırılmıştır. Taraflar anlaşabildiği takdirde Hazinesinin olumlu görüşü ile bu süre uzatılabilmektedir.

Bu çerçevede, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından 2010 yılına kadar Yap-İşlet Sahip Ol Modeli kapsamında gerçekleştirilecek olan yaklaşık 11000 MW kurulu güç ve 10 milyar dolar yatırım gerektiren doğal gaz ve ithal kömüre dayalı 13 adet termik santralin planlanması tamamlanmıştır. Bunlarda ihaleye çıkan ve 2003 yılına kadar devreye alınması öngörülen ve yaklaşık 5 milyar dolar yatırım gerektiren Ankara 770 MW, Gebze 1540 MW, Adapazarı 770 MW, İzmir 1540 MW doğal gaz santralleri ile İskenderun 1210 MW İthal kömür santraline ait tekliflerin değerlendirilmesi tamamlanarak sonuçlar 17 Ekim 1997 tarihinde açıklanmıştır. Bu projelerden doğal gaz yakıtlı olan dört santralin Yap-İşlet Modeli kapsamında tesisi ve işletmesine ilişkin sözleşmeler 8 Ekim 1998’de, İskenderun projesi sözleşmesi ise 24 Mart 1999 tarihinde imzalanmıştır. Söz konusu 5 Yap-İşlet projesinin toplam kurulu güç kapasitesi 5830 MW olup yıllık ortalama üretim kapasitesi 37 milyar kWh dolayındadır. İzmir ve İskenderun İthal Kömür Santrallerinin dışındaki santrallerin inşaatına başlanmıştır. [1]

2.5.3. Otoprodüktör Uygulaması :

Otoprodüktör uygulamasının amacı; sanayi sektöründe enerji verimliliğini sağlamak; sanayi ürünleri içindeki enerji maliyet payının düşürülerek birim maliyet azaltılması yoluyla sektörün dış pazarlardaki rekabet gücünü arttırmak; sektöre güvenilir, kesintisiz ve ucuz enerji temin etmenin yanı sıra, birincil enerji kaynaklarından tasarruf etmektir. Bu model ile artan enerji taleplerinin karşılanmasına özel sektörün katılımını sağlamaktır. [1]

Türk imalat sektörünün kendi ihtiyacı olan enerjiyi üretmesi için 3096 sayılı Kanun ve bu Kanuna dayalı 85/9799, 96/8007, 97/10059, 98/11982, 00/743 ve 00/1307 sayılı yönetmelikler çerçevesinde Ekim 2000 itibari ile otoprodüktör statüsünde işletmeye alınmış bulunan toplam 83 adet tesisin kurulu güçleri 2290 MW'ın üzerinde olup, yıllık enerji üretimleri 15,7 milyar kWh seviyesindedir. İşletmeye geçmiş bulunan bu tesislerin toplam yatırım maliyetleri 1,3 milyar doların üzerindedir. Ayrıca toplam 1870 MW civarında kurulu gücü olması öngörülen 61 tesis ile gerekli sözleşmeler imzalanmış bulunmaktadır. İşletmeye geçen ve sözleşmeleri imzalananlar dışında yaklaşık toplam 4000 MW düzeyinde kurulu güçte olması planlanan 90 tesis için başvurular alınmıştır. Yaklaşık 18 milyar kWh/yıl enerji üretim kapasitesine sahip bu otoprodüktör santrallerin kurulması ile ilgili değerlendirme çalışmaları sürdürülmektedir. [4]

2.5.4. Santrallerin İşletme Hakkının devri :

Bu model çerçevesinde, mülkiyet hakları devlette kalmak kaydıyla santrallerin ve ilgili maden sahalarının daha etkin ve verimli çalışması, gecikmiş yenileme yatırımlarının yapılarak üretim artışının sağlanması, maliyetlerin düşürülmesi, iç kayıpların azaltılması ve sistemin daha rasyonel işletilmesi amacıyla 12 adet linyit yakıtlı santralin işletme hakkı devri ile ilgili işlemler başlatılmıştır. 16 Kasım 1997'de duyuru yapılmış ve 30 Nisan 1997 tarihinde toplam 45 adet teklif alınmıştır. [1]

İşletmedeki termik santrallerin 8 proje gurubu altında, işletme haklarının devrine ilişkin imtiyaz sözleşmelerinin tamamı, Danıştay'ca onaylanarak Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığına iletilmiş ve İmtiyaz sözleşmeleri, Görevli şirketlerle Kangal ve Tunçbilek termik santralleri için 07.01.1999; Yatağan, Yeniköy-Kemerköy ve Çayırhan termik santralleri için 08.01.1999'da, Çatalağzı-B 20.01.1999'da, SomaA-B ve Orhaneli termik santrallerinin sözleşmeleri 27.01.1999'da imzalanmıştır. Çayırhan Termik Santrali'nin İşletme Hakkı Devri 30 Haziran 2000 tarihinde yapılmıştır.

4501 sayılı kanun uyarınca Özel Hukuk Sözleşmesi hükümlerinden yararlanmak isteyen Görevli Şirketler ile Uygulama sözleşmeleri üzerinde mutabakat sağlanmış ve Bakanlar Kurulu kararı alınmak üzere Başbakanlığa gönderilmiştir.

Söz konusu projelerden Kangal, Yatağan, Yeniköy-Kemerköy ve SomaA-B 'nin Bakanlar kurulu kararı 09.08.2000 tarihinde alınmıştır. Diğer sözleşmelere ilişkin çalışmalara devam edilmektedir. 2001 sonu itibari ile Ayrıcalıklı Şirketler, Üretim Şirketleri, Bağlı Ortaklıklar, Mobil ve İşletme Hakkı Devredilen Santraller ile ilgili; santral adları, kurulduğu iller, santral cinsleri, ünite adet ve güçleri, toplam kurulu güçleri ve proje üretimleri Tablo-2.8 de gösterilmiştir. [4]

Tablo 2.8

AYRICALIKLI ŞİRKET, ÜRETİM ŞİRKETLERİ, BAĞLI ORTAKLIK, MOBİL VE İŞLETME HAKKI DEVREDİLEN SANTRALLAR (2001 SONU)

AYRICALIKLI ŞİRKETLER	SIRA NO	SANTRALIN ADI	SANTRALIN CİNSİ	BULUNDUĞU İL	ÜNİTE		TOPLAM KURULU GÜÇ (MW)	PROJE ÜRETİMLERİ				
					ADET VE GÜÇLERİ			ORTALAMA GÜVENİLİR FİRM (GWh)				
AYRICALIKLI ŞİRKETLER	ÇEAŞ	1	Kadıncık I	Akarsu	İçel	2 X	35,0	70,0	345,0	190,0		
		2	Kadıncık II	"	İçel	1 x	56,0	56,0	320,0	200,0		
		3	Seyhan I	Baraj	Adana	3 x	20,0	60,0	350,0	109,0		
		4	Seyhan II	"	Adana	3 X	2,4	7,2	27,0	20,0		
		5	Sır	"	K.Maraş	3 X	94,5	283,5	725,0	408,0		
		6	Yüreğir	Kanal	Adana	1 X	6,0	6,0	21,0	19,0		
AYRICALIKLI ŞİRKETLER	KEPEZ	1	Kepez I	Akarsu	Antalya	3 X	8,8	26,4	200,0	130,0		
		2	Kepez II	"	Antalya	2 x	3,0	6,0				
		3	Karacaören II	Baraj	Burdur	2 X	23,6	47,2	206,0	110,0		
		4	Manavgat	"	Antalya	2 X	24,0	48,0	220,0	40,0		
TOPLAM (HİDROLİK)				10	Santral	22	Ünite	610,3	2414,0	1226,0		
AYRICALIKLI ŞİRKETLER	ÜRETİM ŞRK.	1	Ova elektrik	D.Gaz	Kocaeli	1 x	135	135,0	1938,0	1938,0		
		2	Enron(Trakya Elek.)	"	Tekirdağ	2 x	155	188,70	498,7	3740,3	3740,3	
		3	Esenyurt (Doğa Enerji)	"	İstanbul	3 x	38,4	73,30	188,5	1413,8	1413,8	
		4	Unimar	"	Tekirdağ	3 X		168,00	504,0	3780,0	3780,0	
		TERMİK				4	Santral	12	Ünite	1449,6	10872,0	10872,0
		5	Ares (Alaçatı)	Rüzgar	İzmir	12 X		0,60	7,2	19,0	19,0	
		6	Bores	"	Çanakkale	17 X		0,60	10,2	28,5	28,5	
		RÜZGAR				2	Santral	29	Ünite	17,4	47,5	47,5
		7	Birecik I-VI	Baraj	Ş.Urfa	6 X		112,00	672,0	2520,0	1800,0	
		8	Ahiköy	Akarsu	Sivas	2 x		2,10	4,2	17,0	0,0	
		9	Aksu (Çayköy)	"	Burdur	2 X		8,00	16,0	36,0	35,0	
		10	Ayen Enerji (Çamlıca)	"	Kayseri	3 X		28,00	84,0	429,0	243,0	
		11	Ayen Enerji (Kısık)	"	K.Maraş	3 X		3,20	9,6	32,0	0,0	
		12	Berdan	"	İçel	1 X		10,00	10,0	48,0	10,0	
		13	Çal	"	Denizli	1 X		2,50	2,5	12,0	3,0	
		14	En-da (Gönen)	"	Balıkesir	2 X		5,30	10,6	47,0	35,0	
		15	Fethiye	"	Muğla	3 x		5,50	16,5	90,0	27,0	
		16	Girlevik-Mercan	"	Erzincan	4 X		2,75	11,0	42,0	11,0	
		17	Hasanlar	"	Bolu	2 X		4,80	9,6	42,0	9,0	
		18	Metak Dinar	"	Afyon	2 X		1,50	3,0	16,0	5,0	
		19	Suçatı	"	K.Maraş	2 X		3,50	7,0	28,0	8,0	
		20	Sütçüler	"	Isparta	2 X		1,15	2,3	12,0	2,0	
		21	Tohma Medik	"	Malatya	1 X		12,50	12,5	59,0	0,0	
HİDROLİK				15	Santral	36	Ünite	870,8	3430,0	2188,0		
TOPLAM				21	Santral	77	"	2337,8	14349,5	13107,5		
AYRICALIKLI ŞİRKETLER	EÜAŞ'IN BAĞLI ORTAKLIKLARI	1	Kemerköy 1,2,3	Linyit	Muğla	3 X	210,0	630,0	4095,0	4095,0		
		2	Soma A	"	Manisa	2 X	22,0	44,0	290,0	290,0		
		3	Soma B	"	Manisa	6 X	165,0	990,0	6435,0	6435,0		
		4	Yeniköy	"	Muğla	2 X	210,0	420,0	2730,0	2730,0		
		LİNYİT TOPLAMI				4	Santral	13	Ünite	2084,0	13550,0	13550,0
5	Hamitabat KÇ (CC)	D.Gaz	Kırklareli	12 X		100,0	1200,0	7800,0	7800,0			
DOĞAL GAZ TOPLAMI				1	Santral	12	Ünite	1200,0	7800,0	7800,0		
TOPLAM (TERMİK)				5	Santral	25	Ünite	3284,0	21350,0	21350,0		
AYRICALIKLI ŞİRKETLER	MOBİL SANTRALLAR	1	VAN 1(ENER)	Fuel-Oil	Van	4 X	6,50	26,0	195,0	195,0		
		2	VAN 2 (ENER)	"	Van	4 X	6,53	26,1	195,8	195,8		
		3	PS3-1 SİLOPI (KEY)	"	Ş.Urfa	7 X	6,50	45,5	341,3	341,3		
		4	PS3-2 SİLOPI (KEY)	"	Ş.Urfa	5 X	6,52	32,6	244,5	244,5		
		5	PS3A-1	"	Mardin	2 X	5,70	11,4	85,5	85,5		
		6	HAKKARI-1	Motorin	Hakkari	4 X	3,83	15,3	114,8	114,8		
		7	HAKKARI-2	Fuel-Oil	Hakkari	4 X	6,50	26,0	195,1	195,1		
		8	SİİRT	"	Siirt	4 X	6,53	26,1	195,8	195,8		
		9	İSPARTA (İÇTAŞ)	"	Isparta	4 X	6,98	27,9	209,3	209,3		
		10	PS3A-2 İDİL	"	Mardin	4 X	6,53	26,1	195,8	195,8		
		11	KIZILTEPE	"	Mardin	3 X	11,30	34,0	255,0	255,0		
TOPLAM (TERMİK)				11	Santral	45	Ünite	297,0	2227,8	2227,8		
AYRICALIKLI ŞİRKETLER	İŞLETME HAKKI DEVREDİLEN SANTRALLAR	1	Park Termik (Çayırhan I-V) Linyit		Ankara	2 X	160,0	150,0	620,0	4030,0	4030,0	
		2	Bilgin Elek.(Hazar 1,2)	Baraj	Elazığ	4 X	3,3	1x7,0	5,0	30,1	192,0	24,0
		TERMİK				1	Santral	4	Ünite	620,0	4030,0	4030,0
		HİDROLİK				1	Santral	7	"	30,1	192,0	24,0
TOPLAM				2	Santral	11	"	650,1	4222,0	4054,0		

3. DİESEL YAKITLI MOBİL SANTRALLERİN YAPISI VE İŞLEYİŞİ

Dizel santrallerde çalışma süresi düşük ve enerji maliyeti diğer santrallere göre daha yüksektir. Ekonomik olarak çalıştırılabilmeleri için, çok küçük güçlerden çok büyük güçlere kadar, çok çeşitli kademelerde dizayn edilebilirler. Bu tip santraller için gerekli olan ham enerji maddesi kolay bir şekilde taşınabilmektedir. Bu tip santrallerin yol alma zamanı oldukça kısadır. Kayıpları azdır ve boşta çalışabilirler. Bu santrallerde birim tesis masrafı küçük, işletme süresi kısa, yakıt birim fiyatı yüksek olduğundan üretilen enerjinin maliyeti de yüksektir. Ancak bu enerji puant zamanlarındaki açığı kapattığından ürettiği enerji önemlidir. Bu santrallerin kuruluş amacı, genelde puant zamanlarında oluşacak açığı kapatmanın yanında, sanayi merkezlerine yakın ve enerji sıkıntısı çekilen ücra noktaları desteklemektir. [5]

Bu santrallerde motor generatör grubu, güç bakımından çok küçük güçler içinde imal edilebilmektedir. Üst sınırı 10-15 MW mertebesindedir. Motor generatör grubu sabit tesis edilebildiği gibi taşınabilir durumda da olabilir. Sabit tesiste, bu grup oldukça sağlam temel üzerine oturtulur.

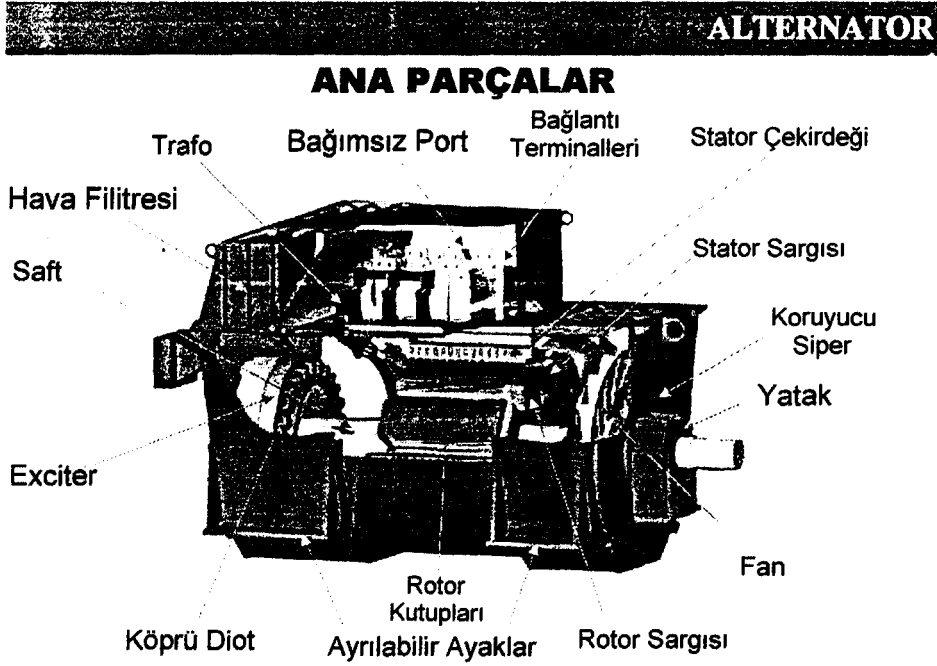
Dizel motoru 4 veya 2 zamanlı olabileceği gibi, hava doldurmalı motor da olabilir. Sıcaklık derecesi ve yüksekliğe göre motorun verimi değişir.

Hava bir kompresör yardımı ile dizel motorun silindirleri içine basılarak verimin sabit tutulmasına çalışılır. Aynı şekilde türbin vasıtası ile de egzoz gazlarının rahat bir şekilde dışarı atılması sağlanır.

Bu grup içinde kullanılan volan dönebilen bir kütledir. Savrulma momentinin büyük olması için tahrik edilen milden uzakta yer alması gerekir. Volan yardımıyla patlama esnasındaki kinetik enerji alınıp verilebilir. Devir sayısı regülatörü gibi bir işlev görür. Dizel motorların devir sayıları büyük sınırlar arasında değiştiği için ve dizel motoruyla dişli olmaksızın akuple edildiğinden jeneratörlerin dönme sayısı da çok değişir. [6]

Bu sistemlerde kullanılan motor jeneratör gruplarından ilk olarak jeneratörü anlatacak olursak; yapısı itibariyle temel olarak bildiğimiz gibi senkron jeneratörler, stator sargıları, stator nüvesi, rotor sargıları, rotor kutupları, şaft ve ona bağlı olan soğutma fanı, hava filtreleri, uyarma devresi, uyarma sargısı ve bu sargıyı besleyen doğru akım kaynağı ve bağlantı terminallerinden oluşur.

Alternatörlerin önemli kısımlarından biri olan stator nüvesi; yüksek dereceli, dövme, düşük silikonlu çelik levhalardan yapılmıştır. Bu levhaların kalınlıkları 0,5 mm ve her iki tarafı izolelidir. Stator kutupları dövme çelik plaka yığınlarından oluşur.



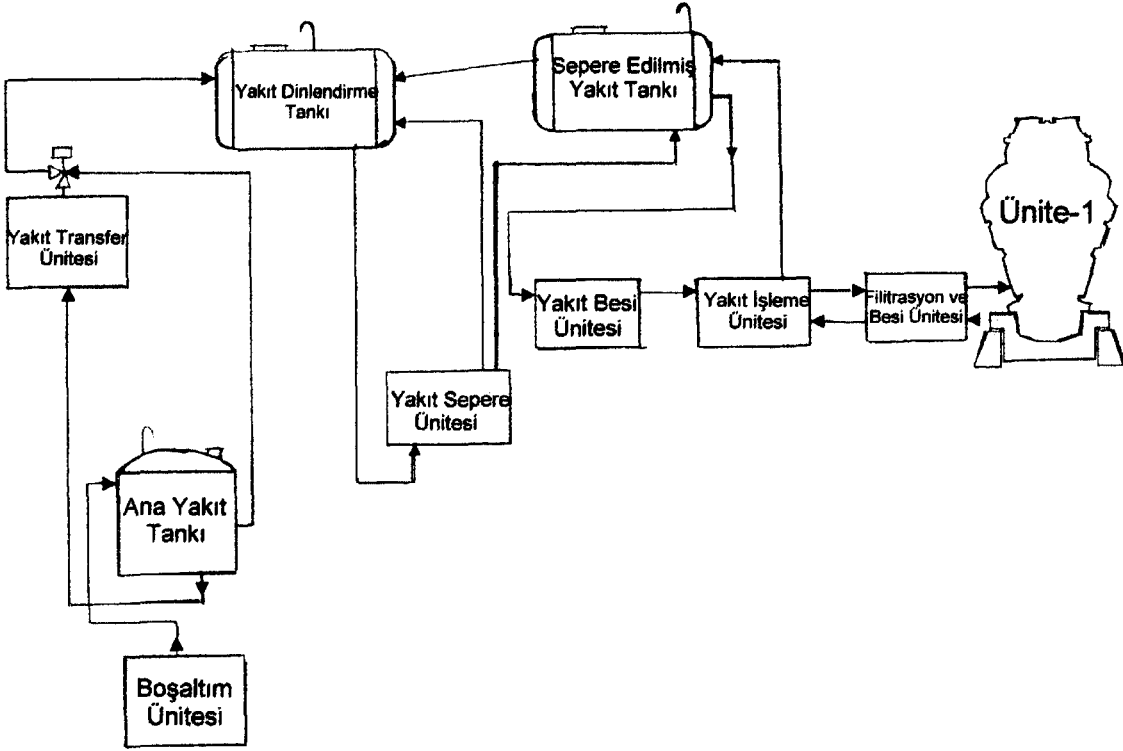
Şekil 3.1: Alternatörün iç yapısı

Rotor shaft'ı dökme çelikten imal edilir ve normal çalışma hızının % 120 si kadar bir çalışma hızına dayanabilir bir yapıya sahiptir. Yani kritik hızın 1.5 katına kadar dayanabilir bir yapıdadır. Rotora bakıldığında kutupların sıkı geçme bir yapıya sahip olduğu görülür. Rotor sargılarının soğutma ve destek yapısı alüminyum profillerden oluşturulmuştur. Alternatörün iç yapısı Şekil-3.1 de gösterilmiştir. [7]

Alternatörler için önemli bir işlevi olan uyarım devreleri incelendiğinde, uyarım akımı, uyarım sargısına köprü diyotlar veya fırça kolektör takımlarıyla iletilir . Köprü diyotlu sistemlerde, köprü diyot uyarım sargısının üzerinde, uyarım sargısı da shaftın göbeğine monte edilir. Fırça kolektör sisteminde bu yapı daha basittir; fırçalar direkt olarak uyarım sargısıyla temas halindedir. Bu temas sonucu, fırça takımlarında aşınma ve yıpranma meydana gelmesi ve sık bakım gerektirmesi köprü diyotların kullanımını cazip hale getirmektedir. Alternatörlerin sargı sistemi incelendiğinde sargıların kangal bir yapıya sahip olduğu görülür. Sargı izolasyonları; alternatörlerin gücüne göre farklı sınıflardadır. Rotor ve stator sargıları neme ve rutubete dayanıklı kimyasallarla kaplanır. Bu sargılar komple vakumla emdirilen kuru, neme dayanıklı epoksi tabakayla kaplanır. [7]

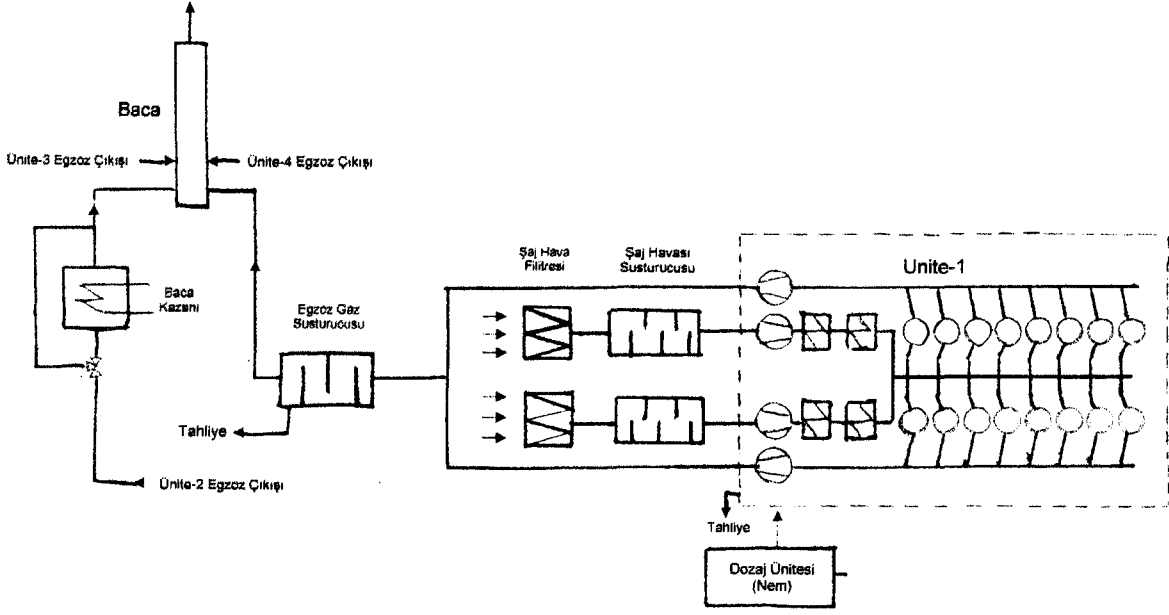
Bu santrallerde yakıt; ana, dinlendirme ve kullanma tanklarında depolanır. Makineye gelene kadar çeşitli seperasyon ve filtrasyonlardan geçirilir. Öncelikle dinlendirme tankında dinlendirilen yakıt, filtrelerden geçirildikten sonra, ana yakıt sepere ünitesine aktarılır. Bu ünitelerde yakıt, içindeki su ve partiküllerden arındırıldıktan sonra, kullanma tankına aktarılır. Yakıt kullanma tankından, tekrar filitre edildikten sonra, besleme ünitesine aktarılır. Besleme ünitesine gelen yakıt burada, uygun sıcaklık ve basınca getirildikten sonra, makinelerin fuel-oil ünitelerine aktarılır. Yakıt burada da tekrar filitre edildikten sonra fuel-oil ünitesindeki pompalar vasıtası ile makine yakıt pompalarına aktarılır. Fuel-oil akış şeması Şekil-3.2 de gösterilmiştir.

Yakıt pompalarında yakıt basıncı 500 barlık basınca yükseltilir. 500 barlık basınçla enjektörlere gelen yakıt, pulvarize şekilde, makine yanma odasına püskürtülür. Bu sırada üst ölü noktaya gelmekte olan piston, valf zaman sıralamasına göre emme portlarından emilen basınçlı hava ile mix edildikten sonra, egzoz valfleri kapalı konumdayken emme valflerinin de kapanması ile üst ölü noktaya gelen piston, hava ve yakıt karışımını sıkıştırır. (Makine şekil ve dizaynlarına göre sıkıştırma oranları farklıdır.) Burada sıkışan yakıt ve hava karışımının sıcaklığı artmış olur. Bu sıcaklık, yakıtın parlama noktasına ulaştığı zaman içeride patlama ile yanma meydana getirir. Yanma sırasında oluşan basınç ile meydana gelen hareket piston, piston kolu ve yataklar vasıtası ile krank miline iletilir. Krank milinin eksensel yöndeki hareketi, kaplin vasıtası ile alternatöre iletilir. [7]



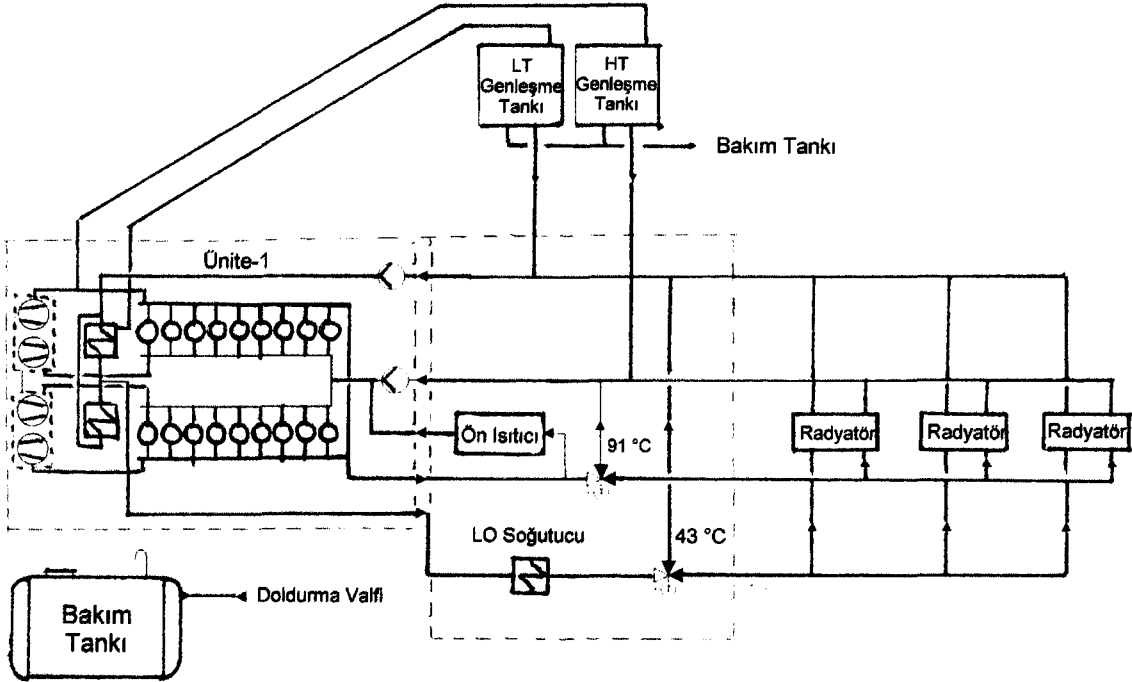
Şekil 3.2 : Fuel-oil akış şeması

Bu yanma olayları sırasında meydana gelen egzoz gazlarının toplanarak dışarı atılması gerekir. Türbinlerin de (Burada kullanılan türbinlerin devir hızları modeline göre 20.000 ila 30.000 rpm arasındadır.) yardımı ile dışarıya verilen gazların içerisinde çeşitli oksitler ve bol miktarda su buharı bulunur. Gürültü ve titreşimi engellemek amacı ile egzoz gazları atmosfere çıkmadan önce, susturuculardan geçer. Susturuculardan geçen gazlar, atmosfere temas edince yoğunlaşır ve bunlar toplanarak atık kanallarına verilir. Bu sistemlerde atmosfere verilen egzoz gazlarının çevreye zararsız hale getirilebilmesi için kurulan baca gazı arıtma üniteleri bulunmaktadır. Atılan egzoz gazları baca gazı arıtma ünitesinden geçirildikten sonra atmosfere verilir. Baca gazı akış diyagramı şekil-3.3'te gösterilmiştir. Aynı zamanda santral için gerekli olan buhar gazının üretilebilmesi için baca gazından faydalanılır. Baca sistemi üzerine kurulan baca kazanları ile sistemin ihtiyacı olan buhar elde edilmiş olunur.



Şekil 3.3: Ünitelerin egzoz gazı çıkış diyagramı.

Yanma olayları sırasında makinede meydana gelen ısınmanın soğutulabilmesi için , HT (High Temperature) ve LT (Low Temperature) denilen soğutma suları kullanılır. Soğutma suyu akış diyagramı Şekil-3.4 te gösterilmiştir. [7]



Şekil 3.4: Soğutma suyu akış diyagramı.

Burada makineye giren HT suyu ilk olarak Liner denilen silindir gömleğine girerek bu bölgeyi, sonra da Cover denilen kılıf bölümünü soğutur. Buradan sonra hava soğutucularında şarj havasının birinci kademe soğutmasını gerçekleştirir ve ısınan HT suyu radyatör guruplarına soğutulmak üzere gönderilir. LT suyu ise ikinci kademe hava soğutucularından geçerek şarj havasının daha da soğutulmasını sağladıktan sonra, yağ soğutucularına gelerek makine yağlama yağının soğutulmasını sağlar. Isınan LT suyu soğutulmak üzere radyatörlere gönderilir ve burada soğutulur. Bu döngü makinelerin çalışma süresi içinde devamlı olarak tekrarlanır. [7]

Bu sistemlerde kullanılan yağlama yağının temel amacı, metal aksamda meydana gelen sürtünmeden dolayı oluşabilecek zararları minimuma indirmektir. Yağlama yağı makinelerde karter dediğimiz yağ haznesinde depolanır. Bazı makinelerde dahili, bazı makinelerde harici yağlama yağı pompaları bulunmaktadır. Yağlama yağı pompasının görevi öncelikle yatak diye belirtilen, makinelerin oynar mesnetlerinin yağlanmasıdır. Bazı makinelerde yağlama yağı soğutma amaçlı da kullanılabilir. [7]

4. MOBİL SANTRALLERDE VERİM VE ENERJİ MALİYETİNİN HESAPLANMASI

4.1. Mobil Santrallerde Verim:

Mobil santrallerde verimin hesaplanabilmesi, kullanılan yakıtın teknik özelliklerinin bilinmesi ve brüt üretimin hesaplanabilmesine bağlıdır. Hesaplanan enerji ve üretim için verim formülü aşağıdaki şekilde çıkarılabilir. [5]

$$Q = m \times h$$

$$Q = \text{Toplam açığa çıkan enerji (kJ)}$$

$$h = \text{1 kg yakıt için açığa çıkan enerji (kj/kg) }^{\bullet}$$

$$m = \text{Giren yakıt miktarı (kg)}$$

$$P = \frac{Q}{3600} \left(\frac{\text{kj}}{\text{saniye}} = \text{kWh} \right)$$

$$\% \eta = \frac{\text{Top.Brüt Üretim}}{P}$$

Verim; toplam brüt üretimin değerinin, toplam açığa çıkan enerji değerine oranından elde edilir.

4.2. Maliyet Formüllerinin Çıkarılması :

Elektrik enerjisinin santrale olan maliyeti çok önemlidir ve öncelikle kaliteli elektrik enerjisi üretimine çalışılır. Kaliteli elektrik enerjisi; gerilim ve frekansı sabit olan elektrik enerjisidir.

f birim enerji maliyetini

A (kWh) enerjiyi

[•] 1 cal=4,1868 joule

M yapılan masrafları göstermek üzere

$$f = \frac{M}{A} (TL / kWh)$$

yazılabilir. Masraflar tesis masrafları ve üretim masrafları olmak üzere iki bileşenden oluşmaktadır. [5]

M_T tesis masrafları , M_U üretim masrafları olmak üzere

$$M = M_T + M_U$$

$$M_T = M_S + M_f + M_A + M_i + M_t$$

M_S Sermaye masrafı

M_f Faiz masrafları

M_A Amortisman masrafları

M_i İdari masraflar

M_t Tamir ve bakım masrafları

Dizel santrallerde amortisman* masrafı kuruluş sermayesinin %7-10'u kadardır. Amortisman masrafı santralin ömrüne göre değişir. Örneğin amortisman %10 ise santral ömrü 10 yıl, %5 ise 20 yıl, %4 ise 25 yıl olarak değerlendirilir. Mobil santrallerin devletle olan sözleşmeleri 5 ile 10 yıl arasında değiştiğinden amortisman masrafı kuruluş sermayesinin %15'i kadar seçilebilir.

Mobil santrallerde; idari masraflar kuruluş sermayesinin %6'sı, faiz masrafları kuruluş sermayesinin %7'si, tamir ve bakım masrafları ise kuruluş sermayesinin %10'u olarak kabul edilir. Buna göre yeni tesis masrafımız;

$$M_T = M_S + 0,07M_S + 0,15M_S + 0,06M_S + 0,10M_S$$

$$M_T = 1,38M_S$$

olarak bulunur.

* Amortisman: Yıpranma payı kadar bir kenara ayrılması gereken para miktarıdır.

$$f = \frac{M_T}{A} + \frac{M_U}{A}$$

Elektrik enerjisi üretilirken yapılan masraflara da “Üretim masrafları” denir. Ve yakıt masrafı, su masrafı, kül nakli masrafı, yağlama yağı masrafı olmak üzere dört grupta toplanır. b bir kWh enerji üretilmesi için yapılan masraf olmak üzere, M_U üretim masrafı;

$$M_U = b \times A$$

$$f = \frac{M_T}{A} + b$$

yazılır. b ise:

$$b = b_y + b_s + b_{k\ddot{u}l} + b_{yy}$$

burada:

b_y birim yakıt masrafı

b_s birim su masrafı

$b_{k\ddot{u}l}$ birim kül nakliye masrafı

b_{yy} birim yağlama yağı masrafı olmak üzere

b_s , $b_{k\ddot{u}l}$ yakıt masrafı yanın da ihmal edilebilecek kadar küçüktür. Bu santrallerde

$b_s = b_{k\ddot{u}l} = 0$ alınır. Buna göre birim enerji masrafı formülümüz

$$b = b_y + b_{yy}$$

olur.

Q_y (kg/kWh) 1 kWh enerji üretebilmek için harcanan yakıt

f_y (TL/kWh) yakıt birim fiyatı olmak üzere;

$$b_y = f_y \times Q_y$$

Q_{yy} (kg/kWh) 1 kWh enerji üretebilmek için harcanan yağ

f_{yy} (TL/kWh) yağ birim fiyatı olmak üzere;

$$b_{yy} = f_{yy} \times Q_{yy}$$

yukarıdaki verileri yerine yazarsak yeni maliyet formülümüz

$$f = \frac{1,38M_s}{A} + b_y + b_{yy} \quad (\text{ TL/kWh})$$

olur. [5]

4.3. Birim Maliyet Tablolarının Oluşturulması :

$$f = \frac{M_{Tesis}}{A} + b_y + b_{yy}$$

birim maliyet formülü referans alınarak; A_1, \dots, A_5 Farklı

üretim değerleri, b_{y1}, \dots, b_{y14} farklı birim yakıt fiyatları ve $b_{yy1}, b_{yy2}, b_{yy3}$ farklı birim yağ fiyatları kullanılarak birim maliyet tabloları oluşturulabilir. Santralin kurulu gücüne ve yakıt sarfiyatına göre farklı birim maliyet fiyatları bulunarak Tablo 4.1 oluşturulmuştur.

Tablo 4.1 Birim maliyet tablosu

	b_{y1}	b_{y2}	b_{y3}	b_{y4}	b_{y5}	b_{y6}	b_{y7}	b_{y8}	b_{y9}	b_{y10}	b_{y11}	b_{y12}	b_{y13}	b_{y14}
A_1	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{14}	f_{15}	f_{16}	f_{17}	f_{18}	f_{19}	f_{110}	f_{111}	f_{112}	f_{113}	f_{114}
A_2	f_{21}	f_{22}	f_{23}	f_{24}	f_{25}	f_{26}	f_{27}	f_{28}	f_{29}	f_{210}	f_{211}	f_{212}	f_{213}	f_{214}
A_3	f_{31}	f_{32}	f_{33}	f_{34}	f_{35}	f_{36}	f_{37}	f_{38}	f_{39}	f_{310}	f_{311}	f_{312}	f_{313}	f_{314}
A_4	f_{41}	f_{42}	f_{43}	f_{44}	f_{45}	f_{46}	f_{47}	f_{48}	f_{49}	f_{410}	f_{411}	f_{412}	f_{413}	f_{414}
A_5	f_{51}	f_{52}	f_{53}	f_{54}	f_{55}	f_{56}	f_{57}	f_{58}	f_{59}	f_{510}	f_{511}	f_{512}	f_{513}	f_{514}

5. UYGULAMA - SİİRT MOBİL ENERJİ SANTRALİ İÇİN VERİM VE BİRİM ENERJİ MALİYETİNİN HESAPLANMASI :

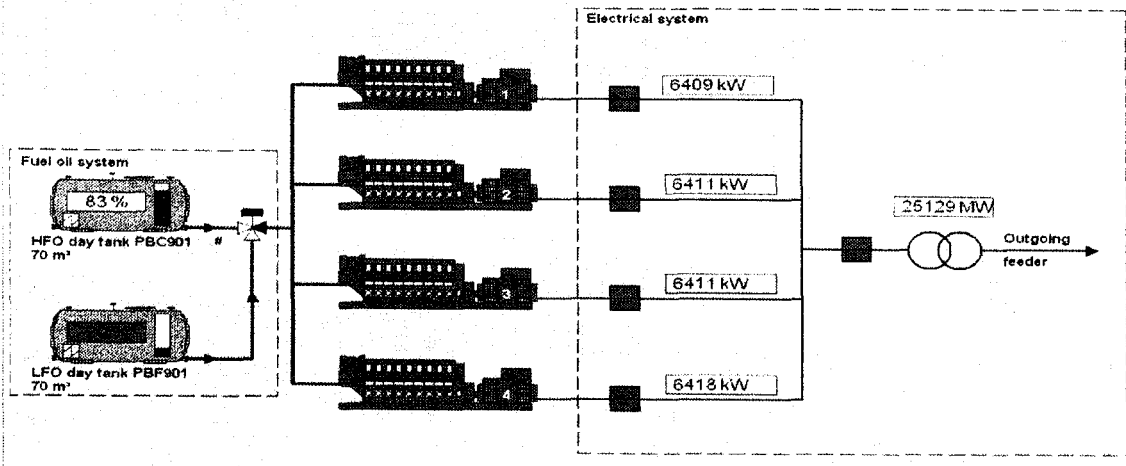
5.0. Siirt Santrali Hakkında Genel Bilgi:

Siirt mobil enerji santrali; bölge enerji ihtiyacına katkıda bulunmak ve bölgedeki voltaj düşüklüğü problemini ortadan kaldırmak için kurulmuş bir enerji santralidir. Siirt merkezinden yaklaşık olarak 12 km uzaklıkta kurulan bu santral, 154 kV TEİAŞ Siirt Trafo Merkezi vasıtası ile Siirt merkezinin, ilçelerinin ve bölgenin enerji talebinin karşılanmasına yardımcı olmaktadır.

Bu santralde enerji üretimi, her biri 6520 kW gücündeki 4 ünite ile sağlanmaktadır. Bu üniteler fuel-oil yakıtlı motor-jeneratör grubundan oluşmaktadır.

Santralde üniteler otomatik olarak kumanda edilmekte ve bilgisayar kontrollü olarak çalıştırılıp-stop edilmektedir. Otomatik olarak enterkonnekte sistem ile senkronize olan ünitelerde, yük akışı bilgisayar kontrollü olarak gerçekleştirilmektedir.

Bu sistemlerde bir ünitenin devreye girip tam yüke çıkması için gerekli zaman 10-15 dakika arasındadır. Bu santralde üretilen enerji 11 kV ve 31,5 kV kapalı şalt sistemi, 32 MVA güç trafosu ve 31,5 KV iletim hattı vasıtası ile 154 kV TEİAŞ Siirt Trafo Merkezine buradan da enterkonnekte sisteme aktarılmaktadır. Santral enerji akış diyagramı Şekil-5.1 de gösterilmiştir.



Şekil 5.1 Santral enerji akış diyagramı

5.1. Santralin Verimi :

TÜPRAŞ verdiği yakıtın 1 kg için taahhüt ettiği ısı değerini 9200 ila 9700 kcal arasında belirlemiştir. Fakat santralimiz tarafından yaptırılan testler sonucunda bu değer 10000 kcal civarında olduğu tespit edilmiştir. Yukarıda verilen değerlere göre santralin verimi aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır.

$$Q = m \times h$$

$$P = \frac{Q}{3600} \left(\frac{kJ}{saniye} = kW \right)$$

$$\eta = \frac{\text{Toplam Brüt Üretim}}{P}$$

formülleri kullanılarak;

$$h = 9.700 \times 4,1868 \quad (9700 \text{ kabul edersek })$$

$$h = 40.612 \text{ kJ/kg}$$

$$h = 9.200 \times 4,1868 \quad (9200 \text{ kabul edersek })$$

$$h = 38.518,56 \text{ kJ/kg}$$

$$h = 10.000 \times 4,1868 \quad (10000 \text{ kabul edersek })$$

$$h = 41.868 \text{ kJ/kg}$$

Ekim 2001 santral verimi hesaplanacak olunursa

$$\text{Ekim Brüt Üretimi} = 15.990.200 \text{ kWh}$$

$$\text{Ekim Yakıt Tüketimi} = 3.507.270 \text{ kg}$$

$$P = \frac{3.507.270 \times 40.612}{3600} = 39.565.902,56 \text{ kWh}$$

$$\% \eta = \frac{15.990.200}{39.565.902,56} = \%40,41$$

$$P = \frac{3.507.270 \times 38.518,56}{3600} = 37.526.386,1 \text{ kWh}$$

$$\% \eta = \frac{15.990.200}{37.526.386,1} = \%42,61$$

$$P = \frac{3.507.270 \times 41.868}{3600} = 40.789.550,1 \text{ kWh}$$

$$\% \eta = \frac{15.990.200}{40.789.550,1} = \%39,20$$

olarak bulunur.

Siirt Enerji santralının bir yıllık performans bilgileri aşağıdaki Tablo-5.1'de gösterilmiştir.

Tablo 5.1: Siirt Mobil Enerji Santralının bir yıllık performansının aylara göre dağılımı

	Ay	Brüt Üretim kWh	Net Üretim kWh	İç İhtiyaç kWh	Yakıt Sarfiyatı kg	Birim Yakıt Tüketimi kgr/kWh	Verim η
1	Ekim 2001	15.990.200	15.784.630	205.570	3.507.270	0,219	0,392
2	Kasım 200	16.653.900	16.477.460	176.440	3.638.672	0,218	0,394
3	Aralık 2001	16.583.710	16.421.500	162.210	3.606.290	0,217	0,395
4	Ocak 2002	16.557.940	16.415.240	142.700	3.585.244	0,217	0,397
5	Şubat 2002	15.708.700	15.578.550	130.150	3.433.930	0,218	0,393
6	Mart 2002	15.898.400	15.733.200	165.200	3.484.412	0,219	0,392
7	Nisan 2002	14.768.700	14.604.540	164.160	3.271.332	0,222	0,388
8	Mayıs 2002	14.808.300	14.616.680	191.620	3.288.422	0,222	0,387
9	Haziran 2002	14.846.450	14.618.620	227.830	3.317.569	0,223	0,385
10	Temmuz 2002	14.851.100	14.606.990	244.110	3.330.922	0,224	0,383
11	Ağustos 2002	14.855.900	14.617.361	238.539	3.337.536	0,225	0,383
12	Eylül 2002	14.826.000	14.611.410	214.590	3.298.019	0,222	0,387
Yıl Sonu Toplam		186.349.300	184.086.181	2.263.119	41.099.618	0,221	0,390

5.2. Santral Veriminin Arttırılabilmesi İçin Yapılması Gerekenler:

Santral veriminin arttırılabilmesi için aşağıdaki formülü inceleyecek olursak;

$$\% \eta = \frac{3600 \times \text{Top.Brüt Üretim}}{m \times h}$$

bazı parametrelerin yükseltip, bazı parametrelerin düşürülmesinin verime direkt olarak etki edeceği görülebilir. Örneğin santral toplam brüt üretiminin artırılması ve m yakıt sarfiyatının düşürülmesi, verimin pozitif yönde ivmelenmesine sebep olacaktır. Santral üretiminin TEAŞ tarafından 14.600.000 kWh'le sınırlı tutulduğu göz önüne alınırsa, santral veriminin tamamen birim yakıt tüketimi ile ters orantılı olarak değişeceği görülmektedir. Yani birim yakıt tüketiminin düşürülmesi ile santral veriminin artması sağlanabilir.

Bu doğrultuda ünitelerin birim yakıt tüketimine etki eden faktörler göz önüne alınırsa, bunları;

- Yakıtın kalori değeri
- Yakıtın ünitelerdeki yanma kalitesi
- Uygun sıcaklık ve basınç değerleri

olarak sıralaya biliriz.

Yakıtın kalori değerleri yakıtın temin edildiği yer olan TÜPRAŞ tarafından belirlendiği için, santral tarafından buna müdahale edilememekte ve dolayısı ile santral verim formülüne sabit bir kat sayı olarak girmektedir. Santralde kullanılan ve TÜPRAŞ tarafından taahhüt edilen 6 numara fuel-oil'in özellikleri Tablo 5.2'de gösterilmiştir. [8]

Tablo 5.2: 6 numara Fueloil teknik özellikleri

FUEL OİL NO. 6	
Yoğunluk , 15 ^{0C} 'de , kg/lt	0,950 max,
Parlama Noktası, °C	66 min
Akma Noktası , °C	387 max
Viskosite , SSU at 50 °C	300 max
Kükürt , (Ağırlıkça %)	4 max

Yanma kalitesinin artırılabilmesi, doğrudan yakıt tüketimine negatif yönde etki edeceği ve bunun da verimde pozitif yönde bir artış meydana getirmiş olacağı

görülür. Bu da ünitelerin yanma odalarındaki yakıtın tam olarak yakılablmesinin önemini arttırmaktadır. Burada silindirler içerisindeki yakıt ve hava girişlerinin iyi ayarlanabilmesi, yakıtın uygun sıcaklık ve basınç değerlerinde pulvarize olarak yakılması ile mümkündür. Bunun da gerçekleştirilebilmesi ünitelerin bakımlarının düzenli ve de tekniğine uygun olarak yapılması ile mümkündür.

Santral verimine etki eden önemli faktörlerden biri de dış ortam sıcaklığı ve dolayısı ile ünitelerin uygun sıcaklık değerlerinde tutulmasıdır. Tablo-5.3 tablodan ve de şekil-5.3 den de görüleceği gibi dış ortam sıcaklığının yakıt tüketimi üzerinde büyük etki meydana getirdiği ve dolayısıyla santral verimi üzerinde de doğrudan etkili olacağı görülmektedir.

Verim, yakıtın kalorifik değeri ve ünitelerin performansına göre değişim göstermektedir. Yılın serin aylarındaki yakıt sarfiyatı daha düşük olmakla birlikte verimin de bu aylarda daha yüksek olduğu gözlenmektedir. Bunun sebebi ünitelerin veriminin sıcaklıkla ters orantılı olarak değişmesidir. Yani dış ortam sıcaklığı düştüğü zaman üniteler daha iyi soğutulabilmekte ve dolayısıyla da verim de artmaktadır.

Bu doğrultuda santral veriminin arttırılabilmesi için üretim artırılmalı, bunun yanında ünitelerin gram yakıt sarfiyatları düşürülmelidir. Ünitelerin periyodik bakımları düzenli olarak yapılmalı, soğutma sistemleri yeterli değilse, yeterli hale getirilmeli ve yakıtın uygun sıcaklık ve basınç değerlerinde tutulabilmesi için gerekli düzenlemeler yapılmalıdır. Bunlar yapıldığı takdirde, santral veriminin ve performansının büyük ölçüde değişeceği görülecektir. Performansla ilgili grafikler şekil-5.2, şekil-5.3, Şekil-5.4 ve Şekil-5.5'te gösterilmiştir.

5.3. Santralin Kuruluş Maliyetinin Hesaplanması :

Tesisin sermaye masrafının kurucu firmaya yaklaşık 12.000.000 \$'a mal olmaktadır. Buna göre M_T masrafı :

$$M_T = 1,38M_s$$

$$M_T = 1,38 \times 12.000.000$$

$$M_T = 16.560.000 \$$$

olarak bulunmaktadır.

Tablo 5.3: Siirt Santrali yıllık sıcaklık , yakıt tüketimi ve verim tablosu

Ay	Dış ortan Sıcaklığı °C	Birim Yakıt Tüketimi g/kWh	Verim %
Ekim 01	19,0	0,219	0,392
Kasım 01	10,3	0,218	0,394
Aralık 01	4,4	0,217	0,395
Ocak 02	1,1	0,217	0,397
Şubat 02	5,9	0,218	0,393
Mart 02	10,5	0,219	0,392
Nisan 02	12,0	0,222	0,388
Mayıs 02	19,2	0,222	0,387
Haziran 02	26,0	0,223	0,385
Temmuz 02	30,3	0,224	0,383
Ağustos 02	32,6	0,225	0,383
Eylül 02	22,6	0,222	0,387
Yıl Ortalaması	16,16	0,221	0,390

5.4. Ünitelerin Brüt Üretim Hesabı :

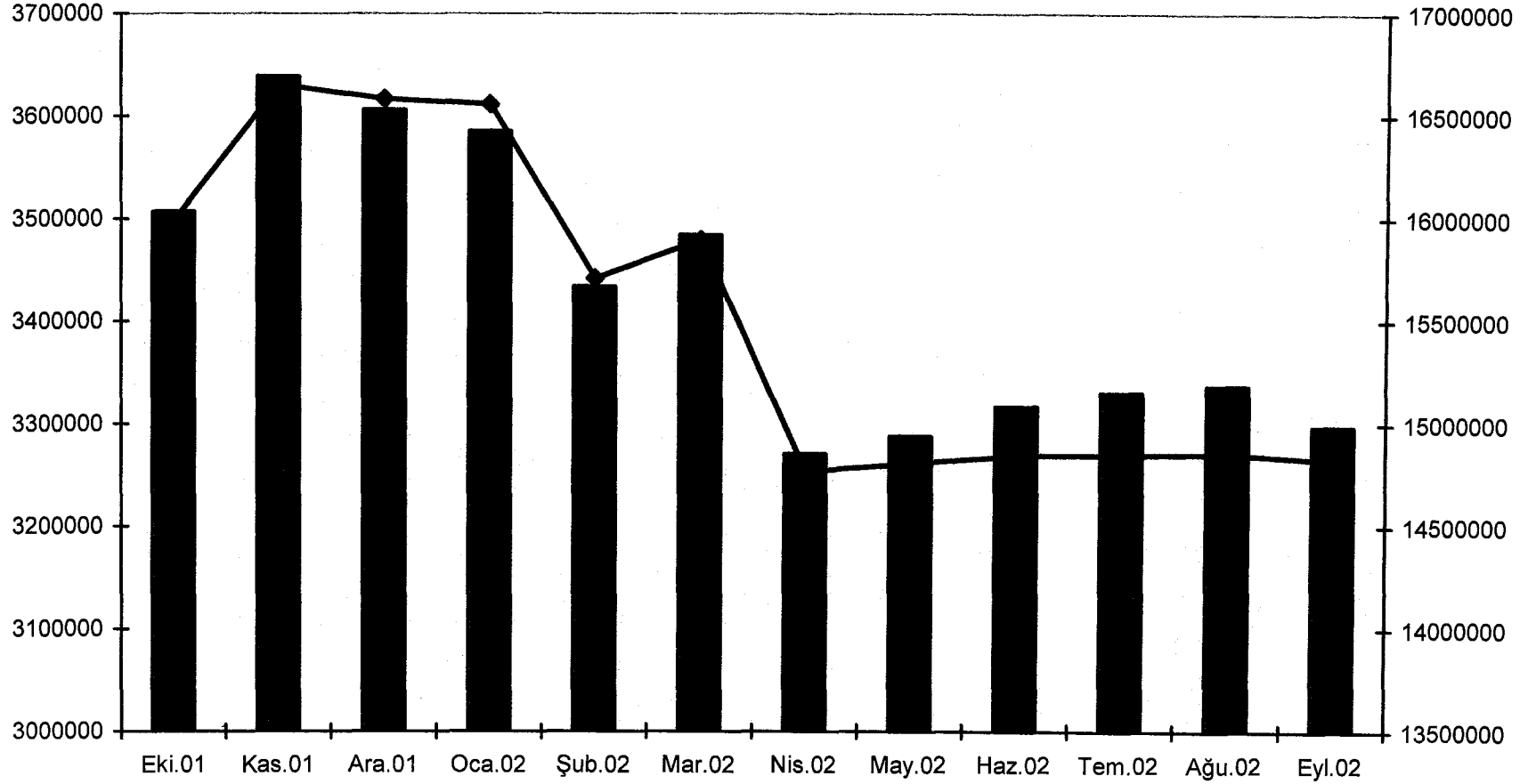
Santralin brüt üretimini santralin sözleşmesinin 5 yıl olması itibariyle çok değişik şekillerde hesaplayabiliriz. Bunlar aşağıdaki gibidir:

A: Santralin 5 yıl boyunca toplam üretimi (kWh) olmak üzere

1. Devletle yapılan sözleşme gereği taahhüt edilen aylık 14.600.000 kWh üretime göre 5 yıllık üretim :

$$A_1 = 14.600.000 \times 12 \times 5 = \boxed{876.000.000 \text{ kWh}} \text{ olmaktadır.}$$

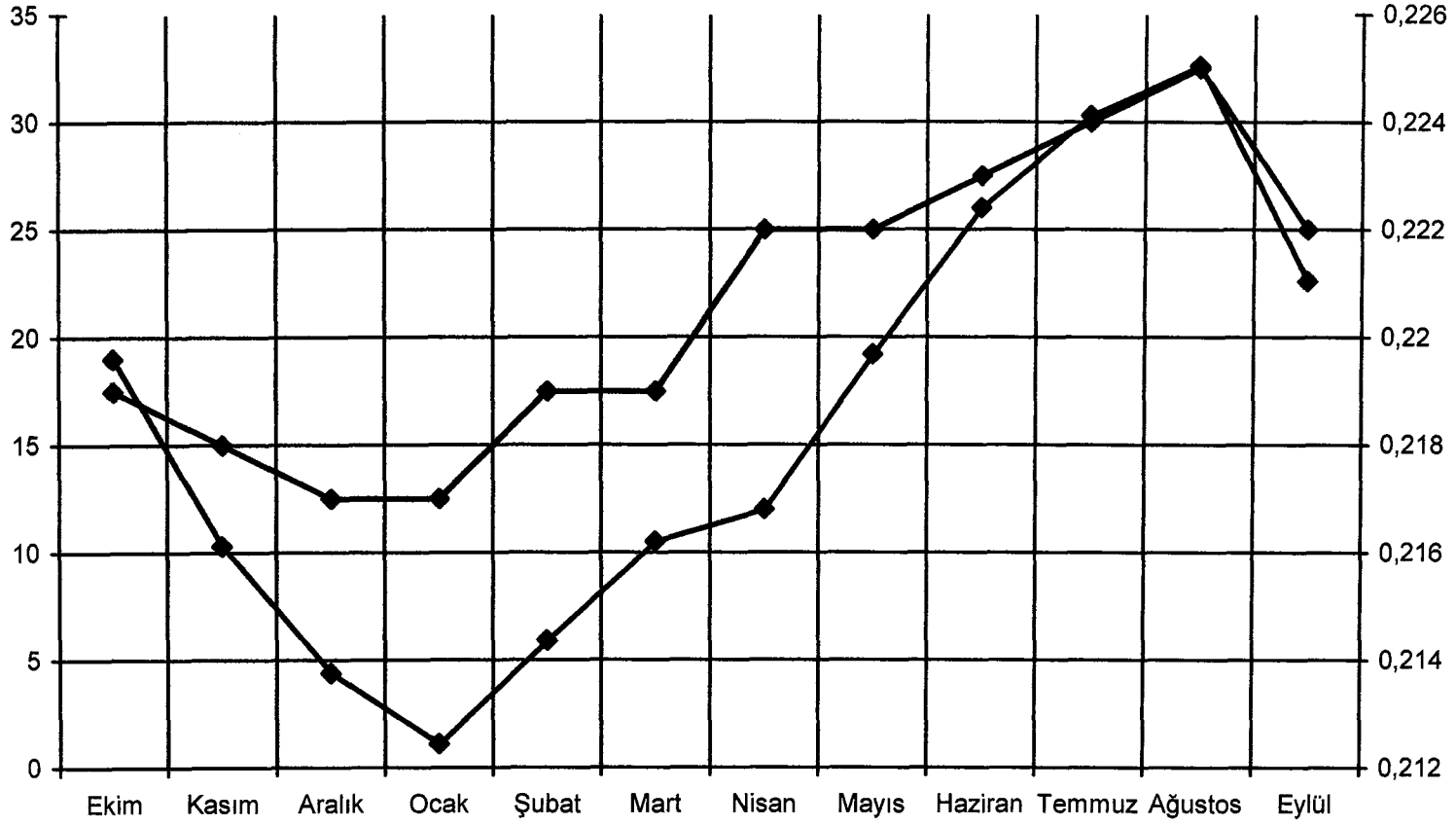
Santral 1 Yıllık Yakıt Tüketim Ve Bütüt Enerji Üretim Grafiği



Şekil-5.2

■ Yakıt Tüketimi ◆ Bütüt Enerji Üretim

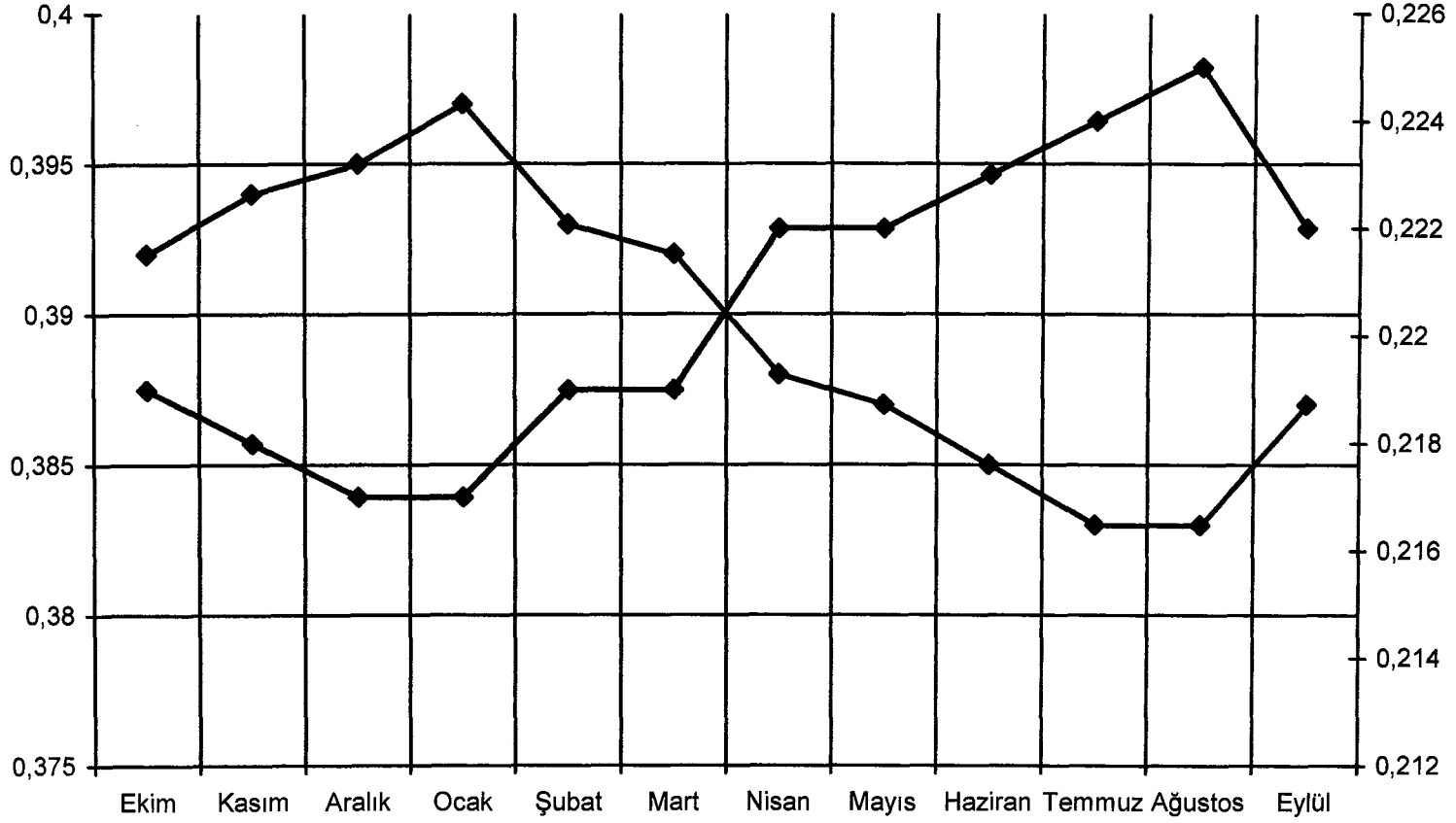
Santral 1 Yıllık Sıcaklık ve Birim Yakıt Sarfiyatı Grafiği



Şekil-5.3

—◆— Sıcaklık —◆— Birim Yakıt Sarfiyatı

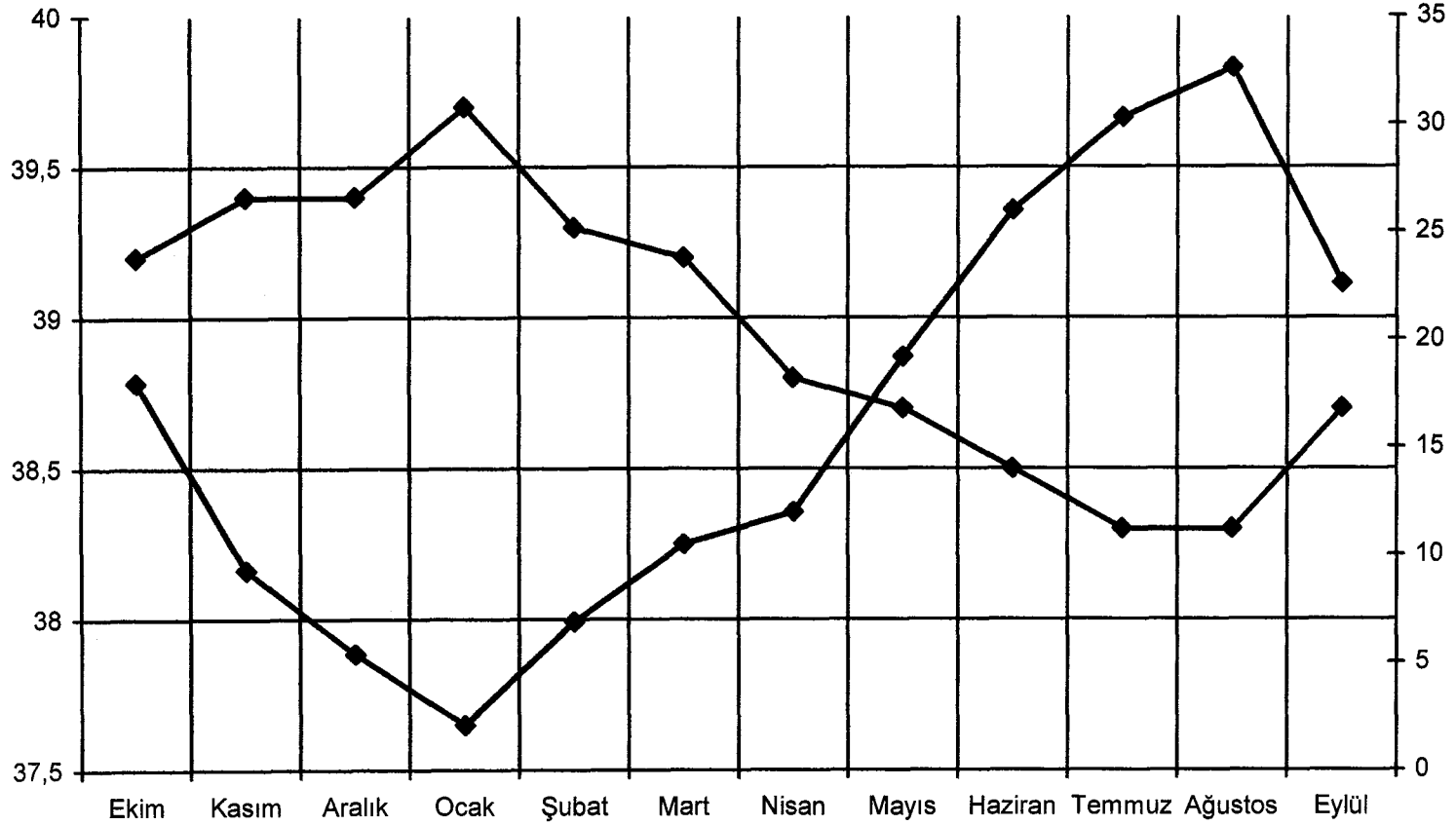
Santral 1 Yıllık Verim ve Birim Yakıt Sarfiyatı Grafiği



Şekil-5.4

—◆— Verim —◆— Birim Yakıt Sarfiyatı

Santral 1 Yıllık Verim ve Dış Ortam Sıcaklığı Grafiği



Şekil-5.5

◆ Verim ◆ Dış Ortam Sıcaklığı

2. Santralin üretime başladığından beri ürettiği (6 aylık brüt üretim) enerji baz alınarak 5 yıllık üretim planı hazırlandığında, 5 yıllık toplam üretim yaklaşık olarak:

$$6 \text{ Aylık Brüt Ü.} = 97.392.800 \text{ kWh}$$

$$A_2 = 97.392.800 \times 2 \times 5 = \boxed{973.928.000 \text{ kWh}} \text{ bulunur.}$$

3. Şirketin uygulamış olduğu sistem doğrultusunda 00:00 ile 08:00 arası bir ünite devre dışı bırakılarak 08:00 ile 24:00 arası dört ünite tam yükte çalıştırılacak olursa 5 yıl sonunda toplam üretim yaklaşık olarak:

$$\text{Günlük Brüt Üretim} = (6,4 \times 3 \times 8) + (6,4 \times 4 \times 16) = 563.200 \text{ kWh}$$

$$A_3 = 563.200 \times 365 \times 5 = \boxed{1.027.840.000 \text{ kWh}} \text{ bulunur.}$$

4. Devletle yapılan sözleşmeye göre saat 00:00 ila 08:00 saatleri arası taahhüt edilen 20 MWh bunun dışındaki saatlerde tam yük üretilirse 5 yıl sonundaki toplam yaklaşık olarak :

$$\text{Günlük Brüt Üretim} = (20.000 \times 8) + (25.600 \times 16) = 569.600 \text{ kWh}$$

$$A_4 = 569.600 \times 365 \times 5 = \boxed{1.039.520.000 \text{ kWh}} \text{ bulunur.}$$

5. Üniteler 5 yıl boyunca tam yükte çalıştırılacak olunursa toplam brüt üretim yaklaşık olarak:

$$\text{Günlük Brüt Üretim} = 6,4 \times 4 \times 24 = 614.400 \text{ kWh}$$

$$A_5 = 614.400 \times 365 \times 5 = \boxed{1.121.280.000 \text{ kWh}} \text{ olarak bulunur.}$$

5.5. Santralin Birim Yakıt Tüketiminin (b_y) Hesaplanması :

$$b_y = f_y \times Q_y \text{ formülünden}$$

$$f_y = 0,15 \text{ \$/kg yakıtın birim fiyatı olmak üzere}$$

$$Q_{y1} = 0,210 \text{ kg/kWh}$$

$$Q_{y6} = 0,215 \text{ kg/kWh}$$

$$Q_{y11} = 0,220 \text{ kg/kWh}$$

$$Q_{y2} = 0,211 \text{ kg/kWh}$$

$$Q_{y7} = 0,216 \text{ kg/kWh}$$

$$Q_{y12} = 0,221 \text{ kg/kWh}$$

$$Q_{y3} = 0,212 \text{ kg/kWh}$$

$$Q_{y8} = 0,217 \text{ kg/kWh}$$

$$Q_{y13} = 0,222 \text{ kg/kWh}$$

$$Q_{y4} = 0,213 \text{ kg/kWh}$$

$$Q_{y9} = 0,218 \text{ kg/kWh}$$

$$Q_{y14} = 0,223 \text{ kg/kWh}$$

$$Q_{y5} = 0,214 \text{ kg/kWh}$$

$$Q_{y10} = 0,219 \text{ kg/kWh}$$

$$b_{y1} = 0,15 \times 0,210 = 0,0315 \text{ \$/kWh} = 3,15 \text{ cent/kWh}$$

$$b_{y2} = 0,15 \times 0,211 = 0,03165 \text{ \$/kWh} = 3,165 \text{ cent/kWh}$$

$$b_{y3} = 0,15 \times 0,212 = 0,0318 \text{ \$/kWh} = 3,18 \text{ cent/kWh}$$

$$b_{y4} = 0,15 \times 0,213 = 0,03195 \text{ \$/kWh} = 3,195 \text{ cent/kWh}$$

$$b_{y5} = 0,15 \times 0,214 = 0,0321 \text{ \$/kWh} = 3,21 \text{ cent/kWh}$$

$$b_{y6} = 0,15 \times 0,215 = 0,03225 \text{ \$/kWh} = 3,225 \text{ cent/kWh}$$

$$b_{y7} = 0,15 \times 0,216 = 0,0324 \text{ \$/kWh} = 3,24 \text{ cent/kWh}$$

$$b_{y8} = 0,15 \times 0,217 = 0,03255 \text{ \$/kWh} = 3,255 \text{ cent/kWh}$$

$$b_{y9} = 0,15 \times 0,218 = 0,0327 \text{ \$/kWh} = 3,27 \text{ cent/kWh}$$

$$b_{y10} = 0,15 \times 0,219 = 0,03285 \text{ \$/kWh} = 3,285 \text{ cent/kWh}$$

$$b_{y11} = 0,15 \times 0,220 = 0,033 \text{ \$/kWh} = 3,30 \text{ cent/kWh}$$

$$b_{y12} = 0,15 \times 0,221 = 0,03315 \text{ \$/kWh} = 3,315 \text{ cent/kWh}$$

$$b_{y13} = 0,15 \times 0,222 = 0,0333 \text{ \$/kWh} = 3,33 \text{ cent/kWh}$$

$$b_{y14} = 0,15 \times 0,223 = 0,03345 \text{ \$/kWh} = 3,345 \text{ cent/kWh}$$

olacak şekilde 14 değişik yakıt birim fiyatı, ünitelerin yakıt tüketimleri göz önüne alınarak hesaplanmıştır.

5.6. Santralin Yağ Tüketimi :

Orta devirli ve ağır yakıt kullanan dizel motorlar çok özel yağlara gereksinim duyarlar. Kullandıkları ağır yakıtın içindeki alstatenlerin yağa karışması neticesinde oluşacak çamur oluşumunu engellemek için özel tipte deterjanlara ihtiyaç duyarlar. Yüksek kükürtlü yakıtların yanma sonrası oluşturdukları asidik ortam, yağın içinde rezerv durumunda bulunan bazik ortam tarafından nötralize edilene kadar silindir civarında ve piston segmanlarında kimyasal aşınmalara sebebiyet verir. Bu yüzden uzun süre kullanılan yağlarda oluşacak su ve yanma ürünlerini uzaklaştırmak için seperatörler kullanılmaktadır.

Özellikle yeni nesil dizel motorlarda bu olay, daha önemli hale gelmektedir. Çünkü bu motorlarda kullanılan perdahlanma önleyici veya alev segmanı sayesinde, yağ eksiltmesi büyük oranda düşürülmüştür. Düşük yağ eksiltmesi sistemdeki yağın yüksek sıcaklıklara, kontaminasyonlara ve asidik yanma ürünlerine daha fazla maruz kalmasına neden olmaktadır. Sistemde kullanılan yağın tipik özellikleri Tablo-5.4'te gösterilmiştir. [9]

Tablo 5.4 Sistemde kullanılan yağın özellikleri

Tipik Fiziki Özellikleri	
Argina XL	40
SAE Numarası	40
Kinematik Viskosite @ 40 °C , cSt	139
@ 100 °C , cSt	14,4
Viskosite İndeksi	105
Yoğunluk @ 15 °C , kg/lt	0,92
Parlama Noktası , Kapalı , °C	229
Donma Noktası °C	-18
TBN-E mg KOH/g	50

Ünitelerin yağ eksiltme oranları Shell firması tarafından yapılan testler sonucunda 0,2-0,4 g/kWh olarak belirlenmiştir. Shell firması tarafından santrale önerilen 0,6-0,8 g/kWh arasında yağ eklemek suretiyle, yağın ömrünün 6000-8000 saat arasında uzatmanın mümkün olacaktır. Yani kWh başın 0,8 gram eklendiğinde ünitelere konulan yağın ömrünün 8000 saat uzayacağı ve 8000 saat sonunda yağın değiştirilmesi gerektiği görülmektedir.

0,2 g/kWh yağ eklenerek sistemde kullanılan yağın ömrü en fazla 2000 saate uzatılabilmektedir. Çünkü yağın Toplam Bazik Numarası (TBN) değerinin 25'in üstünde tutulması Sell firması tarafından makinelerin aşınma ve yıpranmaya karşı korunması için tavsiye edilmiştir. Bu doğrultuda yağ hesabı yapılırsa, üç değişik yağ hesabı elde edilir. Bunlar:

Sistemin ilk andaki yağ ihtiyacı her bir ünite için 4010 litredir.

Toplam Yağ İhtiyacı = $4 \times 4010 = 16040$ litre

Yağ Yoğunluğu = 0,92 (15 °C, kg/l)

Sistemin Toplam Yağ İhtiyacı = $16040 \times 0,92 = 14759,8$ kg

Brüt üretim değerini halen uygulamakta olduğumuz A_3 'e göre yapacak olursak

Günlük Brüt Üretim = $(6,4 \times 3 \times 8) + (6,4 \times 4 \times 16) = 563.200$ kWh

1. kWh başına 0,2 g eklemek sureti ile 2000 saatte değiştirilecek olunursa;

$$2000 \text{ saat sonu brüt üretim} = \frac{563.200 \times 2000}{24} = 46933333,4 \text{ kWh}$$

$$b_{yy} = f_{yy} \times Q_{yy} \quad \text{formülünden}$$

$$f_{yy} = 1 \text{ \$/kg olmak üzere}$$

$$Q_{yy1} = 0,2 + \frac{14.756.800}{46933333,4} = 0,2 + 0,2973 = 0,4973 \text{ g/kW}$$

$$b_{yy1} = 1 \times 0,0004973 = 0,0004973 \text{ \$/kWh} = \boxed{0,04973 \text{ sent/kWh}}$$

2. kWh başına 0,4 g eklemek sureti ile 4000 saatte değiştirilecek olunursa;

$$4000 \text{ saat sonu brüt üretim} = \frac{563.200 \times 4000}{24} = 93866666,7 \text{ kWh}$$

$$Q_{yy2} = 0,4 + \frac{14.756.800}{93866666,7} = 0,4 + 0,1571 = 0,5572 \text{ g/kWh}$$

$$b_{yy2} = 1 \times 0,0005572 = 0,0005572 \text{ \$/kWh} = \boxed{0,05572 \text{ sent/kWh}}$$

3. kWh başına 0,8 g eklemek sureti ile 8000 saatte değiştirilecek olunursa;

$$8000 \text{ saat sonu brüt üretim} = \frac{563.200 \times 8000}{24} = 187733333,4 \text{ kWh}$$

$$Q_{yy3} = 0,4 + \frac{14.756.800}{187733333,4} = 0,4 + 0,07860 = 0,8760 \text{ g/kWh}$$

$$b_{yy3} = 1 \times 0,0008760 = 0,0008760 \text{ \$/kWh} = \boxed{0,08760 \text{ sent/kWh}}$$

şeklindedir.

5.7. Siirt Santrali İçin Birim Maliyet Tablolarının Oluşturulması

$$f = \frac{M_{Tesis}}{A} + b_y + b_{yy} \text{ olmak üzere ;}$$

A_1 A_5 toplam üretim değerleri, b_{y1} b_{y14} birim yakıt fiyatları ve b_{yy1} , b_{yy2} , b_{yy3} birim yağ fiyatları kullanılarak Tablo-5.5, Tablo-5.6 ve Tablo-5.7 oluşturulmuştur. Tablo-5.5 b_{yy1} , Tablo-5.6 b_{yy2} , Tablo-5.7 b_{yy3} referans alınarak oluşturulmuştur.

$$f_{11} = \frac{M_{Tesis}}{A_1} + b_{y1} + b_{yy1} \Rightarrow f_{11} = \frac{16.560.000 \times 100}{876.000.000} + 3,15 + 0,04973 \Rightarrow f_{11} = 5,0901 \text{ sent / kWh}$$

$$f_{12} = \frac{M_{Tesis}}{A_1} + b_{y2} + b_{yy1} \Rightarrow f_{12} = \frac{16.560.000 \times 100}{876.000.000} + 3,165 + 0,04973 \Rightarrow f_{12} = 5,105 \text{ sent / kWh}$$

.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....

$$f_{51} = \frac{M_{Tesis}}{A_5} + b_{y1} + b_{yy1} \Rightarrow f_{51} = \frac{16.560.000 \times 100}{1.121.280.000} + 3,15 + 0,04973 \Rightarrow f_{51} = 4,6766 \text{ sent / kWh}$$

.....
.....

$$f_{514} = \frac{M_{Tesis}}{A_5} + b_{y14} + b_{yy1} \Rightarrow f_{514} = \frac{16.560.000 \times 100}{1.121.280.000} + 3,345 + 0,04973 \Rightarrow f_{514} = 4,8716 \text{ sent / kWh}$$

İşlemleri yapılarak 70 değişik Santral birim enerji maliyet hesabı b_{yy1} 'e göre Tablo-5.5 de gösterilmiştir. Tablo-5.5 , Tablo-5.6 ve Tablo-5.7'nin toplamında ise 210 farklı duruma göre birim enerji maliyeti hesaplanmıştır. Tablo5.5'den elde edilen verilerden yararlanılarak grafik-5.1, Tablo5.6'dan elde edilen verilerden yararlanılarak grafik-5.2, Tablo5.7'den elde edilen verilerden yararlanılarak grafik-5.3 oluşturulmuştur.

5.8. Enerji Birim Maliyetlerinin Düşürülmesinin Yolları:

Tablo-5.5, Tablo-5.6 ve Tablo-5.7 incelendiğinde görüleceği gibi, santralin birim 7enerji maliyeti çok değişken bir yapıdadır. Şöyle ki özellikle yakıt tüketimine bağlı olarak değişen birim maliyet'inin M_T tesis masrafları üretim ve az da olsa yağ tüketiminin de etki ettiği görülmektedir.

$$f = \frac{M_T}{A} + b_y + b_{yy}$$

Formülü incelendiğinde f birim maliyeti düşürmek için aşağıdaki parametreler üzerinde oynana bilir.

M_T : Tesis masrafları

A : Üretim

b_y : Yakıt Tüketimi

b_{yy} : Yağlama Yağı Tüketimi

$$M_T = M_S + M_f + M_A + M_I + M_t$$

Formülünden görüleceği gibi M_T ; M_S sermaye masrafı, M_f faiz masrafı, M_A Amortisman masrafı, M_I idari masraflar ve M_t bakım onarım masraflarının toplamından oluşmaktadır.

M_S , M_f Tesis kurulmadan önce belirlendiğinden işletme aşamasında bu parametreler üzerinde birim maliyeti düşürücü yönde bir oynama yapmak mümkün değildir.

Tablo 5.5: byy1=0,2 g/kWh referans alınarak oluşturulmuştur

5,0901	5,1051	5,1201	5,1351	5,1501	5,1651	5,1801	5,1951	5,2101	5,2251	5,2401	5,2551	5,2701	5,2851
4,9000	4,9150	4,9300	4,9450	4,9600	4,9750	4,9900	5,0050	5,0200	5,0350	5,0500	5,0650	5,0800	5,0950
4,8108	4,8258	4,8408	4,8558	4,8708	4,8858	4,9008	4,9158	4,9308	4,9458	4,9608	4,9758	4,9908	5,0058
4,7927	4,8077	4,8227	4,8377	4,8527	4,8677	4,8827	4,8977	4,9127	4,9277	4,9427	4,9557	4,9727	4,9877
4,6766	4,6916	4,7066	4,7216	4,7366	4,7516	4,7666	4,7816	4,7966	4,8116	4,8266	4,8416	4,8566	4,8716

Tablo 5.6 byy2=0,4 g/kWh referans alınarak oluşturulmuştur.

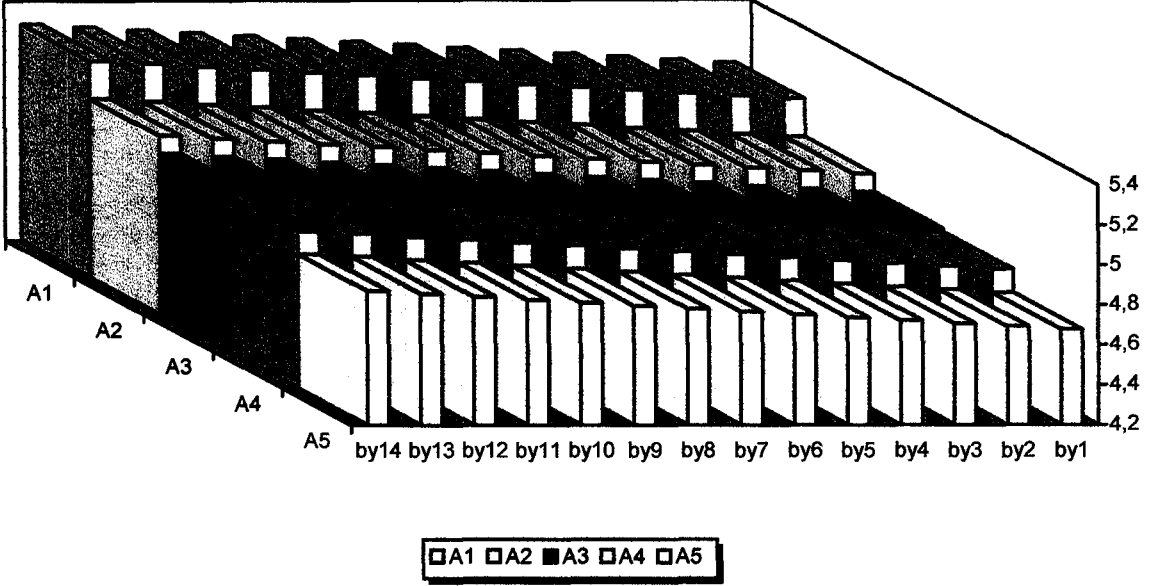
5,0961	5,1111	5,1261	5,1411	5,1561	5,1711	5,1861	5,2011	5,2161	5,2311	5,2461	5,2611	5,2761	5,2911
4,9060	4,9210	4,9360	4,9510	4,9660	4,9810	4,9960	5,0110	5,0260	5,0410	5,0560	5,0710	5,0860	5,1010
4,8168	4,8318	4,8468	4,8618	4,8768	4,8918	4,9068	4,9218	4,9368	4,9518	4,9668	4,9818	4,9968	5,0118
4,7987	4,8137	4,8287	4,8437	4,8587	4,8737	4,8887	4,9037	4,9187	4,9337	4,9487	4,9637	4,9787	4,9937
4,6826	4,6976	4,7126	4,7276	4,7426	4,7576	4,7726	4,7876	4,8026	4,8176	4,8326	4,8476	4,8626	4,8776

Tablo 5.7: byy3=0,8 g/kWh referans alınarak oluşturulmuştur

5,1280	5,1430	5,1580	5,1730	5,1880	5,2030	5,2180	5,2330	5,2480	5,2630	5,2780	5,2930	5,3080	5,3230
4,9379	4,9529	4,9679	4,9829	4,9979	5,0129	5,0279	5,0429	5,0579	5,0729	5,0879	5,1029	5,1179	5,1329
4,8487	4,8637	4,8787	4,8937	4,9087	4,9237	4,9387	4,9537	4,9687	4,9837	4,9987	5,0137	5,0287	5,0437
4,8306	4,8456	4,8606	4,8756	4,8906	4,9056	4,9206	4,9356	4,9506	4,9666	4,9816	4,9966	5,0116	5,0266
4,7144	4,7294	4,7444	4,7594	4,7744	4,7894	4,8044	4,8194	4,8344	4,8494	4,8644	4,8794	4,8944	4,9094

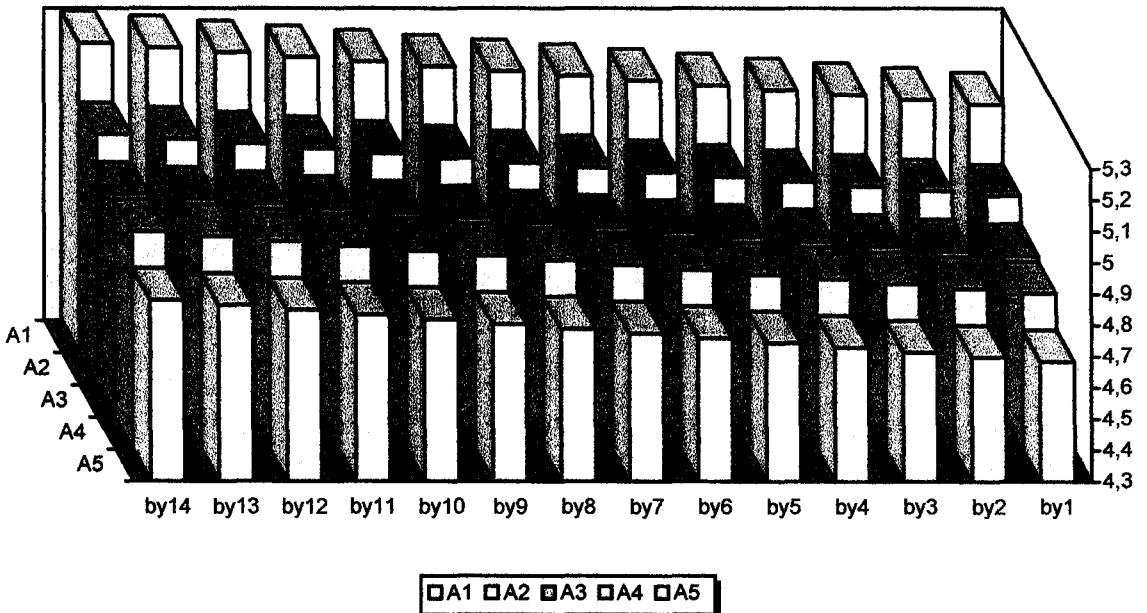
Grafik 5.1

Tablo-5.5'e Göre Düzenlenmiş Birim maliyet Grafiği



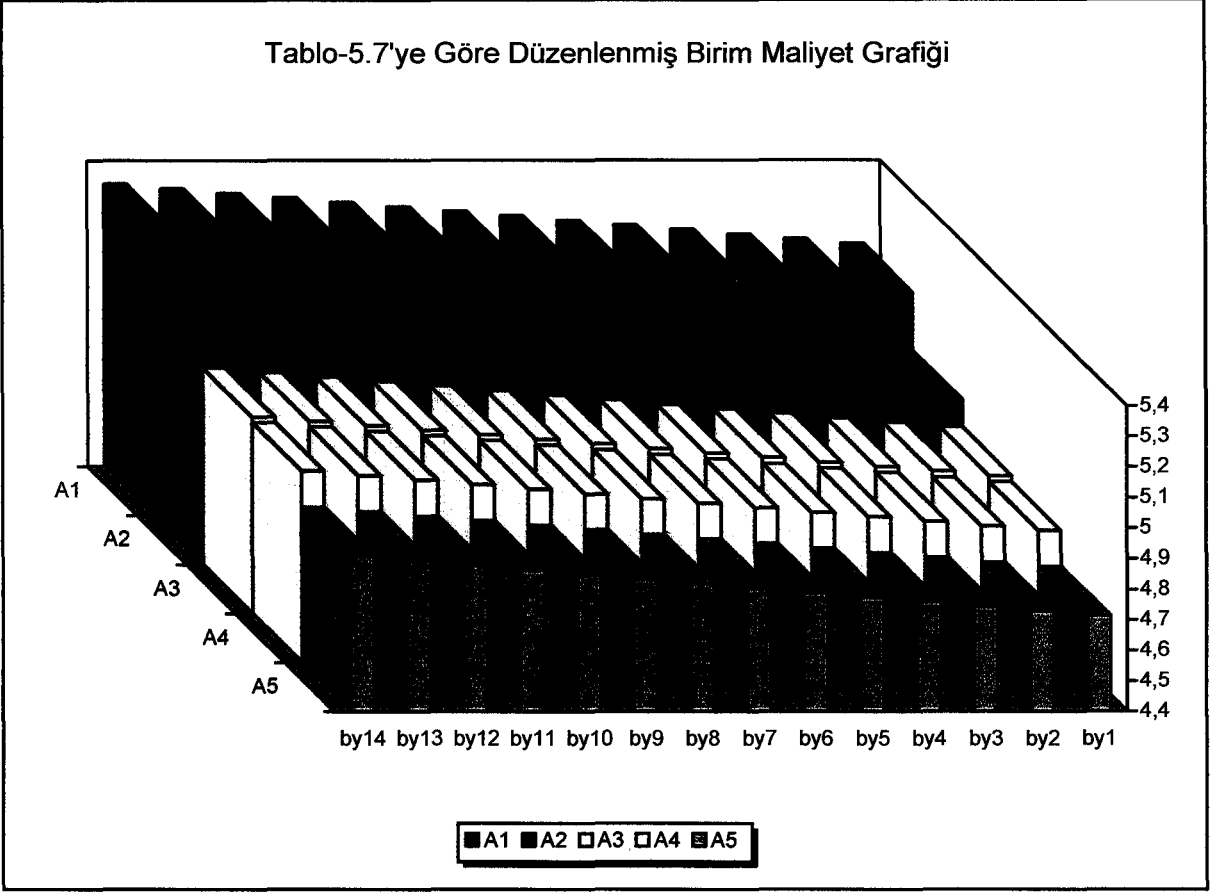
Grafik 5.2

Tablo-5.6'ya Göre Düzenlenmiş Birim maliyet Grafiği



Grafik 5.3

Tablo-5.7'ye Göre Düzenlenmiş Birim Maliyet Grafiği



M_A Masrafı kuruluş masrafına bağımlı olarak %10-20 arasında değiştiğinden bu parametre üzerinde de birim maliyeti düşürücü bir iyileştirme söz konusu değildir. Ancak devlet tarafından yapılan sözleşme süresinin 5 yıl yerine 10 yıla çıkarılması ile amortisman masrafı %15 yerine %10'lara hatta %7'lere çekilebilir bu da birim maliyetin büyük ölçüde düşürülmesine yardımcı olacak önemli bir faktördür.

M_I ve M_t Değerleri santralin sağlıklı işleyebilmesi için gerekli düzeyde tutulması zorunlu olduğundan bu parametreler üzerinde de bir değişiklik yapmak doğru değildir. Buradan görüleceği gibi birim fiyatı düşürülebilmesi için M_T değeri üzerinde herhangi bir oynama santralin kuruluşu ve işleyişi açısından çok doğru bir uygulama değildir.

f birim enerji maliyeti formülündeki ikinci parametre olan A için tablo-5.5, tablo-5.6 ve tablo-5.7 de oluşturulan değerler incelendiğinde A enerji üretim değerlerinin birim maliyet üzerine etkisinin göz ardı edilemeyecek değerlerde olduğu görülmektedir. Beş değişik üretim değeri baz alınarak yapılan araştırmalarda en yüksek üretim değeri olan A_5 üretim değeri ile hesaplanan birim maliyet ile en düşük üretim değeri olan A_1 üretim değeri ile hesaplanan birim maliyet arasındaki farkın yaklaşık olarak 0,4135 sent civarında olduğu görülmektedir. Bu değer en az üretim değeri olan 14.600.000 kW saatle çarptığımızda;

$$14.600.000 \times 0.4135 = 6.037100 \text{ cent} = 60.371 \text{ \$ lık}$$

farkın bir ay içerisinde meydana geldiğini görürüz. Bu değeri bir yıla yaydığımızda;

$$60.371 \times 12 = 724.452 \text{ \$}$$

tutarında üretici firmanın yıllık zararı söz konusudur. Ancak ülkenin içerisinde bulunduğu ekonomik kriz sanayi sektörünü olumsuz yönde etkilemiş ve daha önceleri meydana gelen enerji ihtiyacı yerini enerji fazlasına bırakmış ve bundan dolayı TEAŞ mobil santrallerden sözleşme gücü olan üretim miktarının fazlasına herhangi bir ücret ödemeyeceğini açıklamıştır. Bundan dolayı mobil santraller mecburen sözleşme güçlerinin üzerine çıkamaz duruma gelmiş ve yukarıda da hesapladığımız gibi yılda yaklaşık 750.000 \$ civarında üretim eksikliğinden dolayı bir kayba uğramıştır. Bu doğrultuda birim maliyet fiyatının düşürülmesinde etkisi olan A üretim parametresinin değiştirilemeyeceği görülmektedir.

Birim maliyete etki eden üçüncü parametre olan b_{yy} birim yağlama yağı maliyeti farklı bir tüketim hesabı ile Tablo-5.5, Tablo5.6 ve Tablo5.7'deki yerini almıştır. b_{yy} değeri incelendiğinde en yüksek b_{yy3} tüketim değeri ile en düşük tüketim değeri olan b_{yy1} arasındaki farkın 0.03783 cent/kWh olduğu ve bunun yılda;

$$\frac{0.03783 \times 14.600.000 \times 12}{100} = 66.278 \text{ \$}$$

olduğu görülmektedir. Ancak yağlama yağının sistem içerisindeki önemi düşünüldüğünde ve de burada yapılacak bir kısıtlamanın birim maliyetini çok fazla etkilemediği göz önüne alındığında en mantıklı uygulamanın bulunup kullanılması daha doğrudur. Zira yağlama yağında yapılacak kısıtlamanın sisteme zararı göz önüne alındığında yağlama yağından elde edilecek kârın sisteme verilen zarardan daha az olduğu görülecektir.

Son olarak f birim maliyet formülünde bulunan ve birim maliyet üzerinde en büyük pay sahibi olan b_y , yakıt masrafları incelendiğinde şu sonuçlar ortaya çıkmaktadır.

grafik-5.1, grafik-5.2 ve grafik-5.3'e bakılacak olursa en az tüketim değeri olan b_{y1} ile en yüksek tüketim değeri olan b_{y14} arasında yaklaşık olarak $b_{y14} - b_{y1} = 0.19504$ cent/kWh bir fark olduğunu görürüz. Bu değeri bir yıla yayarak düşündüğümüzde

$$\frac{0.1950 \times 14.600.000 \times 12}{100} = 34.1710 \text{ \$ lık}$$

bir fark olduğunu görürüz. Bu farkın işletme maliyeti açısından kabul edilebilir bir değer olmadığını söyleyebiliriz.

Bu doğrultuda yukarıda yapılan incelemelerin sonucunda; birim maliyetin düşürülebilmesi için yapılabilecek uygulamaların başında;

- Üretimin artırılması,
- Amortisman masrafının düşürülebilmesi için devletle olan sözleşmenin uzatılması,
- Yakıt tüketiminin düşürülmesi olduğu sonucu çıkarılmaktadır

Üretimin artırılmasının olmaması (sözleşme üretiminin üzerine çıkılması durumunda TEAŞ'ın ödeme yapmaması) birim maliyetin düşürülmesi ile ilgili bu doğrultuda bir çalışma yapılmasına engel oluşturmamaktadır.

Birim yakıt masrafının minimuma indirgenerek birim maliyetin düşürülebileceği sonucunun ortaya çıktığı görülmektedir. Bu sonuçlar doğrultusunda birim yakıt masrafının düşürülebilmesi için;

$$by = fy \times Qy$$

formülü incelendiğinde karşımıza fy ve yakıtın birim fiyatı ve de Qy sistemin birim yakıt tüketimi çıkmaktadır.

fy birim yakıt fiyatının düşürülebilmesi çok daha ucuz yakıt temin edip kullanmakla mümkündür. Bu da TÜPRAŞ dışında daha ucuza temin edilebilecek yakıtın bulunması ile sağlanabilir. Örneğin yurt dışından ithal etmek veya Petrol Ofisi tarafından temin edilen ve daha ucuz olan Kuzey Irak'tan alınan yakıtı kullanmakla mümkün olunabileceği söylenebilir.

Enerji üretiminde en büyük masrafın yakıt masrafı olduğu düşünüldüğünde ünitelerin yakıt tüketimlerinin (Q_y) düşürülmesinin, santral birim enerji maliyetinin düşmesini önemli ölçüde sağlayacağı ve bunun gerçekleştirilebilmesi için de ünitelerin periyodik bakımlarının düzenli olarak yapılmasının ve uygun çalışma şartlarının sağlanması ile mümkün olacağı söylenebilir.

Yukarıda anlatılanlar doğrultusunda şu sonuçlara varılabilir. Bu tip santrallerde enerjinin daha ucuza üretilmesinin sağlanabilmesi için, düşük kuruluş masrafı, maksimum enerji üretimi ve minimum yakıt tüketiminin sağlanması ile mümkündür. Ayrıca bu santrallerin sözleşme sürelerinin uzatılması ile maliyete büyük etkisi olan amortisman masrafı azalacak ve dolayısıyla birim enerji maliyeti de azalmış olacaktır.

5.9. Elde Edilen Verilerin Değerlendirilerek Karşılaştırılması :

5.9.1. Elektrik Enerjisinde Verimlilik :

Elektrik enerjisinin üretildiği anda tüketilmesi - depo edilememe özelliği vardır-gerekliliği nedeniyle elektrik enerjisi üretiminde, dağıtımında ve tüketimindeki verimlilik kavramları önem kazanmaktadır. Üretimde verimlilik, dağıtımda verimlilik ve tüketimde verimlilik, ayrı ayrı değerlendirilmesi gereken kavramlardır.

Elektrik enerjisi -kalitesinden taviz verilmeden- olabilen en düşük maliyetle üretilmelidir. Yani teknik verimlilik kavramından olabildiğince yararlanılmalıdır. Bu kavram tamamen üretimde seçilen teknolojiyi bağlamaktadır. Son derece kritik bir seçimdir ve geriye dönüşü veya değiştirilmesi son derece pahalıdır.

5.9.2. Elektrik Enerjisinde Yatırım :

Elektrik enerjisi büyük ölçekli yatırımları gerektirir. Enerji sanayinin vazgeçilmez ve en önemli girdisi olduğundan enerjideki her çeşit dalgalanma ve kesinti sanayide, maliyetlerin artmasına ve sanayi ürünlerinin dünya ölçeğinde rekabet şansının azalmasına neden olmaktadır. Yani enerjide üretim maliyetinin son derece düşük olması gerekmektedir. Enerjide maliyet düşürmenin en temel yolu da büyük ölçekli yatırımlara gidilmesidir. Yani ölçek ekonomisinden yararlanır.

5.9.3. Elektrik Enerjisi Üretiminde Teknoloji Seçimi :

Elektrik enerjisi ikincil bir enerji kaynağıdır. Yani başka enerji kaynakları kullanılarak elde edilir. Elektrik enerjisi üretimi yapılırken yaşanan sorunlar, maliyetleri ve elektrik enerjisinin yaşamsal önemi düşünüldüğünde, üretim teknolojisi seçiminde son derece dikkatli davranılması gereklidir. Çünkü yapılan yatırımlardan geriye dönüş son derece pahalıdır. Bu açıdan üretim teknolojisi ve bu teknolojilere uygun kaynaklar seçilirken aşağıdaki etkenler dikkate alınmalıdır.

- Seçilen teknoloji güvenli olmalıdır,
- Kullanılacak kaynak olabildiğince ulusal olmalıdır,
- Seçilen teknoloji ucuz olmalıdır,
- Yenilenebilir ve çevreci olmalıdır.

Bu kriterler düşünüldüğünde üretimde ulusal kaynaklara dayalı bir seçimin yapılması ve başta çevresel etkiler olmak üzere diğer toplumsal maliyetlerin ve getirilerin dikkate alınması gereklidir.

5.9.4. Marjinal Maliyetlerin Karşılaştırılması :

Elektrik enerjisinde kuruluş maliyetlerinin yansira elektrik enerjisinin marjinal maliyeti önemlidir. Yani, bir birim elektrik enerjisi üretimi için gerekli girdi miktarının maliyeti önemlidir. Dolayısıyla salt kuruluş aşamasındaki maliyetlere bakarak ucuzluk veya pahalılık değerlendirmesi yapılması doğru değildir. Marjinal maliyetler açısından değerlendirildiğinde en ucuz elektrik enerjisi üretimi hidrolik santrallerdedir. İkinci en ucuz üretim ise ulusal kaynaklara dayalı linyit santralleridir. Daha sonra doğal gazlı santraller, ithal kömüre dayalı santraller, rüzgar santralleri, petrole dayalı santraller, nükleer santraller ve fotovoltaik piller gelmektedir. Elektrik üretiminin santrallere göre birim maliyet dağılımı Tablo -5.8'deki gibidir.

5.9.5 Ülkemizde Elektrik Enerjisi Fiyatı ;

Elektrik Enerjisinin kwh Başına Maliyeti

TEAŞ kendi santrallerinde hidrolik enerjinin kwh'ni 0,0011 \$/kW ve termik santrallerde 0,03805 \$/kW üretmektedir.

$$TEAŞ \text{ Ortalama Maliyeti} = \frac{(TermikÜretim \times 0,03805) + (HidrolikÜretim \times 0,0011)}{ToplamÜretim}$$

şeklinde hesaplanabilir. [10]

Tablo 5.8 Elektrik üretiminin santrallere göre birim maliyet dağılımı

	Santral Modelleri	Birim Enerji Maliyetleri US\$
1	Hidro Elektrik Santralarda	0.0005
2	Linyite Dayalı Termik Santralarda	0.0250
3	Doğalgaza Dayalı Termik Santralarda	0.0300
4	İthal Kömüre Dayalı Termik Santralarda	0.0350
5	Rüzgar Santrallerinde	0.0450
6	Petrole Dayalı Termik Santralarda	0.0600
7	Nükleer Santralarda	0.0750
8	Fotovoltaik Piller	0.2500

$$\begin{aligned} 2000 \text{ Yılı TEAŞ Ortalama Maliyeti} &= \frac{(93.934.200.000 \times 0,03805) + (30.878.500.000 \times 0,011)}{128.812.700.000} \\ &= 0,02802 \text{ \$/kW tır} \end{aligned}$$

İletim ve dağıtımdan kaynaklı maliyetler düşünülünce

Satışa Esas Fiyat = 0,0560 \\$/kW olarak bulunur.

Oysa, TEAŞ bugün YİD ve Yİ modelleriyle yapılan santrallerden çok pahalı fiyata enerji almaktadır. Bu fiyatlar sözleşmeler bazında farklılıklar göstermesine karşın fiyatın 6 – 12 cent civarında olduğu bilinmektedir. Bu durum enerji maliyetlerini olumsuz yönde etkilemekte ve dolaylı olarak kamu aleyhine işleyen bir süreç yaşanmaktadır. Bugün su rejimine bağlı olduğu iddia edilse de 2000 yılı içerisinde hidrolik üretimin geçmiş yıllara göre düşük olmasının nedeni Yİ ve YİD modeli yüzde yüz alım garantili sözleşmelerdir.[10]

5.9.6 Üretimdeki Mobil Santrallerde Kurulu Güç ve Birim Enerji Fiyatları:

İlk kurulan mobil enerji santrallerinden olan Van (1), İdil (1), Silopi (1) ve Hakkari (1) santralleri, birim enerji maliyet fiyatları tam araştırılmadan ve yeterince analiz edilmeden, yüksek fiyatlar üzerinden anlaşma yapılmış santraller olarak görülmektedir. Daha sonraları kurulan diğer mobil santrallerde ise bu fiyatın daha makul seviyelere çekildiği görülmektedir.

Devlet tarafından, enerji alım garantili sözleşmeler kapsamında özel sektör tarafından kurulan, mobil enerji santrallerin kurulduğu yerler, kurulu güçleri ve birim enerji fiyatları Tablo5.9'da gösterilmiştir.

Tablo 5.9

	Kurulan Merkezler	Sözleşme Güçleri MW	Enerji Birim Fiyatları cent/kW
1	Van (1)	20	8,9
2	Van (2)	20	6,5
3	İdil (1)	10	10,9
4	İdil (2)	20	6,3
5	Silopi(1)	35	10,2
6	Silopi(2)	25	6,4
7	Hakkari (1)*	10	14,3
8	Hakkari (2)	20	6,8
9	Isparta	20	6,7
10	Siirt	20	6,4
11	Mardin	20	6,4
12	Kırıkkale	130	4,9
13	Samsun (1)	100	5,0
14	Samsun (2)	100	5,2
15	Batman	100	4,8
16	Esen Boğa	40	6,5

Toplam	690
---------------	------------

* **Not :** Hakkari(1) santrali motorin ile çalışırken , diğerlerinin tamamı fuel-oil ile çalışmaktadır.

SONUÇ

1997 yılı sonlarında ülkemizde enerji problemlerinin başlaması ile birlikte acil çözümler planı içerisinde kurulan mobil santraller, acele ve yüksek fiyatlarla anlaşılarak devreye alınmış; fakat 2000 yılı ile birlikte ülkede meydana gelen ekonomik kriz işletmelerin bir bir kapanmasına neden olmuş ve ülkede fazla enerji krizi meydana gelmiştir. Bunun sonucu olarak devlet kendi ünitelerini bir bir devre dışı bırakmak zorunda kalmıştır; çünkü özel sektörle yapılan zorunlu alım sözleşmeleri bunu zorunlu kılmıştır.

Devlet imkanları ile daha ucuza mal edilen enerji yerini özel sektör tarafından üretilen pahalı enerjiye bırakmıştır. Bu durum sadece mobil enerji santralleri için değil, özel sektör tarafından kurulan diğer enerji santralleri için de geçerlidir.

Ülkede enerji planlamasının yeniden yapılandırılıp, mobil enerji santrallerinin çok daha faydalı olabilecekleri, bir şekilde çalıştırılmaları gerekmektedir. Şöyle ki; puant saatlerinde enterkonekte sistemde meydana gelecek olan boşluklar mobil santrallerle kapatılabilir.

Hidrolik santrallerin frekans santrali olarak çalıştırılmaları, termik santrallerin devreye alınma ve devreden çıkarma sürelerinin uzun olması, hem zaman olarak hem de maddi olarak kayıplara neden olacağından, mobil santrallerin bu görevi çok daha çabuk ve de çok daha düşük maliyetle yerine getireceği düşünüldüğünde, mobil santrallerin bu şekilde kullanılarak sisteme çok daha yararlı olacakları hiç şüphesizdir. Yani, Termik santrallerde bir ünitenin devreye alınma süresinin 8 ile 10 saat, mobil santrallerin ise bu sürenin 25 ila 45 dakika olduğu düşünüldüğünde mobil santrallerin sadece puant saatlerinde sisteme daha faydalı olacağı kanısını güçlendirmektedir.

Bu şekilde bir üretim modeli ile, yani sadece puant saatlerinde devreye alınmak suretiyle, mobil enerji santrallerinin sisteme çok daha fazla yarar sağlayacağı ve enerji maliyetine artırıcı bir yönde değil, azaltıcı bir yönde etki edeceği görülecektir.

Mobil santrallerde verimin üst düzeyde tutulması çok önemlidir. Çünkü santralde bulunan ünitelerin yüksek performansta çalışmaları kuruluşun sağlıklı işleyişi açısından çok büyük önem taşımaktadır. Bu doğrultuda santral veriminin artırılabilmesi için; üretim artırılmalı, bunun yanında ünitelerin gram yakıt sarfiyatları düşürülmelidir. Ünitelerin periyodik bakımları düzenli olarak yapılmalı, soğutma sistemleri yeterli değilse, yeterli hale getirilmeli ve yakıtın uygun sıcaklık ve basınç değerlerinde tutulabilmesi için gerekli düzenlemeler yapılmalıdır. Bunlar yapıldığı takdirde, santral veriminin ve performansının büyük ölçüde değişeceği görülecektir. Mobil santrallerde ünitelerin verim ve performanslarının üst düzeye çıkarılabilmesi için mutlaka uygun çalışma şartları hazırlanmalı, ünitelerin bakımları zamanında ve eksiksiz olarak yapılmalıdır.

VIII-KAYNAKÇA

1. Yurdakul YİĞİT GÜDEN, *Türkiye’de Elektrik Enerjisi Sektöründe Özelleştirme Politikaları ve Çalışmaları*, (Ekim 1999,170 sayfa)
2. TEAŞ, *Faaliyet Raporu*, (Ankara 2001, 60 sayfa)
3. TÜSİAD, *Enerji Sektöründe Geleceğe Bakış, Arz, Talep ve Politikalar*, (Tepebaşı/İstanbul Kasım 1994, 229 sayfa)
4. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, *Özelleştirmeye İlişkin Çalışmalar*, (Ankara 2002, 25 sayfa)
5. İrfan Güney, *Elektrik Tesisleri 1 (Üretim Merkezleri)*, (İstanbul Ocak 1993, 192 sayfa)
6. Philip J. POTTER, *Power Plant Theory and Design*, (Malabar-Florida 1988, 710 sayfa)
7. The Power Plant of Siirt, *The Technical Catalogue of Wärtsilä*, (Finland 2002, 5000 sayfa)
8. TÜPRAŞ, www.tupras.com.tr, 2002
9. the Shell Company of Turkey Limited, *Oil Catalogue*, (Kocaeli 2002, 370 sayfa)
10. EMO, *Ülkemizde Elektrik Enerjisi ve Nükleer Santraller*, (Ankara 2002, 25 sayfa)