

57585

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**GÜNEYDOĞU ANADOLU BÖLGESİNİN
HİDROELEKTRİK POTANSİYELİNİN ETÜDÜ**

Mak. Müh. Hasan Hüseyin ERDEM

F.B.E. Makina Mühendisliği Anabilim Dalı Enerji Makinaları Programında
hazırlanan

Tez Danışmanı : Prof. Ertuğrul KÜÇÜKKARAMIKLI

TEŐEKKÜR

Bu yorucu çalıőmam esnasında hertürlü yardımına baővurduėum hocam Prof. Ertuğrul KÜÇÜKKARAMIKLI' ya ve değerli arkadaőım Yük. Mak. Müh. Süleyman Hakan SEVİLGEN' e teőekkürü bir borç bilirim.

İÇİNDEKİLER

ÖZET.....	iii.
ABSTRACT.....	iv
GİRİŞ.....	v
1. ENERJİ KAYNAKLARI.....	1
1.1. TÜKENEN ENERJİ KAYNAKLARI.....	2
1.1.1. Fosil Yakıtlar.....	2
1.1.2. Jeotermal Enerji.....	8
1.1.3. Nükleer Enerji.....	8
1.2. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI.....	9
1.2.1. Rüzgar Enerjisi.....	10
1.2.2. Güneş Enerjisi.....	11
1.2.3. Hidrolik Enerji.....	11
2. TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİ VE YILLARA GÖRE GELİŞİMİ.13	
3. ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM SANTRALLARININ KARŞILAŞTIRMASI.17	
3.1. TERMİK SANTRALLAR.....	17
3.2. DOĞALGAZ SANTRALLARI.....	18
3.3. HİDROELEKTRİK SANTRALLAR.....	18
4. ENERJİ PLANLAMASI VE ETKİLEYEN FAKTÖRLER.....20	
4.1. NÜFUS YAPISI.....	20
4.2. EKONOMİK SİSTEM.....	24
4.3. JEOLJİK VE STRATEJİK SİSTEM.....	25
4.4. ÇEVRE ETKİLERİ.....	25
4.5. ENERJİ PLANLAMASINDA HİDROELEKTRİK ENERJİNİN YERİ.....	26
5. TÜRKİYE'NİN SU KAYNAKLARI.....27	
6. HİDROELEKTRİK POTANSİYEL ÇEŞİTLERİ.....29	
6.1. BRÜT HİDROELEKTRİK POTANSİYEL.....	29
6.2. TEKNİK YÖNDEN DEĞERLENDİRİLEBİLİR HİDROELEKTRİK POTANSİYEL.....	29
6.3. EKONOMİK YÖNDEN DEĞERLENDİRİLEBİR HİDROELEKTRİK POTANSİYEL.....	30
7. TÜRKİYE'DE HİDROELEKTİRİK ENERJİ.....31	
7.1. HİDROELEKTRİK POTANSİYEL.....	31
7.2. HİDROELEKTRİK ENERJİ ÜRETİMİ.....	36
8. HİDROELEKTRİK SANTRALLAR.....38	
8.1. HİDROELEKTRİK SANTRALLARIN SINIFLANDIRILMASI.....	38
8.2. HİDROELEKTRİK SANTRALLAR PLANLANMASI.....	39

8.3. HİDROLİK TÜRİN SEÇİMİ	40
8.3.1. Yıllık Üretilcek Enerji.....	40
8.3.2. Debi Hesabı.....	41
8.3.3. Düşü Hesabı.....	45
8.3.4. Türbin seçimi.....	46
9. FIRAT VE DİCLE HAVZASI HİDROELEKTRİK POTANSİYELİ	48
10. SONUÇ	65
11. KAYNAKLAR	67
ÖZGEÇMİŞ	68



ÖZET

Enerjinin kaynağı ve elde edilış yöntemi çok önemlidir. Gelecek için enerji planlaması, enerji kaynaklarının rezervlerine, enerji talebine ve çevre faktörlerine göre belirlenmektedir.

Bu çalışmada , enerji kaynaklarının rezervleri ve elde edilış yöntemleri incelenmiştir. Elektrik enerjisinin avantajlarından dolayı kazandığı önem açıklanarak kişi başına düşen elektrik enerjisi miktarının gelişmişliğin seviyesini belirttiği tespit edilmiştir. Türkiye'deki elektrik enerjisinin gelişimi incelenerek, enerji planlamasının faktörleri açıklanmıştır.

Elektrik enerjisi üretim yöntemlerinin birbirlerine göre avantajları ve dezavantajlarının ışığı altında hidroelektrik enerji üretiminin önemi belirlenmiştir. Türkiye hidroelektrik potansiyelleri belirlenmiş ve hidroelektrik santralların planlanması aşamasındaki çalışmalara değinilmiştir.

Su kaynakları içersinde büyük paya sahip olan Doğu ve Güneydoğu Anadolu Bölgelerini içersine alan Fırat ve Dicle havzalarının hidroelektrik potansiyeli tespit edilmiştir. Son bölümde bu bölgeye ait potansiyelin etüdü yapılmıştır. Sonuç olarak Fırat ve Dicle havzalarına ait potansiyelin Türkiye potansiyelinin yarısını oluşturduğu , ancak bununda üçte birinin değlendirilmiş olduğu tespit edilmiştir.

GİRİŞ

Enerji, yaşamımızın tüm bölümüne bir daha çıkmamak üzere girmiştir. Önemi anlaşılan enerjinin kaynak araştırılması ve elde ediliş yöntemleri büyük önem kazanmıştır. Zaman zaman meydana gelen enerji krizlerine tekrar düşmemek için planlamasının yapılması yönünde önemli adımlar atılmıştır. Önceleri planlamada ikmal güvenliği ve ekonomi dikkate alınmış ,fakat enerji üretiminin çevreye ve insan sağlığına olan olumsuz etkisinin zamanla artması sonucu enerjinin temizliğide planlama çalışmalarının esasları arasında yerini almıştır. Artık istenildiği anda, istenildiği miktarda , ekonomik ve temiz enerjinin sağlanması için çalışmalar yapılmaktadır.

Enerji üretim tesislerinin planlanmasında en önemli etken kaynak rezervleridir. Rezerv çalışmaları yerli kaynak miktarını ve dış alım miktarlarını belirlemektedir. Öncelikle yerli kaynaklar değerlendirileceğinden miktarları ve yaklaşık ömürleri tespit edilmelidir.

ABSTRACT

Energy source and method of producing energy are very important. Energy planning, for the future, is based on these factors; supplies of energy sources, demand of energy and environment.

In this study, supplies of energy sources and methods of producing energy are researched. The importance that gained because of its advantages of electric energy is explained. It is demonstrated that the amount of exhausting electric energy per person defines the level of development. Studying development of electric energy in Turkey, factors of energy planning are explained.

Defining the advantages and disadvantages of the methods of producing electric energy according to each other, the importance of producing hydro-electric energy is demonstrated. In Turkey, the hydro-electric potential is defined and the works of planning hydro-electric power plant are explained.

Hydro-electric potential of Firat and Dicle riverbasin Which include East and East-South Anatolia region that have big amount water source is determined. In last section, potential Which belongs to that region is studied. Finally, the potential Which belongs to Firat and Dicle riverbasin is half of potential in Turkey, but %30 of this potential is used.

1. ENERJİ KAYNAKLARI

Enerji ,hareket halindeki kuvvet ve iş veren bir sistemin sahip olduğu yetenektir. Diğer bir deyişle sistemin iş yapabilme yeteneğidir. Termodinamiğin birinci kanununda belirtildiği gibi enerjinin toplam niceliği değişmez. Ama karşımıza değişik formlarda çıkar. Bunlar; termik(ısı), mekanik, kinetik, potansiyel, elektrik, manyetik, kimyasal ve nükleer enerjidir. Tabiatta bulunan değişik enerji kaynakları kullanılarak bu enerji kaynakları elde edilir.

Enerji kaynaklarını değişik sınıflandırmalara tabi tutmak mümkündür. Öncelikle enerji kaynaklarında kendi menşelerine göre sınıflandırılır. Bu sınıflandırmaya göre birincil (primer) ve ikincil (seconder) enerji kaynağı diye iki gruba ayırmak mümkündür

A) Enerji kaynağının tabiattan elde edilen ilk formuna birincil (primer) enerji kaynağı denilir. Taşkömürü, linyit, asfaltit, petrol, doğalgaz, hidrolik, jeotermal, güneş,odun, hayvan ve bitki artıkları bu sınıfı oluştururlar. Türkiye'nin birincil enerji kaynaklarından taşkömürü, linyit ve asfaltit rezervleri Tablo 1.1'de, uranyum ve toryum rezervleri Tablo 1.2' de, hampetrol ve doğalgaz rezervleri Tablo 1.3' de, jeotermal enerji rezervi Tablo 1.4'de verilmiştir. (Altaş M, 1994)

TABLO 1.1 Taşkömürü, linyit, asfaltit rezervleri (1993)

Birincil enerji kaynağı	Orjinal Birim	Görünür Rezerv	Mümkün Rezerv	Muhtemel Rezerv	Toplam	İşletilebilir
Taşkömürü	Binton	185089	765687	417465	1368241	---
Linyit	Binton	7339046	625936	110014	8074966	3907958
Asfaltit	Binton	45473	28897	7579	81949	14000

TABLO 1.2 Uranyum ve toryum rezervleri (1993)

Birincil enerji kaynağı	Orjinal birim	Görünür rezerv
Uranyum	Ton	9129
Toryum	Ton	380000

TABLO 1.3 Hampetrol ve doğalgaz rezervleri (1993)

Birincil enerji kaynağı	Orjinal birim	Rezervuar toplamı	Üretilen toplam	Kümülatif üretim	Kalan üretilebilir
Hampetrol	Binton	954009	128322	89203	39119
Doğalgaz	Milyon m ³	17489	11938	2131	9807

TABLO 1.4 Jeotermal enerji potansiyeli (1993)

Birincil enerji kaynağı	Birim	Teorik potansiyel	Belirlenen potansiyel
Jeotermal elektrik	MW _e	4500	200
Jeotermal ısı	MW _t	31100	1000

Tablolardan da anlaşılacağı gibi Türkiye taşkömürü ve linyit rezervleri açısından zengin sayılabilecekken hampetrol, doğalgaz ve jeotermal rezervler açısından fakirdir.

Tablo 1.5’de Türkiye’nin birinci enerji kaynaklarının orjinal birimlerle üretim miktarlarının ve üretim içersindeki paylarının 1970-1993 yılları arasındaki değişimi verilmiştir. Tablo 1.6’da ise yine aynı yıllar arasında tüketim miktarları ve tüketim payları verilmiştir.

Tablo 1.5’de görüldüğü gibi 1970 yılında %26.5 payla odun birinci sırada, %25.7 payla petrol ikinci sırada ve %19.2 payla taşkömürü üçüncü sıradadır. Yıllar itibarı ile bu oranlar değişerek 1993 yılında %36.6 payla linyit birinci sırayı, %20.3 payla odun ikinci sırayı ve %15.2 payla petrol üçüncü sırayı almıştır. Odunun 1970’deki %26.5 gibi yüksek bir paydan 1993’de %20.3 paya düşmesi olumlu bir gelişmedir. Fakat milli bir servet olan ve ormanlardan sağlanan odunun bu payı da yüksektir. Taşkömürü’nün payı büyük oranda azalırken linyitin payı 1970 de % 12’den 1993 de % 36.6’ya çıkmıştır. Diğer dikkati çeken gelişme hidrolik enerjinin payının artışıdır. 1970 de % 1.8 gibi düşük bir paya sahipken 1993 de %10.9 paya sahiptir.

B) Birincil enerji kaynaklarından herhangi bir metotla dönüştürülerek elde edilen enerji formuna ikincil (seconser) enerji kaynağı denilir. Elektrik, ısı, mekanik vb. enerji formları bu grubu dahildirler. Bu enerjilerin hepsi değişik sektörlerde kullanım sahası bulmasına rağmen taşıma ve kullanım gibi avantajlarından dolayı en çok kullanım sahası bulan enerji türü elektrik enerjisidir.

Diğer bir sınıflandırma enerji kaynağının yenilenebilirlik özelliğine göre yapılır. Enerji kaynakları tükenen ve yenilenebilir olmak üzere ikiye ayrılır. Tükenen enerji kaynakları doğrudan doğruya yeraltı zenginliklerine , yenilenebilir enerji kaynakları ise coğrafi yapı ve tabiat koşullarına bağlıdır.

1-) Tükenen enerji kaynakları

- a) Fosil yakıtlar (Katı, sıvı, gaz)
- b) Jeotermal kaynaklar
- c) Nükleer kaynaklar

2-)Yenilenebilir enerji kaynakları

- a) Hidrolik enerji
- b) Güneş enerjisi
- c) Rüzgar enerjisi
- d) Gel-git enerjisi
- e) OTEC enerjisi
- f) Dalga enerjisi

1.1 TÜKENEN ENERJİ KAYNAKLARI

1.1.1 FOSİL YAKITLAR

Tükenen enerji kaynaklarının rezervleri yeni rezervler bulunamadığı sürece azalmaya devam edecektir. Bu kaynaklar içersinde fosil yakıtlar büyük öneme sahiptir. Katı, sıvı ve gaz halinde bulunabilirler. En çok kullanılan katı yakıtlar ;taşkömürü, linyit, sıvı yakıt petrol ve gaz yakıt doğalgazdır. Tüketim miktarı ve tüketim miktarı artışı geçmiş senelerin değerleri baz alınarak fosil yakıtların rezervlerinin bitiş yılları için tahminler yapılmaktadır. Tablo 1.7’de Türkiye için tüketim miktarlarına göre hesaplanan fosil yakıtların ömürleri verilmiştir. (Enerji Kongresi, 1994)

TABLO 1.5 Birincil enerji kaynakları üretimi ve üretim içindeki payları

	Taskönlü		Liyi		Asfaltı		Petrol		Doğalgaz		Hidrolik		Jeotermal elektrik		Odun		Bitki ve Hayvan artıkları		Güneş		
	Binton	%	Binton	%	Binton	%	Binton	%	Binton	%	10 ⁶ m ³	%	GWh	%	GWh	%	Binton	%	Binton	%	Bintep
1970	4573	19.2	5782	12.0	36	0.1	3542	25.7	---	---	3033	1.8	---	---	12816	26.5	9253	14.7	---	---	
1971	4639	19.7	6222	13.0	23	0.1	3452	25.3	---	---	2610	1.6	---	---	12189	25.5	9316	14.9	---	---	
1972	4641	18.7	7342	14.5	168	0.5	3388	23.4	---	---	3204	1.8	---	---	13503	26.7	9514	14.4	---	---	
1973	4642	18.1	7754	14.9	289	0.8	3511	23.6	---	---	2603	1.4	---	---	13847	26.6	9807	14.5	---	---	
1974	4965	18.8	8354	15.5	394	1.0	3309	21.5	---	---	3356	1.8	---	---	14500	27.0	10088	14.4	---	---	
1975	4813	17.9	9150	16.7	456	1.2	3095	19.8	---	---	5904	3.1	---	---	14562	26.6	10495	14.7	---	---	
1976	4632	17.2	11146	18.3	443	1.2	2595	16.6	15	0.1	8375	4.4	---	---	14734	26.9	11002	15.4	---	---	
1977	4405	16.0	12176	19.4	434	1.0	2713	16.9	18	0.1	8372	4.4	---	---	14898	26.7	11276	15.4	---	---	
1978	4295	14.7	15122	22.8	297	0.7	2736	16.2	22	0.1	9335	4.5	---	---	15248	25.7	11750	15.2	---	---	
1979	4051	14.3	13127	19.4	203	0.5	2831	17.2	34	0.2	10286	5.1	---	---	15506	26.9	12258	16.3	---	---	
1980	3598	12.7	14469	21.6	558	1.4	2330	14.1	23	0.1	11384	5.6	---	---	15765	27.3	12839	17.1	---	---	
1981	3970	13.3	16476	23.4	560	1.3	2363	13.6	16	0.1	12616	5.9	---	---	16023	26.4	12689	16.0	---	---	
1982	4008	12.8	17804	24.4	860	1.9	2333	12.8	45	0.2	14167	6.4	---	---	16760	26.3	12607	15.2	---	---	
1983	3539	11.2	20956	28.0	750	1.7	2203	12.0	8	0.0	11343	5.1	---	---	17086	26.7	12748	15.3	---	---	
1984	3632	11.0	26115	32.3	225	0.5	2087	10.9	40	0.2	13426	5.7	22	0.1	17256	25.7	11978	13.7	---	---	
1985	3605	10.1	35869	37.8	523	1.0	2110	10.2	68	0.3	12045	4.8	6	0.0	17368	24.0	11039	11.7	---	---	
1986	3526	9.3	42284	38.5	607	1.1	2394	10.8	457	1.8	11873	4.4	44	0.2	17570	22.7	11399	11.3	---	---	
1987	3461	8.5	42896	39.6	631	1.1	2630	11.1	297	1.1	18618	6.5	58	0.2	17693	21.4	11242	10.4	10	0.1	
1988	3256	9.1	35338	35.3	624	1.1	2564	11.1	99	0.4	28950	10.2	68	0.2	17711	21.8	11365	10.7	13	0.1	
1989	3038	8.0	48762	41.4	416	0.7	2876	11.8	174	0.6	17940	6.1	63	0.2	17815	21.0	11217	10.1	16	0.1	
1990	2745	8.1	44407	36.9	276	0.5	3717	15.1	212	0.7	23148	7.7	80	0.3	17870	20.8	11080	9.9	21	0.1	
1991	2762	7.1	43207	35.3	139	0.2	4451	18.1	203	0.7	22683	7.5	81	0.3	17970	20.9	11000	9.8	27	0.1	
1992	2830	6.4	48588	38.8	213	0.3	4281	16.6	198	0.7	26568	8.4	70	0.2	18070	20.0	10922	9.3	32	0.1	
1993	2789	6.4	45286	36.6	86	0.1	3982	15.2	2000	0.7	33951	10.9	78	0.2	18171	20.3	10842	9.3	38	0.1	

TABLO 1.5 Birincil enerji kaynakları tüketimi ve tüketim içindeki payları

Yıl	Taşkömürü		Linyit		Asfaltıt		Petrol		Doğalgaz		Hidrolik		Jeotermal elektrik		Odun		Bitki ve Hayvan artıkları		Elektrik rıhtalatı		
	Binton	%	Binton	%	Binton	%	Binton	%	Binton	%	10 ⁶ m ³	%	GWh	%	GWh	%	Binton	%	Binton	%	Bintep
1970	4727	14.5	5772	9.2	36	0.1	7579	42.2	---	---	---	---	---	---	---	12816	20.4	9253	11.3	---	---
1971	4651	14.2	6376	9.5	23	0.0	8819	46.2	---	---	---	---	---	---	---	12189	18.2	9316	10.7	---	---
1972	4638	12.8	7355	9.9	168	0.3	10215	47.9	---	---	---	---	---	---	---	13503	18.1	9514	9.8	---	---
1793	4595	11.5	7642	9.4	290	0.5	11995	51.5	---	---	---	---	---	---	---	13847	17.0	9807	9.2	---	---
1974	5031	12.4	8188	9.6	394	0.7	12132	50.0	---	---	---	---	---	---	---	14500	17.1	10088	9.1	---	---
1975	5959	11.0	8973	9.8	456	0.7	13503	51.8	---	---	---	---	---	---	---	14562	16.0	10495	8.8	96	0.1
1976	5005	10.3	10998	10.0	443	0.6	14992	53.1	15	0.1	8372	2.4	---	---	---	14734	14.9	11002	8.5	332	0.1
1977	5057	9.6	11675	9.6	434	0.6	17230	55.8	18	0.1	8572	2.3	---	---	---	14989	13.9	11276	8.0	492	0.1
1978	4696	8.9	13235	10.7	297	0.4	17010	54.9	22	0.1	9335	2.5	---	---	---	15248	14.1	11750	8.3	621	0.2
1979	4898	9.7	13882	11.6	203	0.3	14796	50.7	34	0.1	10289	2.9	---	---	---	15506	15.2	12258	9.2	1044	0.3
1980	4630	8.9	15243	12.4	558	0.8	15309	50.4	23	0.0	11348	3.1	---	---	---	15765	14.8	12838	9.3	1341	0.4
1981	4522	8.6	16179	13.1	560	0.8	15090	49.5	16	0.1	12616	3.4	---	---	---	16023	15.0	12638	9.1	1616	0.4
1982	5044	8.9	17716	13.5	861	1.1	16127	49.4	45	0.0	14167	3.6	---	---	---	16760	14.7	12607	8.5	1773	0.4
1983	5336	9.0	20663	14.9	750	0.9	16705	49.3	8	0.1	11343	2.7	---	---	---	17086	14.4	12748	8.2	2221	0.5
1984	5678	9.5	25632	17.2	225	0.3	16990	47.9	40	0.2	13426	3.1	22	0.1	17256	13.9	11978	7.4	2653	0.6	
1985	6189	9.8	34767	20.3	523	0.6	17270	46.3	68	1.0	12045	2.6	6	0.0	17368	13.3	11039	6.5	2142	0.5	
1986	6545	9.4	42345	21.0	607	0.6	18688	46.5	457	1.4	11873	2.4	44	0.1	17570	12.5	11399	6.2	777	0.2	
1987	7220	9.8	40653	19.7	631	0.6	21239	47.9	735	2.3	18618	3.4	58	0.1	17693	11.4	11242	5.5	572	0.1	
1988	7525	11.0	33080	16.6	624	0.6	21302	47.4	1225	5.7	28950	5.2	68	0.1	17711	11.1	11365	5.5	381	0.1	
1989	6828	9.4	47557	20.2	409	0.3	21732	45.3	3162	5.8	17940	3.1	63	0.1	17815	10.6	11217	5.1	559	0.1	
1990	8191	12.2	45891	18.3	287	0.2	22700	44.8	3428	7.0	23148	3.7	80	0.1	17870	10.1	11080	4.8	176	0.1	
1991	8824	12.6	48851	19.4	139	0.1	22113	42.7	4205	7.4	22683	3.6	81	0.1	17970	9.9	11000	4.6	759	0.0	
1992	8841	11.9	50659	18.8	197	0.1	23660	43.6	4612	7.6	26568	4.0	70	0.1	18070	9.5	10922	4.4	189	0.0	
1993	8544	10.9	47340	16.9	102	0.1	27074	46.6	5088	7.6	33951	4.8	78	0.1	18171	8.9	10842	4.1	213	0.1	

TABLO 1.7 Tüklenen enerji kaynaklarının tüketim miktarları ve artışına göre ömürleri

Tüklenen enerji kaynağı	Orjinal birim	Rezerv	Tüketim miktarı	Tüketim artış hızı (%)	Ömür (Yıl)
Taşkömürü	Binton	1368241	8544	2.82	61
Linyit	Binton	8074996	47340	10.36	29
Hampetrol	Binton	954009	27074	5.97	19
Doğalgaz	Milyon m ³	17489	5088	12.78	3

Tablodaki rezerv değerleri ve tüketim miktarları 1993 yılına ait değerlerdir. Tüketim artış hızı 1970-1993 yılları arasındaki artış miktarlarının ortalaması alınarak bulunmuştur. Bu değerler kullanılarak yapılan hesaplarda bulunan ömür Tablo 1.7' de de görüldüğü gibi Türkiye için gelecekteki enerji açısından endişe vericidir. Burada dikkat edilmesi gereken nokta üretimin tüketimi karşılama oranıdır. Tablo 1.8' de Türkiye'deki tüketilen enerji kaynaklarının 1993 yılı tüketim ve üretim değerleri alınarak üretimin tüketimi karşılama oranları verilmiştir. (Enerji Kongresi)

TABLO 1.8 Türkiye'de tüketilen enerji kaynaklarında üretimin tüketimi karşılama oranları .

Tüklenen enerji kaynağı	Orjinal birim	Üretim miktarı	Tüketim miktarı	Kaşılama oranı (%)
Taşkömürü	Binton	2789	8544	32.6
Linyit	Binton	45286	47340	95.7
Hampetrol	Binton	3892	27074	14.7
Doğalgaz	Milyon m ³	200	5088	4

Tablodan görüldüğü gibi tüketilen miktarların taşkömüründe % 32.6' sı, linyitte % 95.7' si, hampetrolde % 14.7' si ve doğalgazda % 4' ü yerli kaynaklardan karşılanmaktadır. Linyit dışındaki enerji kaynaklarının yerli kaynaklarca karşılanma oranları çok düşüktür. Buda Türkiye'nin enerji açısından büyük oranda dışa bağımlı olduğunu göstermektedir. gelecekte bu açığın dahada artacağı tahmin edilmektedir.

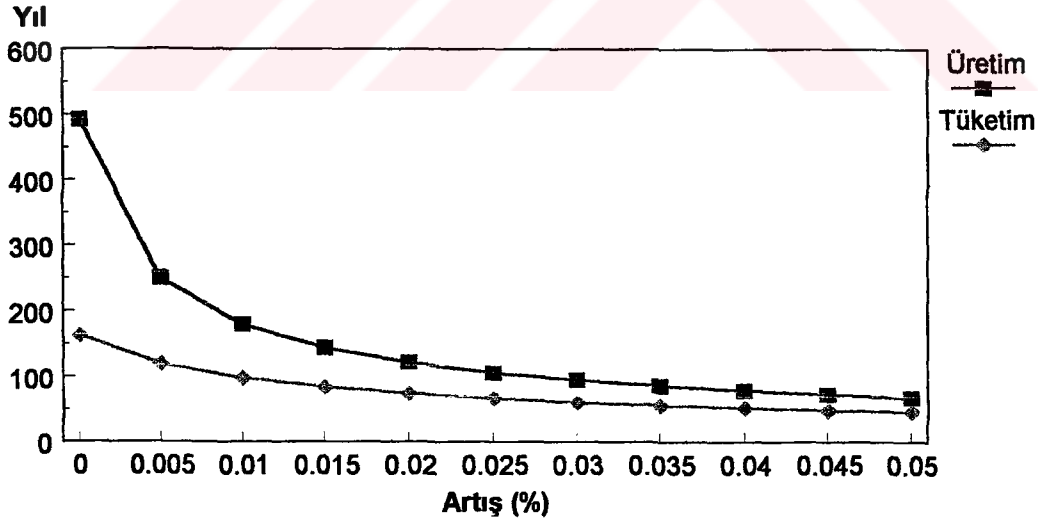
Tüketilen miktarın tamamının üretimce karşılanamaması rezervlerin Tablo 1.8'da belirlenen sürelerden daha uzun süre yeteceğini göstermektedir. Üretim miktarı ve üretim miktarı artışı göz önüne alınarak yapılan hesaplar sonunda bulunan ömür değerleri Tablo 1.9' da verilmiştir.

TABLO 1.9 Tüklenen enerji kaynaklarının üretim miktarları ve artışlarına göre hesaplanan ömür değerleri

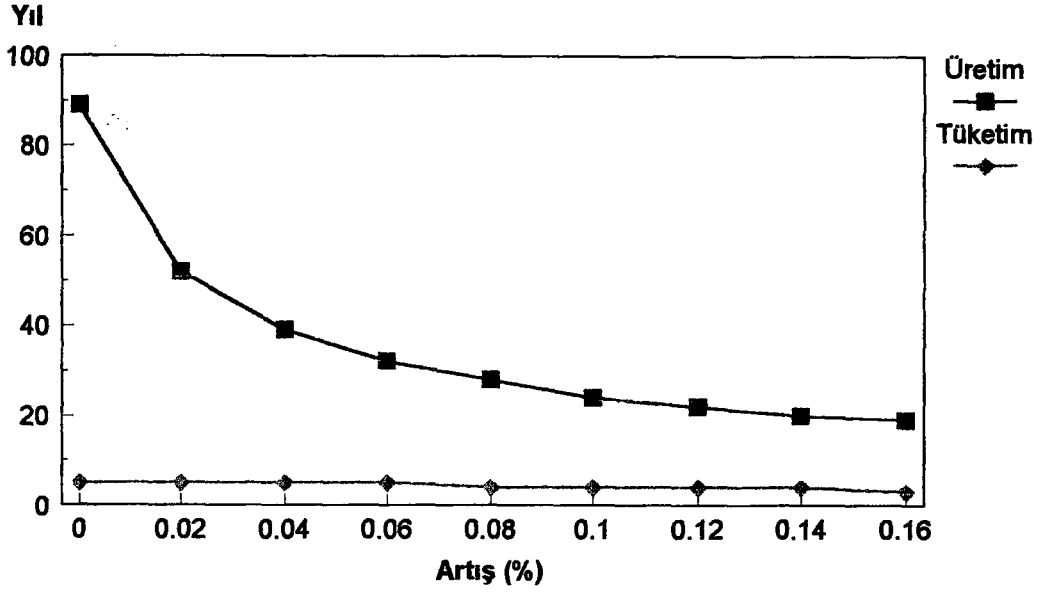
Tüklenen enerji kaynağı	Orjinal birim	Rezerv	Üretim miktarı	Üretim artış hızı (%)	Ömür (Yıl)
Taşkömürü	Binton	1368241	2789	0.57	235
Linyit	Binton	8074996	45286	10.3	30
Hampetrol	Binton	954009	3892	0.6	147
Doğalgaz	Milyon m ³	17489	200	4	38

Linyitte üretimin tüketimi karşılama oranı %95.7 olduğundan ömür miktarında değişiklik fazla değildir. Fakat diğer enerji kaynaklarında karşılama oranı düşük olduğundan ömürde büyük oranda artma meydana gelmiştir. Türkiye'nin lehine gibi gözükse de bu durum aslında aleyhinedir. Çünkü üretim miktarına göre hesaplanan ömrün artması Türkiye'nin enerji kaynakları açısından dışa bağımlılığının artması anlamına gelir.

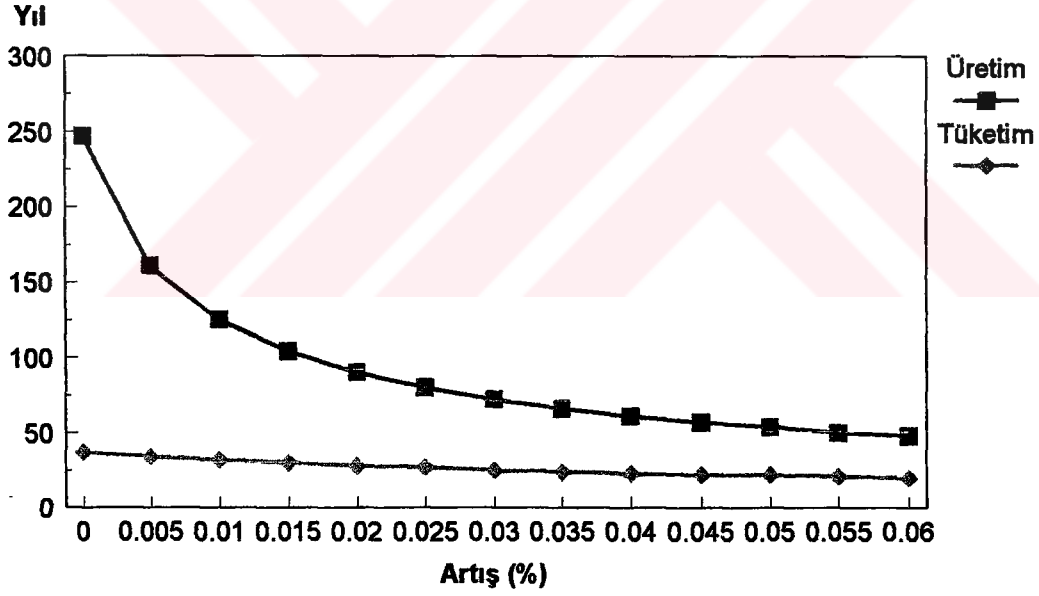
Enerji üretimi ve tüketimindeki artışla beraber rezerv ömürlerinde de azalma meydana gelecektir. Artış ile rezerv ömürlerinin değişimini incelemekte fayda vardır. Bu amaçla geçmiş yıllardaki üretim ve tüketim artış hızları sayesinde belirlenen sınır değerler arasında artış değişken alınmış ve ömür (yıl) - artış hızı (%) eğrileri fosil yakıtlar için ayrı ayrı oluşturulmuştur. Üretim ve tüketim artış hızı sınırları taşkömürü için %0 - %5, linyit için %1 - %12, doğalgaz için %0 - %16 ve ham petrol için %0 - %6 alınmıştır.



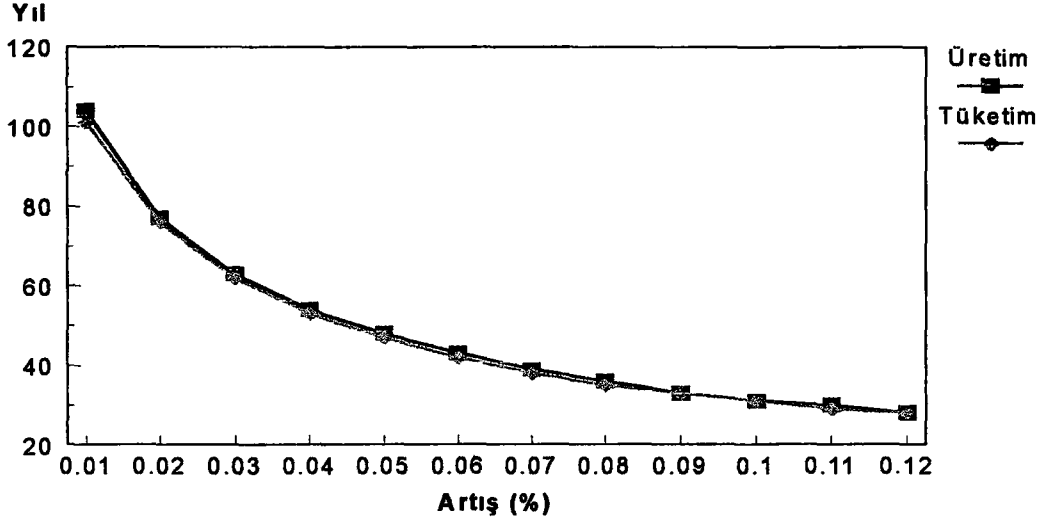
Grafik 1.1. Taşkömüründe üretim ve tüketim artış hızı değişimi ile rezerv ömrü değişimi



Grafik 1.2. Doğalgazda üretim ve tüketim artış hızı değişimi ile rezerv ömrü değişimi



Grafik 1.3. Hampetrolda üretim ve tüketim artış hızı değişimi ile rezerv ömrü değişimi



Grafik 1.4. Linyitte üretim ve tüketim artış hızı değişimi ile rezerv ömrü değişimi

Grafik 1.1'de taşkömüründe, grafik 1.2' de doğalgazda, grafik 1.3' de hampetrolde ve grafik 1.4' de linyitte üretim ve tüketimin artış hızı değişimi ile rezerv ömrü değişimi verilmiştir.

Taşkömüründe düşük artış hızlarında üretim ile tüketim arasında büyük fark vardır. Fakat yüksek artış hızlarında ömür değerinin düşmesi ile beraber iki eğri birbirine yaklaşmaktadır. Doğalgazda büyük oranda dışa bağımlı olduğumuzdan iki eğri arasında büyük oranda fark vardır. Ayrıca yerli rezervlerin az olmasından dolayı tüketim eğrisi hemen hemen lineer bir değişim gösteriyor. Çünkü tüketim için 5-3 yıl gibi çok az bir aralıkta ömür değişmektedir. Hampetrolde de dışa bağımlılık fazla olduğundan tüketim artış hızı ile değişimi doğrusallık gösterir. Linyitte ise tüketim büyük oranda yerli kaynaklardan karşılandığından iki eğri çakışık gibidir. Artış hızının artması ile beraber ömür hızlı bir düşüş gösterir.

1.1.2. JEOTERMAL KAYNAKLAR

Jeotermal enerji kaynakları dünyanın iç tabakasındaki ısıyı kullanır. Yer kabuğunun ince olduğu ve mağmanın çatlaklardan sızdığı yerlerden sıcak su veya buhar doğrudan elde edilmektedir. Yersel ve sınırlı potansiyele sahip olması dezavantajdır. Türkiye'nin jeotermal enerji potansiyeli Tablo 1.4' de verilmiştir. Geçmişte yapılan potansiyel çalışmalarında teorikte 4500 MW/yıl elektrik ve 31100 MW/yıl termal potansiyeli olduğu belirlenen jeotermal enerjinin bugüne kadar yapılan çalışmalar çerçevesinde 200 MWe elektrik ile 1000 MWt termal potansiyeli belirlenmiştir. (Altaş M, 1994)

Türkiye'de jeotermal enerjiden elektrik enerjisi üretimi tek ve ilk uygulama 20.4 MWe güce sahip olan Denizli Kızıldere termik santralidir.

1.1.3 NÜKLEER KAYNAKLAR

Nükleer enerjinin elde edilmesi teorikte iki yöntemle mümkündür. Filyon (Bölünme) ağır elementlerinin çekirdeklerinin bölünmesi ile , füzyon

(birleşme) hafif çekirdeklerin birleşmesi ile ortaya çıkan enerjidir. Füzyon reaksiyonunu meydana gelmesi için gereken sıcaklık çok fazladır. Bu nedenle pratikte enerji eldesinde mevcut teknolojilerle kullanılamaz. Dünyadaki tüm Nükleer Enerji Santralleri fisyon reaksiyonu ile enerji üretmektedir.

Dünyada nükleer fisyonu dayalı 330651 MWe kurulu güce sahip 424 adet nükleer reaktör bulunmaktadır. Nükleer enerjiden yararlanan ülkelerin toplam enerji üretimindeki nükleer enerjinin payı % 17' ye erişmiştir. (Alat A, 1994)

Ülkemiz henüz nükleer enerji ile tanışmamıştır. Bu konuda geç kalındığı her geçen gün daha belirgin bir şekilde anlaşılmaktadır. Türkiye'nin uranyum ve toryum rezervleri Tablo 1.10' da verilmiştir. (Altaş M, 1994)

TABLO 1.10 Türkiye uranyum ve toryum rezervleri (1993)

Kaynak	Orjinal birim	Görünür rezerv
Uranyum	Ton	9129
Toryum	Ton	380000

Uranyum rezervleri yaklaşık 2000 MWe gücündeki nükleer santralin ekonomik ömrü (30 yıl) boyunca kullanacağı miktardadır. Toryum rezervi ise teorik olarak 250000 MWe gibi çok yüksek bir kurulu güce karşılık gelmektedir. Fakat toryum teknolojisi ticari hale gelmemiş ve yaygınlaşmamıştır. (Öner Ö.D,1994)

Türkiye'de 2010 yılına kadar herbiri 1000 MWe gücünde iki santralin kurulması planlanmıştır. Geç kalınan bu konuda çalışmalar hızlandırılmalıdır. (Yücel F.B,1994)

1.2 YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI

İkinci grubu oluşturan yenilenebilir enerji kaynakları doğrudan veya dolaylı yoldan güneşin dünyaya gönderdiği enerjiyi kullanır. Güneş dünyaya enerji gönderdiği sürece bu enerji kaynakları kendini yenileyecektir. Gerçekte dünya rezervlerine bakıldığında güneşin gönderdiği enerji yanında çok küçük bir yüzde tutmaktadır. Güneş dünyaya yılda yaklaşık olarak $54.34 \cdot 10^{20}$ kJ enerji göndermekte , fakat bunun üçte biri yansıma ile uzaya iade edilmektedir. Geri kalan enerji önce yer, su ve hava tabakası tarafından absorbe edilir. Daha sonra ısıya çevrilerek entropinin artmasına sebep olur. (Özgür C, 1969)

Kaynak gücü itibarı ile güneşin dünyaya gönderdiği enerji tükenen enerji kaynaklarına göre daha büyük isede ihtiyacın karşılanması açısından durum tersidir. Tablo 1.6' ya bakıldığında 1993 yılında Türkiye'nin birincil enerji tüketiminde yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrolik enerjinin payı % 4.8 ve güneş enerjisini payı % 0.1 olduğu görülür. Fosil yakıtlar % 82.1' lik payla en büyük bölümü oluşturmaktadır. Dünyada fosil kaynakların payı ise % 77 dir.

Dünyadaki enerji ihtiyacının karşılanmasında büyük paya sahip olan fosil yakıtların kullanılmasının neticesinde büyük problemler ortaya çıkmaktadır. Bu yakıtların yanması sonucunda meydana gelen CO₂, NO_x, ve SO₂ gazları insan sağlığını ve çevreyi tehdit eder seviyeye ulaşmıştır. Hava kirliliği, asit yağmurları ve sera etkisi bu gazların meydana getirdiği büyük problemlerdir. Fosil yakıt tüketim

hızı bugünkü değerini korur ve dünya fosil yakıtları kullanmaya devam ederse dünya ikliminin değişeceği , ekolojik dengenin bozulacağı bilim adamları tarafından belirtilmektedir. Bu durum uluslar arası meteoroloji araştırma enstitülerince yapılan ölçümler ve gözlemler sonucunda tesbit edilmiştir. Ayrıca fosil yakıtların rezervleride gün geçtikçe azalmaktadır.

Günümüzde gelişmiş ülkelerde enerji politikaları fosil yakıtlardan oluşan çevre problemlerinin azaltılması , bu yakıtların enerji üretimi içerisindeki paylarının azaltılması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının teknolojisinin geliştirilerek enerji üretimindeki paylarının artırılması üzerine kurulmaktadır. Böylece çevre dostu, sıfır yakıt maliyeti yenilenebilir enerji kaynaklarının önemi artmaktadır.

Bu kısımda Türkiye’de uygulanabilecek yenilenebilir enerji kaynakları ve Türkiye’deki durumu incelenecektir.

1.2.1 RÜZGAR ENERJİSİ

Rüzgar enerjisi, güneş enerjisinin bir şeklidir. Rüzgarlar yeryüzündeki farklı güneş ısı dağılımının neden olduğu basınç ve sıcaklık farkının dengelenmesiyle oluşan hava akımıdır. Rüzgardan ilk olarak elde edilen kinetik enerji, uygun dönüştürücüler kullanılarak elektrik, ısı ve mekanik enerjiye dönüştürülebilir. Türkiye’de bölgelere göre rüzgar enerjisi potansiyeli Tablo 1.11’ de verilmiştir. (Altaş M, 1994)

TABLO 1.11 Bölgelere göre ortalama rüzgar hızı ve güç yoğunlukları

Bölgeler	Ortalama rüzgar hızı (m/s)	Ortalama rüzgar gücü yoğunluğu (W/m ²)
Güney Doğu Anadolu	2.69	29.33
Akdeniz	2.45	21.36
Ege	2.65	23.47
İç Anadolu	2.46	20.14
Doğu Anadolu	2.12	13.19
Marmara	3.29	51.91
Karadeniz	2.38	21.31
Türkiye ortalaması	2.58	25.8

Türkiyede ortalama rüzgar hızı 2.58 m/s ve rüzgar gücü yoğunluğunun 25.8 W/m² olduğu belirlenmiştir.

Rüzgar enerjisinden genel amaçlı yararlanmak için rüzgar hızının 3 m/s2 den yüksek olması gerekliliği göz önünde bulundurulursa; ülkemiz yüz ölçümünün % 20’ lik bölümünde ve küçük çapta elektrik enerjisinden yararlanmak mümkündür. Türkiye Rüzgar Atlası çalışmaları ve konuyla ilgili araştırmalar ilgili kurumlarca sürdürülmektedir.

1.2.2 GÜNEŞ ENERJİSİ

Güneş enerjisinin kaynağı hidrojendir. Güneşdeki hidrojen birleşerek helyum'a dönüşür ve bu reaksiyon sonucunda enerji açığa çıkar. Oluşan bu enerji dünya'ya güneş ışını şeklinde ulaşır. Dünya'ya ulaşan güneş ışınlarının üçte biri atmosfer tarafından yansıtılır. Geriye kalan kısım yer, su ve hava tarafından absorbe edilir.

Güneş enerjisinin faydalı enerjiye dönüştürülmesi iki şekilde olur.

a) Güneş ışınları bir toplayıcı tarafından bir akışkana (su, hava, holojenli karbonlar vb.) aktarılır. Sıcaklığı artan akışkan amaca uygun şekilde kullanılır. Burada amaç sıcak su temini, ısıtma veya elektrik enerjisi üretmek olabilir. Elektrik enerjisi üretmek amacıyla güneş kuleleri, güneş tarlaları, tuz havuzları kullanılmaktadır.

b) Güneş pilleri, güneş ışınlarını doğrudan elektrik enerjisine çevirmekte kullanılır. Özellikle şebekeden uzak yerlerde elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak amacıyla küçük güçlerde üretim yapan sistemlerdir.

Türkiye coğrafi konumu itibarıyla güneş kemeri adı verilen bölgeye yakın olduğundan, güneş enerjisi alma yönünden iyi seviyededir. Bölgelere göre güneş enerjisi potansiyeli ve Türkiye ortalaması Tablo 1.12' de verilmiştir. Güneş enerjisinin toplam potansiyeli ise $88 * 10^9$ TEP olarak belirlenmiştir. (Enerji Kongresi , 1994)

TABLO 1.12 Bölgelere göre güneş enerjisi potansiyeli

Bölgeler	Yıllık toplam güneş enerjisi (kWh/m ² -yıl)	Yıllık toplam güneşlenme süresi (saat/ yıl)
Güney Doğu Anadolu	1460	2993
Akdeniz	1390	2956
Ege	1304	2738
İç Anadolu	1314	2628
Doğu Anadolu	1365	2664
Marmara	1168	2409
Karadeniz	1120	1971
Türkiye ortalaması	1311	2640

Türkiye'de henüz güneş enerjisi ile elektrik enerjisi üretimi yapılmamaktadır. Güneş enerjisinden daha çok ısıtma ve sıcak su temininde yararlanılmaktadır.

1.2.3. HİDROLİK ENERJİ

Hidrolik enerji yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde büyük oranda kullanılan tek enerjidir. Coğrafi yapıdan yüksek kısımlarda bulunan sular, ekonomik yönden bakıldığında hidrolik enerjinin kaynağını oluşturur. Hidrolik enerji güneş enerjisi ile beslenen bir çevrimin parçasından başka birşey değildir. Bu

çevrim yeryüzündeki suyun güneş enerjisi ile buharlaşması ve tekrar yoğuşarak yağış şeklinde yer yüzüne dönmesidir. Burada güneş enerjisinden hidrolik enerjiye bir dönüşüm olmaktadır.

Bir bölgedeki hidrolik enerji potansiyeli sonsuz olmayıp sınırlıdır. Potansiyeli etkileyen faktörler güneş enerjisi, iklim, arazi durumu, bitki örtüsü, buharlaşma ve yağış miktarıdır. Bu faktörler doğrultusunda potansiyel çalışmaları yapılmaktadır.



2. TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİ VE YILLARA GÖRE GELİŞİMİ

Enerji; sanayi, konut, tarım ve ulaşım gibi bir çok sektörün temel girdisidir. Endüstriyel gelişme ve buna bağlı olarak yaşam standartlarındaki yükselme beraberinde enerji ihtiyaçları da sürekli artmaktadır. Yıllar itibarı ile artan enerji ihtiyacı içerisinde ise elektrik enerjisi önemli bir yere sahiptir.

Elektrik enerjisi dünyada 1870 yılında kullanılmaya başlanmıştır. Türkiye’de ise ilk elektrik enerjisi 1902 yılında Tarsus’ta amacıyla 2 kW’lık hidroelektrik santral kurularak elde edilmiştir. İlk önemli büyüklükteki elektrik santrali Silahtarağa Termik santralidir. Bu santral İstanbul’u aydınlatmak amacıyla 1914 yılında kurulmuştur.

1935 yılında Elektrik İşleri Etüt İdaresi ce Etibank, 1945 yılında İller Bankası, 1954 yılında ise Devlet Su İşleri elektrik sektöründe göreve başlamıştır.

1960’larda Dünya Bankasının başlattığı yoğun telkinler sonucunda elektrik hizmetlerinin tek bir elden yürütülmesi görüşleri ağırlık kazanmaya başlamıştır. 1970’de Türkiye Elektrik Kurumu bu amaçla kurulmuştur. TEK elektrik enerjisinin üretimi, iletimi, dağıtımı ve satışı ile ilgili tüm yetkileri toplamıştır. Böylece TEK elektrik sektörünü tekeline almıştır.

1990 yılında dünya’da 1950 yılındaki birinci enerji tüketiminden 4 kat fazla enerji harcanırken, elektrik enerjisinde 10 kattır. Bunun sonucunda elektrik enerjisinin payı 1950’de % 12 iken 1990’da % 30’a çıkmıştır. (Yücel B, 1994)

Türkiye’deki birincil enerji ve elektrik enerjisinin 1970 ve 1990 yılları arasındaki durumuna baktığımızda ise 1993 yılında 1970’deki birincil enerjiden 3 kat, elektrik enerjisinden ise 9 kat fazla tüketim meydana gelmiştir. 1970’de elektrik enerjisinin payı % 3.74 iken 1993’de bu pay % 10’a çıkmıştır. Bu değerler Tablo 2.1’de gösterilmiştir. (Altaş M, 1994)

TABLO 2.1 1970 ve 1993 yılındaki birincil enerji, elektrik enerjisi tüketimi ve elektrik enerji payı

Yıl	Birincil enerji tüketimi (GWh)	Elektrik enerjisi tüketimi (GWh)	Elektrik enerji payı (%)
1970	218837	8175	3.74
1993	708419	70078	10

Elektrik enerjisi sağladığı avantajların sayesinde tüm enerji tüketen sektörlerde kullanılmaktadır. Bütün enerji türlerinin birleşim noktasında bulunan elektrik enerjisinin faydaları ;

1. Tüklenen ve yenilenebilir enerji kaynaklarının tümünden uygun bir dönüşümle elde edilebilmesi
2. Birbirine bağlı elektrik şebekeleri sayesinde taşınma kolaylığı
3. Çok çeşitli kullanımlara elverişli olması
4. Birincil enerji kaynaklarının birbirlerine göre avantaj ve dezavantajlarını tamamlama olanağı sağlaması

Bu önemli avantajlarından dolayı tüketim artışı, genel enerji tüketim artışından daha fazladır.

Türkiye'deki elektrik enerjisinin 1988-1993 yılları arasındaki sektörel dağılımı Tablo 2.2'de verilmiştir. (Enerji Kongresi)

TABLO 2.2 1988-1993 yılları arasındaki elektrik tüketiminin sektörel dağılımı

Yıl	Konut ve hizmet (GWh)	Sanayi (GWh)	Ulaştırma (GWh)	Tarım (GWh)	Net tüketim (GWh)
1988	13684	25258	354	425	39722
1989	14693	27603	360	464	43120
1990	16688	29212	345	575	46820
1991	19664	28512	395	712	49283
1992	21152	31536	438	859	53985
1993	23226	24590	478	936	59230

Toplam elektrik tüketimi içerisindeki sektörlerin payları Tablo 2.3' de verilmiştir.(Enerji Kongresi)

TABLO 2.3 Elektrik tüketiminin sektörel dağılım yüzdesi

Yıl	Konut ve hizmet (%)	Sanayi (%)	Ulaştırma (%)	Tarım (%)
1988	34.5	63.6	0.9	1.1
1989	34.1	64	0.8	1.1
1990	35.6	62.4	0.7	1.2
1991	39.9	57.9	0.8	1.4
1992	39.2	58.4	0.8	1.6
1993	39.2	58.4	0.8	1.6

Tablo 2.3' de görüldüğü gibi 1993 yılında elektrik tüketiminde % 58.4 payla birinci sırayı sanayi sektörü almaktadır. Konut ve hizmet sektörünün payı % 39.2, ulaştırmanın payı % 0.8 ve tarımın payı % 1.6 dır. Sanayinin elektrik kullanma payının oldukça yüksektir.

Dünya'daki elektrik enerjisi üreten santralleri 4 grupta toplamak mümkündür.

1. Fosil yakıt kullanan termik santraller
2. Nükleer santraller
3. Hidrolik santraller
4. Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı santraller

Dünya'daki 1991 yılındaki elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı ve payları Tablo 2.4' da verilmiştir.(Altaş M ,1994)

TABLO 2.4 Dünya elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı

	Termik	Hidrolik	Nükleer	Jeotermal	Toplam
Üretim (TWh)	7681	2236	2078	39	12034
Pay (%)	63.8	18.6	17.2	0.3	100

Tablodan görüldüğü gibi dünyada elektrik üretiminde en büyük pay fosil yakıtlı termik santrallara aittir. İkinci sırayı hidrolik ve üçüncü sırayı nükleer santrallar almaktadır. Jeotermal santrallar ise % 0.3 gibi düşük bir paya sahiptir. (Enerji Kongresi, 1994)

Türkiye'deki duruma baktığımızda elektrik üretiminin sadece termik ve hidrolik santrallardan karşılandığı görülür. 1993 yılına ait elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı, payları ve tüketimi Tablo 2.5'de verilmiştir.

TABLO 2.5 Elektrik üretiminin kaynaklara dağılımı ve payları

	Kurulu güç (MW)			Enerji üretimi (GWh)			Enerji tüketimi
	Termik	Hidrolik	Toplam	Termik	Hidrolik	Toplam	
Miktar	10653	9774	20427	39857	33951	73808	59237
Pay %	52	48	100	54.4	45.6	100	-----

Tablodan görüldüğü gibi elektrik üretiminde termik santralların payı % 54.4 ile ilk sırada ve hidrolik santralların payı % 45.6 ile ikinci sıradadır.

Tablo 2.6'de termik santralların yakıt cinslerine göre kurulu güç, üretim kapasitesi ve kapasite kullanım oranları verilmiştir. (DSİ yaylığı, 1994)

TABLO 2.6 Termik santralların yakıt cinslerine göre üretim kapasiteleri

Kaynak	Kurulu güç (MW)	Ortalama üretim kapasitesi (GWh)	Fiili üretim (GWh)	Üretim payı (%)	Kapasite kullanımı
Taşkömürü	353	2082	1796	4.5	86
Linyit	5654	35849	21964	55.1	61
Fuel-oil	1527	8383	5171	13	62
Motorin	404	1028	60	0.15	6
Doğalgaz	2700	17546	10788	27	62
Jeotermal	15	90	78	0.2	87
Toplam	10653	64888	39857	100	61

Dünya'da ve Türkiye'de elektrik enerjisi üretiminde fosil yakıtlar büyük paya sahiptir. Çevre ve insan açısından bakıldığında ise bu yakıtların önemli problemleri beraberinde getirdikleri görülmektedir. Fosil yakıtların yakılması sonucu termik santraller çevreye karbondioksit (CO₂), kükürtdioksit (SO₂), azotoksitler (NO_x) ve katı parçacıklar bırakmaktadır.

Bu gazların kirletici etkileri şöyledir. Atmosferdeki CO₂ miktarının artmasıyla sera etkisi artmaktadır. Bunun sonucunda atmosfer ortalama sıcaklığının artacağı tahmin edilmektedir. Sıcaklığın artması sonucunda kutup buzulları eriyecek dünya ikliminde değişiklikler olacak ve özellikle orta kuşak bölgelerinde çölleşme görülecektir. SO₂ ve NO_x gazları ise sülfirik asit ve nitrikasit olarak tekrar yeryüzüne inerek bikisel örtüyü tahrip etmektedir. Asit yağmurları çevreyi tahrip ettiği kadar insan sağlığında tehdit etmektedir.

Araştırmalar göstermiştir ki 1000 Mwe' lik bir kömür santrali yılda çevreye yaklaşık 1500000 ton CO₂, 70000 ton SO₂, 25000 ton NO_x ve 2500 ton katı partükül bırakmaktadır. 1000 MWe'lik doğalgaz santrali ise yaklaşık 900000 ton CO₂, 15000 ton NO_x ve 400 ton katı partükül ile eser miktarda SO₂'yi çevreye atmaktadır. (Bozkurt G, 1994)

Konvansiyonel enerji üretim kaynaklarının çevreye verdiği bu zararların azaltılması için değişik önlemler alınması gerekmektedir. Enerji maliyetini artırmasına rağmen çevre bilincinin artmasıyla bu önlemlerin alınması enerjinin üretilmesi kadar önem kazanmıştır. Yakma sistemlerinin geliştirilmesi, yakıttan veya baca gazlarından zararlı oluşumların uzaklaştırılması alınan önlemlerin başlıcalarıdır.

Fosil kaynakların çevreye zarar vermesi kadar önemli bir diğer problemide yakın gelecekte kaynaklarının bitecek olmasıdır. Fakat bu olumsuzluklara rağmen gelecek yıllarda fosil yakıtlar günümüzdeki önemini koruyacaktır.

Türkiye' deki fosil kaynaklı elektrik üretimine baktığımızda Tablo 1.18' de gördüğümüz gibi linyit % 55.1' lik payla büyük bir bölümü teşkil etmektedir. Şu anda ülkemizde 45 milyon ton dolayında linyit kömürü üretilmekte ve bu miktarın % 60'ı santrallarda kullanılmaktadır. Tamamı kendi kaynaklarımızdan olan linyitin yüksek kükürt oranı ve kül miktarının fazla olması bir takım önlemlerin alınmasını zorunlu kılmaktadır. Fakat şu anda sadece Çayırhan Termik santralinde desülferizasyon ünitesi bulunmaktadır.

Fosil kaynaklı elektrik enerjisi üretiminde % 27 ile ikinci sırayı doğalgaz almaktadır. Doğalgaz içersinde kükürt bulunmaması öneki bir avantajdır. Fakat yanma reaksiyonu sıcaklığının fazla olması neticesinde havadaki azotun yanma reaksiyonuna katılarak NO_x oluşturmasında önemli bir dezavantajdır. Oluşan NO_x'lerin baca gazlarından arıtılması için denitrifikasyon ünitelerinin kurulması gerekmektedir. Ülkemizin doğalgaz rezervlerinin az olması bu yakıtın ithal edilmesini doğurmuştur. Diğer ithal etmemiz gereken yakıtta petroldür. Her iki yakıtında ikmal güvenliğinin sağlanması gerekmektedir.

Elektirik enerjisi üretiminde % 45.6 paya sahip olan hidrolik santrallar yenilenebilir enerji kaynakları arsındadır. Ülkemiz büyük akarsu gücüne sahiptir. Nitekim ekonomik hidroelektrik potansiyel bakımından Avrupa' da ilk üç içinde yer almaktadır. (Alicılar A, 1994)

3. ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM SANTRALLARININ KARŞILAŞTIRILMASI

Elektrik enerjisi üretiminde kullanılan termik (linyit , kömür), doğalgaz, hidrolik ve nükleer santrallerin birbirlerine göre tesis (kuruluş) maliyeti, işletme ve bakım maliyeti, yakıt maliyeti, yakıt ikmal güvenliği , inşaat ve faaliyete geçme süreleri, enerji iletimi , çevre etkileri ve benzeri açılardan avantaj ve dezavantajları mevcuttur. Yıllar itibari ile artan enerji ihtiyacını karşılamak için enerji planlamasında ve enerji politikalarının belirlenmesinde bu avantajlar değerlendirilmektedir.

3.1 TERMİK SANTRALLAR

Bu bölümde değerlendirilecek olan santraller linyit ve kömür yakıtlı termik santrallerdir. Ayrıca bu santrallerin yakıtlarının yerli kaynaklardan sağlandığı varsayılmıştır. Avantajları ;

1. Birim tesis maliyetleri diğer santrallara göre düşüktür. 7. Beş yıllık kalkınma planı hazırlanmasında kullanılan santrallerin verilerine baktığımızda linyit yakıtlı için 1236 \$/kW , kömür yakıtlı için 1173 \$/kW birim tesis maliyeti gözükmektedir. (Öner Ö.D, 1994)

2. İnşaat ve faaliyete geçme süreleri kısadır. Tablo 3.1' de tüm santrallerin inşaat süreleri , ekonomik ömürleri ve yıllık çalışma süreleri verilmiştir. (Adlıoğlu U, 1994)

TABLO 3.1 Santrallerin inşaat süreleri, ekonomik ömürleri ve yıllık çalışma süreleri

Santral tipi	İnşaat süresi (Yıl)	Santral ömrü (Yıl)	Yıllık çalışma süresi (Saat)
Hidrolik	7	50	3500
Linyit	3	30	6500
Doğalgaz	2	30	6500
Kömür	5	30	6500
Fuel-oil	5	30	6500
Motorin	2	25	2580
Nükleer	8	30	6500

3. Linyit' te önemli sayılabilecek rezerve sahibiz. Yakıt ikmal gerekemediği için ikmal güvenliği tamdır.

Dezavantajları ;

1. Kaynağın yerli olması durumunda baca gazı arıtma sistemleri maliyetleri de göz önüne alındığında birim üretim maliyetleri diğer santrallerinkinden fazladır.

2. Baca gazı arıtma tesislerine rağmen çok büyük miktarlarda giderilemeyen ve sera etkisine neden olacak CO₂ ve çevre sorunlarına neden olan kül-cüruf ve alçıtaşı atıkları vardır.

3. Tesis dış yatırım oranları hidrolik ve doğalgaz santrallarinkinden fazla, nükleer santrallarla aynı seviyededir. Bu nedenle döviz kurlarına karşı hassastır.

4. Kömürlü ve linyit santralların baca gazındaki radyoaktif atık doz hızları nükleer santrallarinkine yakındır. (Öner Ö.D, 1994)

3.2 DOĞALGAZ SANTRALLARI

Avantajları ;

1. Birim tesis , birim üretim maliyetleri diğer santrallara göre daha azdır.

2. Tablo 3.1' dan da görüldüğü gibi inşaat süreleri 2 yıl gibi çok kısa bir süredir. Bu sürede tüm santralların yapım süresinden daha kısadır.

3. Doğalgaz içeesindeki kükürt oranının çok düşük veya hiç bulunmamasından dolayı çevre etkileri diğer fosil yakıtlı santrallardan daha azdır.

4. Kombine çevrimli santrallar kullanıldığında verim linyit ve kömür yakıtlı termik santrallardan daha fazladır.

Dezavantajları ;

1. Doğaldaz rezervlerimizin çok az olması sebebiyle yakıtın sağlanması büyük orada dış alımlara bağlıdır. Güvenli bir ikmalin sağlanması için çeşitli ülkelerle uzun süreli satın alma sözleşmeleri yapmak gerekir.

2. İthal doğalgazın masrafları yüksektir. Çok büyük çaplı ve uzun boru hatları yapmak gereklidir.

3. Dünya rezervlerinin 58 yıl yeteceği tahmin edilmektedir. Bu sürenin kısa olması dünya doğalgaz fiyatlarının gelecekte diğer yakıt fiyatlarından daha hızlı artacağına göstergesi sayılmaktadır.

3.3 HİDROLİK SANTRALLAR

Avantajları ;

1. Kaynakları yerli olduğu ve yakıt masrafları olmadığı için birim üretim maliyetleri düşüktür.

2. Yakıt masraflarının olmayışı fiyat sabitliği sağlar.

3. Dış yatırım oranları % 40 ile en az dış yatırıma bağlı santraldır. Bunun neticesi olarak döviz fiyatlarının yükselmesi durumunda en az etkilenen santrallar olacaktır.

4. Yakıt masrafı olmadığı için yakıtın nakil ve depolama masraflarında yoktur.

5. Özel yakıt kullanılmadığı için grev ve benzeri krizlerden etkilenme olasılığı yoktur

6. Çok sayıda ve özel personele ihtiyaç duymaz.

7. Termik santrallara göre daha çabuk yol alabilirler. Aynı zamanda santralin yükü çok çabuk indirilip çıkartılabilir.

Dezavantajları;

1. Elektrik enerjisi tüketim merkezlerinden uzakta olmalarından dolayı iletim maliyetleri fazladır.
2. Baraj gölü alanı büyük olduğundan istimlak masrafları fazladır.
3. Tablo 3.1' dan da görüldüğü gibi inşaat süreleri diğer santrallardan büyüktür. Bundan dolayı kurulup faaliyete geçmeleri uzun süre alır.
4. Santral kurulma bölgesindeki çalışma şartları nedeni ile program gecikmeleri olasıdır.
5. Olusuz zemin ve çevre etkileri vardır.



4. ENERJİ PLALAMASI VE PLANLAMAYI ETKİLEYEN FAKTÖRLER

Enerji tesislerinin kurulması ülkelerin gelişmelerinde ihtiyaç duydukları enerjiyi karşılamaları için gereklidir. Bu tesislerin kurulması mümkün olduğu kadar bir plan çerçevesinde yürütülmelidir. Fakat enerjiyi ilgilendiren konularda belirsizlikler vardır. Planlamanın doğru bir şekilde yapılması değişen enerji talebinin süreli olarak takip edilmesi ile gerçekleşir.

4.1 NÜFUS YAPISI

Nüfus artış hızı enerji talebini ve dolayısıyla enerji politikasını etkileyen en önemli faktördür. Dünya nüfus artış hızına bağlı olarak enerji ihtiyacı da hızla artmaktadır. Enerjinin büyük bir kesimi gelişmiş ülkeler tarafından tüketilmektedir. Diğer bir deyişle dünya nüfusunun 1/4'ü toplam enerjinin 3/4'ünü harcamaktadır. (Yalçın E, 1994) Gelişmiş ülkelerdeki elektrik tüketiminin fazla olması kişi başına düşen elektrik enerjisinin gelişmişliğin göstergelerinden biri olduğunu gösterir. Tablo 4.1' de bazı ülkelerin 1990 yılına ait elektrik enerjisi üretimi, tüketimi ve kişi başına düşen tüketimi verilmiştir. (Alat A, 1994)

TABLO 4.1 Bazı ülkelerin 1990 yılı elektrik enerjisi kurulu güç, üretim, tüketim ve kişi başına tüketimleri

Ülke	Kurulu güç (MW)	Üretim (GWh)	Tüketim (GWh)	Kişi başına tüketim (kWh/kişi)
Dünya	2746127	11733858	11752243	2207
Amerika	775396	3031058	3033038	12170
Bulgaristan	9975	41300	45700	5072
Çin	98600	618000	619460	546
Fransa	103410	419584	374146	6661
İngiltere	73059	318979	330992	5761
İran	17554	56000	56000	1026
İspanya	43273	150622	150202	3833
İtalya	56548	216891	251546	4407
Japonya	194763	857273	857273	6944
Kanada	104140	481791	481336	18149
Mısır	11738	39550	39550	754
Portekiz	7381	28529	28566	2777
Romanya	22903	64306	73782	3170
Suriye	3717	10600	10600	846
Türkiye	16316	57544	56813	1017

Tablodan da görüldüğü gibi Türkiye' de kişi başına tüketilen elektrik enerjisi değeri 1017 kWh/kişi dir. Bu değer Amerika, Kanada, Japonya gibi

gelişmiş ülkelerin çok gerisindedir. Ayrıca dünya ortalamasında yaklaşık olarak yarısı değerinde olması gelişmekte olan ülkemiz için alınacak çok yolun olduğunu göstermektedir.

Türkiye'nin bugünkü elektrik enerjisi tüketim seviyesine nasıl geldiğini anlayabilmek için geçmiş yılların değerlerine bakmak gerekir. Tablo 4.2' de bu gelişim değerleri verilmiştir. (Enerji Kongresi , 1994)

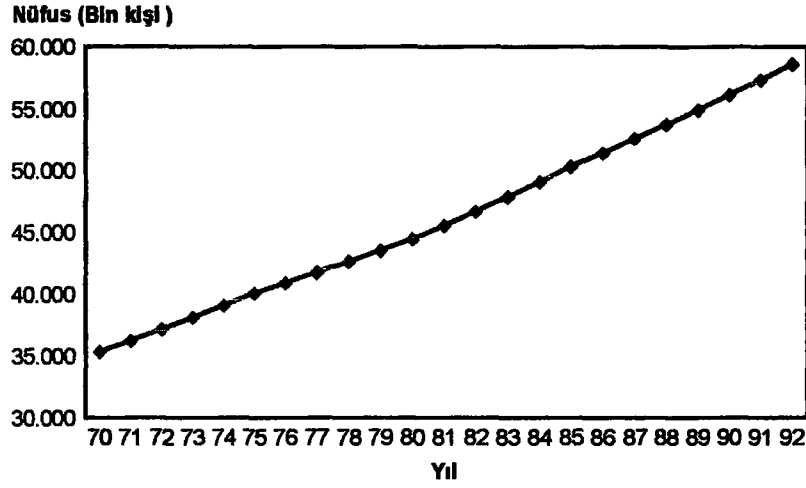
TABLO 4.2 Türkiye nüfusunun, elektrik tüketiminin ve kişi başına düşen elektrik enerjisinin 1970-1993 yılları arasındaki gelişimi

Yıllar	Nüfus (Bin kişi)	Nüfus artışı (%)	Tüketim (GWh)	Tüketim artışı (%)	Kişi başına tüketim (kWh/kişi)	Kişi başına tüketim artışı (%)
1970	35321	—	8175	—	231	—
1971	36215	2.5	9273	13.4	256	11
1972	37132	2.5	10657	15	287	12.1
1973	38072	2.5	11814	11	310	7.5
1974	39036	2.5	12846	8.5	329	6.1
1975	40078	2.67	15127	18	377	14.5
1976	40915	2	17791	17.6	435	15.4
1977	41768	2	20047	13	480	10.3
1978	42640	2	21121	5.3	495	3
1979	43530	2	22226	5.2	511	3.2
1980	44438	2	23223	4.5	523	2.3
1981	45540	2.5	24961	7	548	4.8
1982	46688	2.5	26904	7.8	576	5.1
1983	47864	2.5	27887	8.7	583	1.2
1984	49070	2.5	31376	12.5	639	9.6
1985	50306	2.5	34055	8.5	677	6
1986	51433	2.2	37656	10.5	732	8
1987	52562	2.2	42317	12.5	805	10
1988	53715	2.2	46030	8.8	857	6.5
1989	54893	2.2	49367	7.2	899	5
1990	56098	2.2	54407	10	970	8
1991	57326	2.2	57351	5.4	1000	3
1992	58584	2.2	63294	10.3	1080	8
1993	58869	2.2	70078	10.7	1171	8.4

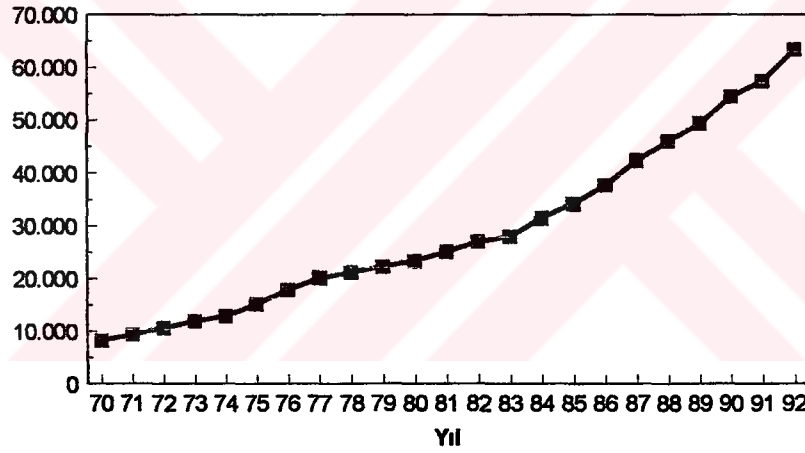
Türkiye' de 1970'de 8175 GWh elektrik tüketilirken 1993' de 70078 GWh elektrik tüketilmiştir. 1970' de nüfus 35 milyon iken 1993' de 60 milyona çıkmıştır. Genel olarak bakıldığında nüfus artış hızı % 2.4 ve elektrik tüketimi artış hızı % 10.5 dir.(Yücel B , 1994) Grafik 4.1' de Türkiye nüfus gelişimi, grafik 4.2' de Türkiye elektrik tüketimi, grafik 4.3' de kişi başına düşen elektrik enerjisi gelişimini gösteren grafikler verilmiştir.

Türkiye nüfus artış hızı dünya nüfus artış hızından daha fazladır. Dünya ortalama nüfus artışı % 1.9 iken bu değer Türkiye' de % 2.4 dür. Bu

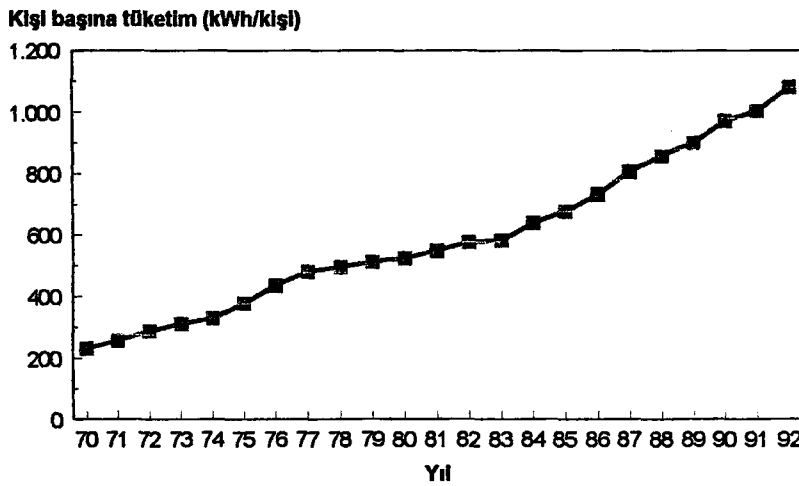
değerin önümüzdeki yıllarda % 2' ye indirileceği tahmin edilerek Türkiye için nüfus tahminleri yapılmaktadır. Bu tahminler Tablo 4.3' de verilmiştir.



Grafik 4.1. Türkiye nüfusunun 1970-1992 yılları arasındaki gelişimi



Grafik 4.2. Türkiye elektrik tüketiminin 1970-1992 yılları arasındaki gelişimi

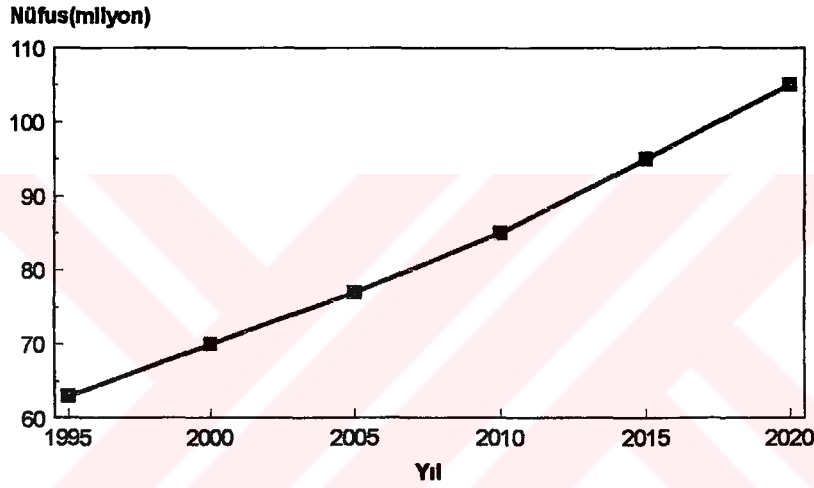


Grafik 4.2. Türkiye kişi başına elektrik tüketiminin 1970-1992 yılları arasındaki gelişimi

TABLO 4.3 Türkiye nüfus artışı (1995-2010)

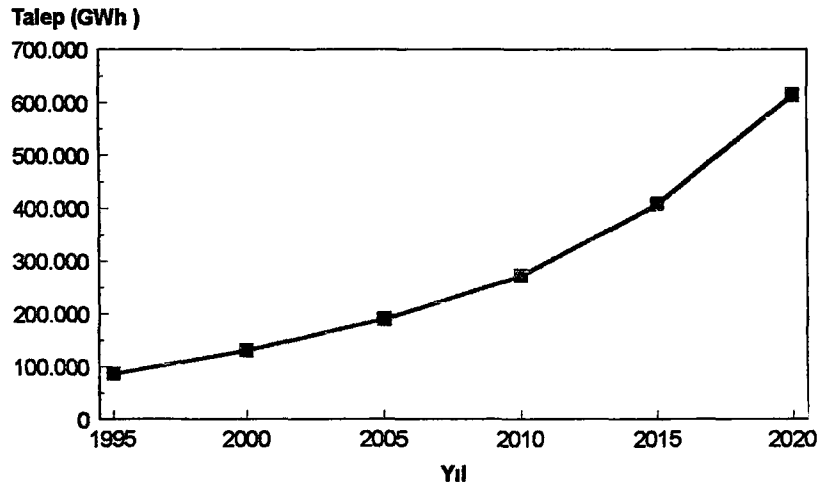
Yıllar	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Nüfus (Milyon)	63	70	78	85	95	105

Türkiye'nin nüfus artışını 2000 yılından sonra % 2' ye çekeceğini kabul etsek bile 2000 yılında 70 milyonu , 2010 yılında 85 milyonu ve 2020 yılında 105 milyonu aşacaktır. Türkiye nüfusu 1990' da Batı Avrupa'nın %13' ünü oluştururken bu oran 2010 yılında % 18'e ve 2020 yılında % 21'e çıkacaktır. Grafik 4.4 'de Türkiye'nin 1995-2020 yılları arasındaki nüfus gelişimi gösterilmiştir.



Grafik 4.4 Türkiye'nin 1995-2020 yılları arasındaki nüfus gelişimi

Geçmiş yılların elektrik tüketimine bakılarak gelecek için tahminler yapılmaktadır. Önümüzdeki yıllarda elektrik enerjisi talep artış hızı % 8.5 kabul edilerek yapılan elektrik enerjisi tahminleri Tablo 4.4' de verilmiş ve grafik 4.5' de gösterilmiştir. (Enerji Kongresi)



Grafik 4.5 Türkiye'nin 1995-2020 yılları arasındaki elektrik tüketimi gelişimi

TABLO 4.4 Türkiye için elektrik enerjisi talebi (1995-2020)

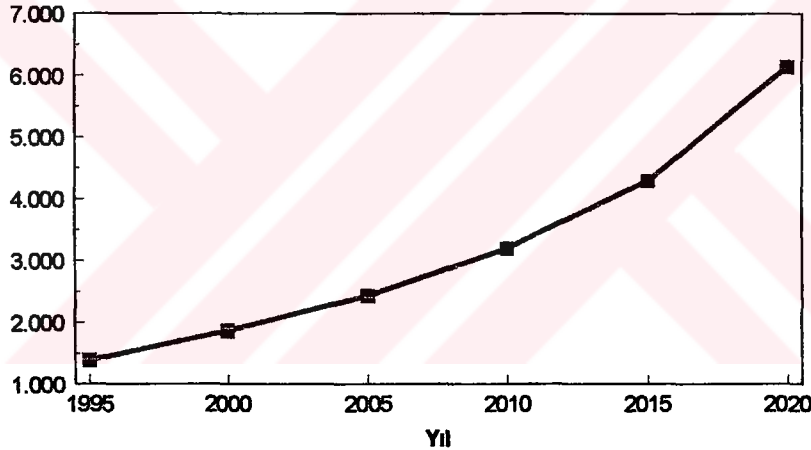
Yıllar	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Talep (GWh)	87205	130350	189630	271450	408168	614422

Tablo 4.3 ve Tablo 4.4' deki değerler kullanılarak 1995-2020 dönemine ait kişi başına düşen elektrik enerjisi hesaplanmış ve Tablo 4.5' de verilmiş ve grafik 4.6' da grafiği çizilmiştir.

TABLO 4.5 Türkiye' de kişi başına düşen elektrik enerjisi (1995-2020')

Yıllar	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Kişi başına elektrik enerjisi (kWh/ kişi)	1384	1862	2431	3193	4296	6137

Kişi başına elektrik enerjisi (kWh/kişi)



Grafik 4.6 Türkiye'nin 1995-2020 yılları arasındaki kişi başına elektrik tüketimi gelişimi

Türkiye' deki nüfus artış hızının yüksekliğine rağmen kişi başına düşen elektrik enerjisi tüketimi artmaktadır. 1993 yılında yaklaşık olarak dünya ortalamasının % 55' i olan kişi başına düşen elektrik tüketiminin 2010 yılından sonra dünya ortalamasının üzerine çıkacağı tahmin edilmektedir. (Yücel B, 1994)

4.2 EKONOMİK SİSTEM

Enerji talebinin diğer önemli belirleyicisinde ekonomik yapı ve ekonomideki büyüme hızıdır. Dünyadaki ülkelerin enerji-ekonomi ilişkisine bakıldığında gelişmiş ülkelerde enerji talebinin daha hızlı arttığı görülür. Türkiye'de 30 yıllık ekonomik verilere bakıldığında Gayri Safi Milli Hasılda (GSMH) % 6.45' lik bir artış için genel enerji tüketiminin % 5.2 artması gerektiği görülmüştür. (Ültanır M, 1994)

Türkiye ortalama % 6 büyüme hızına sahiptir. Ayrıca gelecek yıllarda milli gelire tarım sektörünün katkısının azalacağı , buna karşın imalat ve hizmet

sektörünün payının artacağı görülmektedir. Ekonominin bu yapısından dolayı enerji talebinin daha hızlı artacağı tahmin edilmektedir. (Altaş M, 1994)

Ekonomik sistem içerisinde enerji talebini etkileyen faktörlerden biride enerjinin tasarrufu ve verimli kullanılmasıdır. Enerji yoğunluğu olarak ifade edilen bu durum, birim GSMH için harcanan enerji miktarıdır. Bu değer milli gelirdeki bir doların sağlanması için tüketilen enerji miktarını temsil eder. Enerji sektöründeki verim arttıkça enerji yoğunluğu düşmektedir. Tablo 4.6' da 1970-1993 yılları arasında Türkiye'deki enerji yoğunluğunun değişimi verilmiştir.

TABLO 4.6 Türkiye enerji yoğunlukları (1970- 1993)

Yıllar	1970	1975	1980	1985	1990	1991	1992	1993
Enerji yoğunluğu (GWh/\$)	0.281	0.359	0.478	0.555	0.653	0.655	0.678	0.696

Türkiye'nin enerji yoğunluğu dünya ortalaması olan 0.566 ve Avrupa ortalaması olan 0.520 değerlerinden yüksektir. (Yücel B, 1994) Enerji yoğunluğundaki gelişmeler ülkelerin teknolojik, ekonomik ve sosyal durumlarındaki gelişmelerle paralellik gösterir. Buda verimlilik , tasarruf ve enerji yönetiminin mükemmelliği ile olur.

4.3 JEOLJİK VE STRATEJİK SİSTEM

Dünya'daki ve Türkiye'deki elektrik enerjisi üretimi büyük oranda konvansiyonel kaynaklar olarak adlandırılan petrol, kömür, linyit ve doğalgazdan elde edilmektedir. Bu kaynaklar tükenen enerji sınıfına dahildirler. Tamamen bir ülkenin yeraltı zenginliklerine bağlı olan konvansiyonel kaynaklar yeni rezervler bulunmadığı sürece kullanılma oranlarına bağlı olarak azalmaktadırlar.

Türkiye'nin 1993 yılı elektrik üretiminin % 54.4' ü konvansiyonel kaynakları kullanan termik santrallara aittir. Birinci bölümde bu kaynakların rezervleri ve yapılan ömür tahminleri verilmişti. Linyit dışındaki diğer rezervler ve bunların yerli üretimle karşılama oranları düşüktür. Bu durumda enerji konusunda dışa bağımlılık demektir. Bu nedenle ithal kaynakların dünyadaki rezervleri, yeterliliği ve dünya piyasalarındaki gelişmeler enerji politikaları oluşturulurken göz önünde bulundurulmalıdır.

Enerji talebi ekonomik olduğunca yerli kaynaklardan karşılanmalıdır. Bunun için yerli kaynakların rezerv belirleme çalışmalarına hız verilmeli ve yerli kaynakların enerji üretimindeki ağırlığı artırılmalıdır.

4.4 ÇEVRE ETKİLERİ

Bundan 50 yıl öncesine kadar enerji planlaması yapılırken sadece talep-maliyet unsurları göz önüne alınmaktaydı. Fakat özellikle konvansiyonel kaynakların enerji üretimindeki payının yüksek olmasından dolayı oluşan çevre kirlenmesi ve bunun olumsuz etkilerinin gözle görülür seviyeye ulaşması bu konuda önlem alınmasını zorunlu kıldı. Bugün enerji planlaması yapılırken talep-

maliyetin yanında çevre etkileri de dikkate alınmaktadır. Artık temiz enerji üretmek enerji üretmek kadar önemlidir.

Enerji hammaddelerinin çıkartılmasında , doğal kaynaklardan yapılan enerji çevriminde, birincil ve ikincil olmak üzere enerji üretiminin her kademesinde, enerjinin taşınması, depolanması ve tüketilmesi aşamalarında çevreye en az zarar verecek ve ekolojik dengeyi bozmayacak enerji teknolojisi kullanılmalıdır. Tüm enerji tesisleri için çevreye olan etkileri incelenerek temiz olanlara öncelik sağlanmalıdır.

4.5 ENERJİ PLANLAMASINDA HİDROLİK ENERJİNİN YERİ

Enerji talebini belirleyen faktörlerin incelenmesiyle oluşan, enerji politikalarının temel ilkelerini şöyle sıralayabiliriz :

1. Ekonomik olduğu sürece yerli kaynak kullanma oranının artırılması
2. Ekonomik kaynakların ithali artırılarak ülke ve kaynak çeşitlendirilmesinin sağlanması
3. Çevre korunması ve halk sağlığının gözetilmesi
4. Zamanında, yeterli, güvenilir ve ekonomik enerji sağlanması

Bu ilkeler doğrultusunda termik santrallara baktığımızda; hem kurulması hemde yakıt temini esnasın da büyük oranda dışa bağımlı olduğu ve çevreye olan etkilerinin fazla olduğu görülür. Halbuki Türkiye hidrolik potansiyel açısından zengin ülkeler arasında yer almaktadır. Ayrıca hidrolik enerji yerli kaynakları kullanmakta ve çevre etkileri yok denecek kadar az olmaktadır. Buna rağmen teknik hidrolik potansiyelin % 13'ü ve ekonomik potansiyelin % 22' si kullanılır durumdadır. (Ültanır M. Ö, 1994) Geri kalan potansiyel de yerli teknoloji ile mümkün olduğunca hızlı değerlendirilmelidir.

5. TÜRKİYE'NİN SU KAYNAKLARI

Türkiye'nin su kaynakları hidroloji ve meteoroloji istasyonlarında kapsamlı bir şekilde gözlenmekte ve değerlendirilmektedir. Bu çalışmaların sonuçları göstermiştir ki Türkiye'ye düşen ortalama yağış miktarı 500 milyar m³ dür. Yüzeysel akışına geçen miktar ise toplam yağış miktarının % 37'si olan 186.05 milyar m³ olduğu tespit edilmiştir. Akışa geçen suların mevsimler ve yıllar içinde büyük oranda değişimler göstermesi nedeniyle suyun gerektiğinde kullanılması için depolama tesislerinin yapılması zorunludur. (Bilen Ö, 1994)

Akışa geçen miktar içerisinde kullanılabilir su miktarı 95 milyar m³ ve fiili kullanılan miktar 26.4 milyar m³ yani % 28'dir. Başka bir deyişle geriye kalan % 72'lik su kaynağımız kullanılmamaktadır. (DSİ Yıllığı, 1995)

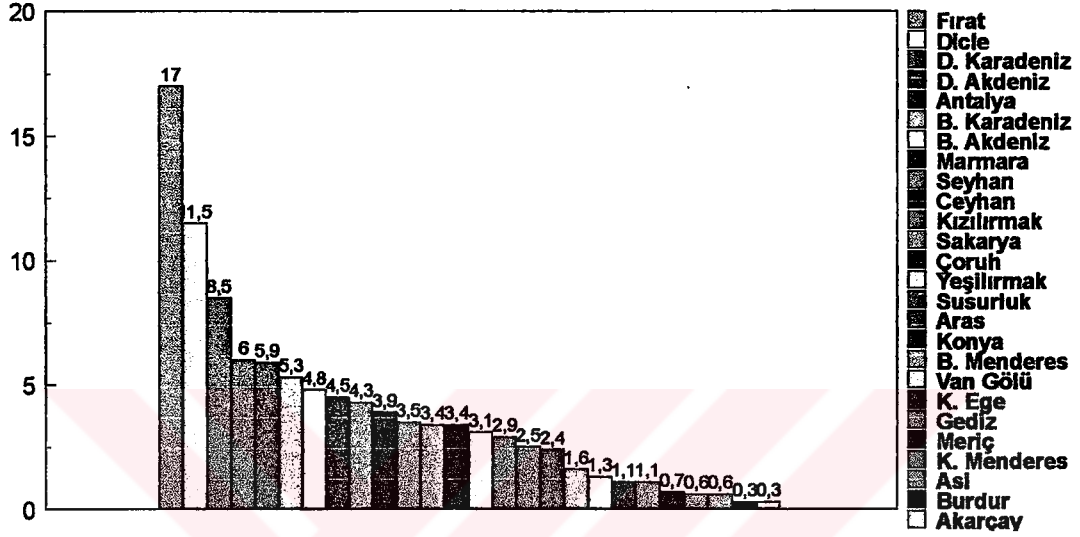
Tablo 5.1' de havzalara göre yıllık ortalama su potansiyelinin dağılımı verilmiştir. (DSİ Yıllığı, 1995)

TABLO 5.1 Havzalara göre yıllık ortalama su potansiyeli

dağılımı

Havza adı	Ortalama yıllık akış (Milyar m ³)	Potansiyele iştirak (%)
Fırat	31.61	17
Dicle	21.33	11.5
Doğu Karadeniz	14.9	8.5
Doğu Akdeniz	11.07	6
Antalya	11.06	5.9
Batı Karadeniz	9.93	5.3
Batı Akdeniz	8.93	4.8
Marmara	8.33	4.5
Seyhan	8.01	4.3
Ceyhan	7.18	3.9
Kızılırmak	6.48	3.5
Sakarya	6.4	3.4
Çoruh	6.3	3.4
Yeşilirmak	5.8	3.1
Susurluk	5.43	2.9
Aras	4.63	2.5
Konya kapalı	4.52	2.4
Büyük Menderes	3.03	1.6
Van Gölü	2.39	1.3
Kuzey Ege	2.09	1.1
Gediz	1.95	1.1
Meriç-Ergene	1.33	0.7
Küçük Menderes	1.19	0.6
Asi	1.17	0.6
Burdur Göller	0.5	0.3
Akarçay	0.49	0.3
TOPLAM	186.05	100

Tablo 5.1 ve grafik 5.1’de de görüldüğü gibi en büyük pay Fırat ve Dicle havzalarına aittir. Bu havzaların toplam su potansiyeli yaklaşık 53 milyar m³ olup toplam potansiyel içerisindeki payları % 28.5 dir. (Bilen Ö ,1994) Bu nehirlerimizin başka bir özelliğide minimum ve maksimum akımları arasının büyük olmasıdır. Bu nedenle kurak yıllarda su temini ve akışın reglasyonu için depolama tesislerine ihtiyaç vardır.



Grafik 5.1. Havzalara ait toplam su potansiyeline iştirak yüzdeleri

6. HİDROELEKTRİK POTANSİYEL ÇEŞİTLERİ

Su kaynakları hidroelektrik potansiyelin temelini oluşturmaktadır. Hidroelektrik santrallerin rezervi durumundaki hidroelektrik potansiyelin belirlenmesi kaynakların tamamının ekonomik olarak kullanılması için önem taşımaktadır. Bir havzanın hidroelektrik potansiyeli üç aşamalı olarak belirlenmektedir. Bunlar brüt, teknik yönden değerlendirilebilir ve ekonomik yönden değerlendirilebilir potansiyellerdir. Su kaynaklarının çok amaçlı kullanımı (elektrik üretimi, sulama vb), coğrafi yapı, enerji dönüşümü sırasındaki kayıplar bu potansiyeller arasındaki farkların sebepleridir.

6.1 BRÜT HİDROELEKTRİK POTANSİYEL

Bir akarsu havzasından üretilebilecek maksimum potansiyeli ifade etmektedir. Diğer bir deyişle mevcut düşü ile bir senelik ortalama akımın oluşturduğu potansiyeldir. Dolayısıyla brüt potansiyeli belirleyen faktörler havzanın topografik yapısı ve hidrolojik değerleridir. Bu iki faktör hassas bir şekilde belirlendiği takdirde o havzanın brüt potansiyelinin değişmeyeceği kabul edilmektedir.

Brüt hidroelektrik potansiyelin belirlenmesinde iki yöntem kullanılabilir:

1.Hipsografik eğriler yöntemi: Yaklaşık hesaplamalar için kullanılan bir metottur. Gözlem istasyonlarının dağılımının iyi olmadığı geniş alanlarda uygulanır.

2. Düşü-akım diyagramları yöntemi :Daha hasas sonuç verir. Fakat yeterli sayıda ve uygun dağılımda gözlem istasyonuna ihtiyaç vardır.

6.2 TEKNİK YÖNDEN DEĞERLENDİRİLEBİLİR HİDROELEKTRİK POTANSİYEL

Akarsu havzasında teknolojinin imkan verdiği maksimum potansiyeldir. Çünkü teknolojiye bağlı olarak brüt potansiyelden düşü, akım ve enerji dönüşümü sırasındaki kayıpların çıkarılmasıyla geriye kalan potansiyeldir. Bu sebeple teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyel brüt potansiyelin bir fonksiyonudur ve onun yüzdesi olarak ifade edilir. Hidrolik teknolojisinde önemli bir değişiklik olmadığı sürece teknik yönden değerlendirilebilir potansiyel aynı kalacağından zamanla değişmediği kabul edilir. Brüt potansiyelden çıkarılacak olan kayıplar :

1. Düşüdeki kayıplar :

Hidrolik tesislerde net düşünün brüt düşüye oranı 0.5-0.9 değerleri arasında tesis tipine göre değişir. Bu oran ; nehir tipi santrallarda kabarma eğrisine, depolamalı santrallarda haznedeki su seviyesine, çevirme santrallarında lineer boru kayıplarına bağlıdır. Yaklaşık hesaplamalar için 0.7 alınması uygundur.(Öziş Ü, 1985)

2. Debideki kayıplar :

Türbinden geçen debi ile , nehir debisi aynı olmayıp ikisi arasında tesis tipine göre kayıplar vardır. Debi nehir tipi santrallara türbin kapasitesine,

depolanmalı santrallarda yüzey buharlaşması ve savaklamaya , çevirme santrallarında ise çevirme oranına bağlıdır. Yaklaşık hesaplarda 0.9 alınabilir. (Öziş Ü, 1985)

3. Enerji dönüşümündeki kayıplar:

Türbin mekanik verimi, hidrolik verimi, jeneratör verimi, transformatör verimi nedeniyle bir potansiyel kaybı olacaktır. Bu kayıpların toplam etkisi yaklaşık hesaplamalarda 0.9 alınabilir. (Öziş Ü, 1985)

Teknolojik sebeplerden kaynaklanan bu üç kaybın toplam etkisi teknik yönden değerlendirilebilir potansiyeli , brüt potansiyelin yüzdesi olarak vermektedir. Bu değer $0.7 \cdot 0.9 \cdot 0.8 = 0.5$ dir. Yani teknik yönden değerlendirilebilir potansiyel brüt potansiyelin yarısı kadardır.

6.3 EKONOMİK YÖNDEN DEĞERLENDİRİLEBİLİR HİDROELEKTRİK POTANSİYELİ

Hidroelektrik potansiyelin üçüncü aşaması olan ekonomik yönden değerlendirilebilir potansiyel beklenen faydaların , yapılacak masraflardan daha fazla olan santralların toplam potansiyelidir. Kısaca teknik yönden değerlendirilmesi mümkün ve ekonomik yönden uygun potansiyeldir. Geçmiş yıllarda ampirik olarak hesaplanmışsa da , bu potansiyeli master plan veya yapılabirlik seviyesindeki havza gelişim planlarından saptamak gerekir.

7. TÜRKİYE'DE HİDROELEKTRİK ENERJİ

7.1 HİDROELEKTRİK POTANSİYEL

Bir bölgenin hidroelektrik potansiyeli üç ayrı yönden tanımlanmaktadır:

1. Brüt hidroelektrik potansiyel
2. Teknik yönden değerlendirilebilir potansiyel
3. Ekonomik yönden değerlendirilebilir potansiyel

Türkiye bu potansiyellerin hesaplanabilmesi için öncelikle havzalara ayrılmıştır. Meriç, Marmara, Susurluk, Kuzey Ege, Gediz, Küçük Menderes, Büyük Menderes, Batı Akdeniz, Orta Akdeniz, Burdur Gölleri, Afyon suları, Sakarya, Batı Karadeniz, Yeşilirmak, Kızılırmak, Orta Anadolu, Doğu Karadeniz, Seyhan, Hatay suları, Ceyhan, Fırat, Doğu Akdeniz, Çoruh, Aras, Van Gölü ve Dicle olmak üzere 26 ana havzada gruplandırılmıştır. Şekil 7.1'de bu havza dağılımı gösterilmiştir.

Hidroelektrik enerji açısından oldukça iyi olan ülkemizde ortalama akış koşullarında brüt hidroelektrik potansiyel 433 milyar kWh mertebesindedir. Bu potansiyel ile Türkiye, Avrupa'da brüt potansiyeli douralı hesaplanmış yirmi ülke arasında üçüncü sıradadır. Ayrıca Dünya ülkeleri de dikkate alındığında ilk yirmi ülke arasında bulunmaktadır. Tablo 7.1'de brüt hidroelektrik potansiyelin havzalara göre dağılımı verilmiştir. (Öziş Ü, 1985)

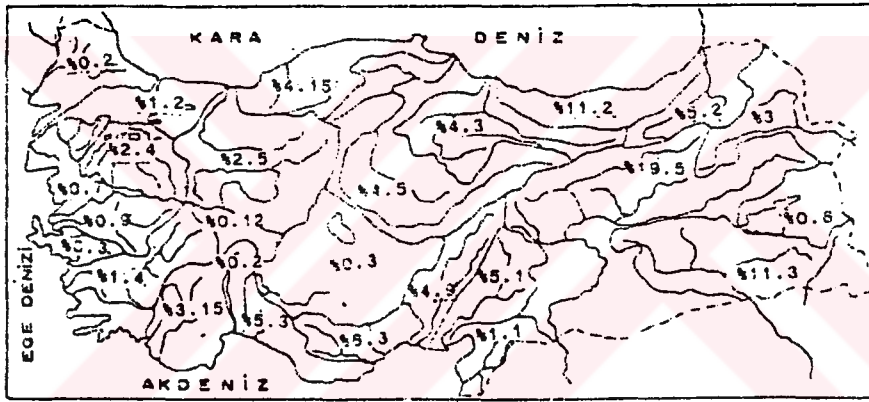
Tablo 7.1 Türkiye brüt hidroelektrik potansiyelinin havzalara dağılımı

Havza no :	Havza adı	Brüt Potansiyel (MW)
1	Meriç	114
2	Müteferrik Marmara Suları	591
3	Susurluk	1207
4	Müteferrik Ege Suları	329
5	Gediz	447
6	Küçük Menderes	157
7	Büyük Menderes	715
8	Müteferrik Batı Akdeniz	1552
9	Müteferrik Orta Akdeniz	2634
10	Burdur Gölü	101
11	Afyon Suları	62
12	Sakarya	1294
13	Müteferrik Batı Karadeniz	2045
14	Yeşilirmak	2133
15	Kızılırmak	2232
16	Orta Anadolu	139
17	Müteferrik Doğu Akdeniz	3133
18	Seyhan	2383
19	Hatay	559
20	Ceyhan	2530

TABLO 7.1 devamı

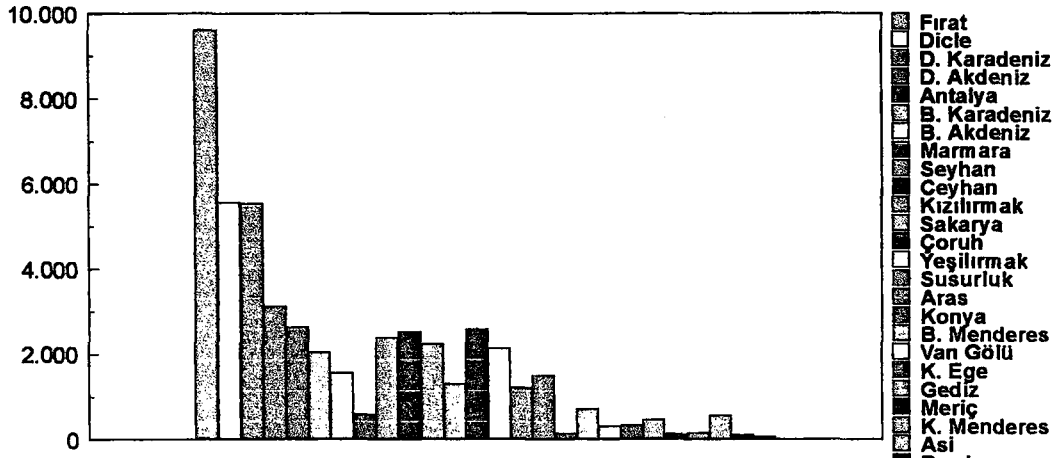
21	Fırat	9603
22	Müteferrik Doğu Karadeniz	5534
23	Çoruh	2580
24	Aras	1497
25	Van Gölü	296
26	Dicle	5560
	TOPLAM	49427

Şekil 7.2 ve grafik 7.1' de brüt potansiyelin havzalara paylarının dağılımı verilmiştir.



ŞEKİL 7.2 Brüt potansiyelin havzalara dağılımı

Brüt potansiyel (MW)



GRAFİK 7.1 Brüt potansiyelin paylarının havzalara dağılımı

Teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyel, brüt potansiyelin yüzdesi olarak ifade edilmektedir. Yaklaşık değerler elde etmek için % 50'si alınır. Bu noktadan hareketle Türkiye'nin teknik yönden değerlendirilebilir potansiyelinin 216 milyar kWh civarında olduğu belirlenmiştir.

Ekonomik yönden değerlendirilebilir potansiyeli kesin bir şekilde belirlemek çok zordur. Bunun sebepleri :

1. Nehirler üzerinde yeter sayıda Akım Gözlem İstasyonları'nın (AGİ) bulunmaması
2. Herkes tarafından kabul edilen bir hesaplama metodunun olmaması
3. Tekniğin ve ekonomik yapının fonksiyonu olarak bugün ekonomik olmayan bir santralin belkide birkaç sene sonra ekonomik duruma geleceğidir.

Bu sebepler göstermiştir ki ekonomik yönden değerlendirilebilir potansiyel belirleme çalışmaları daima yenilenmeye muhtaçtır. Zaman içerisinde yapılan çalışmalarda potansiyelin sürekli arttığı görülmüştür. Çünkü hidrolojik çalışmaların, teknolojinin ve ekonominin gelişmesiyle beraber potansiyel de gelişmektedir.

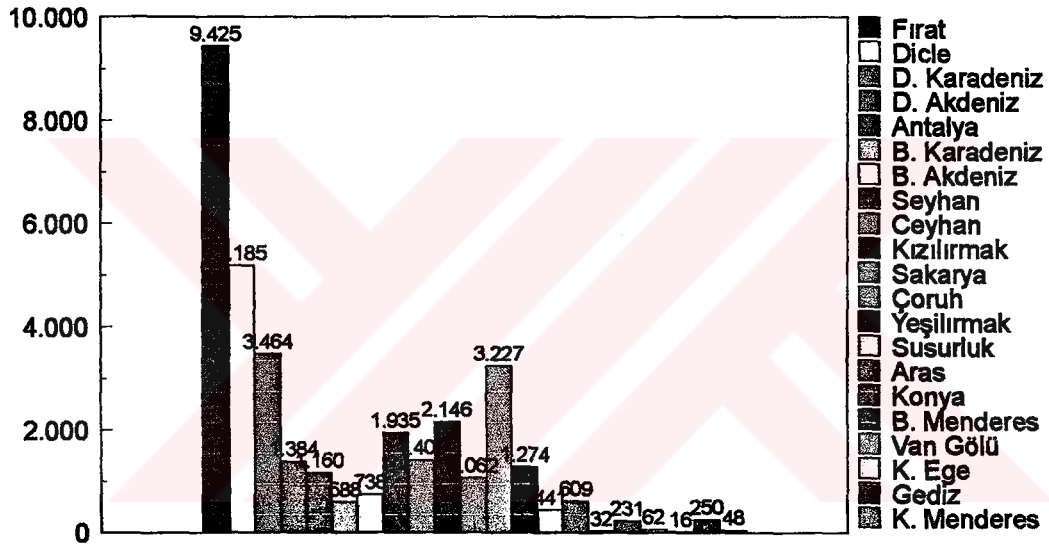
Türkiye için yapılan çalışmalar ekonomik yönden değerlendirilebilir potansiyelin 47 milyar kWh / yıl' dan 122 milyar kWh /yıl' a geliştiğini göstermektedir. Tablo 7.2 'de potansiyelin havzalara göre dağılımı görülmektedir. (Altaş M, 1994)

TABLO 7.2 Türkiye ekonomik yönden değerlendirilebilir potansiyelinin havzala göre dağılımı (1993)

Havza no :	Havza adı	Kurulu güç (MW)	Ortalama enerji (GWh)	Güvenilir enerji (GWh)
1	Meriç	0	0	0
2	Müteferrik Marmara Suları	0	0	0
3	Susurluk	441	1380	1052
4	Müteferrik Ege Suları	16	42	26
5	Gediz	250	425	202
6	Küçük Menderes	48	143	62
7	Büyük Menderes	231	907	126
8	Müteferrik Batı Akdeniz	738	2752	1046
9	Müteferrik Orta Akdeniz	1160	4014	1713
10	Burdur Gölü	0	0	0
11	Afyon Suları	0	0	0
12	Sakarya	1062	2362	1440
13	Müteferrik Batı Karadeniz	588	2125	1132
14	Yeşilirmak	1274	5277	4196
15	Kızılırmak	2146	6935	4631
16	Orta Anadolu	32	104	0
17	Müteferrik Doğu Akdeniz	1384	4769	2905
18	Seyhan	1935	6880	3140

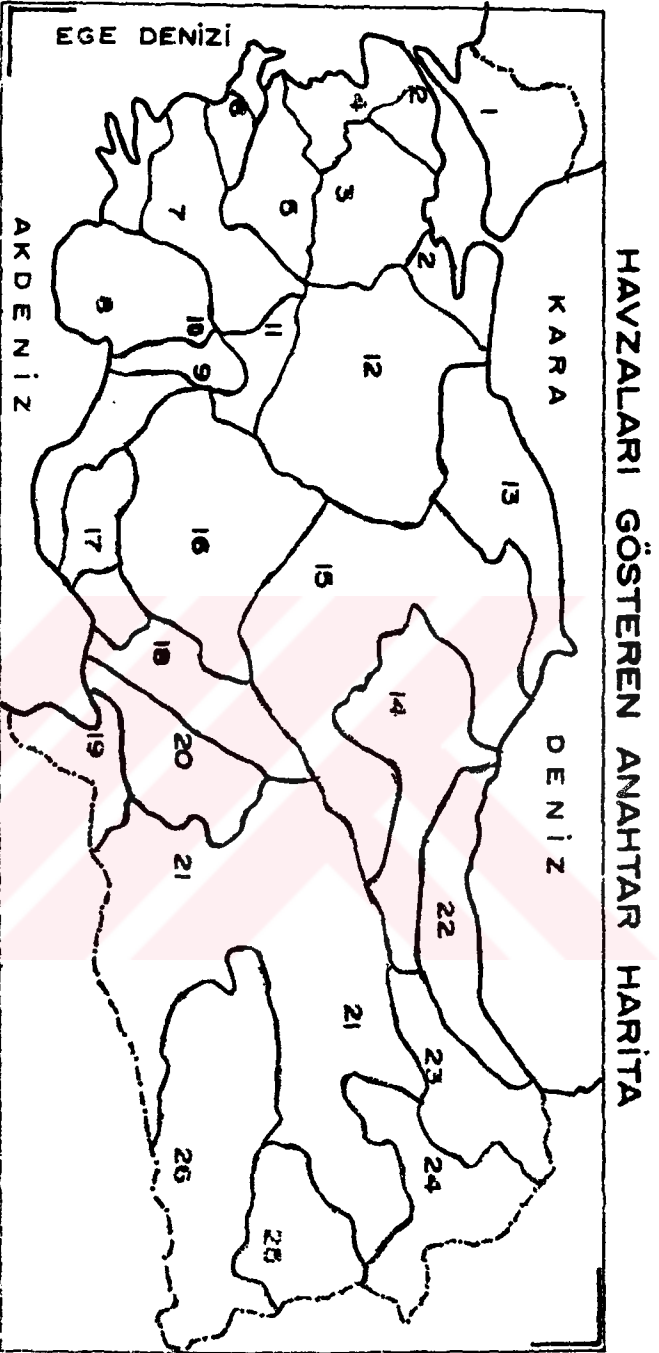
19	Hatay	50	120	15
20	Ceyhan	1409	4634	2788
21	Fırat	9425	37734	29802
22	MüteferrikDoğu Karadeniz	3464	11416	5650
23	Çoruh	3227	10614	6275
24	Aras	609	2256	1772
25	Van Gölü	62	257	156
26	Dicle	5185	17284	10525
	TOPLAM	34736	122420	78654

Kurulu güç (MW)



Grafik 7.2 Kurulu gücün payının havzalara göre dağılımı

Tablo 7.2 ve grafik 7.2' de görüldüğü gibi hidrolik potansiyel açısından en zengin bölgelerimiz Doğu , Güneydoğu Anadolu ve Doğu Karadeniz Bölgeleridir. Fırat ve Dicle havzasının toplam potansiyeli 55008 GWh olup toplam potansiyel içinde % 45 gibi büyük ve önemli bir paya sahiptir.



ŞEKİL 7.1 Türkiye havza dağılımı

7.2 HİDROELEKTRİK ENERJİ ÜRETİMİ

Türkiye’ de hidrolik enerji eski çağlardan beri kullanılmaktadır. Anadolu’da bulunan su yapıları özellikle değirmencilğin güç kaynağının hidrolik enerji olduğunu göstermektedir. Fakat hidrolik enerjinin elektrik üretiminde kullanılması o kadar eski değildir.

Türkiye elektrik enerjisine ilk olarak bir hidroelektrik santralla kavuşmuştur. 1902 yılında Tarsus’u aydınlatmak amacıyla 60 kW’ lık hidroelektrik santral kurulmuştur. Cumhuriyet döneminin ilk büyük yapıdaki santrali ise Trabzon da kurulan 1.1 MW gücünde, 257 m düşü ve 0.3 m³/s debi ile yılda 4 GWh elektrik üretebilen Visera Hidroelektrik Santralıdır. (Öziş Ü,1985)

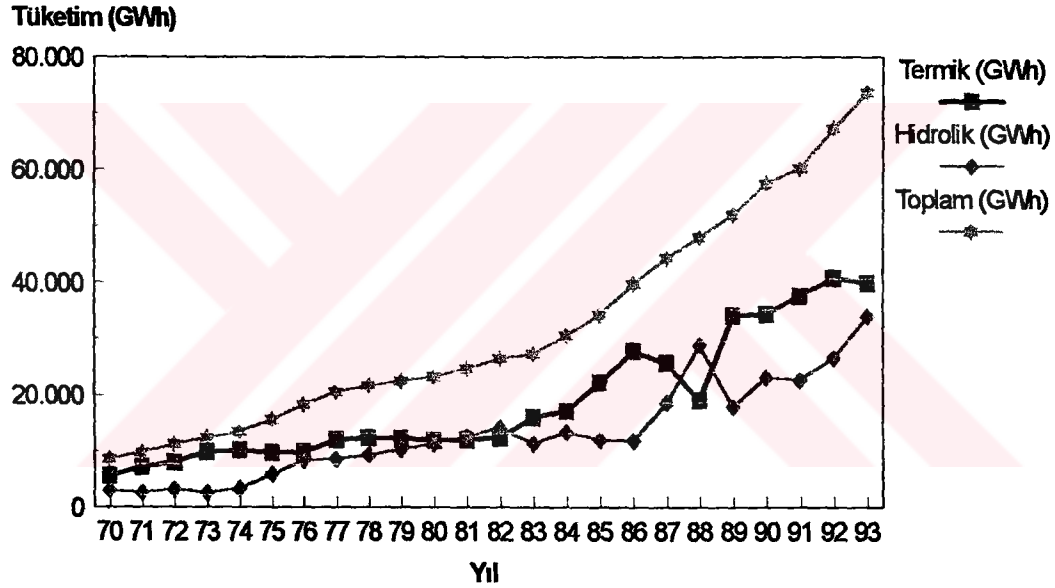
1935 yılında Elektrik İşleri Etüd İdaresi kurulmuş, su kaynaklarının hidrolojik etüdülerine ve enerji üretimindeki projelerin hazırlanmasına hız verilmiştir. Bu tarihten sonra hidroelektrik enerji üretiminde büyük mesafeler katedilmiştir. 1935 yılında 10 GWh/ yıl olan hidroelektrik enerji üretimimiz 1993 yılında 33951 GWh/ yıl çıkarılmıştır. Yaklaşık olarak 60 yıllık bir zaman zarfında üretim 3400 kat büyütülmüştür. Tablo 7.3’ de 1970-1993 yılları arasında hidroelektrik enerji üretimi ve toplam elektrik enerjisi içersindeki payı verilmiştir.

TABLO 7.3 Elektrik üretimi gelişimi ve kaynak payları

Yıllar	Termik		Hidrolik		Toplam Üretim (GWh)
	Üretim (GWh)	Pay (%)	Üretim (GWh)	Pay (%)	
1970	5590.2	64.8	3032.8	35.2	8623
1971	7170.9	73.3	2610.2	26.7	9781.1
1972	8037.7	71.5	3204.2	28.5	11241.9
1973	9821.8	79	2603.4	21	12425.2
1974	10121.2	75.1	3355.8	24.9	13477
1975	9719.2	62.2	5903.6	37.8	15622.8
1976	9908	54.2	8374.8	54.8	18282.8
1977	11992.3	58.3	8572.3	41.7	20564.6
1978	12391.3	57	9334.8	43	21726.1
1979	12233	54.3	10288.9	45.7	22521.9
1980	11927.2	51.2	11348.2	48.8	23275.4
1981	12056.7	48.9	12616.2	51.1	24672.8
1982	12384.8	46.6	14166.1	53.4	26551.5
1983	16004.1	58.5	11342.7	41.5	27346.8
1984	17187.2	56.1	13426.3	43.9	30613.5
1985	22174	64.8	12044.9	35.2	34218.9
1986	27822.2	70.1	11872.6	29.9	39694.8
1987	25735.1	58	18617.8	42	44352.9
1988	19099.2	39.7	28949.6	60.3	48048.8
1989	34103.6	65.5	17939.6	34.5	52043.2
1990	34395.4	59.8	23147.6	40.2	57543
1991	37563	62.3	22683.3	37.7	60246.3
1992	40774.2	60.5	26568	39.5	67342.2
1993	39856.6	54	33950.9	46	73807

Tablo ve grafikten iki durum tesbit edilebilir. Birincisi elektrik üretiminde hidroelektrik santrallerin payının 1993 yılında % 46 olduğu ve bu payın kurak yıllarda düştüğü fakat ortalama olarak %40-45 arasında değiştiğidir. Sadece 1981,1982 ve 1988 yıllarında hidroelektrik santrallerin payı termik santrallerden daha büyüktür. İkincisi ise acaba ekonomik yönden değerlendirilebilir potansiyelin ne kadarından yararlanılmaktadır. 1993 yılındaki potansiyel 122420 GWh ve üretim 33951 GWh olduğundan potansiyelin sadece % 27.8' den yararlanılmaktadır. Diğer bir söyleyişle yenilenebilir enerji kaynağı olan hidrolik enerjinin geriye kalan üçte ikilik bölümü her sene yararlanılmadan denizlere akıtılmaktadır.

Türkiye'de 1993 yılı itibarı ile kurulu güç toplamı 9933 MW ve ortalama elektrik enerjisi üretimi 35477 GWh olan 99 adet hidroelektrik santral vardır. Kurulu güç toplamı 1853 MW ve ortalama elektrik enerjisi üretimi 5415 GWh olan 19 adet santralin ise inşaatı devam etmektedir.



Grafik 7.3 Elektrik enerjisinin 1970-1993 yılları arasındaki gelişimi ve kaynak payları

8. HİDROELEKTRİK SANTRALLAR

Hidroelektrik santrallar, suyun potansiyel enerjisini mekanik enerjiye ,elde edilen mekanik enerjiyi de elektrik enerjisine dönüştürmek için yapılan bir seri inşaat ve mekanik sistemler topluluğudur. Bir hiroelektrik santralde su alma yapıları, iletim yapıları, denge bacaları, yükleme odaları, vana odaları, cebri borular, türbin, kuyruk suyu yapıları, şalt sahası ve enerji iletim hatları bulunabilir. Bazı santrallarda sadece su alma yapısı ve santral binası enerji üretmek için yeterlidir.

8.1 HİDROELEKTRİK SANTRALLARIN SINIFLANDIRILMASI

Hidroelektrik santrallar düşülerine, ürettikleri enerjinin karakter ve değerine , kapasitelerine ,yapılışlarına ve üzerinde kuruldukları suyun özelliklerine göre sınıflandırılırlar.

1. Düşülerine göre:

1.1 Alçak düşülü santrallar (H< 15 m) : Genellikle debisi büyük , düz arazilerde akan, yatak eğimi az nehirler üzerinde kurulan ve çoğunlukla Kaplan türbini kullanılan santrallerdir.

1.2 Orta düşülü santrallar (H = 15-50 m) : Çeşitli debilerdeki nehirler üzerine kurulan , Kaplan veya Francis türbini kullanan santrallerdir. Çoğu zaman alçak düşülü santrallerde bulunan uzunca cebri borular yoktur.

1.3 Yüksek düşülü santrallar (H> 50) : Genellikle engebeli veya dağlık araziden akan nehirler üzerine kurulurlar. Bu santrallarda Francis veya Pelton türbinleri kullanılır.

2. Ürettikleri enerjinin karakter ve değerine göre :

2.1 Baz santrallar :Temel yük santralı konumundadırlar. Devamlı olarak santralin kullanma faktörü (plant faktörü) %30'un üzerindedir. Yani çalışma süreleri büyüktür.

2.2 Pik santrallar : Enerjinin en çok ihtiyaç duyulduğu anlarda kullanılan santrallardır. Plant faktörleri % 30' un altındadır. Kullanılmadıkları sürece hidrolik enerjiyi ve dolayısı ile elektrik enerjisini depolarlar.

3. Kapasitelerine göre :

3.1 Büyük hidroelektrik santrallar : Kurulu güçleri 10 MW'den büyük olanlar

3.2 Küçük hidroelektrik santrallar : Kurulu güçleri 10-1 MW arasında olanlar

3.3 Mini hidroelektrik santrallar : Kurulu güçleri 1 MW ile 100 kW arasında olanlar

3.4 Mikro hidroelektrik santrallar : Kurulu güçleri 100 kW' dan küçük olanlar

4. Yapılışlarına göre :

4.1 Yer altı santralleri : Topoğrafik, jeolojik, ekonomik veya emniyet nedenleri ile santral yer altına yapılması zorunlu olanlar.

4.2 Yarı gömülü santraller : Kayalık ve dar bir vadide yapılacak santraller için açıkta yer yoksa bu santraller yarı açıkta , yarı yer altında yapılabilir.

4.3 Yer üstü santralleri : Santral yapılarının tamamı yer üzerinde olan santrallerdir.

5. Biriktirme kapasitelerine göre :

5.1 Depolamasız santraller : Biriktirme haznelere iki saatten küçük olan santrallerdir. Nehir ve kanal tipi olmak üzere iki türde yapılabilirler. Nehir tipi santraller nehir tabanı yeterince genişse bütün yapı bu genişliğe yerleştirilir. Kanal tipi santrallerde ise su , bir çevirme yapısı ile bir kanala çevrilerek santral bu kanalın üzerine yapılır.

5.2 Depolamalı (Barajlı) santraller : Şebekedeki enerji ihtiyacının az olduğu zamanlarda su barajlarda biriktirilir. Haznenin dolma süresi 400 saatten fazladır.

8.2 HİDROELEKTRİK SANTRALLARIN PLANLANMASI

Hidroelektrik santralleri planlanırken bir çok uzmanlık alanının çalışmalarına ihtiyaç duyulur. Bu uzmanlık alanlarını içeren planlama gurubu kurulur ve uzmanlık dallarının her birinin görevlerini tam ve mükemmel yapması sonucunda iyi bir proje ortaya çıkar. Planlama gurubunda bulunması gereken uzmanlık dalları :meteoroloji, hidroloji, jeoloji, jeofizik, topoğrafya ve jeodezi, inşaat mühendisliği, makina mühendisliği, elektrik mühendisliği, ziraat mühendisliği, orman mühendisliği ve ekonomidir.

Planlamada ki en önemli 3 mühendislik alanını ilgilendiren konular şunlardır:

1. İnşaat Mühendisliği: Baraj, kanal ve diğer su yapıları
2. Makina mühendisliği : Cebri boru, vana, kapak, türbin, regülatör
3. Elektrik Mühendisliği : Genaratör, transformatör, enerji nakil hatları

Planlama faaliyetleri, bir uzmanlık dalının kendisinden önce gelen uzmanlık dalınca elde edilmiş doneler ile kendi dalında toplamış olduğu doneleri bir sonraki uzmanlık dalına iletmesi şeklinde özetlenebilir.

Planlama esnasında yapılan çalışmalarını 4 gruba ayırmak mümkünür.

1. Hidroloji çalışmaları : Hidrolojik donelerin istatistik analizi, ihtimaliyat hesapları, meteorolojik ölçümler, akım ölçümleri, su hakları, su ihtiyaçları (içme, sulama, kullanma ve enerji) ve taşkın hidrolojisi ilgili çalışmaları içerir.

2. Baraj ile ilgili çalışmalar : Genel araştırma ve done toplama, baraj yeri jeolojik etüdü, temel sondajları, malzeme etütleri, mekanik deneyler, dolusavak etütleri, dipsavak etütleri ve derivasyon etütleri çalışmalarını içerir.

3. Hidroelektrik santral ile ilgili çalışmalar : Santralin yaklaşık yeri, proje esas olacak doneler, enerji pazarlaması etüdü, türbin tesbit ve tertibi, elde edilebilecek yıllık enerji ve elektrik birim fiyatı ile ilgili çalışmaları içerir.

4. Kesin proje çalışmaları : Yukarıda bahsedilen çalışmalar tamamlandıktan sonra kesin proje çalışmalarına geçilir. Bu safhada bir hidroelektrik tesisin ana bölümleri olan su alma yapıları, tünel, denge bacası, vana odası, cebri boru, santral, mansap su yapıları, şalt sahası ve iletim hatlarının kesin projeleri hazırlanır.

Planlama, her bir çalışma grubunun tamamlandıktan sonra diğerine geçilmesi ile kesin proje çalışmalarının tamamlanmasına kadar devam eder. Bu çalışmaların tamamlanması uzun bir süre aldığından, projeler planlamada gelinen durumlarına göre sınıflandırılırlar. Bu sınıflandırmalar:

1. Ön incelemesi hazır
2. Master planı hazır
3. Planlaması yapılmakta
4. Planlaması hazır
5. Kesin projesi yapılmakta
6. Kesim projesi hazır
7. İnşa halinde şeklinde yapılır.

8.3 HİDROLİK TÜRBİN SEÇİMİ

Hidrolik türbinler, suyun potansiyel enerjisini mekanik enerjiye dönüştüren enerji dönüşüm makinalarıdır. Santral boyutlandırılmasına geçmek için türbin hesaplarının yapılması ve tipinin belirlenmesi gerekmektedir. Türbin hesabına geçilmeden önce yıllık üretilen enerjinin, debinin ve net düşünün belirlenmesi gerekir.

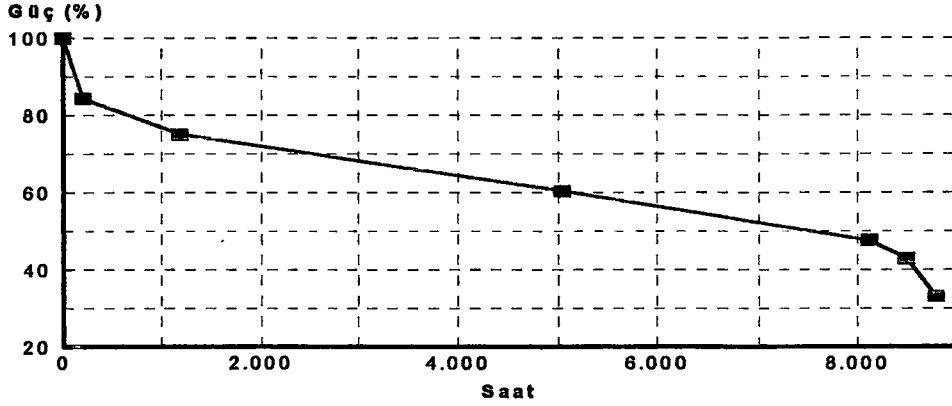
8.3.1 YILLIK ÜRETİLECEK ENERJİ

Termik santrallerin kurulması için yapılan planlama çalışmalarında , sadece santralin besleyeceği şebekenin enerji ihtiyacı göz önüne alınır. Buna karşılık hidroelektrik santrallerin kurulması için yapılan çalışmalarda ise, yalnız santralin besleyeceği şebekenin ihtiyacı değil, aynı zamanda santralin kurak yıllarda üretebileceği güvenilir enerji miktarında esas alınır. Bir hidroelektrik santralin üretebileceği güvenilir enerji miktarını hesaplayabilmek için debi süreklilik eğrisinden yararlanılır. Zamanın % 90'nın daki debi güvenilir enerji debisi olarak alınır.

Hidroelektrik santralin planlanmasında güvenilir enerjiden başka dikkate alınacak enerji şebekenin ihtiyaç duyduğu enerjidir. Şebekenin ihtiyaç duyduğu enerji günlük, aylık ve yıllık yük değişim eğrileri çizilerek belirlenir. Bu eğrilerden yararlanılarak düzenlenmiş yük eğrileri çizilerek pik yükler bulunur. Şekil 8.1'de Türkiye'nin 1992 yılına ait yük diyagramı verilmiştir. (Adalıoğlu U,1994)

İhtiyaç duyulan bu yükler termik ve hidrolik santrallerle karşılanmaktadır. İdeal olan durum santrallerde üretilen enerjinin tüketilmesidir. Şekil 8.1'dende görüldüğü gibi zamanla güç ve enerji ihtiyacı değişmektedir. Enerji

ihtiyacına göre bazı santraller devreye girmeli veya çıkmalıdır. Bu nedenle bazı santrallerin kullanma (plant) faktörü düşüktür. Santraller kullanma faktörüne göre ikiye ayrılır. Temel yük (baz) santrallerinin kullanma faktörü 0.3'ün üzerindedir. Pik yük santrallerinde ise kullanma faktörü 0.3'ün altındadır. Yani zamanın büyük bölümünde enerji üretmezler.



Şekil 8.1 Türkiye için yük diyagramı (1992)

Hidrolik santrallarda kullanma (plant) faktörü güvenilir gücün kurulu güce oranıdır. Güvenilir güç , güvenilir debi ve net düşü yardımıyla hesaplanır. Kurulu gücü belirlenmesi santralin depolamalı mı yoksa depolamasız mı yapılacağına belirlenmesi ile mümkündür.

Bir akarsuyun enerjisinden depolamasız tesis kurmak üzere gerektiğinden fazla yararlanmak için kurulu güçleri artırmak uygun bir çözüm değildir. Çünkü yılın önemli bir süresi tesis enerji üretmeyecek ve tesis masrafları anormal şekilde büyüyecektir. Diğer taraftan grup yüklerinin küçük seçilmesi de türbinin çekemediği fazla suyun kullanılmadan akıp gitmesine ve dolayısıyla enerji kaybına sebep olacaktır. Görüldüğü gibi depolamasız santralleri enerji ihtiyacına göre ayarlamak mümkün değildir. Bu sebepten dolayı, depolamasız hidroelektrik santrali olan nehir ve kanal tipi santraller temel yük santralleri olarak kullanılır.

Elektrik enerjisi büyük miktarlarda depo edilemediği için nehrin enerjisini ihtiyaçlara uydurmak amacıyla depolamalı hidroelektrik santraller yapılır. Pik yük santrali olarak yapılan barajlı santrallarda kullanma faktörü 0.3'ün altındadır. Bu santrallarda kurulu güçler büyüktür ve santral enerji üretmediği sürede nehrin suyu baraj gölünde biriktirilir. Baraj göl hacminin artması ile daha fazla enerji üretilebilir . Fakat aynı zamanda inşaat maliyetleri de artacağına optimum noktanın bulunması gerekir.

Sonuç olarak türbin hesaplarına geçilmeden önce planlanacak santralin plant faktörü ve dolayısıyla tipi belirlenmelidir. Buradan kurulu güç hesaplanmalıdır.

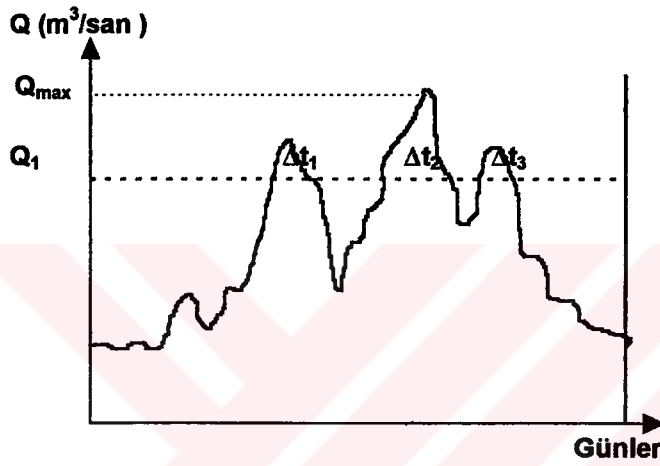
8.3.2 DEBİ HESABI

Bir nehrin debisinin belirlenebilmesi için mutlaka değişik noktaların da akım gözlem istasyonlarının bulunması gerekir. Debi belirleme çalışmalarında akım gözlem istasyonları tarafından uzun seneler ölçülmüş değerlere ihtiyaç duyulur. Türkiye' de akım gözlem istasyonlarının kurulmasına Elektrik İşleri Etüd

İdaresince 1935 yılında başlanmıştır. 1991 yılın da bu kurumumuz tarafından 4306 istasyonda ölçüm yapılmıştır. (E.İ.E.İ, 1995)

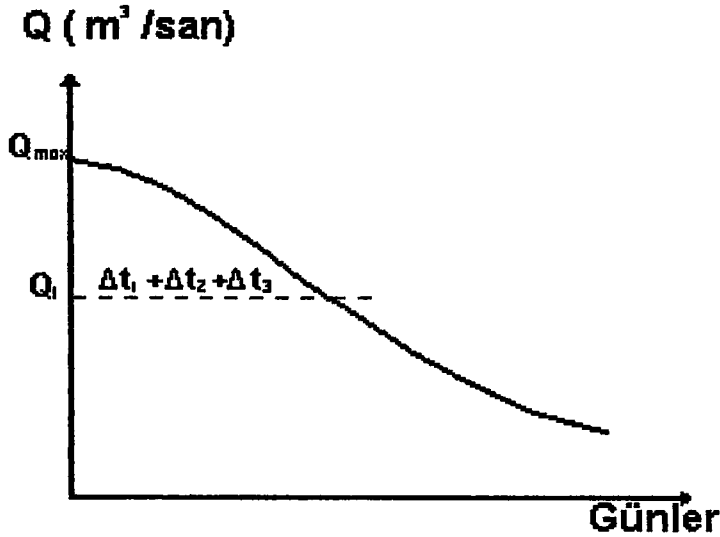
Akım Gözlem İstasyonların'da ölçülen debiler ile günlük ortalama, aylık ortalama ve yıllık ortalama debiler hesaplanır. Bulunan günlük ortalama debi değerleri ile dört adet eğri elde etmek mümkündür.

1. Yıllık ani debi eğrisi : Absise zaman , ordinata o yıl içinde o güne ait ortalama günlük debi konularak elde edilir. Şekil 8.2' de yıllık ani debi eğrisinin çizimi gösterilmiş ve Şekil 8.3'de ise Dicle nehri Cizre kolundaki 2606 nolu Akım Gözlem İstasyonuna ait değerlerle 1991 yılında çizilen yıllık ani debi eğrisi verilmiştir.



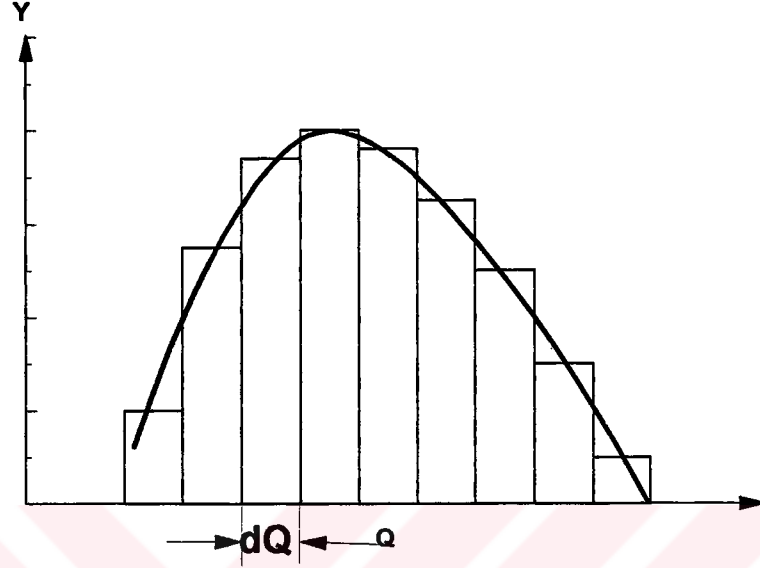
Şekil 8.2 Yıllık ani debi eğrisi

2. Düzenlenmiş debi eğrisi : Akım Gözlem İstasyonlarından elde edilen debilerin büyüklük sırasına dizilmeleri ile elde edilir. Herhangi bir debi değerinin bir yıl içersindeki akış süresini bu eğriden elde edilir. Yani düzenlenmiş debi eğrisi frekansların toplam eğrisidir. Şekil 8.4' de düzenlenmiş debi eğrisi gösterilmiştir.



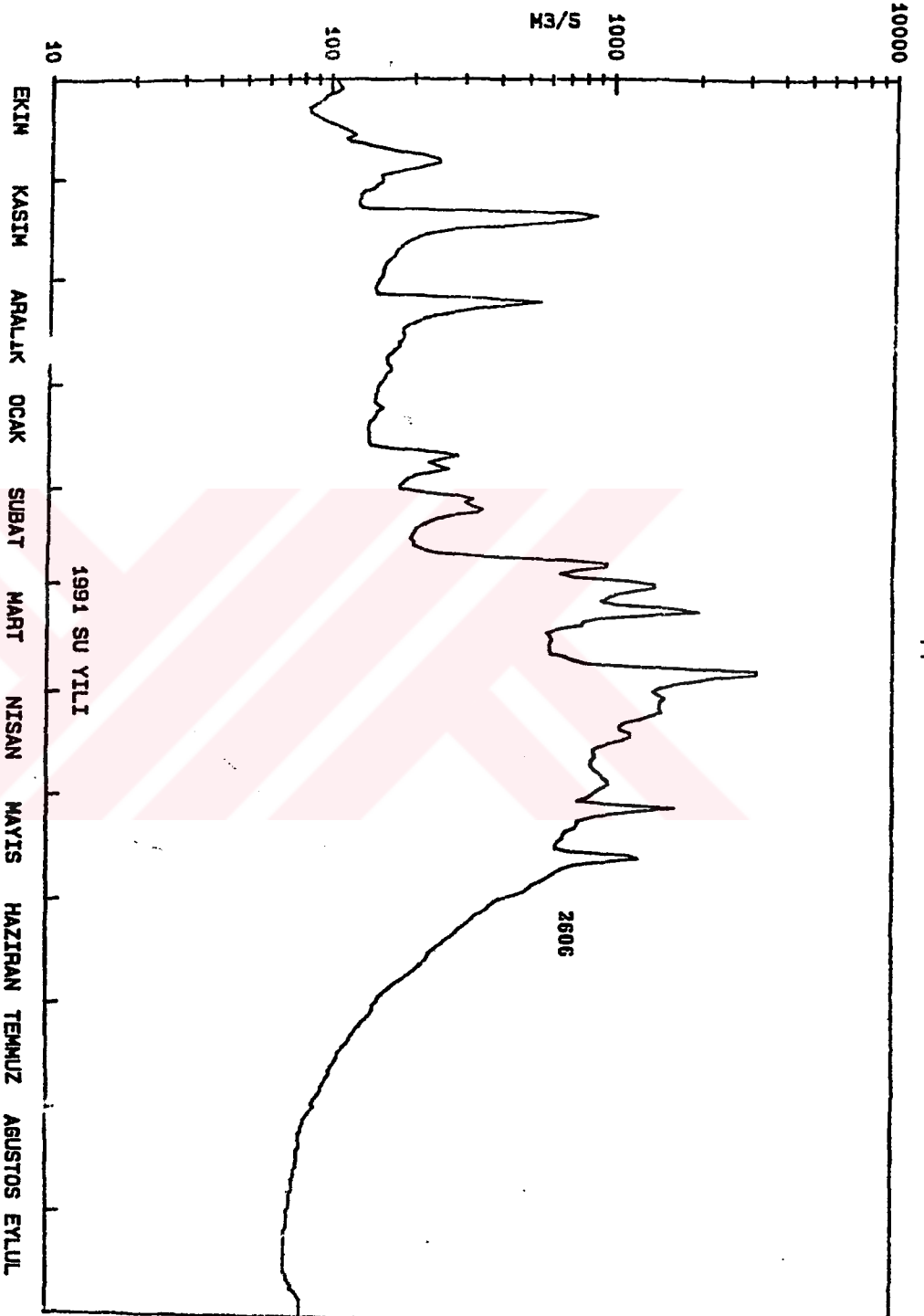
ŞEKİL 8.4 Düzenlenmiş debi eğrisi

3. Debi frekans yoğunluğu eğrisi : Q debisi ile $Q+\Delta Q$ arasında debi veren gün adedi yani tekrarlanma sayısı bir sütun ile gösterilir ve bu yöntemle elde edilen grafiğin tepe noktaları birleştirilirse debi frekans yoğunluğu eğrisi elde edilir. Şekil 8.5’de debi frekans yoğunluğu eğrisi gösterilmiştir.

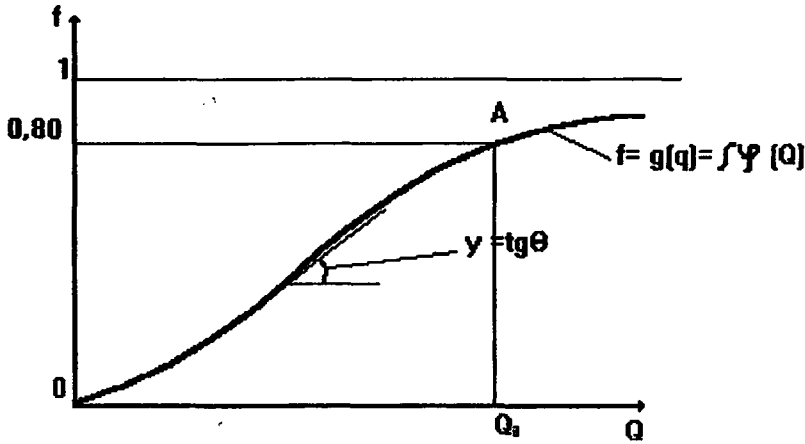


ŞEKİL 8.5 Debi frekans yoğunluğu eğrisi

4. Kümülatif frekans eğrisi : Düzenlenmiş debi eğrisinin özel bir halidir. Absise q debisi ordinatada frekans değeri konularak elde edilen eğridir. Eğer göz önüne alınan gün adedi yeterli ise bu eğri herhangi bir debiden küçük olan debilerin meydana gelme olasılığını verir. Şekil 8.6’ da kümülatif frekans eğrisi verilmiştir.



ŞEKİL 8.3 Dicle nehri 2606 nolu istasyona ait yıllık ani debi değişim eğrisi



ŞEKİL 8.6 Kümülatif frekans eğrisi

Bir türbinin debisi bu eğrilerin herhangi birinden yararlanılarak belirlenir. Güvenilir güç debisi, frekans yoğunluğu veya kümülatif frekans eğrilerindeki zamanın % 90' daki debi olarak kabul edilir. (Yumurtacı Z, 1994) Daha önceden tesisin plant faktörü kabul edildiğinden Kurulu güç debisinde tespit edilmiş olur.

$$\text{plantfaktörü} = \frac{\text{Güvenilirgüç debisi}}{\text{kurulugüç debisi}} \quad [8.1]$$

8.3.3 TÜRİN DÜŞÜSÜ

Santralin kurulacağı yer ile suyun menbaı arasındaki kot farkı brüt düşüyü verir. Türkiye'deki tüm akım gözlem istasyonlarının haritaları çıkartılmış ve kot farkları belirlenmiştir. Bu haritalardan yararlanılarak nehir boy kesitleri çizilmiştir. Nehir boy kesitleri, nehrin uzunluğu ile eğimi arasındaki ilişkiyi verir. Nehir boy kesitleri yardımıyla brüt düşü bulunur. Net düşünün buluna bilmesi için suyun türbine gelesiyeye kadar iletimdeki lineer ve lokal düşü kayıplarının çıkartılması gerekir.

$$H_d = H_0 - \Delta H \quad [8.2]$$

$$H_d = \text{Net düşü} \quad [\text{mSS}]$$

$$H_0 = \text{Brüt düşü} \quad [\text{mSS}]$$

$$\Delta H = \text{Lineer ve lokal kayıplar toplamı} \quad [\text{mSS}]$$

Depolamalı santralda ise düşü barajdaki su seviyesi ile kuyruksuyu su seviyesi arasındaki kot farkıdır. Bütün hidroelektrik santralların yapımında net düşünün büyük olması için en az düşü kaybı verecek şekilde projelendirilmesine dikkat edilmelidir.

Elektrik İşleri Etüd İdaresince yapılan nehir tipi Hidroelektrik santrallarda net düşü, brüt düşünün % 30' u olarak alınmaktadır. (Yumurtacı Z, 1995)

8.3.4 TÜRİN SEÇİMİ

Kurulu güç debisi ve net düşüden yararlanılarak türbin seçimine gidilir. Öncelikle türbin gücünün tespit edilmesi gerekir.

$$N = \frac{\eta \cdot \gamma \cdot Q \cdot H_d}{1000} \quad (\text{kW}) \quad [8.3]$$

N = Türbin gücü (kW)

Q = Debi (m³)

H_d = Net düşü (m)

γ = Suyun özgül ağırlık (N / m³)

η = Türbin verimi

Bir türbini tanımlayan özgül devir sayısıdır. Özgül devir sayısı (n_s) türbin imalatçıları tarafından net düşüye bağlı olarak amprik formüller halinde verilir. Türbin tipleri ve düşüleri Tablo 8.1' de verilmiştir. (Yıldız K, 1992)

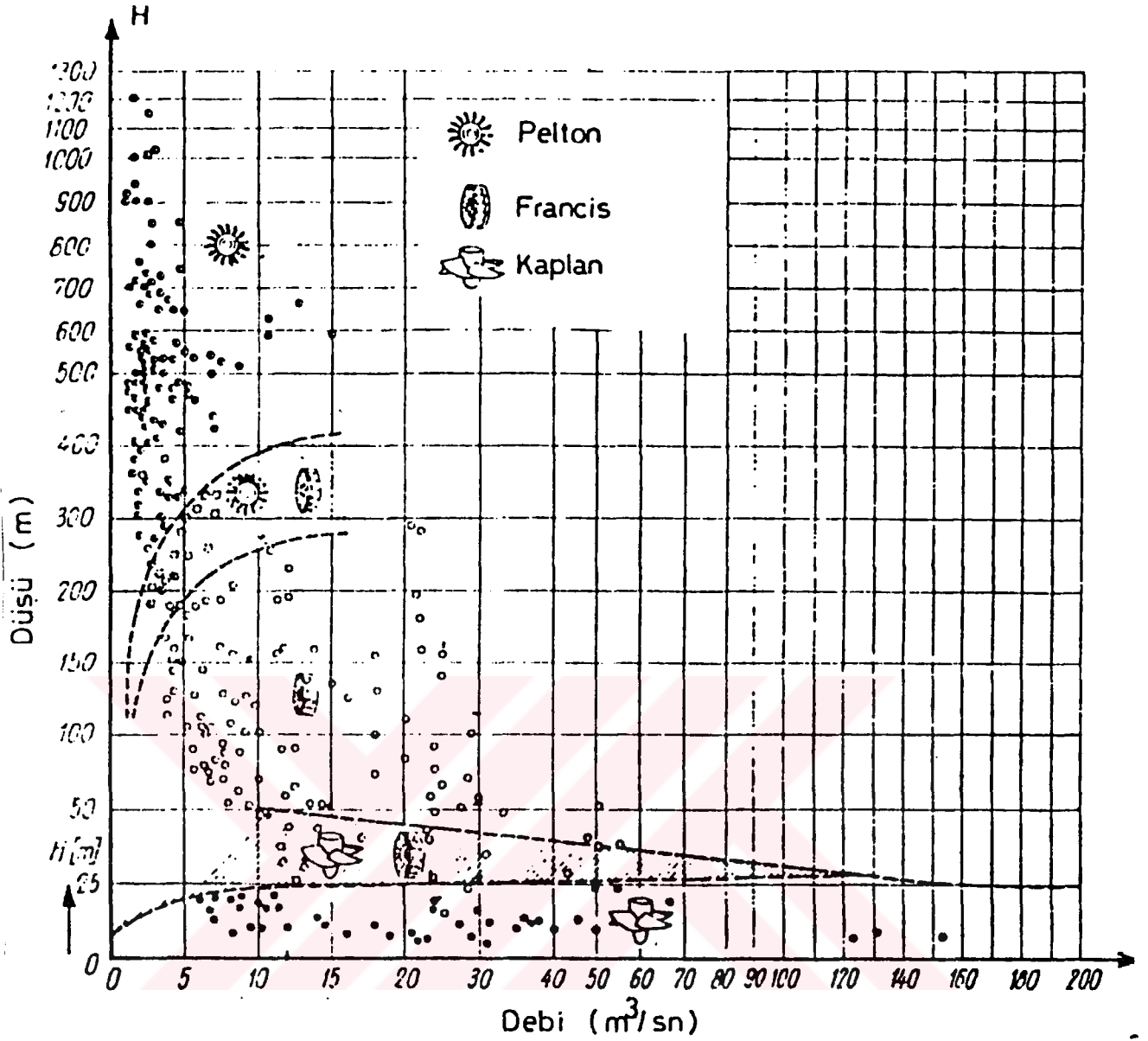
$$n_s = \frac{n \cdot N^{1/2}}{H_d^{5/4}} \quad [8.4]$$

TABLO 8.1 Türbin tipleri ve düşüleri

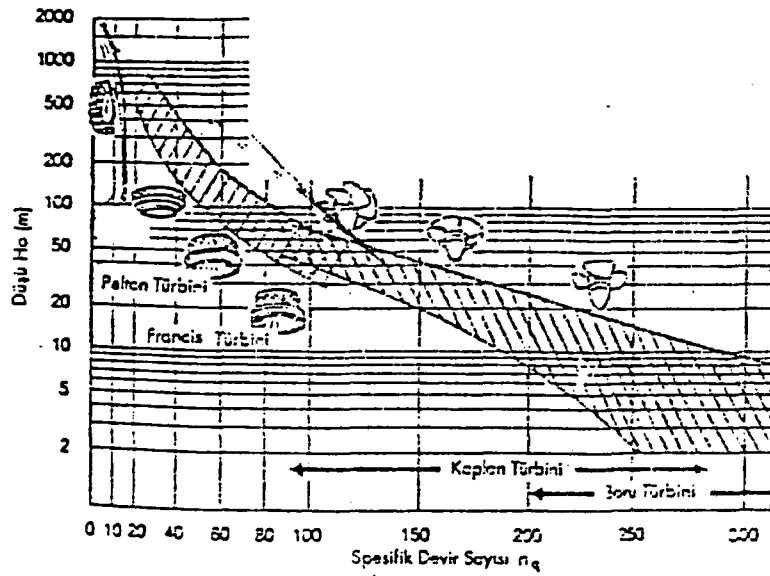
Türbin tipi	Net düşü (m)	Özgül devir sayısı	Maksimum verim (%)
Pelton	800-60	1-13	90
Francis	250-30	20-140	95
Kaplan	40-2	25-120	92
Banki	100-5	140-200	85

Türbin seçiminde dikkat edilecek nokta belirli bir düşüden maksimum güç elde etmek için özgül devir sayısının üst limiti (n_s) ve türbin devir sayısının (n) alt limiti seçilmelidir.

Aynı zamanda türbin devir sayısı arttıkça türbin ve santral ebatlarının küçüleceği fakat bunun aksine kavitasyona karşı koyabilmek için santralin daha derine yapılması gerektiğinden inşaat maliyetlerinin artacağı unutulmamalı ve ikisi arasında optimum devir sayısı belirlenmelidir. (Yıldız K, 1992) Şekil 8.7' de düşü ve debi değerlerine göre türbin seçimi eğrisi verilmiştir. Şekil 8.8' de ise özgül devir sayısına göre türbin seçimi verilmiştir.



ŞEKİL 8.7 Debi ve düşüye göre türbin seçimi



ŞEKİL 8.8 Özgül devir sayısına göre türbin seçimi

9. FIRAT VE DİCLE HAVZASI HİDROELKTRİK POTANSİYELİ

Türkiye'nin su kaynakları incelendiğinde 186 milyar m³ yağışın akışa geçtiği görülür. Bu miktarın havzalara dağılımı incelendiğinde ise Fırat ve Dicle havzasının toplam ortalama akış miktarının 53 milyar m³ olduğu ve toplam akış miktarı içerisinde % 28.5 paya sahip olduğu belirlenir. Fırat ve Dicle havzasının brüt hidroelektrik potansiyelinin , Türkiye brüt potansiyeli içerisindeki payı, akış miktarına paralel olarak % 30 dur. Bu durumda Türkiye'nin hidroelektrik potansiyelinin üçte birine sahip olan bu bölgenin potansiyelinin ne kadarının değerlendirilmeye alındığı önem kazanmaktadır. Öncelikle bu bölgeden üretilen hidroelektrik enerji miktarının ne kadar olduğunu tespit edelim.

1993 yılında Türkiye' de hidroelektrik santrallardan üretilen elektrik enerjisi miktarı 33591 GWh dir. İşletmede olan 99 hidroelektrik santralin kurulu güç toplamı ise 9933 MW dir. Fırat ve Dicle havzasında 20 hidroelektrik santral işletme de olup kurulu güç toplamı 5604 MW dir. Görüldüğü gibi havzanın kurulu güç toplamının Türkiye kurulu güç içerisindeki payı %56.5 gibi çok yüksek bir değerdir. Diğer bir ifadeyle Türkiye'de hidroelektrik santrallardan üretilen elektrik enerjisinin yarısına yakını bu havzadan üretilmektedir. Tablo 9.1' de Fırat ve Dicle havzalarında işletmede olan santralların kurulu güç, ortalama üretilebilir enerji ve güvenilir enerji miktarları verilmiştir.

TABLO 9.1 Fırat ve Dicle havzalarında işletmede olan hidroelektrik santrallar (1993)

Santral adı :	Kurulu güç (MW)	Ortalama üretim (GWh)	Güvenilir üretim (GWh)	Havza no ve adı :
Besni	0.3	0	0	21 Fırat
Beytülşebab	0.4	0	0	26 Dicle
Botan	1.6	6	6	26 Dicle
Cumaçay	0.4	0	0	21 Fırat
Çağçağ 3	14.4	42	42	21 Fırat
Çemişgezek	0.1	0	0	21 Fırat
Çukurca Narlı	0.1	0	0	26 Dicle
Derme	4.5	10	5	21 Fırat
Erkenek	0.4	0	0	21 Fırat
Girlevik 1	3	17	15	21 Fırat
Hazar 1	20.1	128	16	21 Fırat
Hazar 2	10	64	8	21 Fırat
Karakaya	1800	7354	6800	21 Fırat
Keban	1330	6000	6520	21 Fırat
Kernek	0.8	3	3	21 Fırat
Malazgirt	1.2	0	0	21 Fırat
Otluca	1.3	0	0	26 Dicle
Tercan	15	51	28	21 Fırat
Uludere	0.8	0	0	26 Dicle
Atatürk	2400	8900	7400	21 Fırat
TOPLAM	5604.2	22575	20843	

Bir bölgedeki hidroelektrik potansiyelin belirlenmesi için öncelikle yapılması gereken çalışma hidroloji ve harita çalışmasıdır. Elektrik işleri Etüd İdaresince Fırat , Dicle ve bunların kolları üzerinde kurulan Akım Gözlem İstasyonlarınca bu çalışmalar sürdürülmektedir. Tablo 9.2' de akım gözlem istasyonlarının yer adları ve kotları verilmiştir. Şekil 9.1,Şekil 9.2, Şekil 9.3, Şekil 9.4 ve Şekil 9.5' de ise bu istasyonların yerleri haritalar üzerin de gösterilmiştir. (E.İ.E.İ su yılığı, 1995)

TABLO 9.2 Fırat , Dicle ve kolları üzerinde bulunan Akın Gözlem İstasyonları

İstasyon no	Suyun adı :	İstasyon adı	Kot :
2102	Murat	Palu	859
2103	Fırat	Keban	688
2114	Fırat	Birecik	337
2115	Göksu	Malpınarı	397
2119	Fırat	Kemahboğazı	1123
2122	Murat	Tutak	1552
2123	Çağçağ	Çınarköy	560
2124	Tohma	Yazıköy	1100
2131	Beyderesi	Kılayık	925
2132	Culap	İncirli	467
2133	Munzur	Melekbahçe	875
2135	Bulam	Fatopaşa	1245
2140	Fırat	Dutluca	386
2141	Peri	Korudibi	1100
2145	Tohma	Hisarcık	935
2147	Munzur	Dedekuşağı	1250
2149	Munzur	Miskisağ	925
2151	Fırat	Sansağ	1355
2154	Karasu	Aşağıkağdarıç	1675
2156	Fırat	Bağıtaş	865
2157	Karasu	Karaköprü	1250
2158	Bingöl	Abdurahmanpaşa	1310
2159	Çamderesi	Hacıkamil	525
2164	Göynük	Çayağzı	998
2165	Zerkan	Hocaköy	445
2166	Peri	Loğmar	846
2167	Çaltı	Dazlak	890
2168	Dumlu	Yeşildere	2000
2170	Fırat	Belkızköy	345
2171	Uludere	Hasançelebi	1188
2172	Pülümür	Batman Köprüsü	890
2173	Sultan	Dedeköy	935
2174	Murat	Akkonak	1285
2176	Tacik	Muluboğazı	1225
2177	Hınıs	Adıyar	1452

2178	Göynük	Devecik	1579
2603	Garzan	Beşiri	545
2605	Dicle	Diyarbakır	570
2606	Dicle	Cizre	370
2610	Bitlis	Baykan	910
2612	Batman	Malabadi Köprüsü	597
2617	Dicle	Çayönü	695
2618	Ambar	Köprübaşı	595
2620	Zap	Üzümcü	1072
2621	Zap	Musahan	1725
2622	Nehil	Konak	1694
2624	Kezer	Pınarca	530
2625	Hezil	Girikhan	780
2626	Botan	Billoris	457
2627	Zap	Narlı	775
2628	Cemilkatlı	Kamışlı	1627
2629	Şemdinli	Yeşilöz	1400
2630	Zap	Teknisyenler	1440
2631	Çatak	Tüliran	1412
2632	Berkilin	Çayüstü	689

Fırat ve Dicle havzasında Elektrik İşleri Etüd İdaresi ve Devlet Su İşleri tarafından hidroelektrik santral planlama çalışmaları sürdürülmektedir. Havzanın potansiyelinin tamamından yararlanmak amacıyla projelendirme çalışmaları tüm havza alanına yayılmıştır. Projeleri , planlama safhasında geldikleri duruma göre ayırmak mümkündür. Buna göre ön incelemesi hazır olanlar, master planı hazır olanlar, planlaması yapılmakta olanlar, planlaması hazır olanlar, kesin projesi yapılmakta olanlar, kesin projesi hazır olanlar ve inşa halinde olanlar diye sınıflandırmak mümkündür. Tablo 9.3' de Fırat ve Dicle havzasındaki inşası devam eden santrallerin kurulu gücü, ortalama üretilebilir enerjisi ve güvenilir enerjisi gösterilmiştir. (Varlık Y, 1994)

TABLO 9.3 'de Fırat ve Dicle havzasındaki inşa halindeki santraller

Santral adı :	Kurulu güç (MW)	Ortalama üretim (GWh)	Güvenilir üretim(GWh)	Havza no ve adı
Batman	198	483	196	26 Dicle
Dicle	110	298	228	26 Dicle
Kralkızı	93.8	146	111	26 Dicle
Mercan-Ovacık	19.2	78	48	21 Fırat
Özlüce - Peri	170	413	290	21 Fırat
Şanlıurfa tünel	50	124	0	21 Fırat
TOPLAM	641	1542	873	

Tablodanda görüldüğü gibi kurulu güç toplamları 641 MW olan 6 adet santralin inşaatına devam edilmektedir.

Tablo 9.4'de kesin projesi hazır olan hidroelektrik santrallerin kurulu güç,ortalama üretilebilir enerji ve güvenilir enerji miktarları verilmiştir.

T ABLO 9.4 Fırat ve Dicle havzasında kesin projesi hazır olan santraller

Santral adı :	Kurulu güç (MW)	Ortalama üretim (GWh)	Güvenilir üretim(GWh)	Havza no ve adı
Birecik	672	2516	1801	21 Fırat
Cizre	240	1208	947	26 Dicle
İlisu	1200	3833	2459	26 Dicle
Karkamış	180	652	462	21 Fırat
Uzunçayır	74.3	317	214	21 Fırat
TOPLAM	2366.3	8526	5883	

Bölgeye ait kesin projesi hazır 5 adet hidroelektrik santralin kurulu güç toplamı 2366.3 MW dır. Tablo 9.5’de kesin projesi hazırlanmakta olan santrallerin kurulu güçleri, ortalama üretilebilir enerjileri ve güvenilir enerji miktarları verilmiştir.

TABLO 9.5 Fırat ve Dicle havzalarına ait kesin projeleri hazırlanan santraller

Santral adı :	Kurulu güç (MW)	Ortalama üretim (GWh)	Güvenilir üretim(GWh)	Havza no ve adı
Alparslan 1	160	488	418	21 Fırat
Mursal	6.7	32	25	21 Fırat
TOPLAM	160.7	520	443	

Bölgeye ait kesin projesi hazırlanmakta olan 2 adet santralin kurulu güç toplamı 160.7 MW dır. Tablo 9.6’ da Fırat ve Dicle havzasında planlaması hazır olan santrallerin kurulu güç, ortalama üretilebilir enerji ve güvenilir enerji miktarları verilmiştir.

TABLO 9.6 Fırat ve Dicle havzalarına ait planlaması hazır olan santraller

Santral adı :	Kurulu güç (MW)	Ortalama üretim (GWh)	Güvenilir üretim(GWh)	Havza no ve adı
Ahiköy 1	2	8	0	21 Fırat
Ahiköy 2	2.2	7	0	21 Fırat
Alkumru	222	812	350	26 Dicle
Ayşehatun	60	278	263	26 Dicle
Bahçesaray	40	198	98	26 Dicle
Girlevik 2	3.3	15	11	21 Fırat
Hacılar	13.5	88	0	21 Fırat
Konaktepe	210	730	450	21 Fırat
Tohma-Medik	11	63	0	21 Fırat
TOPLAM	564	2199	1172	

Planlaması hazır olan 9 adet santrallerin toplam kurulu gücü 564 MW dır. Tablo 9.7’de Fırat ve Dicle havzalarına ait planlanması yapılmakta olan santrallerin kurulu güç, ortalama üretilebilir enerji ve güvenilir enerji miktarları verilmiştir.

TABLO 9.7 Fırat ve Dicle havzalarına ait planlaması yapılmakta olan santraller

Santral adı :	Kurulu güç (MW)	Ortalama üretim (GWh)	Güvenilir üretim(GWh)	Havza no ve adı
Alparslan 2	140	430	120	21 Fırat
Güzeldere	31	161	140	26 Dicle
Kığı	150	546	411	21 Fırat
Pembelik	100	313	220	21 Fırat
TOPLAM	421	1450	891	

Fırat ve Dicle havzalarında planlaması yapılmakta olan 4 adet hidroelektrik santralin kurulu güç toplamı 421 MW dır. Bölgedeki master planı hazır olan santrallerin kurulu güç, ortalama üretilebilir enerji ve güvenilir enerji miktarları verilmiştir.

TABLO 9.8 Fırat ve Dicle havzalarına ait master planı hazır olan santraller

Santral adı :	Kurulu güç (MW)	Ortalama üretim (GWh)	Güvenilir üretim(GWh)	Havza no ve adı
Akyayık	7	22	20	21 Fırat
Bağışlı	23.9	122	65	26 Dicle
Başkale	5.7	19	15	26 Dicle
Bozkaya	30	109	85	21 Fırat
Çukurca	244	796	437	26 Dicle
Doğanlı	461.6	1327	850	26 Dicle
Geçitli	8	49	35	26 Dicle
Hakkari	321.8	1043	582	26 Dicle
Büyükçay	30.4	84	0	21 Fırat
Doğubeyazıt	4.5	30	0	21 Fırat
Kaletepe	60	215	166	21 Fırat
Koçali	40	120	0	21 Fırat
Pulumur	30	137	88	21 Fırat
Sırımtaş	28.4	87	47	21 Fırat
Fatopaşa	22	47	31	21 Fırat
TOPLAM	1317.3	4207	2421	

Toplam kurulu gücü 1317.3 MW olan 15 adet santralin master planı hazırdır. Tablo 9.9’ da bölgede ön incelemesi hazır olan santrallerin kurulu güç, ortalama üretilebilir enerji ve güvenilir enerji miktarları verilmiştir.

TABLO 9.9 Fırat ve Dicle havzalarına ait ön incelemesi hazır olan santraller

Santral adı :	Kurulu güç (MW)	Ortalama üretim (GWh)	Güvenilir üretim(GWh)	Havza no ve adı
Abdalan	6	21	2	21 Fırat
Adalar	1.1	5	3	21 Fırat
Aşkale	20	61	55	21 Fırat
Aylan	7	17	0	21 Fırat
Aşağımahalle	5.2	29	23	21 Fırat
Aşağıkent	2.1	7	4	21 Fırat
Bağıştaş	90	412	343	21 Fırat
Baykan	55	284	228	26 Dicle
Baykan 2	35	164	142	26 Dicle
Başköy	24	105	73	21 Fırat
Beyhanı	300	1435	1085	21 Fırat
Bitlis	60	228	51	26 Dicle
Çağçağ 1	1.1	10	10	21 Fırat
Çağçağ 2	2.6	23	23	21 Fırat
Çatalbahçe	13	73	52	21 Fırat
Çetin	350	1237	730	26 Dicle
Dıbnı	81	265	220	26 Dicle
Kavaközü	58	105	0	26 Dicle
Dilektaş	125	328	210	26 Dicle
Erkenek	7.3	43	32	21 Fırat
Eruh	38	134	90	26 Dicle
Eriç	70	478	398	21 Fırat
Esenyamaç	9	25	14	26 Dicle
Fındıklı	45	101	88	21 Fırat
Garzan	90	315	180	26 Dicle
Gediktatar	120	405	276	21 Fırat
Gökçesih	34	118	83	21 Fırat
Güllüce	12	48	6	26 Dicle
Güvenli	4	11	0	21 Fırat
Hezil	54.7	155	81	26 Dicle
Hizan	8.5	37	22	26 Dicle
Ilıca	4.8	17	8	21 Fırat
Karasu	22	57	33	26 Dicle
Karataş	40	175	122	21 Fırat
Kayser	90	341	259	26 Dicle
Kazan	28	90	60	21 Fırat
Kemah	100	625	533	21 Fırat
Keremli	2	5	0	21 Fırat
Keskin	164	740	359	26 Dicle
Kesikköprü	62	355	248	21 Fırat

Kırkemir	48	172	126	26 Dicle
Kızılsu	12.4	43	30	26 Dicle
Kor	33	187	120	26 Dicle
Mercan	22	109	92	21 Fırat
Narlı	36	168	79	26 Dicle
Nurhak	25.8	69	50	21 Fırat
Oran	40	189	90	26 Dicle
Palu	20	84	9	21 Fırat
Pervari	192	635	281	26 Dicle
Pulumur Reglatör	26	114	0	21 Fırat
Pulumur	3.8	13	6	21 Fırat
Pirahmet	10	55	55	26 Dicle
Sansa	65	421	254	21 Fırat
Sarsap	15.2	133	0	21 Fırat
Suruç	10	26	0	21 Fırat
Silvan	150	165	128	26 Dicle
Sincan 1	16	72	50	21 Fırat
Şirvan	28	98	65	26 Dicle
Tarihler	20	85	60	26 Dicle
Taşbasan	9	22	0	21 Fırat
Taşlıköy	18	79	55	21 Fırat
Tozluca	14	34	0	21 Fırat
Yazıhan 1	9.4	53	0	21 Fırat
Yazıhan 2	7.2	40	0	21 Fırat
Zorova	5.2	15	11	26 Dicle
Zorova 2	94	230	63	26 Dicle
Kaleköy	293	1293	641	21 Fırat
Denizbağ	25.5	143	0	21 Fırat
Divriği	26.3	114	80	21 Fırat
TOPLAM	3506.2	13774	8501	

Ön incelemesi hazır olan 69 adet hidroelektrik santral projesi vardır. Toplam kurulu güç ise 3506.2 MW dir.

Fırat ve Dicle havzasına ait ekonomik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyeli belirlemek için, planlaması yapılan tüm santralların toplam kurulu gücü, ortalama üretilebilir ve güvenli enerjisinin hesaplanması yapılmıştır. Sonuç Tablo 9.10'da verilmiştir.

1993 yılı itibarı ile Türkiye'deki 99' u işletmede toplam 504 adet planlanan santralin ortalama üretilebilir enerji toplamı 124568 GWh dir. Bu değer Türkiye' nin ekonomik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyelini vermektedir. Tablo 9.10' dan da görüldüğü gibi Fırat ve Dicle havzasını müşterek ekonomik yönden değerlendirilebilir potansiyeli ise 54273 GWh dir. Bölgenin potansiyeli Türkiye potansiyelinin % 44 gibi büyük bir kısmını oluşturmaktadır. Ayrıca bölgeye ait ekonomik potansiyelin işletmede olan 20 santralla %38.4 'ü kullanılmaktadır.

TABLO 9.10 Bölgeye ait planlaması yapılan santraller

Proje durumu	Proje adedi	Kurulu güç (MW)	Ortalama üretim (GWh)	Güvenilir üretim (GWh)
İşletmede	20	5604.2	22575	20843
İnşa halinde	6	641	1542	873
Kesin projesi hazır	5	2366.23	8526	5883
Kesin projesi yapılmakta	2	166.7	520	443
Planlaması hazır	9	564	2199	1172
Planlaması yapılmakta	4	421	1450	891
Master planı hazır	15	1317.3	4207	2421
Ön incelemesi hazır	69	3506.8	13774	8501
TOPLAM	128	14586.8	54273	40584

1993 yılı itibarı ile Türkiye'de 99' u işletmede toplam 504 adet planlanan santralin ortalama üretilebilir enerji toplamı 124568 GWh'dır. Bu değer Türkiye'nin ekonomik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyelini vermektedir. Tablo 9.10' danda görüldüğü gibi Fırat ve Dicle havzasının ekonomik yönden değerlendirilebilir potansiyeli ise 54273 GWh'dır. Bölgenin potansiyeli Türkiye potansiyelinin % 44 gibi yüksek bir kısmını oluşturmaktadır. Ayrıca bölgeye ait ekonomik potansiyelin işletmede olan 20 santralla % 38.4' ü kullanılmaktadır.

Hidroelektrik santraller güçlerine göre sınıflandırılmaya tabi tutulurlar ve değerlendirmeler yapılırken bu sınıflandırmalar kullanılır. Gücü 10 MW' ın üzerinde olan büyük HES' ler ve gücü 10 MW' tın altında olan küçük HES' ler olmak üzere ikiye ayrılır. Küçük HES' ler de kendi aralarında güçlerine göre küçük, mini, mikro olarak üçe ayrılırlar. Bunlar ;

- Küçük HES, $1 \text{ MW} < N_e < 10 \text{ MW}$
- Mini HES, $100 \text{ kW} < N_e < 1 \text{ MW}$
- Mikro HES, $N_e < 100 \text{ kW}$ dir.

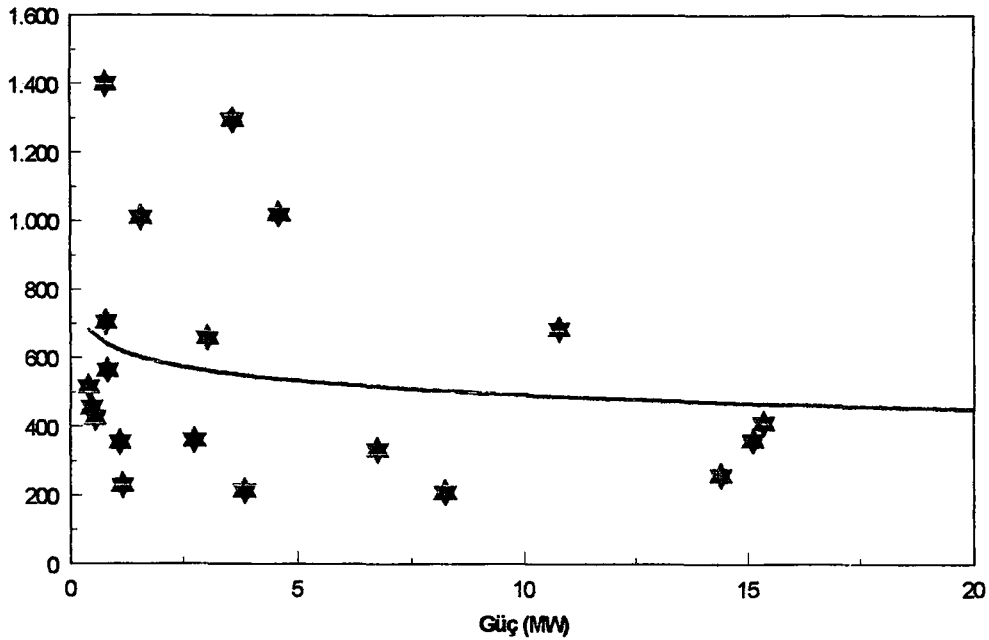
Küçük hidroelektrik santraller en eski elektrik enerjisi üretim tesisleridir. Fakat bazı dezavantajlarından dolayı zamanla önemlerini yitirmişlerdir. Bunun sebepleri arasında en önemlileri enterkonnekte şebekelerin yapılmasıyla büyük HES' lerin yapılmasına ağırlık verilmesi ve yatırım masraflarının fazla olmasıdır. Türkiye' deki 17 adet küçük santralin güç, yatırım bedeli, güvenilir enerji miktarı ve birim sermaye Tablo 9.11' de masrafları verilmiştir. (Yumurtacı Z, 1995 ve Varlık Y, 1994)

TABLO 9.11 Küçük HES' lere ait yatırım verileri

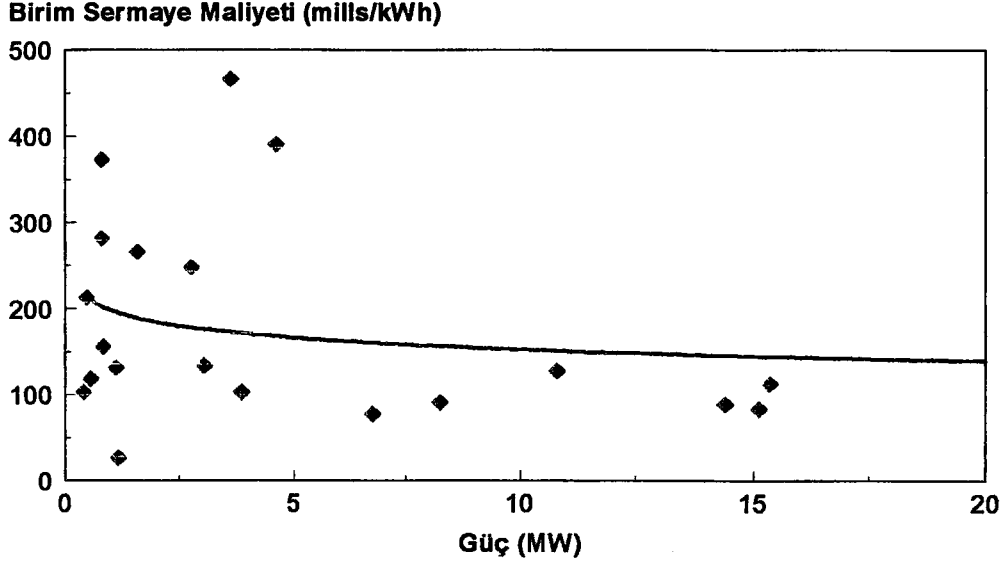
Santralin Adı	Güç (MW)	Yatırım Bedeli (\$/kW)	Güvenilir Enerji (GWh)	Birim sermaye masrafı (mills/ kWh)
Silifke	0.4	515	2	103
Bozyazı	0.47	455	1	213
Anamur	0.56	425	2	119
Durucasu	0.8	1400	3	373
Erciş	0.8	705	2	282
Kernek	0.83	565	3	156
Dinar	1.12	354	3	132
Denizli	1.17	230	10	27
Botan	1.58	1010	6	266
Kıtı	2.76	360	4	248
Girlevik	3.04	660	15	134
Ceyhan	3.6	1295	10	466
Kayaköy	3.84	215	8	103
Engil	4.6	1020	12	391
Sızır	6.77	333	29	78
Kovada1	8.25	209	19	91
Göksu	10.8	685	58	128

Yukarıdaki değerlerle oluşturulan Güç (MW)- Yatırım bedeli (\$/ MW) grafiği grafik 9.1' da ve Güç (MW)- Birim sermaye masrafı (mills/ kWh) grafiği grafik 9.2'da gösterilmiştir. Bu grafiklerden de görüldüğü gibi küçük hidroelektrik santrallerin yatırım bedelleri ve birim sermaye masrafları diğer santrallerinkinden büyüktür.

Yatırım Maliyeti (\$/kW)



Grafik 9.1 Küçük HES' lerin yatırım bedelleri



Grafik 9.2 Küçük HES' lerin birim sermaye maliyetleri

Büyük hidroelektrik santrallarda , küçük HES' ler gibi sermaye yoğun santrallardır. Bu santralların masrafları; arazi ve su hakları bedeli, baraj inşaatı, mekanik kısım, cebri boru ve derivasyon kanalı, transformatör ve taşıma hatları paylarından oluşur. Hidroelektrik santralin yatırım bedelinin büyüklüğünü su toplama barajının büyüklüğü belirler. Bu değere bağlı olarak hidroelektrik santrallarda yatırım bedeli 1000 - 1500 \$/ kW arasında değişir. (Aybers N, Şahin B, 1995)

Hidroelektrik santrallarda yakıt masrafı olmadığı için yıllık masraflar amortisman bedeli, sigorta ,vergi ve bakım- işletme masraflarından meydana gelir. Bakım ve işletme masrafları ülkeden ülkeye değişiklik göstermektedir. Ülkeler ortalaması olan 10 \$/kW yıl uygun bir değerdir. Buhar tesislerinde 40 \$/kW yıl, nükleer tesislerde 55 \$/kW yıl, kombine çevrimli tesislerde 26 \$/kW yıl ülkeler ortalaması değerleri hidroelektrik santralların bakım ve işletme payından çok büyüktürler. (Şahin B, Bekdemir Ş, 1994)

Fırat ve Dicle havzalarındaki santralların güçlerine göre sınıflandırılması Tablo 9.12' de verilmiştir. Bu tablodan görüldüğü gibi 41 adet küçük ve 87 adet büyük hidroelektrik santral mevcuttur. Gücü 1000 MW' tan büyük olan 4 adet santral olup bunların payı %46 dır. Büyük HES' ler içerisindeki yoğunluk 100- 500 MW güçleri arasındadır. Bu arda 41 adet baraj vardır ve toplam güç içerisindeki payı % 40 dır.

TABLO 9.12 Fırat ve Dicle havzasındaki santrallerin güçlerine göre sınıflandırılması

Sınıfı	Adet	Toplam güç (MW)	Güvenilir enerji (GWh/ yıl)
0.1-1	8	3.8	3
1-5	16	363	162
5-10	17	131.2	530
10-20	15	398.7	950
20-50	26	822	3316
50-100	17	1004	4669
100-300	20	3428.7	11880
300-500	4	1433.4	5039
500-1000	1	672	2516
> 1000	4	6730	26087
TOPLAM	128	14586	54273

Fırat ve Dicle havzasına ait yatırım bedelleri hesaplanmış (Ocak 1994 değerleri) santraller TABLO 9.13' de verilmiştir. Bu tablo da santrallara ait güç, yatırım bedelleri , güvenilir enerji ve birim sermaye maliyetleri verilmiştir.

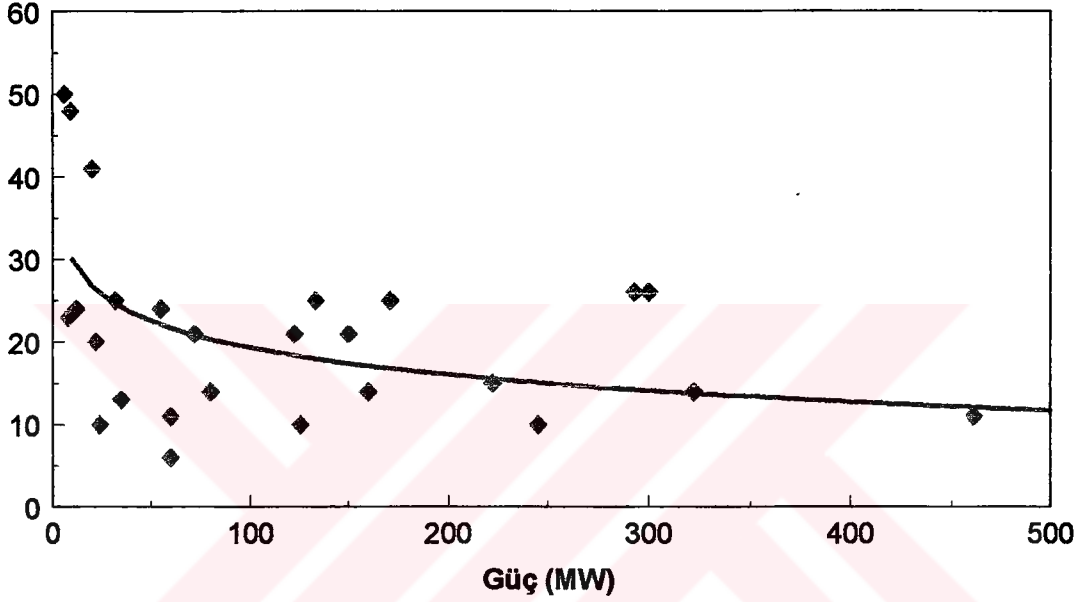
TABLO 9.13 Fırat ve Dicle havzasına ait bazı santrallerin yatırım bedelleri

Santral adı	Güç (MW)	Yatırım bedeli (Milyar TL/ MW)	Güvenilir enerji (GWh)	Birim sermaye mal (T L/kWh)
Başkale	6	50	15	20
Geçitli	8	23	35	5
Esenyamaç	9	48	14	31
Gülüce	12	24	6	48
Palu	20	41	9	39
Karasu	22	20	33	14
Bağışlı	24	10	65	4
Fındıklı	32	25	78	11
Baykan2	35	13	142	3
Baykan	55	24	238	6
Bitlis	60	11	51	13
Bağıştaş2	60	6	118	3
Sansa	72	21	89	17
Pembelik	80	14	166	7
Bağıştaş	122	21	254	10
Dilektaş	125	10	210	6
Kemah	133	25	349	13
Kığı	150	21	411	10
Gedik	160	14	370	6
Eriç	171	25	431	10
Alkumru	222	15	350	10
Çukurca	245	10	437	5,5

Kaleköy	293	26	641	12
Beyhanı	300	26	1085	7
Hakkari	322	14	582	8
Doğanlı	461	11	850	6

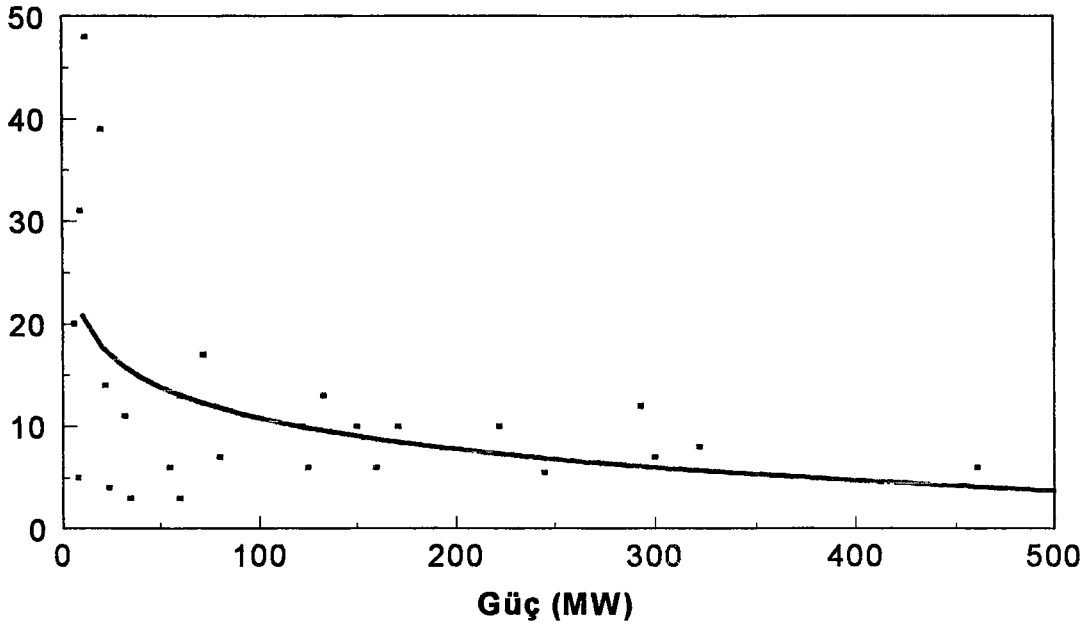
Tablodaki değerlerle elde edilen grafikler , Güç (MW)- Yatırım bedeli (Milyar TL/ MW) grafik 9.3 ' de ve Güç (MW)- Birim sermaye maliyeti (TL / kWh) grafik 9.4 ' de verilmiştir.

Yatırım Bedeli (Milyar TL/MW)



Grafik 9.3 Güç - Yatırım bedeli

Birim sermaye maliyeti (TL/KWh)



Grafik 9.4. Güç- Birim sermaye maliyeti

10. SONUÇ

Türkiye'nin 1993 yılındaki elektrik enerji üretiminin %46'sı hidroelektrik santrallerden karşılanmaktadır. Gelecek yıllar için enerji planlaması yapılırken kabul edilen esaslar hidroelektrik enerji üretiminin bu payının artırılması gerektiğini ortaya koymuştur. Bunun nedenlerine baktığımızda ilk karşımıza çıkan sebep enerji planlamasının ilk esası olan ekonomik olduğu sürece yerli kaynakların kullanılması prensibidir. İkinci sebep hidroelektrik santrallerinin büyük bir kısmının yerli kaynaklarla yapılabilmesidir. Günümüzde en az diğer nedenler kadar önem kazanmış olan bir noktada hidroelektrik enerji üretiminin ,çevre ve insan sağlığı üzerine yok denecek kadar az olan etkisi ile en temiz enerji kaynakları arasında olmasıdır. Ayrıca Türkiye' nin tükenen enerji rezervlerinin ve ömürlerinin az olması hidroelektrik enerjinin önemini dahada artırmaktadır. Enerji tüketimindeki hidroelektrik enerjinin payının artması tükenen enerji kaynaklarında dış alımlara olan ihtiyacımızı azaltacak ve dolayısıyla ikmal güvenliği sağlanacaktır.

Belirlenmesi gereken önemli bir nokta Türkiye mevcut hidroelektrik potansiyelinin ne kadarını değerlendirmeye almıştır. Bu değerlendirmenin yapılabilmesi için öncelikle Türkiye'nin hidroelektrik potansiyelinin belirlenmesi gerekmektedir. Potansiyeli belirleme çalışmaları sonucunda Türkiye' nin 433 Twh brüt potansiyelinin olduğu tespit edilmiştir. Ancak önemli olan ekonomik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyelin belirlenmesidir. Aynı çalışmaların sonucunda ekonomik yönden değerlendirilebilir potansiyel 122 TWh bulunmuştur. 1993 yılında hidroelektrik santrallerden üretilen enerji miktarı ise 33951 GWh dir. Görüldüğü gibi mevcut potansiyelimizin sadece % 27.8' den yararlanmakta ve geri kalan hidrolik enerjiyi boşa akıtmaktayız.

Türkiye' nin enerji ihtiyacı ekonomik büyüme hızının ve nüfus artış hızının yüksek olması neticesinde devamlı artmaktadır. 1995 - 2010 yılları arasındaki nüfus ve elektrik enerjisi talebi Tablo 10.1' de verilmiştir. (Öner Ö.D., 1994)

TABLO 10.1 1995-2010 yılları arasındaki elektrik enerjisi talep tahminleri

Yıllar	Talep (GWh)	Talep artışı (%)	Nüfus (Bin kişi)	Kişi başına tüketim (kWh/ yıl)
1995	74580	9.2	62830	1388
1996	81238	8.5	64092	1476
1997	88491	8.3	65380	1568
1998	96392	8.3	66693	1665
1999	104998	8.3	68033	1768
2000	114372	8.3	69400	1878
2010	244321	7.4	83080	3267

Tabloda görüldüğü gibi hızlı bir artış içersin de olan enerji talebi 2000 yılında 114372 GWh ve 2010 yılında 244321 GWh olacaktır. 2000 yılına kadar hidroelektrik potansiyelin tamamını değerlendiresek dahi enerji talebimiz için kafi gelmeyecektir.

Türkiye’ de ekonomik olarak kullanılan tek yenilenebilir enerji kaynağı olan hidroelektrik enerjinin gelecekteki enerji üretim payının artırılması için önem verilmelidir. Tamamen yerli kaynaklardan ve temiz enerji üreten hidroelektrik santrallerin inşaat sürelerinin uzun olması nedeniyle çalışmaya zaman kaybedilmeden başlanılmalıdır.

Türkiye su kaynaklarının havzalara dağılımı incelendiğinde en büyük payın Fırat ve Dicle havzalarına ait olduğu görülür. Toplam su kaynaklarının % 28.5’ i bu havzalarda bulunduğundan bu çalışmada Fırat ve Dicle havzasının hidroelektrik potansiyeli belirlenmiştir. 1993 yılında hidroelektrik santrallerden üretilen elektrik enerjisinin % 54’ ü bu havzalarda bulunan santrallerden üretilmiştir. Ayrıca büyüklük açısından sadece Türkiye’nin değil , dünyanın sayılı santralleri arasında bulunan Atatürk, Karakaya ve Keban santralleri bu havzadadır.

Fırat ve Dicle havzası için yapılan ekonomik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyel belirleme çalışmalarında bu potansiyelin 54273 GWh olduğu hesaplanmıştır. Bu potansiyel Türkiye potansiyelinin % 44’ ünü oluşturmaktadır. Fakat bu potansiyelin sadece % 38.4’ ü olan 22575 GWh’ tinden yararlanılmaktadır. Buda göstermiştir ki enerji talebi hızlı bir şekilde artan Türkiye için öncelik hakkı hidroelektrik enerjiye ve bunun yarısına yakınına sahip olan Fırat ve Dicle havzalarındaki çalışmalara verilmelidir.

II. KAYNAKLAR

1. Alat A, Yücel A, 1994, Türkiye'nin genel enerji programı içinde nükleer enerjinin politikası ne olmalıdır.
2. Alıcılar A, Gürü M, 1994, Enerji politikamız
3. Alıcıoğlu U, 1994, Türkiye enerji yatırımları için tahminler
4. Altaş M, Fikret H, Çelebi E, 1994, Türkiye enerji sektörünün gelişimi ve arz talep projeksiyonları
5. Aybers N, Şahin B, 1995, Enerji maliyeti
6. Bozkurt G, 1994, elektrik sektörün de nükleer santralin yeri, alternatifleri ile ekonomik ve çevre açısından karşılaştırılması
7. Doğan Ö. D, 1994, Elektrik enerjisi talep ve arz planlamasının değerlendirilmesi
8. D.S.İ Bülteni, 1994
9. D.S.İ Yıllığı, 1995
10. E.İ.E İdaresi , 1995, 1991 su yılı akım değerleri
11. Gökelim A. T, 1982, Hidroelektrik santraller ve su türbinleri
12. Kulen M. M, 1985, Enerji yönünden havza planlaması
13. Özden B, 1994, Türkiye'nin su kaynakları ve değerlendirilmesi
14. Özgür C, 1985, Hidroelektrik santrallerin elektromekanik kısımlarının yerli imalinde gelişmeler
15. Özgür C, Baysal K, 1969, Hidroelektrik tesisler
16. Öziş Ü, 1985, Türkiye'nin hidroelektrik potansiyeli ve enerji üretimi
17. Türkiye 6. enerji kongresi
18. Ültanır M. Ö, 1994, Ulusal enerji politikasına eklenmesi gereken yeni boyutlar
19. Varlık Y, 1994, E.İ.E idaresi genel müdürlüğü baraj ve hidroelektrik santral proje çalışmaları
20. Yıldız K, 1992, Hidroelektrik santral hesap esasları ve projelendirilmesi
21. Yumurtacı Z, 1995, Küçük hidroelektrik santraller yardımıyla Türkiye'nin hidroenerji potansiyelinin değerlendirilmesinin araştırılması
22. Yücel F, 1994, 21. Yüzyıl eşiğinde Türkiye'nin enerji politikalarına yön verecek gelişmeler
23. Aybers N, Şahin B, 1995, Enerji Maliyeti
24. Şahin B, Bekdemir Ş, 1994, Kombine çevrim güç tesislerinin mukayeseli ekonomik etüdü ve ekonomik çalışma bölgelerinin belirlenmesi

ÖZGEÇMİŞ

- 1972 Denizli ili Çardak ilçesinde doğdu.
- 1989 Söke Ziraat Teknik Lisesinden mezun oldu.
- 1989 Yıldız Üniversitesi Makina Mühendisliği Bölümüne kayıt oldu
- 1993 Yıldız Teknik Üniversitesi Makina Fakültesi Makina Mühendisliği Bölümünden mezun oldu ve Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Enerji Makinaları Bilim Dalında Yüksek Lisansa başladı
- 1995 Hidromeknik ve Hidrolik Makinalar Anabilim Dalında Araştırma Görevliliğine başladı

