

**KARADENİZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

İNŞAAT MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

**ORDU-SAMSUN BÖLGESİ
HİDROELEKTRİK ENERJİ POTANSİYEL ANALİZİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

İnş. Müh. Oğuzhan YAVUZ

**Mayıs 2007
TRABZON**

**KARADENİZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

İNŞAAT MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

ORDU-SAMSUN BÖLGESİ

HİDROELEKTRİK ENERJİ POTANSİYEL ANALİZİ

İnş. Müh. Oğuzhan YAVUZ

**Karadeniz Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsünde
“İnşaat Yüksek Mühendisi”
Unvanı Verilmesi İçin Kabul Edilen Tezdir.**

**Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 01.05.2007
Tezin Savunma Tarihi : 16.05.2007**

**Tez Danışmanı : Prof. Dr. Hızır ÖNSOY
Jüri Üyesi : Prof. Dr. Kamil KAYGUSUZ
Jüri Üyesi : Yrd. Doç. Dr. Murat İhsan KÖMÜRCÜ**

Enstitü Müdürü : Prof. Dr. Emin Zeki BAŞKENT

Trabzon 2007

ÖNSÖZ

Ordu-Samsun bölgesi hidroelektrik enerji potansiyel analizini konu alan bu çalışma, Karadeniz Teknik Üniversitesi Mühendislik Fakültesi İnşaat Mühendisliği Bölümü Hidrolik Ana Bilim Dalı'nda hazırlanmıştır.

Yüksek lisans tez danışmanlığımı üstlenerek konu seçimi ve tezimin yürütülmesinde yardımlarını esirgemeyen Sayın Hocam Prof. Dr. Hızır ÖNSOY'a teşekkür etmeyi bir borç bilirim.

Araştırmalarımda yapıcı eleştirilerinden faydalandığım Sayın Hocam Prof. Dr. Ömer YÜKSEK'e teşekkür ederim.

Tez çalışmamda yol gösterici tavsiyelerini esirgemeyen, hayatımda çok önemli bir yere sahip olan Sayın Hocam Yrd. Doç. Dr. Murat İhsan KÖMÜRÇÜ'ye şükranlarımı sunarım.

Yardımlarını esirgemeyen Sayın Hocam Arş. Gör. Murat KANKAL'a ve İnş. Yük. Müh. Adem AKPINAR'a teşekkür ederim.

Manevi desteklerini esirgemeyen Kemal EFENDİOĞLU'na, Serkan EROĞLU'na ve tüm arkadaşlarıma teşekkürlerimi sunarım.

Tezin hazırlanmasında manevi desteklerini esirgemeyen DSİ 75. Şube Müdürü Sayın Coşkun ALP ve DSİ çalışanlarına teşekkürü bir borç bilirim.

Tüm hayatım boyunca hep yanımda olan, bana güven ve sevgi veren, maddi ve manevi desteklerini her zaman hissettiren, bütün zorluklara katlanarak yetişmemde emeği geçen başta annem ve babam olmak üzere tüm aileme şükranlarımı sunarım.

Oğuzhan YAVUZ

Trabzon 2007

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa No</u>
ÖNSÖZ.....	II
İÇİNDEKİLER.....	III
ÖZET.....	VI
SUMMARY.....	VII
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	VIII
TABLolar DİZİNİ.....	IX
SEMBOLLER DİZİNİ.....	X
1. GENEL BİLGİLER.....	1
1.1. Giriş.....	1
1.2. Çalışmanın Amacı ve Kapsamı.....	2
1.3. Literatür Taraması.....	2
1.4. Enerji Kaynakları.....	6
1.4.1. Termik Enerji.....	6
1.4.1.1. Termik Santrallerde Elektrik Üretimi.....	7
1.4.1.2. Türkiye'nin Termik Enerji Potansiyeli.....	7
1.4.2. Nükleer Enerji.....	8
1.4.2.1. Nükleer Santrallerin Sınıflandırılması.....	9
1.4.2.2. Nükleer Enerjiden Elektrik Üretimi.....	10
1.4.2.3. Türkiye'nin Nükleer Enerji Potansiyeli.....	10
1.4.3. Jeotermal Enerji.....	11
1.4.3.1. Jeotermal Enerji'den Elektrik Üretimi.....	11
1.4.3.2. Türkiye'nin Jeotermal Enerji Potansiyeli.....	12
1.4.4. Güneş Enerjisi.....	13
1.4.4.1. Güneş Enerji Sistemleri.....	14
1.4.4.2. Türkiye'nin Güneş Enerji Potansiyeli.....	14
1.4.5. Rüzgar Enerjisi.....	16
1.4.5.1. Rüzgar Türbinleri.....	16
1.4.5.2. Türkiye'nin Rüzgar Enerji Potansiyeli.....	17

1.4.6.	Biyokütle Enerjisi.....	18
1.4.6.1.	Biyokütle Enerjisi Elde Etme Yöntemleri.....	18
1.4.6.2.	Biyokütle Enerjisinden Üretilen Yakıt Çeşitleri.....	19
1.4.6.3.	Türkiye'nin Biyokütle Enerji Potansiyeli.....	19
1.4.7.	Hidrojen Enerjisi.....	20
1.4.7.1.	Hidrojen Üretiminde Kullanılan Yöntemler.....	21
1.4.7.2.	Hidrojenin Depolanması.....	21
1.4.8.	Dalga Enerjisi.....	22
1.4.9.	Akıntı Enerjisi	23
1.4.10.	Gel-Git Enerjisi.....	23
1.4.11.	Hidroelektrik Enerji.....	24
1.4.11.1.	Hidroelektrik Santrallerin Sınıflandırılması.....	25
1.4.11.2.	Hidroelektrik Santrallerde Kullanılan Türbin Çeşitleri.....	25
1.4.11.3.	Hidroelektrik Santrallerde Enerji İletim Tesisleri.....	26
1.4.11.4.	Hidroelektrik Enerjinin Avantajları ve Dezavantajları.....	29
1.4.11.5.	Türkiye'nin Hidroelektrik Enerji Potansiyeli	30
1.4.11.6.	Küçük Hidroelektrik Santraller ve Sınıflandırılması.....	34
1.4.11.7.	Küçük Hidroelektrik Santrallerin Avantajları ve Dezavantajları.....	34
1.4.11.8.	Küçük Hidroelektrik Santrallerin Türkiye'deki Durumu.....	35
1.4.12.	Enerji Kaynaklarının Elektrik Üretiminde Yatırım ve Birim Maliyetleri.	36
1.4.13.	Brüt Hidroelektrik Enerji Potansiyeli Hesaplama Yöntemi.....	37
2.	YAPILAN ÇALIŞMALAR.....	38
2.1.	Ordu İli Brüt Hidroelektrik Potansiyeli.....	38
2.1.1.	Ordu İli'ndeki Akarsuların Brüt Hidroelektrik Potansiyel Değeri.....	41
2.1.2.	Ordu İli Hidroelektrik Enerji Potansiyel Değerlendirme Çalışmaları.....	42
2.1.3.	Ordu İli Brüt Hidroelektrik Enerji Tüketim Analizi.....	46
2.2.	Samsun İli Brüt Hidroelektrik Potansiyeli.....	47
2.2.1.	Samsun İli'ndeki Akarsuların Brüt Hidroelektrik Potansiyel Değeri.....	50
2.2.2.	Samsun İli Hidroelektrik Enerji Potansiyel Değerlendirme Çalışmaları..	51
2.2.3.	Samsun İli Brüt Hidroelektrik Enerji Tüketim Analizi.....	52
3.	BULGULAR VE İRDELEME.....	54
3.1.	Ordu İli Hidroelektrik Potansiyel Değerlendirme Çalışmaları, Elektrik Enerjisi Tüketimi ve Enterkonnekte Sisteme Verilecek Elektrik Enerjisi	54

3.1.1.	Ordu İli Mevcut Projeleri ve Brüt Potansiyelin Etüdü.....	57
3.1.2.	Ordu İli Mevcut Projeleri'nin Kurulu Güç Bakımından Etüdü.....	58
3.1.3.	Ordu İli'ndeki Mevcut Projelerin Bölge Ekonomisine Katkısı.....	59
3.2.	Samsun İli Hidroelektrik Potansiyel Değerlendirme Çalışmaları, Elektrik Enerjisi Tüketimi ve Enterkonnekte Sisteme Verilecek Elektrik Enerjisi.....	60
3.2.1.	Samsun İli Mevcut Projeleri ve Brüt Potansiyelin Etüdü.....	63
3.2.2.	Samsun İli Mevcut Projeleri'nin Kurulu Güç Bakımından Etüdü.....	64
3.2.3.	Samsun-Ordu İlleri'nin Enerji Üretim-Tüketim Kıyaslaması.....	64
4.	SONUÇLAR.....	65
5.	ÖNERİLER.....	67
6.	KAYNAKLAR.....	68
7.	EKLER.....	72
ÖZGEÇMİŞ		

ÖZET

Ülkemiz enerji politikalarının ana hedefi, ihtiyacımız olan enerjinin zamanında, güvenilir, ucuz ve kaliteli olarak öngörülen kalkınma hızı ve sosyal gelişmeyi destekleyecek şekilde temin edilmesidir. Bu politikalar çerçevesinde yerli kaynakların mümkün olduğunca kullanılması, devlet ve özel sektör ile yabancı sermayenin enerji alanındaki yatırımlarının arttırılması amacıyla önemli çabalar harcanmalıdır.

Bu tez çalışması yedi bölümden oluşmaktadır. Çalışmanın birinci bölümünde; enerji kaynakları, potansiyelleri avantaj ve dezavantajları ile elektrik üretimindeki maliyetleri araştırılmıştır. İkinci bölümde; Ordu ve Samsun bölgesinde mevcut olan brüt hidroelektrik enerji potansiyelleri hesaplanmıştır. Üçüncü bölümde; bölgede 2005-2065 yılları arasında 5 yıllık periyotlarda elektrik enerjisi tüketimi tahmin edilmiş, hesaplanan brüt hidroelektrik enerji potansiyelin tamamının değerlendirilmesi halinde elektrik enerjisi tüketimini karşılama oranları ve enterkonnekte sisteme verilecek elektrik enerjisi miktarları bulunmuştur. Ayrıca, elde edilen bulgular ile bölgedeki hidroelektrik potansiyel değerlendirme çalışmaları karşılaştırılmıştır. Dördüncü bölümde çalışmadan elde edilen sonuçlar verilmiştir. Beşinci bölümde öneriler, altıncı bölümde kaynaklar ve yedinci bölümde ekler sunulmuştur.

Çalışmada, 2007 yılı itibariyle Ordu bölgesinde brüt hidroelektrik potansiyelin kullanılmadığı, DSİ tarafından geliştirilen projelerle potansiyelin sadece %29'unun değerlendirileceği, Samsun bölgesinde ise potansiyelin %17'sinin kullanıldığı; bu bölgelerdeki küçük derelerin proje bazında dahi dikkate alınmadığı sonuçlarına ulaşılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Enerji Kaynakları, Hidroelektrik Potansiyel, Elektrik Üretimi, Yenilenebilir Enerji

SUMMARY

The Analysis of Hydroelectric Potential in Ordu-Samsun Region

The main goal of our country's energy policies is ensured the energy that we need as cheap, high quality and supporting the social and economical developments on time and safe. In the frame of these policies with the aim of making use of national sources utmost and increasing the government, private sector and foreign investments on energy field, important studies have to be made.

The study comprises seven chapters and appendices. In the first chapter of the study, general knowledge about energy sources and the cost of electric production with its potentials, advantages and disadvantages as well as a general literature are presented. In the second chapter, gross hydroelectric energy potentials existing in Samsun and Ordu regions are calculated. In the third chapter, from 2005 to 2065 years within 5 year periods, the electric energy consumptions in the regions is predicted, in the aspect of evaluating all the gross hydroelectric energy potential computed, the electric energy consumption meeting rations and interconnected electric energy quantities that will be processed into the system are found. In the thirth and fourth chapter, the evaluation studies of hydroelectric potential in the region with obtained results are compared. In the fifth and sixth chapter, the conclusions and recommendations of the study are given, respectively. In the seventh chapter, references are given. In the appendices, existing projects in Samsun and Ordu regions are given.

It this study; the gross hydroelectric potential in Ordu region is not used up to now, even with the projects evolved by DSİ, only %29 of the potentials will be assessed, and in Samsun region as well %17 of the potential is used; the small rivers even on the basis of the Project were not considered, are the results attained.

Key words: Energy Sources, Hydroelectric Potential, Electricity Production, Renewable Energy

ŞEKİLLER DİZİNİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 1.	Türkiye'nin yerli enerji üretiminin talebi karşılama oranları..... 8
Şekil 2.	Türkiye'nin nükleer hammadde kaynakları..... 10
Şekil 3.	2001 yılı itibarıyla Türkiye'nin jeotermal enerji potansiyeli..... 13
Şekil 4.	Yıllara göre odun, toplam tezek ve bitki atıkları tüketim değerleri..... 20
Şekil 5.	Türkiye'de hidroelektrik enerji kurulu güç gelişimi..... 33
Şekil 6.	Ordu ili enerji tüketiminin yıllara göre değişimi..... 47
Şekil 7.	Samsun ili enerji tüketiminin yıllara göre değişimi..... 53
Şekil 8.	Ordu ilinde muhtemel elektrik enerjisi tüketim miktarları..... 55
Şekil 9.	Ordu ilinde enterkonnekte sisteme verilecek enerji miktarları..... 56
Şekil 10.	Olası tüketim miktarları ve sisteme verilecek elektrik enerjinin karşılaştırılması..... 56
Şekil 11.	Samsun ili olası elektrik enerjisi tüketim miktarları..... 61
Şekil 12.	Samsun ilinde enterkonnekte sisteme verilecek elektrik miktarları..... 62
Şekil 13.	Olası tüketim miktarları ve sisteme verilecek enerjinin karşılaştırılması..... 62
Ek Şekil 1.	Ordu projesi kapsamındaki barajlar ve HES'ler..... 72
Ek Şekil 2.	Fatsa projesi kapsamındaki barajlar ve HES'ler..... 73
Ek Şekil 3.	Ünye projesi kapsamındaki barajlar ve HES'ler..... 74

TABLolar DİZİNİ

	<u>Sayfa No</u>
Tablo 1. Kullanıldıkları yakıtlara göre Türkiye'deki elektrik santralleri ve yüzdeleri.....	7
Tablo 2. 2001 yılı itibariyle Türkiye jeotermal enerji durumu.....	12
Tablo 3. Aylara göre Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyeli ve güneşlenme süresi...	15
Tablo 4. Türkiye'nin yıllık toplam güneş enerjisinin bölgelere göre dağılımı.....	16
Tablo 5. Türkiye'de kurulu rüzgar enerjisi santralleri.....	17
Tablo 6. Hidroelektrik santrallerin sınıflandırılması.....	25
Tablo 7. Türkiye'de havzalara göre yıllık akış ve brüt hidroelektrik potansiyel....	31
Tablo 8. Hidroelektrik santral projelerinin durumu.....	33
Tablo 9. EİE'nin çalıştığı küçük hidroelektrik santral projelerinin ön verileri.....	36
Tablo 10. Elektrik üretiminde yatırım ve birim maliyet karşılaştırılması.....	36
Tablo 11. Ordu ili Akım Gözlem İstasyonları.....	39
Tablo 12. Ordu su kaynakları potansiyeli.....	40
Tablo 13. Ordu ilinin brüt hidroelektrik güç ve enerji potansiyeli.....	41
Tablo 14. Ordu projesi kapsamındaki barajlar.....	42
Tablo 15. Ordu projesi kapsamındaki HES'ler.....	43
Tablo 16. Fatsa projesi kapsamındaki barajlar.....	43
Tablo 17. Fatsa projesi kapsamındaki HES'ler.....	44
Tablo 18. Ünye projesi kapsamındaki HES'ler.....	44
Tablo 19. Ordu ilinde tüzel kişiler tarafından geliştirilen KHS projeleri.....	45
Tablo 20. Ordu ilinde yıllara göre elektrik tüketimi.....	46
Tablo 21. Samsun ili akım gözlem istasyonları.....	48
Tablo 22. Samsun su kaynakları potansiyeli.....	49
Tablo 23. Samsun ilinin brüt hidroelektrik güç ve enerji potansiyeli.....	50
Tablo 24. Samsun ilinde işletmedeki tesisler.....	51
Tablo 25. Samsun ilinde yıllara göre elektrik tüketimi.....	52
Tablo 26. Ordu ilinde elektrik enerjisi tüketimi ve sisteme verilecek elektrik miktarı	55
Tablo 27. Samsun ilinde elektrik enerjisi tüketimi ve sisteme verilecek elektrik miktarı	61

SEMBOLLER DİZİNİ

A	: Rotor süpürme alanı (m^2)
BG	: Buhar Gücü
CP	: Güç katsayısı (verim)
D	: Hava yoğunluğu (kg/m^3)
$E_{brüt}$: Su kaynağının brüt enerjisi (kWh)
H	: Kot Farkı (m)
H_0	: Tünelde iç basıncı oluşturan su yüksekliği (m)
H_{ort}	: Havzanın ortalama kotu (m)
N	: Güç (tm/sn)
$N_{brüt}$: Su kaynağının brüt gücü (kW)
P	: Güç çıktısı ($Watt/m^2$)
Q	: Debi (m^3/sn)
Q_{ort}	: Su kaynağının ortalama debisi (m^3/sn)
V	: Rüzgar hızı (m/sn)
δ_{jen}	: Jeneratörde enerji kaybı oranı
δ_{trans}	: Transformatörde enerji kaybı oranı
$\delta_{tür}$: Türbinde enerji kaybı oranı
γ	: Suyun birim hacim ağırlığı (t/m^3)

1. GENEL BİLGİLER

1.1. GİRİŞ

Enerji, gerek kaynak, yatırım, çevre, gerekse siyasi, ekonomik ve sosyal boyutların en kritik sektörlerinden biridir. Enerji, üretimde zorunlu girdi, gelişmişlik düzeyi için çok önemli bir gösterge ve toplumun refah düzeyini arttırmak için gerekli bir hizmet aracıdır.

Ekonomik gelişmemiz, güvenilir ve sürdürülebilir enerji teminine bağlıdır. Çevre konusunda, ülkemiz düzeyinde kirlilik ve dünya ölçeğinde küresel ısınma riskinin azaltılmasına kadar tüm beklentilerimiz, bugün kullandığımızdan daha az kirlüten ve daha az sera gazı yayan enerji kaynakları kullanılmasını gerektirmektedir. Ulusal çıkarlarımız ise petrol ve benzeri ithal yakıtlara olan bağımlılığın azaltılması için yerel ve yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirilmesini zorunlu kılmaktadır. Yeterli ve güvenilir enerjinin, zamanında ve düşük maliyetle sağlanması çok önemlidir.

Enerji Teknolojileri alanında dünyada büyük bir gelişme söz konusudur. Türkiye bu gelişmeleri yakından takip etmeli; Uluslararası Enerji Ajansı ve Atom Enerjisi Ajansı gibi kuruluşların AR-GE programlarında etkin şekilde yer almalıdır. Ülkemizde yeni teknolojilerin gelişmesi ve uyumu çalışmalarında ülke ihtiyaçlarının karşılanması esas alınmalı ve enerji sektöründe üniversite-sanayi işbirliğinin gelişmesine özen gösterilmelidir.

Enerji üretiminde yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarından güneş, rüzgar, jeotermal ve biyokütle kaynaklarından azami ölçüde yararlanılması sağlanmalıdır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından yararlanılmasında 21.yüzyılda büyük artışlar olacaktır.

Ülkemizin başlıca ulusal ve yenilenebilir enerji kaynağı olan hidroelektrik potansiyelin değerlendirilmesi için gerçekleştirilen hidroelektrik santrallerin (HES) yakıt masraflarının olmaması dolayısıyla işletme maliyetinin çok düşük olması, yük taleplerine kolaylıkla uyum göstermesi ve alternatif enerji kaynaklarına göre çevresel etkilerinin en az olması nedeniyle inşa edilerek işletmeye alınmaları büyük önem arz etmektedir [1].

1.2. Çalışmanın Amacı ve Kapsamı

Hidroelektrik enerji, Türkiye'nin kullanılabilir en önemli yenilenebilir enerji kaynağını oluşturmaktadır. Gelişmiş ülkelerin potansiyellerini büyük ölçüde değerlendirmiş olmalarına karşı, Türkiye'de işletmeye açılan tesislerle söz konusu potansiyelin ancak %35,4'lük bölümü hizmete sunulmuş durumdadır. Türkiye'nin brüt hidroelektrik enerji potansiyelinin 433 milyar kWh/yıl, teknik yönden değerlendirilebilir potansiyelinin 216 milyar kWh/yıl, ekonomik potansiyelinin ise 129.9 milyar kWh/yıl civarında olduğu kabul edilmektedir. Önümüzdeki 20 yıl içerisinde, bu potansiyelin tamamının kullanılmasını sağlayacak projelerin hızlandırılması gereklidir.

Bu çalışmanın amacı, Ordu ve Samsun bölgesinde brüt hidroelektrik enerji potansiyellerinin hesaplanması, bu potansiyellerin değerlendirilmesi halinde bölgede 2005-2065 yılları arasında 5 yıllık periyotlarda elektrik enerjisi tüketiminin belirlenmesi, potansiyelin tüketimi karşılama oranlarının ve enterkonnekte sisteme verilecek elektrik enerjisinin irdelenmesidir.

İllerin brüt hidroelektrik enerji potansiyelleri, akarsuların akım değerleri ve ortalama yükseklik değerleri kullanılarak hesaplanmıştır. Akarsuların akım değerleri DSİ VII. Bölge Müdürlüğü Hidroloji servisinden alınmış, ortalama yükseklik değerleri ise 1/ 25000' lik haritalardan karelej yöntemi ile belirlenmiştir.

Ordu ve Samsun illerinin geçmiş yıllarda kullandıkları elektrik enerjisi tüketiminin grafiği çizilmiş, zamanla değişiminin denklemi elde edilmiş ve bu denklem kullanılarak geleceğe yönelik muhtemel elektrik enerjisi tüketimi hesaplanmıştır. Ayrıca, çalışmadan elde edilen veriler, bu illerdeki projelerle irdelenmiştir.

1.3. Literatür Çalışması

Konuyla ilgili literatür çalışmaları özetlenerek aşağıda verilmiştir.

Akdoğan [2], çalışmasında enerji kaynakları, potansiyelleri, avantaj ve dezavantajları ile elektrik üretimindeki maliyetleri araştırmıştır. Doğu Karadeniz Bölgesi'nin su potansiyelinden üretilebilecek brüt elektrik enerji miktarını hesaplamış ve hesaplanan mevcut brüt elektrik enerjisi potansiyelinin belirli oranlarda kullanılması halinde, gelecek yıllardaki tüketim potansiyeli ile karşılaştırmasını yapmıştır.

Yüksek vd. [3], Türkiye'nin uzun vadeli elektrik enerji talebinde hidroelektrik enerjinin rolünün araştırıldığı çalışmada; dünyadaki hidroelektrik enerji potansiyelinin ülkelere göre brüt, teknik, ekonomik potansiyeli; küçük hidroelektrik santrallerinin durumu, Türkiye'nin ve Doğu Karadeniz'in küçük hidroelektrik enerji potansiyeli hakkında bilgiler verilmiştir.

Çalışmada MAED modeline göre uzun vadeli elektrik enerji talebini tahmin etmek için 3 farklı senaryo uygulanmış ve Türkiye'nin elektrik enerji talebi 2010 yılında 217-270 TWh, 2015 yılında 294-410 TWh ve 2020 yılında ise 407-571 TWh arasında değişecek olduğu bulunmuştur. Elektrik enerji talebi tahminleri ve hidroelektrik enerji potansiyeli ele alındığında, Türkiye'nin hidroelektrik enerji potansiyelinin, 2020 yılında elektrik enerji talebinin yaklaşık %33-%46'sını karşılayacağı sonucuna varılmıştır.

Akpınar vd. [4], Türkiye'nin enerji kaynakları arasında, Jeotermal enerjinin yerinin araştırıldığı çalışmada, Türkiye'nin enerji kaynaklarıyla Jeotermal enerji karşılaştırılmış ve potansiyeli belirlenmiştir. Jeotermal potansiyelinin yalnızca %4'ünün kullanıldığı Türkiye'de diğer yenilenebilir ve fosil enerjilere göre temiz, ucuz olan Jeotermal enerjiye yatırım yapılmasının gerekliliği vurgulanmıştır.

Avcı [5], Türkiye'deki küçük hidroelektrik santrallerin gelişimini ve bugünkü durumunu incelemiştir. Türkiye'nin enerji kaynaklarını ve enerji talebini araştırarak küçük hidroelektrik santrallerin önemini ortaya koymaya çalışmıştır. Bu hedef doğrultusunda kamu-özel sektör ortaklıklarının geliştirilmesine, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun fonksiyonlarının genişletilmesini, başta Dünya Bankası olmak üzere uluslararası kaynaklardan faydalanma oranının artırılmasını ve enerji üretiminde Yap-İşlet-Devret modelinin desteklenmesini savunmaktadır. Bu çerçevede, çevre ile en uyumlu enerji üretim yöntemi olan küçük hidroelektrik santralleri, Türkiye'nin artan enerji ihtiyacının karşılanmasında en önde gelen alternatiflerden biri olarak ortaya koymaktadır.

Özkök [6], Hidroelektrik potansiyel belirleme metodları ve uygulamaları üzerine çalışmıştır. Çalışmada, hidroelektrik santraller sınıflandırılmış, hidroelektrik potansiyel belirleme metodları açıklanmış ve bunların uygulamaları yapılmıştır. Hidroelektrik potansiyelin belirlenmesinde yaygın olarak iki metod, debi süreklilik eğrisi metodu ve ardışık akım öteleme metodu irdelenmiştir. Çoruh havzasında seçilen 8 akım gözlem istasyonuna, debi süreklilik eğrisi metodu uygulanmıştır. İstasyonlar için 20 yıllık, aylık, ortalama akım verileri kullanılarak çizilen debi süreklilik eğrilerinden zamanın %95'inde var olan debilere göre hesap yapılmış ve böylece güvenilir hidroelektrik potansiyeller

hesaplanmıştır. Oymapınar barajına ait son 5 yıllık, aylık verilere ise ardışık akım öteleme metodu uygulanmıştır. Baraj için aylık bir hesap tablosu yapılmış ve aylık üretilebilecek enerji, toplam enerji ve ortalama enerji miktarları bulunmuştur. Daha sonra bulunan bu değerler mevcut değerlerle karşılaştırılmıştır.

Hürdoğan [7], Enerji Kaynakları ve Türkiye'nin Jeoenerjetik konumu üzerine çalışmıştır. Çalışmada, geleneksel (kömür, petrol ve doğalgaz), yenilenebilir (hidroelektrik, rüzgar, güneş, jeotermal, okyanus), alternatif (nükleer, füzyon) enerji kaynakları; ara enerji sistemi (hidrojen) ve güç üretim sistemleri (buhar türbini, gaz türbini, mikro türbin, içten yanmalı motorlar, yakıt pili) incelenmiştir. Bu enerji kaynaklarından elektrik ve ısı elde etme metotları detaylı bir şekilde açıklanırken, her bir enerji kaynağının potansiyeli, geleceği, ekonomisi, olumlu ve olumsuz çevresel etkileri üzerinde de durulmuştur. Dünya enerji platformu Amerika, Birleşik Krallık, Avrupa Birliği, Japonya ve gelişmekte olan ülkeler başlıkları altında incelenirken; ülkemizin enerji yönetimi açıklanmış, enerji kaynaklarımız hakkında detaylı bilgiler verilmiş, enerji alanında yapılması gerekli yatırımlar ve alınması gerekli önlemler sunulmuş ve güncel örneklerle bu düşünceler desteklenmiştir.

Yılankırkan [8], çalışmasında, Enerji ve Türkiye'deki Alternatif Enerji Kaynakları ile bu kaynakların kullanım potansiyelini belirlemeye çalışmıştır. Alternatif enerji kaynaklarının öncelikle tespiti yapılarak bu enerji kaynakları incelemiştir. Alternatif enerji kaynaklarının fosil yakıtlara göre daha çevre dostu olduklarını, gelişen teknolojiyle birlikte değerlendirilme imkanlarının artmakta olduğunu tespit etmiştir. Alternatif enerji kaynaklarından güneş, jeotermal ve az da olsa rüzgar enerjisinin kullanılabilir potansiyelinin mevcut olduğu, fakat yeterince kullanılmadığını, hidrojen, biyogaz ve dalga enerjilerinin ise potansiyel olmasına rağmen hemen hemen hiç kullanılmadığını tespit etmiştir.

Çakay [9], çalışmasını 2023 yılında Türkiye'nin enerji konusundaki vizyonuna yön çizebilmek için hazırlamıştır. Kıyaslama yapabilmek için hem dünya ülkeleri hem de Türkiye'nin 2003 yılındaki durumu karşılaştırmıştır. Türkiye'nin yenilenebilir enerji kaynaklarının varlığı ve genç nüfusu Türkiye'nin gelecek yüzyıldaki enerji ihtiyacını karşılamada büyük rol oynayacağı, bunun da enerji sektöründe yapılacak özelleştirme çalışmalarıyla, sağlanabileceği sonucuna varmıştır.

Kavak [10], Türkiye'nin enerji politikaları için stratejik planlama yapmaya çalışmıştır. Bu çalışmada, dünya ve Türkiye'nin mevcut enerji durumlarını gözden geçirmiş; Türkiye'nin mevcut, muhtemel ve mümkün enerji kaynaklarını incelemiş; sorunlar ve enerji piyasasındaki gelişmeleri tahlil etmiş ve son olarak, enerji talep tahminlerinin ışığında bir stratejik planın ana hatlarını göstermiştir.

Akım [11], Ulaştırma ve Enerji üzerine çalışmıştır. Çalışmada, Türkiye ve dünyada enerji üretimine ilişkin bilgiler ve planlamalar hakkında geniş çapta bir inceleme yapmıştır. Bu bağlamda Türkiye'de enerji ile ilgili kuruluşlar, bu alanda yapılan anlaşmalar ve Türkiye'nin enerji politikası konusunda önem taşıyan ilkeler, belirtilmeye çalışılmıştır. Ayrıca, Türkiye'de enerji tüketiminin sanayi, konut ve hizmetler, ulaştırma, tarım gibi sektörlerle dağılımı ve oluşan enerji kayıpları ele alınmıştır. Bununla birlikte, ulaşım türlerinin enerji türü ve tüketimi açısından karşılaştırmasını yaparak, ulaşım sistemleri hakkında da bilgiler vermiştir. Türkiye'de nükleer enerji kullanılarak enerji üretiminin arttırılmasının bir zorunluluk olduğu ve ulaştırmada, toplu taşımaya yönlendirme zorunluluğu olduğu sonucuna varmıştır. Şu an var olan enerjinin ülkenin geleceği açısından yeterli olmadığı yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları ile ilgili kanunların acilen çıkarılması gerektiği vurgulanmıştır.

Şener [12], dünyada ve Türkiye'de enerji sektörünün genel durumu ve Türkiye'nin elektrik enerjisi üretim ve tüketim tahminleri üzerine çalışmıştır. Bu çalışmada, öncelikle enerji sektörünün dünyadaki genel görünümü irdelenmiştir. Bu amaçla, fosil yakıtlar olan petrol, doğal gaz, taşkömürü ve linyitin rezerv, üretim ve tüketim durumları incelenmiş, daha sonra da hidrolik enerjinin, nükleer enerjinin ve yenilenebilir enerji kaynaklarının dünya genelindeki üretimi ve tüketimi etüd edilmiştir. Türkiye'nin enerji sektörünün genel görünümünün incelenmesi için, 1980-1998 yılları arasındaki birincil enerji kaynaklarının üretim ve tüketimleri açıklanmış, nihai enerji tüketiminin kaynaklara ve sektörler göre dağılımı irdelenmiş ve enerji üretim, talep, ithalat ve ihracatın gelişimi hakkında bilgi vermiştir. Ayrıca çalışmada, önümüzdeki dönem için yapılmış olan genel enerji talebi tahmininden ve birincil enerji kaynakları üretim hedeflerinden bahsedilmiş ve enerji kaynakları ithalatı programı açıklanmıştır. Elektrik enerjisi üretim ve tüketimlerini, zaman serisi analiz yöntemi ile ayrı ayrı modellemiş ve bu modeller yardımı ile kısa dönem elektrik enerjisi üretim ve tüketim değerleri için tahminlerde bulunmuştur.

1.4. Enerji Kaynakları

Enerji kaynakları genelde birincil enerji kaynakları ve ikincil enerji kaynakları olarak iki ana başlık altında incelenebilir. Birincil enerji kaynakları da kendi içinde petrol, doğal gaz, kömür, uranyum gibi yenilenemeyen enerji kaynakları (fosil kaynaklar) ve hidrolik enerji, rüzgâr enerjisi, güneş enerjisi, jeotermal, biyokütle, dalga enerjisi, akıntı enerjisi, gel-git enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynakları olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. İkincil enerji kaynağı ise birincil enerji kaynaklarından elde edilen enerji türleridir. Türkiye’de enerji üretiminde, üretim payındaki sırasıyla doğal gaz, linyit, akaryakıt, hidrolik ve taşkömürü kullanılmaktadır. Üretimin talebi karşılamadığı enerji türleri ithalât yoluyla sağlanmaktadır. Dışardan ithal edilen kaynaklar içinde en büyük payı petrol ve doğal gaz almaktadır.

Ülkemiz birincil enerji kaynakları, dünya rezervleri ile kıyaslandığında miktar ve kalite itibariyle çok düşük seviyelerdedir. Buna karşın, yenilenebilir enerji kaynakları, ülkemizde mevcut kaynaklar içinde büyük bir potansiyele sahiptir.

Geleneksel enerji üretim yöntemleri bugün çevre kirliliğinin önemli nedenlerinden biridir ve bu yöntemlerde kullanılan fosil yakıtların tüketiminin, çevre konusundaki uluslararası taahhütler nedeni ile azaltılması gündemde olan bir konudur. Ayrıca, fosil yakıtların bir süre sonra tükeneceği de bilinmektedir. Bütün gelişmiş ülkeler çevre-dostu, yenilenebilir enerji kaynaklarından yararlanmaya olağanüstü bir önem vermektedir. Bu yönüyle gelecek yüzyıl, güneş ve onun türevleri ile diğer tükenmez ve temiz enerji kaynakları kullanımında atılım yapılacak bir yüzyıl olma görünümündedir [13].

1.4.1. Termik Enerji

Elektrik enerjisini, yakıt yakıp suyu ısıtarak, oluşan su buharının türbinleri döndürmesiyle elde edilen santral türüdür. Yakıt olarak linyit, taşkömürü, fuel-oil, motorin, doğalgaz ve jeotermal ısı kullanılmaktadır. Bazı bölgelerde topraktan çıkan buhar ile yer gazı termik kaynak olarak elektrik enerjisi üretiminde kullanılmaktadır [14].

1.4.1.1. Termik Santrallerde Elektrik Üretimi

Termik santraller, katı, sıvı, gaz halindeki yakıtlarda var olan kimyasal enerjinin yakılması sonucu ısı olarak ortaya çıkarılması ve bunun daha sonra hareket ve elektrik enerjisine çevrilme işinin yapıldığı santrallerdir. Kısaca termik santraller kimyasal enerjinin elektrik enerjisine dönüştürüldüğü tesislerdir.

Elektrik enerjisi üretmek için yakıtın kimyasal enerjisinin ısı enerjisi şeklinde açığa çıkması gerekir ve bu da yakıtın yanması ile gerçekleşir. Bu olayın termik santrallerde olduğu yere kazan denir. Kazanda açığa çıkan bu enerji borularda dolaşan suya verilir ve su buhar fazına geçer. Enerji yüklü bu buhar, buhar türbini rotoruna verilir ve buhar rotorunu harekete geçirerek, ısı enerjisi hareket enerjisine dönüştürülmüş olur. Bu hareket enerjisi bir döner alternatif makinesi olan senkron jeneratöründe elektrik enerjisine dönüştürülür.

Türkiye'deki termik santrallerde kullanılan yakıtlar; linyit, taşkömürü, fueloil, motorin, doğalgaz ve yeraltı buhar santralidir. Kullandıkları yakıtlara göre termik santraller Tablo 1'de verilmiştir.

Tablo 1. Kullandıkları yakıtlara göre Türkiye'deki elektrik santralleri ve yüzdeleri

	Kullanılan Yakıt	Yüzdeleri
Katı Yakıtta	Linyit ve Taşkömürü	23.48
Sıvı Yakıtta	Fueloil ve Motorin	7.65
Gaz Yakıtta	Doğalgaz	35.53
	Yeraltı Buhar Santrali	0.04
Toplam		66.7

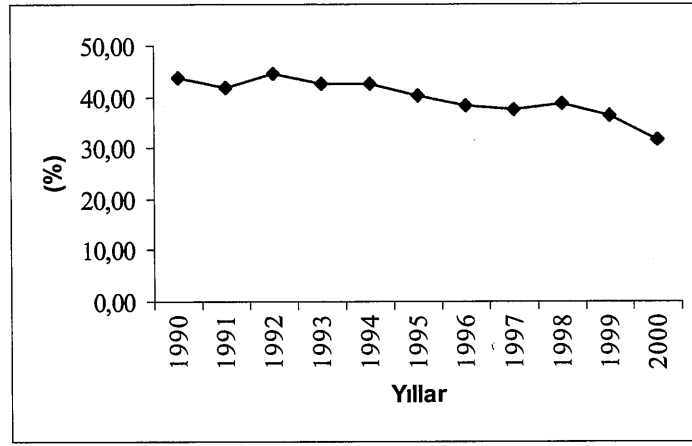
Termik santrallerin elektrik enerjisi üretimine katkısı % 66.7 dir [15].

1.4.1.2. Türkiye'nin Termik Enerji Potansiyeli

Son on yıldır ülkemiz linyit sektöründe yeni bir üretim projesi işletmeye alınamamıştır. Ancak, 2003 yılında 2x60 MW'lık akışkan yataklı yakma sistemli Çan Termik Santrali'nin ve 2004 yılında 4x50 MW'lık Elbistan-B Termik Santrali'nin devreye alınması ile termik santrallerin toplam kurulu gücü 8120 MW'a, kömür tüketim kapasitesi ise 80 milyon ton/yıl'a ulaşacaktır. Elektrik enerjisi arz problemi yaşandığı günümüzde problemin çözümüne yönelik olarak izlenen politikalarda genelde öz kaynaklarımızın daha etkin kullanımını amaçlayan projeler yerine kısa vadeli çözümlere gidilmekte ve enerji

güvenliğimizi de olumsuz yönden etkileyebilecek olan doğal gaz santrallerinin yapımına hız verilmektedir. Gecikmiş olan linyite dayalı termik santral ve maden projelerinin başlatılıp, bitirilmesi enerji güvenliğimiz yönünden önem taşımaktadır. MTA'nın kömür aramalarına yeniden ve süratle başlamasını temin edecek yapılanmayı sağlamak gerekmektedir. Böylelikle, günümüze dek bilinmeyen ve varlığı muhtemel yeni kömür kaynakları da saptanabilecektir [16].

Şekil 1'de Türkiye'nin yerli enerji üretiminin talebi karşılama oranları verilmiştir.



Şekil 1. Türkiye'nin yerli enerji üretiminin talebi karşılama oranları

Şekil 1'den anlaşıldığı gibi, yerli enerji üretiminin talebi karşılama oranı sürekli bir azalma eğilimi içerisinde. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yapılan uzun dönemli planlamalarda bu oranın 2010 yılında % 29'a, 2015 ve 2020 yılında da % 25'e gerilemesi beklenmektedir.

1.4.2. Nükleer Enerji

Atom çekirdeklerinin parçalanması sonucunda büyük bir enerji açığa çıkmaktadır. Ağır atom çekirdeklerinin nötronlarla bombardımanı sonucunda bu çekirdeklerin parçalanması sağlanabilir ve bu tepkimeye 'fisyon' denilmektedir. Her bir parçalanma tepkimesi sonucunda açığa fisyon ürünleri, enerji ve 2 -3 adet nötron çıkmaktadır.

Bundan başka, atom çekirdeklerinin birleşme tepkimeleri de büyük bir enerjinin açığa çıkmasına neden olmakta ve bu olaya 'füzyon' adı verilmektedir. Bu tepkimenin sağlanabilmesi için atom çekirdeğinde bulunan artı yüklerin birbirini itmesinden

kaynaklanan kuvvetin yenilmesi gerekmektedir. Çok yüksek sıcaklıkta yüksek enerjiye ulaşan atom çekirdeklerinin çarpışması ile füzyon tepkimesi sağlanabilir. Fisyon ve füzyon tepkimeleri ile elde edilen enerjiye nükleer enerji denilmektedir [17].

1.4.2.1. Nükleer Santrallerin Sınıflandırılması

Nükleer santraller birincil (soğutma) sistemlerindeki farklılıklara göre değişik şekillerde adlandırılırlar. Bunlar hafif su soğutmalı reaktörler ve ağır sulu reaktörlerdir. Hafif su soğutmalı reaktörlerin de basınçlı ve kaynar su reaktörü olmak üzere iki değişik tipi bulunmaktadır. Nükleer santraller kullandıkları nükleer yakıt tiplerine göre; doğal uranyumlu, zenginleştirilmiş uranyumlu ve plütonyumlu olarak da ayrılır [18].

a) Basınçlı Su Reaktörü: Dünyada ticari olarak en yaygın kullanılan reaktör sistemidir. %2.5 ile %3 oranında zenginleştirilmiş uranyum yakıtla çalışır. Üretilen enerji birincil devre soğutucu (hafif su) vasıtasıyla reaktör kalbinden çekilir ve çekilen enerji buhar üreticileri vasıtası ile ikincil devreye aktarıldıktan sonra soğutucu birinci devre pompası tarafından reaktör kalbine geri gönderilir. İkincil devreye aktarılan ısı enerjisiyle üretilen buhar, türbin-jeneratör vasıtası ile elektrik enerjisine dönüşür.

b) Kaynar Su Reaktörü: Basınçlı su reaktöründen sonra en yaygın kullanılan reaktör sistemidir. Basınçlı su reaktörlerinden temel farkı reaktör kuru içinde kaynama olayına izin verilmesidir. %3 civarında yakıt kullanılmaktadır. Belli bir oranda buharlaşan soğutucu, nem ayırıcı ve kurutucuları geçtikten sonra taşıdığı ısı enerjisi türbin ve jeneratör vasıtası ile elektrik enerjine dönüşür.

c) Basınçlı Ağır Su Reaktörü: Basınçlı ağır su reaktörleri, tasarımlarında, fiziksel ve termodinamik özellikleri suya çok benzeyen ancak nötronik özellikleri farklı olan ağır suyu soğutucu ve yavaşlatıcı olarak kullanan reaktörlerdir [17].

1.4.2.2. Nükleer Enerjiden Elektrik Üretimi

Temel olarak hemen tüm nükleer santral tasarımlarında ısı enerjisinin soğutucuya aktarılması sağlanır. Bu soğutucu nükleer santrallerde genellikle sudur. Soğutucuya aktarılan ısı ile ya soğutucunun doğrudan buharlaşması sağlanır ya da buhar üreticileri adı verilen bir ısı aktarma sistemi sayesinde ayrı bir çevrimde dönen suyun buharlaşması sağlanır. Üretilen buhar türbini çevirir ve türbine bağlı jeneratörün dönmesiyle de elektrik enerjisi üretilir [17].

1.4.2.3. Türkiye'nin Nükleer Enerji Potansiyeli

Türkiye'de devlet politikası olarak kararlı bir şekilde uygulamaya konmuş mevcut bir nükleer enerji politikasının bulunmadığı görülmektedir.

Türkiye'de ilk üç nükleer santral projesi başarısızlıkla sonuçlanmıştır. 5 yıllık kalkınma programlarında, yatırım programlarında pek çok kez yer almasına rağmen ticari nükleer santral projeleri kararlılıkla yürütülemediği görülmektedir. Akkuyu sahası için yer lisansı almak için gerçekleştirilen çalışmalar dışındaki bütün çalışmalar ve bunlar için harcanan kaynaklar büyük ölçüde boşa gitmiştir [19].

Türkiye'de aramalar sonucunda 9129 ton uranyum bulunmuştur. Bulunan uranyum yataklarının yerleri Şekil 2'de verilmiştir.



Şekil 2. Türkiye'nin nükleer hammadde kaynakları

Ülkemizde 2020 yılındaki elektrik talebi 544 milyar kWh olarak tahmin edilmekte ve bu da her geçen gün enerjide dışa bağımlılığın arttığını göstermektedir. İthal olunan enerji türlerinin çeşitlendirilmesi ithal güvencesi açısından gereklidir. Enerji açığının ithal edilen kömür ve doğal gaz ile kapatılması önemli mali problemleri ortaya çıkaracaktır. Bu nedenle nükleer enerji teknolojisi ülkemiz için zorunlu hale gelmiştir [1].

1.4.3. Jeotermal Enerji

Jeotermal, yerkabuğunun çeşitli derinliklerinde birikmiş ısının oluşturduğu, kimyasallar içeren su, buhar ve gazlardır. Jeotermal enerji de bu jeotermal kaynaklardan ve bunların oluşturduğu enerjiden faydalanmayı kapsamaktadır. Jeotermal enerji yeni, yenilenebilir, sürdürülebilir, tükenmez, ucuz, güvenilir, çevre dostu, yerli bir enerjidir.

Ayrıca, jeotermal enerjinin rüzgar, yağmur, güneş gibi meteoroloji şartlarından bağımsız olması, kullanıma hazır niteliği fosil enerji veya diğer enerji kaynaklarına göre çok daha ucuz olması gibi avantajları da bulunmaktadır [20].

Sınıflandırma:

Jeotermal enerji sıcaklık içeriğine göre 3 'e ayrılır.

1. Düşük sıcaklıklı sahalar (20–70°C)
2. Orta sıcaklıklı sahalar (70–150°C)
3. Yüksek sıcaklıklı sahalar (150°C' den yüksek) [21].

1.4.3.1. Jeotermal Enerji'den Elektrik Üretimi

Hazne sıcaklığı 80°C'den fazla olan jeotermal akışkandan elektrik üretimi gerçekleştirilmektedir. Başlıca elektrik üretme teknikleri şunlardır;

1. Kuru Buhar Sistem
2. Tek Buharlaştırılmalı Sistem
3. Çift Buharlaştırılmalı Sistem
4. Toplam Akış Sistemi (Binary Çevrim) [22].

1.4.3.2. Türkiye'nin Jeotermal Enerji Potansiyeli

Türkiye'de bilinen 1000 dolayında sıcak su ve mineralli su kaynağı ile jeotermal kuyu mevcuttur. Sıcaklığı 40 °C'nin üzerinde olan jeotermal sahaların sayısı ise 170'dir. Bunların 11 tanesi yüksek sıcaklı saha olup elektrik üretimine uygundur. (Aydın-Germencik (232 °C), Manisa-Salihli-Göbekli (182 °C), Çanakkale-Tuzla (174 °C), Aydın-Salavatlı (171 °C), Kütahya-Simav (162 °C), İzmir-Seferihisar (153°C), Manisa-Salihli-Caferbey (150 °C), Aydın-Yılmazköy (142 °C), İzmir-Balçova (136 °C), İzmir-Dikili (130 °C)).

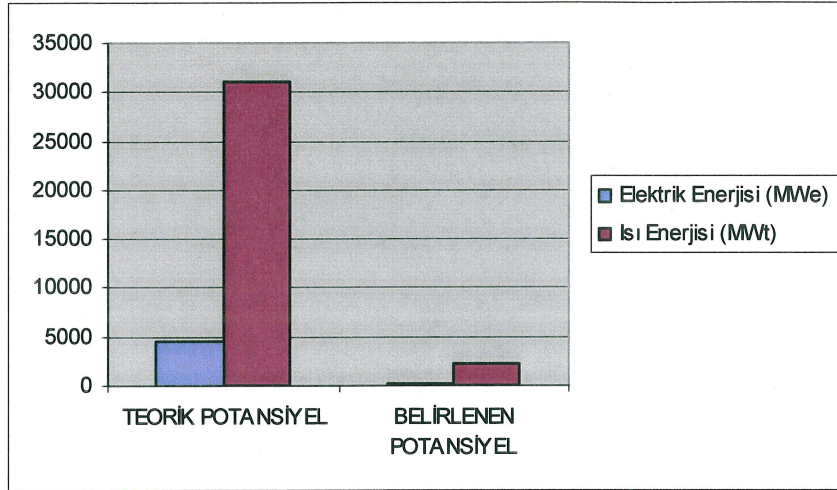
Türkiye'de elektrik üretimine uygun jeotermal alanlardan sadece Denizli-Kızıldere sahasında 20 MW gücünde santral kurulmuş olup 12 MW elektrik üretimi yapılmaktadır. Ülkemizde jeotermal sahalar büyük bir çoğunlukla orta ve düşük sıcaklıklı sahalardır ve bilinen jeotermal sahaların %95'i bina ısıtma için uygundur.

Türkiye'nin muhtemel jeotermal ısı potansiyeli 31500 MWt olarak tahmin edilmektedir. 2005 yılı sonu itibariyle MTA tarafından yapılan jeotermal sondajlara göre muhtemel potansiyelin 2924 MWt'i görünür potansiyel olarak kesinleştirilmiştir. Türkiye'deki doğal sıcak su çıkışlarının 600 MWt olan potansiyeli de bu rakama dahil edildiğinde toplam görünür jeotermal potansiyel 3524 MWt'a ulaşmaktadır [23].

Türkiye'nin 2001 yılı itibariyle jeotermal enerji durumu Tablo 2'de, grafiksel olarak ise Şekil 3'de verilmiştir.

Tablo 2. 2001 yılı itibariyle Türkiye jeotermal enerji durumu

	Teorik Potansiyel	Belirlenen Potansiyel
Elektrik Enerjisi (MWe)	4500	200
Isı Enerjisi (MWt)	31100	2250



Şekil 3. 2001 yılı itibariyle Türkiye'nin jeotermal enerji potansiyeli

Tablo 2 ve Şekil 3'den görüldüğü gibi çok yüksek teorik jeotermal potansiyele sahip olan Türkiye'de bu potansiyel ve mevcut kurulu güç bakımından çok düşük seviyelerdedir. Özellikle ısı enerjisi kullanımında yüksek bir teorik potansiyele sahip olan Türkiye bu alanda yatırımlar yapmalıdır.

1.4.4. Güneş Enerjisi

Güneşin çekirdeğinde yer alan füzyon süreci ile açığa çıkan ışıma enerjisidir, güneşteki hidrojen gazının helyuma dönüşmesi şeklindeki füzyon sürecinden kaynaklanır. Dünya atmosferinin dışında güneş enerjisinin şiddeti, aşağı yukarı sabit ve 1370 W/m^2 değerindedir, ancak yeryüzünde $0-1100 \text{ W/m}^2$ değerleri arasında değişim gösterir.

Bu enerjinin dünyaya gelen küçük bir bölümü dahi, insanlığın mevcut enerji tüketiminden kat kat fazladır. Güneş enerjisinden yararlanma konusundaki çalışmalar özellikle 1970'lerden sonra hız kazanmış, güneş enerjisi sistemleri teknolojik olarak ilerleme ve maliyet bakımından düşme göstermiş, çevresel olarak temiz bir enerji kaynağı olarak kendini kabul ettirmiştir [24].

1.4.4.1. Güneş Enerji Sistemleri

Güneş enerjisi uygulamaları esas olarak ısı sistemleri ve fotovoltaik sistemler olarak iki gruba ayrılabilir [25,26].

1. Isıl Sistemler

- Güneş Kolektörlü Sıcak Su Sistemleri
- Güneş Bacaları
- Güneş Havuzları

2. Fotovoltaik Sistemler

- Parabolik Oluk Kolektörler
- Parabolik Çanak Sistemler
- Güneş Pilleri
- Merkezi Alıcı Sistemler

1.4.4.2. Türkiye'nin Güneş Enerji Potansiyeli

Ülkemiz, coğrafi konumu nedeniyle sahip olduğu güneş enerjisi potansiyeli açısından birçok ülkeye göre şanslı durumdadır. Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü'nde (DMİ) mevcut bulunan 1966–1982 yıllarında ölçülen güneşlenme süresi ve ışınım şiddeti verilerinden yararlanarak Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) tarafından yapılan çalışmaya göre Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2640 saat (günlük toplam 7,2 saat), ortalama toplam ışınım şiddeti 1311 kWh/m²-yıl (günlük toplam 3,6 kWh/m²) olduğu tespit edilmiştir. Aylara göre Türkiye güneş enerji potansiyeli ve güneşlenme süresi değerleri ise Tablo 3'de verilmiştir.

Tablo 3. Aylara göre Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyeli ve güneşlenme süresi

Aylar	Aylık Toplam Güneş Enerjisi kWh/m ²	Güneşlenme Süresi (saat)
Ocak	51.75	103
Şubat	63.27	115
Mart	96.65	165
Nisan	122.23	197
Mayıs	153.86	273
Haziran	168.75	325
Temmuz	175.38	365
Ağustos	158.40	343
Eylül	123.28	280
Ekim	89.90	214
Kasım	60.82	157
Aralık	46.87	103
Toplam	1311	2640
Ortalama	3.6 kWh/m²-gün	7.2 saat/gün

Türkiye'nin en fazla güneş enerjisi alan bölgesi Güney Doğu Anadolu Bölgesi olup, bunu Akdeniz Bölgesi izlemektedir. Güneş enerjisi potansiyeli ve güneşlenme süresi değerlerinin bölgelere göre dağılımı da Tablo 4'de verilmiştir. Ancak, bu değerlerin, Türkiye'nin gerçek potansiyelinden daha az olduğu, daha sonra yapılan çalışmalar ile anlaşılmıştır. 1992 yılından bu yana EİE ve DMİ, güneş enerjisi değerlerinin daha sağlıklı olarak ölçülmesi amacıyla enerji amaçlı güneş enerjisi ölçümleri almaktadırlar. Devam etmekte olan ölçüm çalışmalarının sonucunda, Türkiye güneş enerjisi potansiyelinin eski değerlerden %20-25 daha fazla çıkması beklenmektedir. Güneş enerjisi verilerinin ölçülmesi konusunda Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü faaliyet göstermektedir. EİE de 1991 yılından bu yana kendi güneş enerjisi gözlem istasyonları kurmaktadır. Güneş enerjisi ile ilgili standartlar hazırlanması konusunda Türk Standartları Enstitüsü;

- TS 3680 -Güneş Enerjisi Toplayıcılar
- TS 3817 - Güneş Enerjisi, Su Isıtma Sistemlerinin Yapım, Tesis ve İşletme Kuralları

konulu standartları hazırlamıştır [24].

Tablo 4. Türkiye'nin yıllık toplam güneş enerjisinin bölgelere göre dağılımı

Bölge	Toplam Güneş Enerjisi kWh/m ² -yıl	Güneşlenme Süresi Saat/yıl
G. Doğu Anadolu	1460	2993
Akdeniz	1390	2956
Doğu Anadolu	1365	2664
İç Anadolu	1314	2628
Ege	1304	2738
Marmara	1168	2409
Karadeniz	1120	1971
Türkiye Ortalaması	1311	2640

1.4.5. Rüzgar Enerjisi

Rüzgâr enerjisi, rüzgar oluşturan hava akımının sahip olduğu hareket (kinetik) enerjidir. Bu enerjinin bir bölümü rüzgar enerji sistemleri sayesinde yararlı olan mekanik veya elektrik enerjisine dönüştürülebilmektedir. Rüzgardan enerji elde edilmesi sırasında fosil, nükleer ve diğer yöntemler gibi atmosfere zararlı gazlar salınmaz, dolayısıyla rüzgar enerjisi temiz bir enerji kaynağıdır. Yarattığı tek kirlilik gürültüdür [27].

Ülkemizde rüzgar enerjisi pek fazla kullanılmamakla birlikte, çevre dostu olması ve kaynak maliyetlerinin sıfır olması bu enerji kaynağına ilgiyi giderek arttırmakta, bu nedenle yapılan yatırımlar ve enerjinin kullanımı yaygınlaşmaktadır.

1.4.5.1. Rüzgar Türbinleri

Rüzgar türbinleri, rüzgardaki kinetik enerjiyi önce mekanik enerjiye daha sonrada elektrik enerjisine dönüştüren sistemlerdir.

Rüzgar Türbinleri Elemanları:

- Rotor: Rüzgarın kinetik enerjisini mekanik enerjiye çevirir.
- Dişli Çark: Rotor'un hızını artırır.
- Jenaratör: Mekanik enerjiyi elektrik enerjisine çevirir.
- Fren: Türbini yavaşlatır veya durdurur.
- Yönlendirici: Rüzgar doğrultusuna göre türbini yönlendirir.

- Transformatör: Jeneratör ve şebeke voltajını yükseltir.
- Kule: Türbini taşır [28].

Bir rüzgâr türbininin enerji çıktısı aşağıdaki denklem ile belirlenir:

$$P=1/2dv^3ACP \quad (1)$$

Denklemden, P güç çıktısı (Watt/m²), d hava yoğunluğu (kg/m³), v rüzgar hızı (m/sn), A rotor süpürme alanı (m²), CP güç katsayısıdır [29].

1.4.5.2. Türkiye'nin Rüzgar Enerji Potansiyeli

Türkiye'deki rüzgar enerjisi kaynakları teorik olarak Türkiye'nin elektrik enerjisinin tamamını karşılayabilecek yeterliliktedir. Fakat rüzgar enerjisinin sisteme girişinin tutarlı bir biçimde gerçekleşmesini kolaylaştırmak üzere gerekli altyapı tamamlanmamıştır. Türkiye'nin rüzgar enerjisi teknik potansiyeli 83.000 MW dir. Bu Türkiye'nin biran önce kullanması gereken önemli bir rüzgar enerjisi potansiyeli olduğunu göstermektedir [30].

Ülkemizin rüzgar enerjisi kurulu gücü 20.1 MW dir. Bu santrallerde yılda yaklaşık 61.4 milyon KWh elektrik enerjisi üretilmektedir. Çeşme-Germiyan'da güçleri 500 KW, Çanakkale-Alaçatı'da 600 KW, Çanakkale-Bozcaada'da 600 KW ve İstanbul-Hadımköy'de 600 KW olmak üzere toplam dört yerde rüzgar gücü santrali bulunmaktadır. Türkiye de kurulu rüzgar enerji santralleri Tablo 5'de gösterilmiştir.

Tablo 5. Türkiye'de kurulu rüzgar enerjisi santralleri [15].

Santralin yeri	Kuruluş tarihi	Türbin sayısı	Kurulu gücü (MW)
İzmir-Çeşme-Germiyan	1998	3	1,5
İzmir-Çeşme-Alaçatı	1998	12	7,2
Çanakkale-Bozcaada	2000	17	10,2
İstanbul-Hadımköy	2003	2	1,2
Toplam		34	20,1

Ülkemizde en verimli rüzgarların olduğu bölgeler İzmir, Çanakkale, Aydın, Denizli, Muğla, Balıkesir, Bursa, Gaziantep, Hatay, Kahramanmaraş, Sinop, Samsun, Zonguldak, Tekirdağ, Edirne, Manisa bölgeleridir.

1.4.6. Biyokütle Enerjisi

Biyokütle enerjisi, klasik ve modern enerji kaynağı olarak iki grupta incelenmektedir. Klasik biyokütle enerjisi, ormanlardan elde edilen odun, yakacak olarak kullanılan bitki ve hayvan artıklarından oluşmaktadır. Bitkisel ve hayvansal kökenli bütün maddeler biyokütle enerji kaynağıdır ve bu kaynaklardan üretilen enerji de biyokütle enerjisi olarak adlandırılmaktadır. Modern biyokütle kaynakları; enerji ormancılığı ürünleri, orman ve ağaç endüstrisi artıkları, enerji tarımı ürünleri, kentsel atıklar, tarım kesiminin bitkisel ve hayvansal atıkları, tarımsal endüstri atıklarıdır. Biyokütle hammaddeleri çeşitli biyokütle yakıt teknikleri ile işlenerek katı, sıvı ve gaz yakıtlara dönüştürülmektedir. Biyokütle yakıt üretmek için ısı bozunma (ısı etkisiyle kimyasal değişime uğratma), hidrogazifikasyon, hidrojenlendirme, parçalayıcı damıtma, asit hidroliz tekniklerinden yararlanılmaktadır.

Dünyanın çoğalan nüfusu ve sanayileşmesi ile giderek artan enerji gereksinimi çevreyi kirletmeden ve sürdürülebilir olarak sağlayabilecek kaynaklardan beklide en önemlisi biyokütle enerjisidir. Ayrıca biyokütle içinde, fosil yakıtlarda bulunan kanserojen madde ve kükürt olmadığı için, çevreye zararı son derece azdır. Bütün bunların ötesinde bitki yetiştirilmesi güneş var olduğu sürece devam edeceği için, biyokütle tükenmez bir enerji kaynağıdır [31].

1.4.6.1. Biyokütle Enerjisi Elde Etme Yöntemleri

Biyokütle enerjisi aşağıdaki yöntemler kullanılarak elde edilir;

1. Termokimyasal Dönüşümler
Direkt Yanma, Gazifikasyon, Piroliz, Sıvılaştırma
2. Biyolojik Dönüşümler
Anaerobik Sistem, Fermantasyon [26].

1.4.6.2. Biyokütle Enerjisinden Üretilen Yakıt Çeşitleri

Biyokütle enerjisinden üretilen yakıt çeşitleri biyogaz, biyodizel ve bioetanol olarak üçe ayrılır.

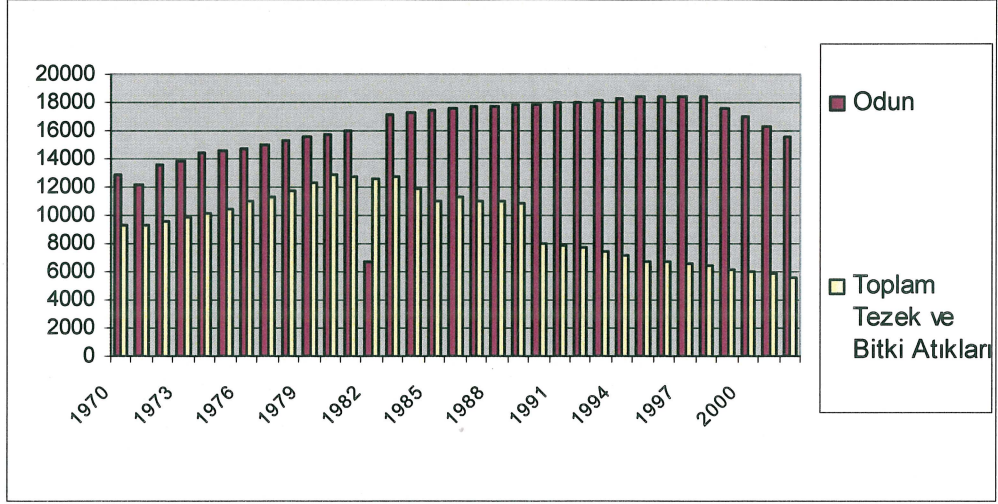
a) Biyogaz: Organik maddelerin anaerobik (oksijensiz) ortamda, farklı mikroorganizma gruplarının varlığında, biyometanlaşma süreçleri ile elde edilen bir gaz karışımıdır [32].

b) Biyodizel: Organik yağların baz ve alkolle karıştırılarak dizel yakıtı çevrilmesi sonucu elde edilen bir üründür. Kolza, ayçiçek, soya, aspir gibi yağlı tohum bitkilerinden elde edilen yağların veya hayvansal yağların bir katalizör eşliğinde kısa zincirli bir alkol ile reaksiyonu sonucu ortaya çıkmaktadır. Biyodizel petrol içermez, fakat saf olarak veya her oranda petrol kökenli bir dizelle karıştırılarak yakıt olarak kullanılabilir [33].

c) Bioetanol: Karbon, hidrojen ve oksijenden oluşan sıvı bir alkoldür. Etanol nişasta gibi şekere dönüştürülebilen (karbonhidratlar) veya şeker ihtiva eden (tahıl tohumu gibi) her biyolojik kaynaktan üretilebilmektedir. Dünyada etanol öncelikle mısır tanesi ve tahıl gibi tohumlardan damıtma (distilasyon) yöntemiyle üretilmektedir [34].

1.4.6.3. Türkiye'nin Biyokütle Enerji Potansiyeli

Türkiye henüz yeterli düzeyde teknolojik altyapıyı biyoenerjiye hazırlayamamıştır. Bu yüzden biyogaz, biyodizel gibi yakıt türleri Türkiye biyoenerji tüketiminde pek fazla bir yer tutmamaktadır. Yıllara göre odun, toplam tezek ve bitki atıkları tüketim değerleri grafiksel olarak Şekil 4'te verilmiştir.



Şekil 4. Yıllara göre odun, toplam tezek ve bitki atıkları tüketim değerleri

Şekil 4'ten de görüldüğü gibi odun yakıtlar biyoenerji tüketiminin başında yer almaktadır. Bitki atıkları ve tezek tüketiminin de büyük kısmının tezeklerin oluşturduğu düşünülürse konveksiyonel metotların dışında teknolojik anlamda biyoenerji üretimi Türkiye'de yok denecek kadar azdır [35].

1.4.7. Hidrojen Enerjisi

Hidrojen, evrenin en basit ve en çok bulunan elementi olup, renksiz, kokusuz, havadan 14.4 kez daha hafif bir gazdır. Hidrojen bilinen yakıtlar içerisinde birim kütle başına en yüksek enerji içeriğine sahiptir. (Üst ısıl değeri 140.9 MJ/kg, alt ısıl değeri 120.7 MJ/kg) 1 kg hidrojen 2.1 kg doğal gaz veya 2.8 kg petrolün sahip olduğu enerjiye sahiptir. Ancak birim enerji başına hacmi yüksektir.

Kömür, doğalgaz gibi fosil kaynaklardan başka sudan ve biyokütleden de elde edilen hidrojen, enerji kaynağından daha çok enerji taşıyıcısı kabul edilmektedir. Elektriğe 20. yüzyılın enerji taşıyıcısı, hidrojene 21. yüzyılın enerji taşıyıcısı denilmektedir. Dünyanın giderek artan enerji gereksinimini çevreyi kirletmeden ve sürekli olarak sağlayabilecek en ileri teknolojinin hidrojen enerji sistemi olduğu ileri sürülmektedir.

Hidrojen yerel olarak üretimi mümkün, kolayca ve güvenli olarak her yere taşınabilen, taşınması sırasında az enerji kaybı olan, ulaşım araçlarından ısınmaya, sanayiden mutfaklarımıza kadar her alanda yararlanacağımız bir enerji sistemidir [36].

Hidrojen çağına ekonomik koşullara göre 10-15 yılda girilmesi beklenmektedir. Ülkemizin hidrojen üretimi açısından bir şansı, uzun bir kıyı şeridi olan Karadeniz'in tabanında kimyasal biçimde depolanmış olarak bulunmasıdır.

1.4.7.1. Hidrojen Üretiminde Kullanılan Yöntemler

1. Kömür, doğalgaz, benzin gibi fosil yakıtlardan termokimyasal yöntemlerle hidrojen elde edilmesi. Buharla reaksiyon yöntemi en çok kullanılan yöntemdir. Burada fosil yakıt bir nikel esaslı katalizör vasıtası ile buharla reaksiyona girer ve hidrojen açığa çıkar.

2. Suyu elektrolizi ile hidrojen elde edilmesi. Elektrik enerjisi kullanılarak su hidrojen ve oksijene ayrılır.

3. Fotobiyolojik yöntemle yeşil yosunlardan doğal fotosentez faaliyetlerden faydalanarak hidrojen elde etme.

4. Fotoelektrokimyasal yöntemlerle güneş enerjisinden hidrojen elde etme. Elektoliz yöntemin bir benzeridir. Elektrik akımı suya batırılmış güneş pillerinden elde edilir.

5. Çeşitli hidrit bileşiklerden kimyasal yöntemlerle hidrojen elde etme. Bunların en önemlisi sodyum borohidrit'tir [37].

1.4.7.2. Hidrojenin Depolanması

Enerjinin depolanması enerjiyi biriktirerek gerektiği zaman gerektiği yerde kullanma anlamına gelir ki buda enerji tüketimini, enerji fiyatını ve sebep olduğu çevre kirliliğini azaltmada önemli rol oynar. Günümüzde büyük tutarlarda enerji depolamak için uygun bir yöntem hala bulunmamıştır. Hidroelektrik enerjinin depolanması mümkün olsaydı, enerji sorunu bir ölçüde çözülmüş olurdu. Ancak, elektrik enerjisi için bilinen en iyi depolama yöntemi sadece asitli akümülatörlerdir. Bu sebeple, hidrojenin depolanması en önemli özelliğidir [38].

Hidrojen enerjisi ancak sıkıştırılmış gaz ve sıvılar olarak potansiyel enerjiye dönüştürülüp depolanabilmektedir. Fakat enerjinin en iyi depolanma şekli kimyasal enerjiye dönüştürerek depolamaktır. Hidrojen kirliliğe sebep olmayan temiz bir yakıt olması, yüksek depolanabilme kapasitesi ve düşük sıcaklıkta % 70 verimlilikle elektriğe dönüştürülebilmesi gibi özelliklerinden dolayı tercih edilen bir enerji çeşididir.

Hidrojenin başlıca depolanma yöntemleri aşağıdaki gibidir;

1. Hidrojenin Düşük Basınç Altında Absorbsiyonu
2. Sıkıştırılmış Gaz
3. Sıvı Hidrojen
4. Hidrokarbonlar
5. Hidrürler
6. Karbon Nanotüpler
7. Cam Küreler [39,40].

1.4.8. Dalga Enerjisi

Dalga enerjisi, denizlerde Archimedes prensibi ve yerçekimi arasında oluşan, diğer enerji kaynakları ile alışverişinde ortaya çıkan bir enerji çeşididir. Potansiyel enerji olarak stoklanır ve dalgalardan devamlı alınan enerji, stoktaki potansiyel enerji ile dengelenerek lineer enerji elde edilir. Günümüz teknolojileri ile elektrik enerjisine çevrilir. Dalga enerjisinin ilk yatırım maliyeti ve bakım giderlerinden başka gideri yoktur. Doğaya herhangi bir kirletici bırakmayan, ucuz, temiz, çevreci ve çok büyük bir enerji kaynağıdır.

Türkiye'nin Marmara Bölgesi hariç açık deniz kıyısı uzunluğu 8210 km'dir. Bu rakamın turizm ve balıkçılık gibi nedenlerle en fazla beşte birlik kısmını enerji amaçlı olarak kullanılabilecektir. Bu enerji miktarı da teorik olarak 18,5 TWh/yıl'a denk gelmektedir.

Dalga Enerjisinin Faydaları,

1. 100 KW - 100 MW kadar ihtiyaç duyulan her güçte santral kurulabilir.
2. Dalyan görevi sayesinde Tesise ek gelir sağlar.
3. Tamamen yerli teknoloji ve yerli imalattır.
4. Gürültü kirliliği yoktur ve tam çevrecidir.
5. Santral üzerinde otel, restaurant, sosyal tesis olarak turizm amaçlı olarak kullanılabilir.
6. Ucuz olması sebebiyle ısınmada ilk tercihtir ve bu faydayla orman tahribatı önlenmiş olur [41].

1.4.9. Akıntı Enerjisi

Akıntı enerjisi gel-git etkisiyle oluşmaktadır. Ayrıca sıcaklık ve yoğunluk farkları da azda olsa akıntı enerjisi oluşturabilmektedir. Orta büyüklükteki gel-gitler büyük dalgaların oluşmasına neden olmaktadır.

Genellikle cezir sırasında oluşan dalgaların gücü med sırasında oluşan dalgaların gücünden fazladır. Akıntı gücü dünyanın güneşe ve aya göre pozisyonuna, deniz yatağının şekline ve kıyıların şekline bağlı olarak değişmektedir. En güçlü akıntılar ayın yeni ay ve dolunay olarak gözlemlendiği sıralarda oluşmaktadır. Ayın 1/4'ü veya 3/4'ü gözlemlendiği zamanlarda ise akıntı gücü minimum değerini almaktadır.

İtalya, İngiltere, İrlanda, Filipinler, Japonya ve Amerika Birleşik Devletleri'nin bir bölümünde akıntı enerjisi potansiyeli yüksektir. Ülkemizin böyle bir potansiyeli yoktur ve bu sebeple akıntı enerjisi Türkiye açısından önem arz etmemektedir [42].

1.4.10. Gel-Git Enerjisi

Gel-Git Enerjisi tükenmez enerji kaynaklarının en küçüğü kabul edilmektedir. Gel-Git ay'ın ve güneşin dünyayı kütle çekim kuvveti ile çekmesinden kaynaklanmaktadır.

Bu çekim kuvvetinin etkisi ile denizlerdeki sular yükselip alçalabilmektedir. Denizde ki bu yükselip alçalmalar bir gün süresinde olmaktadır. Deniz kabardığında bir tür kapak ile sular hapsedilir sonra alçalma döneminde bu sular akıtılarak bir türbin çevrilebilir ve buradan da elektrik enerjisi elde edilir. Gel-Git enerjisinin büyüklüğü dünyada 3 milyar kw dolayındadır. Yani günlük gel-git enerjisi yaklaşık 2.6×10^7 J dür [43].

Ekonomik olacak enerjinin elde edilebilmesi için gel-git seviyelerinin yüksek olduğu yerler tercih edilmelidir ve santrallerde bu yerlere yakın inşa edilmelidir. Gel-git enerji üretimi için uygun yerler; Fransa, İngiltere, Kore, Çin, Meksika, Şili, Kanada'nın batısı, Rusya'nın Pasifik Kıyısı ve batı Hindistan'dır.

Türkiye'nin okyanusa açık kıyısının olmaması, etrafındaki denizlerde büyük gel-gitlerin görülmemesi sebebiyle, gel-git enerjisinin Türkiye açısından büyük bir önem arz etmemekte, ülkemizde kullanılması ve yatırım yapılması neredeyse imkansız olmaktadır [35].

1.4.11. Hidroelektrik Enerji

Hidroelektrik enerji, suyun potansiyel enerjisinin kinetik enerjiye dönüştürülmesi ile sağlanan bir enerji türüdür. Suyun üst kotlardan alt kotlara düşürülmesi ile açığa çıkan enerji türbinlerin dönmesini sağlamakta ve türbinlere bağlı jeneratörlerin dönmesi ile de elektrik enerjisi üretilmektedir.

Üretilen enerji miktarı düşü ve debiye bağlıdır. Topografyası ve morfolojik yapısı göz önüne alındığında Türkiye şanslı sayılabilecek ülkeler arasında yer almaktadır. Avrupa'nın birçok ülkesinde termik ve nükleer enerji üretiminin hidrolik üretime oranla daha fazla olmasına karşın Türkiye'de termik ve hidrolik üretiminin birbirine yakın olması bu durumun doğal bir sonucudur [44].

Hidroelektrik enerji, Türkiye'nin kullanılabilir en önemli yenilenebilir enerji kaynağını oluşturmaktadır. Gelişmiş ülkelerin potansiyellerini büyük ölçüde değerlendirmiş olmalarına karşı, Türkiye'de işletmeye açılan tesislerle söz konusu potansiyelin ancak %35,4'lük bölümü hizmete sunulmuş durumdadır. Önümüzdeki 20 yıl içerisinde, bu potansiyelin tamamının kullanılmasını sağlayacak projelerin hızlandırılması gereklidir. Ayrıca bugün için ekonomik görülmeyen teknik potansiyelin büyük kısmının da ekonomik potansiyel karakteri kazanması olasılıklarının yeniden değerlendirilmesi üzerinde durulmalıdır.

Büyük hidroelektrik santral uygulamaları, literatürde klasik yenilenebilir enerji üretimleri arasında yer alırken, küçük hidroelektrik santraller yoluyla üretilen enerji yeni ve yenilenebilir enerjiler kapsamına sokulmaktadır. Güçleri 10 MW'ın altında kalan ve çoğunlukla birkaç MW'ı aşmayan bu tür olanakların değerlendirilmesi de önem arz etmektedir [45].

Hidroelektrik enerji, dünya enerji ihtiyacının yaklaşık % 20'sini karşılamakta, gelişmiş ülkelerde bu oran % 40'a ulaşmaktadır. Hidroelektrik santrallerde akarsuların önünde yapılan barajlarla düzensiz olarak gelen su debisini toplayarak enerjinin devamlılığını sağlamaktadır. Bu da diğer enerji kaynaklarına göre sürekliliği ve yenilenebilirliği açısından önem teşkil etmektedir.

İlk kullanılan hidroelektrik santraller suyun mekanik enerjisinin ancak %5'ini elektrik enerjisine çevirebilirken, günümüzde bu oran %90'lar düzeyindedir. Bu santrallerde elektrik elde edilmesinde üst teknolojik imkanlara ulaşılmış ve diğer güç santrallerine göre verimlilik birkaç kat daha fazla olmuştur [35].

1.4.11.1. Hidroelektrik Santrallerin Sınıflandırılması

Hidroelektrik santraller, düşülerine, ürettikleri enerjinin özellik ve değerine, kapasitelerine, yapılarına ve üzerinde kuruldukları suyun özelliklerine göre beş kısımda incelenebilir. Tablo 6’da hidroelektrik santrallerin sınıflandırılması verilmiştir [2].

Tablo 6. Hidroelektrik Santrallerin Sınıflandırılması

Düşülerine Göre (m)	Ürettikleri Enerjinin Özellik ve Değerine Göre	Kapasitelerine Göre (kw)	Yapılarına Göre	Üzerinde Kuruldukları Suyun Özelliklerine Göre
Alçak Düşülü Santraller $H < 15$	Baz Santraller	Küçük Santraller < 99	Yer Altı Santrali	Nehir Santraller
Orta Düşülü Santraller $15 < H < 50$		Düşük Santraller 100-999	Yarı Gömülü veya Batık Santraller	Kanal Santraller
Yüksek Düşülü Santraller $H > 50$	Pik Santraller	Orta Santraller 1000-9999	Yer Üstü Santrali	Baraj Santraller
		Yüksek Santraller > 10000		Pompaj Rezervuarlı Santraller

1.4.11.2 Hidroelektrik Santrallerde Kullanılan Türbin Çeşitleri

a) Pelton Türbini: Cebri borudaki basınçlı suyun potansiyel enerjisi, bir nozul ağzından püskürtmek suretiyle pelton türbinin çarkları vasıtasıyla kinetik enerjiye çevrilir. Bu püskürtme, çark odasındaki boşluğa olmak üzere, doğrudan doğruya atmosfere yapılır ve su, çarkın kepçe şeklindeki kanatlarına çarparak dönmeyi sağlar. Bu suretle hidrolik enerji mekanik enerjiye çevrilmiş olur. Pelton türbini yüksek düşülü santrallerde tercih edilir.

b) Francis Türbini: Francis türbinlerde su pelton türbinlerine nazaran daha düşük bir hızla salyangozun sabit kanatlarından geçerek ayar kanatlarına gelir. Ayar kanatları debiyi jeneratörden çekilen yüke göre ayarlayarak çarka gönderir. Çarkın dönüşüyle hidrolik enerji mekanik enerjiye dönüştürülür.

c) Kaplan Türbini: Kaplan türbinleri ile Francis türbinleri arasındaki temel fark çarkın şeklidir. Bu türbinlerde çark şafta tespit edilmiş ve dört adet kanattan meydana gelmiştir. Çark kanatları türbinin tipine göre verimi yükseltmek amacıyla hareketli de imal edilebilir. Bu türbinlerde suyun ayar kanatlarına giriş kısımları alçak düşüler için açık veya basınçlı su odası şeklinde olur. Daha yüksek düşülerde basınç arttığından, Francis türbinlerinde olduğu gibi çelik sac ve betona gömülmüş salyangozlar kullanılır. Diğer kısımlar Francis türbinlerinde olduğu gibidir.

d) Boru Tipi (S Türbinleri) Türbinler: Küçük düşü, yüksek debili santrallerde kullanılan bir türbin tipidir. Salyangozların bulunmadığı ve daha ziyade düzgün rejimli nehirlerde veya nehirlerin akım rejimleri düzenlenmiş olan kısımlarında, bir boru içine yerleştirilebilecek şekilde imal edilebildikleri için boru tipi adını alırlar. Yatay eksenli ve eğik eksenli olurlar [46].

1.4.11.3. Hidroelektrik Santrallerde Enerji İletim Tesisleri

a) Su Alma Yapıları: Bir hidroelektrik tesiste, enerji amacı için kullanılacak suyun kaynağından alınarak iletim kanalı, kuvvet tüneli veya cebri boruya geçişini sağlayan yapıya su alma yapısı denir. Su alma yapısının amacı, bağlandığı iletim yapısına suyu kontrollü olarak verebilmek, suyu sedimentten ve yüzer halde türbine kadar gidebilecek zararlı maddelerden arıtmaktır.

Su alma yapıları şu şekilde olabilir:

Kule tipi su alma yapısı, şaftlı su alma yapıları, kaya yamaca dayalı düşey veya eğik kapaklı su alma yapısı, vana odalı batık su alma yapısı, düşey şaft tipi su alma yapısı ve beton baraj içinde yapılan su alma yapısı [46].

b) İletim Yapıları: İletim yapıları açık kanal ve tünelden ibarettir.

Tünellerin Sınıflandırılması;

1. Basınçsız Tüneller

Demiryolu ve karayolu tünelleri, servis tünelleri, metrolar, maden ocağı tünelleri iç basınç ihtiva etmeyen tünellerdir.

2. Basınçlı Tüneller

Enerji maksatlı tüneller bu gruba girer. Basınçlı tüneller 3 kısma ayrılır;

Alçak basınçlı tüneller: $H_0 < 5m$, orta basınçlı tüneller: $5 < H_0 < 100m$ ve yüksek basınçlı tüneller: $H_0 > 100m$

H_0 = Tünelde iç basıncı oluşturan su yüksekliği.

Tüneller, kaplamalı veya kaplamasız olabilirler. Tünelde kaplamanın fonksiyonu yük taşımak, sızdırmazlığı sağlamak ve düzgün bir yüzey sağlayarak sürtünme kayıplarını azaltmaktır. Alçak basınçlı tünellerde kaplamaya gerek olmayabilir. Üstelik tünel sağlam bir kaya formasyonundan geçiyor ise sadece su kaçabilecek çatlakları kapatmak ve gerekli ise sadece shotcrete yapmak yeterlidir. Orta basınçlı tünellerde su sızdırmazlığını temin için ince demirsiz bir beton kaplama yeterli olabilir. Zemin sağlam kaya değil ise kaplama yapılmalıdır. Hatta iç basınç arttıkça çatlaklar büyür ve su kaçağına enjeksiyon bile yeterli olmayabilir. Yüksek basınçlı tünellerde, grobeton kaplama ve hatta betonarme kaplama çatlama önleyemez. Bu takdirde tünelde çelik kaplama uygulanır. İç basıncın tamamı çelik kaplama olacaksa, çeliğin akma gerilmesine göre hesap yapılabilir [47].

c) Yükleme Odası veya Denge Bacası: Yükleme odası, serbest yüzeyli akım sağlayan iletim yapıları ile cebri borular arasındaki bağlantıyı sağlayan yapılardır. Bu yapıların kullanım amaçları şu şekildedir:

Düzenli bir akışı sağlamak, suyun cebri borulara muntazam olarak yayılmasını sağlamak, kanaldan gelen sürüntü ve yüzücü maddelerin cebri borulara gelmesini önlemek, yan dolu savak veya dipsavak yardımıyla dışarı atılmasını sağlamak, türbin kanatçıklarının ani açılması ile ihtiyaç duyulan debiyi temin etmek ve cebri boruya hava kaçmaması için yükleme odasında alçalan su seviyesinin cebri boru giriş ağzı üst kotundan yeteri kadar yukarıda tutmak, türbin kanatçıklarının ani kapanması ile cebri boru membasında meydana gelecek su kabarmalarını çevreye zarar vermeyecek şekilde sönmölemek ve bir yan dolusavak ile akarsuya boşaltmak [46].

Denge bacası, özel bir basınç düzenleme tesisidir. Türbinlere giden suyun ani kesilmesinde kuvvet tüneline aşırı basınçlardan korumakta ve tedrici kesilmesinde cebri borudaki aşırı basınç değerini azaltmaktadır. Ayrıca, türbinlerin ani yüklenmesinde gerekli suyu temin ederek alt basıncı önlemektedir. Kuvvet tüneline cebri boruya geçiş genellikle iletimde ani bir meyil artışı niteliğinde olduğundan hava basıncı görevini de üstlenmektedir [48].

Denge bacası mümkün mertebe santrale yakın olmalıdır. Hatta denge bacası, çok az meyilli olan kuvvet tüneli ile aniden dikleşen cebri borunun kesiştiği kurb civarında olmalıdır. Bu suretle bütün kapalı sistem (Tünel ve Cebri boru) aşırı basınçtan korunmuş ve türbinde regülasyon daha iyi sağlanmış olur. Denge bacasının üst kotu zemin kotundan biraz yukarıda olmalı ve Denge bacası sağlam bir zemin içine şaft olarak yapılmalıdır [47].

d) Vanalar ve Vana Odası: Hidroelektrik tesislerde kullanılan vana tipleri; sürgülü vana, küresel vana, konik vana ve basınç düşürücü vanadır.

Cebri boru emniyet vanası, amacı cebri boruda arıza, kayma, çöküntü veya yarıma, olursa hız artışı sebebi ile otomatik olarak bu vana kapanır ve bu suretle cebri boru ve ilgili tesisler daha fazla zarara girmeden kurtulmuş olurlar. Tünel çıkışına veya cebri boru baş tarafına konulur. Genellikle üzerindeki düşü az olduğu için kelebek tipi vana kullanılır.

Türbin vanası, gerektiğinde cebri boruyu kapayarak türbine su girişini engeller. Türbinin hemen mansabına konulmalıdır. Kelebek, sürgülü veya küresel vana tipi olabilir.

Dipsavak vanası, türbin durduğunda, mansaba sulama veya başka amaç ile su vermek gerekiyorsa veya rezervuar dolusavak eşik kotu altındaki herhangi bir kota kadar boşaltılacak ise bu vana kullanılır. Derivasyon tüneli veya santral içinde bir yer olabilir. Konik vana kullanılır ve bu vananın çıkışına da bir adet sürgülü vana (emniyet vanası) konulur.

Basınç düşürücü vana, yüksek düşülü santrallerde basınç artışı (su darbesi) çok yüksek çıkıyorsa ve bu basınca göre cebri boru projelendirmek ekonomik olmuyorsa, türbinin hemen yanına özel bir vana konulur ve türbin aniden durunca bu vana çalışarak basınç dalgalarının cebri boru içinde yükselmesi önlenerek belirli bir oranda tutulur [48].

e) Cebri borular: Türbin ile türbinin membasındaki ilk açık su yüzeyi arasındaki basınçlı borulara cebri boru denir. İlk açık su yüzeyi baraj, regülatör, denge bacası olabilir. Cebri borular genellikle çelikten yapılmakla beraber iç basınç fazla değilse betonarme olarak da yapılabilir.

Cebri boru güzergahı kesinlikle heyelan bölgesinden, yamaç molozu, kil veya benzeri zayıf zeminlerden geçirilmemelidir. Yüzeide sağlam zemin bulunmuyorsa shaft ve tünel sistemi seçilmelidir. Cebri borularda fazla kurp yapılmadan en az kazı yapılacak şekilde güzergah seçilmelidir. Kurp noktaları kaya veya çok sağlam zeminin oluşturduğu yerlerde seçilmelidir [46].

f) Santral: Santral yapısı genelde betonarme kısmen de çelik yapılabilir. Cebri borulardan gelen su santral içindeki jeneratörde elektrik enerjisine dönüştürülür.

g) Kuyruk Suyu Kanalı ve Eşiği: Boşaltma borusu çıkışı ile kuyruk suyu kontrol eşiği arasındaki yapıdır. Genellikle beton kaplamalı ve tabanı 1/6 eğimle yapılır. Bu kanalın sonunda, kuyruk suyu seviyesinin belirlenen düzeyde tutulabilmesi için bir de kontrol eşiği yapılır. Bu eşik, santral çıkış suyunun boşaldığı nehir yatağı veya deredeki su seviyesi

alçalınca, kuyruk suyu kanalındaki su seviyesini minimum işletme kotunda tutabilmek içindir.

1.4.11.4. Hidroelektrik Enerjinin Avantajları ve Dezavantajları

Yatırım bedelinin büyük bir kısmını (%70-80) yurtiçi harcamalar oluşturur. Bu milli ekonomiye ve Gayrisafi Milli Hasılaya (GSMH) anlamlı ve pozitif katkı demektir.

Yatırımda dışa bağımlılık ve döviz harcaması en alt düzeydedir. İthal ekipman ve hizmet bedelleri yatırımın çok küçük bir bölümünü oluşturur ve hidroelektrik santrallerde, diğer tüm elektrik santrallerinden çok daha az yabancı kaynağa ihtiyaç vardır.

Hidroelektrik santrallerin ekonomik ömrü diğer tip santrallerden çok daha uzundur (75 yıl). Bu ilk dönemden sonra da, çok küçük bir yatırımla (200-400 \$/kW), elektromekanik ekipman tümüyle değiştirilip ikinci, üçüncü, dördüncü 75 yıllık periyotlarda elektrik üretmeye devam edebilirler.

İşletme gideri en düşük santral tipidir ve herhangi bir yakıt gideri yoktur.

Ucuz elektrik üreterek rekabetçi elektrik piyasasının oluşmasına en büyük katkıyı yapar.

Enterkonnekte sistemde yük dengelenmesi ve frekans düzenlenmesi gibi hayati öneme haiz fonksiyonları vardır.

Yeşil enerji olduğu için AB ülkelerine ihracatı daha kolaydır. Buna ilave olarak, barajlarımızdaki muazzam depolama kapasitesi elektriğin puant saatlerde ihrac edilebilme imkanını sağlar.

Hidroelektrik santraller çevre dostudur. Herhangi bir sera gazı emisyonu yoktur. Kullandığı bir yakıt olmadığı için başka bir kirliliğe de neden olmazlar.

Hidroelektrik santraller için yapılan barajlar ve bentlerin suyun hızını keserek erozyonun durdurulmasında önemli işlevleri vardır.

Hidroelektrik santraller; nehir akımına, rüzgara veya güneşe bağlı olarak zaman zaman üretimini durdurmak zorunda olan ve bu nedenle güvenilir bulunmayan enerji üretim kaynakları için "buffer" (tampon) veya yedekleme görevi yaparak, bir anlamda onlar için enerji depolama fonksiyonunu üstlenip, daha verimli çalışmalarını temin eder.

Enerji depolama kapasitesi vardır. Mevcut barajlarımızda 6 aylık elektrik üretimini depolayacak kapasite vardır.

Enerjide dışa bağımlılığı azaltır. Hidroelektrik santraller suyun sadece düşüsünü kullanarak elektrik üretir (suyu tüketmez) ve dışa bağımlılığı yoktur.

Yöre halkına istihdam, balıkçılık, sulu tarım, su sporları, taşımacılık, mal ve hizmet satılması gibi sosyal ve ekonomik faydalar sağlar [49].

Biriktirmeli santrallerde ilk yatırım maliyeti çok fazladır ve toplam inşaat süresi çok uzundur.

Biriktirmeli santrallerde büyük alanlar su altında kalacağından toprak kaybına neden olur.

Biriktirmeli santrallerde baraj yüzeyi nehre göre daha geniş alan kapladığından buharlaşma artar ve havadaki nem oranı fazlaşır. Bölgenin iklimini etkiler ve ekolojik dengenin bozulmasına neden olur.

Biriktirmeli santraller suyun kalitesini bozabilir.

Yapım aşamasında kamulaştırmaya bağlı olarak nüfus göçüne sebep olabilir [2].

1.4.11.5. Türkiye'nin Hidroelektrik Enerji Potansiyeli

Hidroelektrik potansiyelin belirlenmesinde “brüt potansiyel”, “teknik potansiyel” ve “ekonomik potansiyel” kavramları önem taşımaktadır.

Bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin teorik üst sınırını gösteren brüt su kuvveti potansiyeli; mevcut düşü ve ortalama debinin oluşturduğu potansiyeli ifade etmektedir. Topoğrafya ve hidrolojinin bir fonksiyonu olan brüt hidroelektrik enerji potansiyeli, ülkemiz için 433 milyar kWh mertebesindedir. Türkiye’de havzalara göre yıllık akış ve brüt hidroelektrik potansiyel Tablo 7’de verilmiştir.

Tablo 7. Türkiye’de havzalara göre yıllık akış ve brüt hidroelektrik potansiyel [2].

Havza	Ortalama Yıllık Akış (Milyar m ³)	Toplam Akışa Oranı (%)	Hidroelektrik Potansiyel		
			GWh/Yıl	MW	%
Fırat	31.61	17	84122	9603	19.4
Dicle	21.33	11.5	48706	5560	11.2
Doğu Karadeniz	14.90	8.0	48478	5534	11.2
Doğu Akdeniz	11.07	6.0	27445	3133	6.3
Antalya	11.06	5.9	23079	2634	5.3
Batı Karadeniz	9.93	5.3	17914	2045	4.1
Batı Akdeniz	8.93	4.8	13595	1552	3.1
Marmara	8.33	4.5	5177	591	1.2
Seyhan	8.01	4.3	20875	2383	4.8
Ceyhan	7.18	3.9	22163	2530	5.1
Kızılırmak	6.48	3.5	19552	2232	4.5
Sakarya	6.4	3.4	11335	1294	2.6
Çoruh	6.3	3.4	22601	2580	5.2
Yeşilirmak	5.80	3.1	18685	2133	4.3
Susurluk	5.43	2.9	10573	1207	2.4
Aras	4.63	2.5	13114	1497	3.0
Konya-kapalı	4.53	2.4	1218	139	0.3
Büyük Menderes	3.03	1.6	6263	715	1.4
Van Gölü	2.39	1.3	2593	296	0.6
Kuzey Ege	2.09	1.1	2882	329	0.7
Gediz	1.95	1.1	3916	447	0.9
Meriç-Ergene	1.33	0.7	1000	114	0.2
Küçük Menderes	1.19	0.6	1375	157	0.3
Asi	1.17	0.6	4897	559	1.1
Burdur-Göller	0.50	0.3	885	101	0.2
Akarçay	0.49	0.3	543	62	0.1
Toplam	186.05	100	432981	49427	100

Teknik yönden değerlendirilebilir su kuvveti potansiyeli; bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin teknolojik üst sınırını göstermektedir. Uygulanan teknolojiye bağlı olarak düşü, akım ve dönüşümde oluşabilecek kaçınılmaz kayıplar hariç tutulmaktadır. Bölgede planlanan hidroelektrik projelerin teknik açıdan uygulanabilmesi mümkün olan tümünün gerçekleştirilmesi ile elde edilecek hidroelektrik enerji üretiminin sınırlarını temsil etmektedir.

Bu niteliğiyle teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyel, brüt potansiyelin bir fonksiyonu olmakta ve çoğunlukla onun yüzdesi olarak ifade edilmektedir.

Ülkemizin teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik enerji potansiyeli 216 milyar kWh civarındadır. Ekonomik olarak yararlanılabilir hidroelektrik potansiyel, bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin ekonomik optimizasyonunun sınır değerini gösteren, gerek teknik açıdan geliştirilebilmesi mümkün, gerekse ekonomik

yönden tutarlı olan tüm hidroelektrik projelerin toplam üretimi olarak tanımlanabilir. Bir başka deyişle ekonomik olarak yararlanılabilir hidroelektrik potansiyel, beklenen faydaları (gelirleri), masraflarından (giderlerinden) fazla olan su kuvveti projelerinin hidroelektrik enerji üretimini göstermektedir.

Hidroelektrik santrallerin ekonomik yapılabilirliğinin hesaplanabilmesi için; enterkonnekte sistemde aynı enerjiyi üretecek kaynaklar gözden geçirilmekte ve en ucuz enerji kaynağı belirlenerek hidroelektrik santral (HES) projesi bu kaynakla mukayese edilmekte ve ancak daha ekonomik bulunursa önerilmektedir. Ekonomik HES potansiyeli içindeki tüm projeler; termik santrallere göre rantabiliteleri daha yüksek projelerdir.

Havza gelişme planlarının farklı zamanlarda hazırlanmış olmalarından dolayı projeler sonraki tarihlerde ekonomik yönden tutarsız duruma gelebilmektedir. Bununla birlikte zaman içinde enerji fayda ve maliyetlerinde meydana gelen değişikliklere göre ekonomik bulunabilecek tesislerin, ilk etütlerde terkedilmiş olmalarına da rastlanılmaktadır. Bu nedenle havza gelişme planlarının belirli aralıklarla, özellikle enerji faydalarına esas teşkil eden alternatif referans santral grubundaki değişikliklerden sonra, tekrar gözden geçirilip değerlendirilmesi uygun olacaktır. Bunlara karşılık, su kaynaklarının geliştirilmesinde görev üstlenen EİE ve DSİ gibi kuruluşların yapmış oldukları, yeni enerji kaynaklarının yaratılmasına yönelik ilk etüt çalışmalarıyla bu potansiyele her yıl ilaveler olabilmektedir. Bütün bu olumlu ve olumsuz etkilerin de dikkate alınmasıyla, Türkiye'nin ekonomik hidroelektrik potansiyeli yıldan yıla ufak farklılıklar göstermekle birlikte bugün için 129,9 milyar kWh civarında olduğu kabul edilebilir.

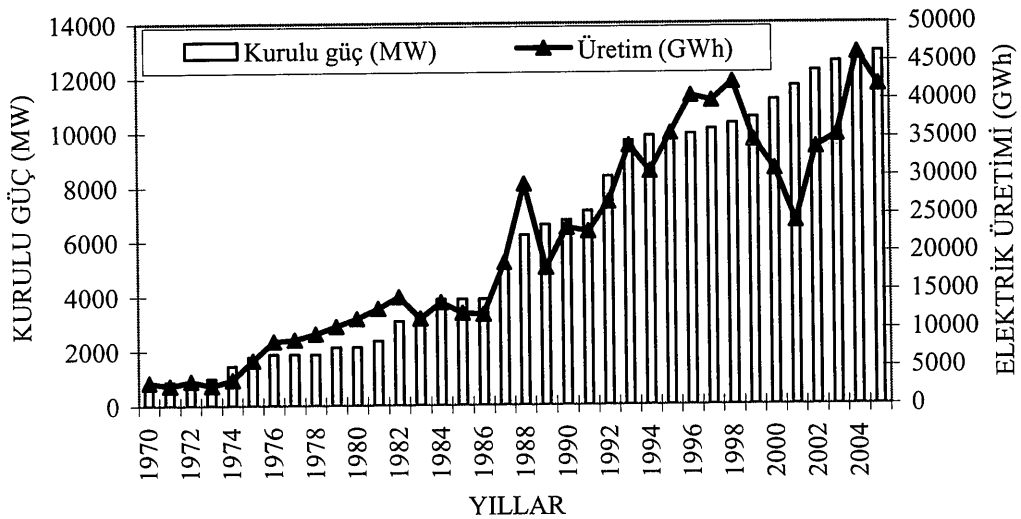
Türkiye 433 milyar kWh brüt teorik hidroelektrik potansiyeli ile dünya hidroelektrik potansiyeli içinde %1 paya sahiptir. 129,9 milyar kWh ekonomik olarak yapılabilir potansiyeli ile Avrupa ekonomik potansiyeli içinde yaklaşık %15 hidroelektrik potansiyeline sahip bulunmaktadır [50, 51, 52].

Tablo 8. Hidroelektrik Santral Projelerinin Durumu

Hidroelektrik santral projelerinin durumu	Proje sayısı	Kurulu kapasite (MW)	Toplam yıllık hidroelektrik enerji üretimi				
			Güvenilir enerji (GWh)	Toplam enerji (GWh)	Oran (%)	Kümülatif enerji (GWh)	Oran (%)
İşletmede	142	12788	33560	45930	35.4	45930	35.4
Yapım aşamasında	40	3197	6358	10518	8.1	56448	43.5
Planlanmış	565	20667	40006	73459	56.5		
<i>Kesin projesi hazır</i>	14	3556	7089	10752	8.3	67200	51.8
<i>Fizibilite raporu hazır</i>	175	7306	13305	26562	20.4	93762	72.2
<i>Master planı hazır</i>	96	5120	10582	17819	13.7	111581	85.9
<i>Ön inceleme raporu hazır</i>	280	4685	9030	18326	14.1	129907	100.0
Toplam potansiyel	747	36652	79924	129907	100.0	129907	100.0

Ülkemizin 129,9 milyar kWh olan ekonomik hidroelektrik potansiyelinin Şubat 2006 itibariyle %35,4'ü (45.930 GWh) işletmede, %8,1'i (10.518 GWh) inşa halinde ve %56,5'si (73.459 GWh) ise çeşitli aşamalardan oluşan projeler (ilk etüt ön inceleme, master plan, planlama ve kesin proje) düzeyindedir. Bu 129,9 milyar kWh'lik yıllık ortalama enerji üretim değerini oluşturan 747 adet hidroelektrik santralin 142'si işletmede, 40'ı inşa halinde ve 565 adedi ise proje seviyesindedir [53, 54].

Son yıllarda toplam kurulu kapasitede termal kaynakların payı hızla artmıştır. Doğal gaz santrallerindeki bu hızlı artışın bir sonucu olarak hidroelektrik santrallerin payı 1993'te %47.8'den 2005 yılında %32.6'ya azalırken hidroelektrik üretiminin payı 1980 yılında %49'dan 2005 yılında %26 değerine gerilemiştir. Türkiye'nin hidrolik kurulu güç gelişimi Şekil 5'de verilmiştir.



Şekil 5. Türkiye'de hidroelektrik enerji kurulu güç gelişimi [55,56,57].

1.4.11.6. Küçük Hidroelektrik Santraller ve Sınıflandırılması

Bir veya birden fazla türbin-jeneratör ünitesi bulunan ve ünitelerin toplam kurulu gücü 10.000 KW'tan küçük santrallere, küçük hidroelektrik santraller denilmektedir. Küçük hidroelektrik santralleri değişik kriterlere göre sınıflandırmak mümkündür.

- Su ekonomisi yönünden sınıflandırma
- Enerji ekonomisi yönünden sınıflandırma
- Teknik özelliklere göre sınıflandırma
- Topografik özelliklere göre sınıflandırma

Türkiye'de küçük hidroelektrik santrallerin sınıflandırılması kurulu gücüne göre yapılmaktadır. Ülkemizde UNIDO (Birleşmiş Milletler Sınai Kalkınma Teşkilatı) tarafından yapılmış olan sınıflandırma sistemi esas alınmıştır.

0-100 KW gücü arasında olanlar mikro,

101-1000 KW güçler arasında olanlar mini,

1001-10000 KW güçleri arasında olanlar küçük hidroelektrik santraller denilmektedir.

1.4.11.7. Küçük Hidroelektrik Santrallerin Avantajları ve Dezavantajları

Ulaşımı güç olan ve ulusal sistemden beslenemeyen kırsal bölgelerdeki köy ve diğer ünitelerin enerji ihtiyacını karşılar. Böylece bu bölgelerin sosyal ekonomik ve kültürel gelişimlerinin hızlanmasına yardım eder.

Küçük hidroelektrik santrallerin türbin-jeneratör gruplarının tipleştirilerek standart hale getirilmeleri kolaydır. Böylece makine yapımı çok ucuz olacaktır. Bakım ve işletme sorunları en aza inecektir.

Küçük hidroelektrik santrallerde üretilen enerji genellikle bölgede kullanıldığı için uzun iletim şebekelerine lüzum yoktur. Bu durumda büyük oranda enerji kayıpları engellenmektedir.

Büyük hidroelektrik projelerin inşa süresi ortalama 10 yıldır. Dış kredi temin edilememesi, devletin sınırlı imkanları sonucu büyük hidroelektrik santraller programlarına göre gecikerek devreye girmektedir. Küçük hidroelektrik santraller, toplam yatırım bedelleri büyük meblağ tutmadığından kısa sürede inşa edilebilirler.

Ülke ekonomisi yönünden çok sayıda küçük hidroelektrik santral yapmak yerine bir tane büyük hidroelektrik santral yapmak daha faydalıdır. Küçük hidroelektrik santrallerde 1KW kurulu güç için gerekli yatırım maliyeti büyük santrallere göre oldukça fazladır. Çünkü kurulu güç arttıkça birim KW için gerekli yatırım maliyeti azalmaktadır.

Küçük hidroelektrik santrallerde enerji üretimi meteorolojik ve mevsimsel değişimlere bağlı olarak dalgalanmalar göstermektedir. Ayrıca hidroelektrik santralin beslediği bölgelerdeki enerji ihtiyacı günün çeşitli zamanlarında değişmekte ve bu sebeplerden dolayı küçük hidroelektrik santrallerin verimleri düşük olmaktadır[58].

1.4.11.8. Küçük Hidroelektrik Santrallerin (KHS) Türkiye'deki Durumu

Türkiye'de sürekli olarak artan enerji talebini karşılamak için öncelikli olarak büyük ölçekli HES projelerinin gelişimine önem verilmiştir. Ancak son otuz yıl içerisinde KHS yapımında ortalama %5-%10 yıllık artış sağlanmıştır. 2004 yılı başlangıcında ülkenin genelinde işletmede toplam 62 adet KHS bulunmaktadır. Bu KHS'lerin toplam kurulu kapasitesi 190 MW düzeyindedir. Bu değer Türkiye'nin toplam hidroelektrik enerji potansiyelinin %1.5'ine denk gelmektedir.

Türkiye'nin KHS potansiyeli oldukça büyük olup, toplam ekonomik fizibil KHS potansiyeli 22 000 GWh/yıl olarak tahmin edilmektedir. Bu değer, günümüzdeki toplam elektrik üretiminin yaklaşık yarısı kadardır. Topografik ve meteorolojik özellikleri sebebiyle, Doğu Karadeniz Havzası, Türkiye'deki 26 hidrolojik havza içinde KHS bakımından en önemlisidir. Türkiye'de planlanan KHS toplam kapasitesinin yaklaşık %17'sinin bu havzada gerçekleştirilecek projelerden elde edilmesi planlanmaktadır.

Türkiye'de küçük akarsuların enerji potansiyellerini belirlemek için EİE tarafından yürütülmekte olan bir çalışmanın ilk bulguları Tablo 9'da verilmiştir. Çalışma kapsamında sadece 8 havzanın ilk verileri elde edilmiş olup diğer havzalarla ilgili çalışmalar devam etmektedir. İncelenen 132 projenin 59 tanesi Doğu Karadeniz Havzasındadır, bu havzadaki projelerin yıllık potansiyeli 886.56 GWh'dir ve incelenen projelerin toplam potansiyelinin (1698.68gWh) %52.18'ine denk gelmektedir.

Tablo 9. EİE' nin çalıştığı KHS Projelerinin Ön Verileri [59].

	Havza Adı	ProjeSayısı	Kapasite (MW)	Potansiyel (GWh/yıl)
1	Doğu Karadeniz	59	157.75	886.56
2	Orta Karadeniz	20	69.09	278.52
3	Gediz	7	41.76	166.20
4	Batı Akdeniz	9	23.51	111.78
5	Susurluk	15	23.74	110.55
6	Batı Karadeniz	15	21.90	108.86
7	Ege	5	4.76	20.33
8	B. Menderes	2	3.38	16.06

1.4.12. Enerji Kaynaklarının Elektrik Üretiminde Yatırım ve Birim Maliyetleri

Doğalgaz, Rüzgar, Taşkömürü, Biyokütle enerjisi kurulu maliyetleri hidrolik enerjiye göre ekonomik olmasına rağmen birim maliyetleri yaklaşık 8 katıdır. Elektrik üretiminde Türkiye'deki potansiyeli ve 0.5 cent/kWh birim maliyeti ile hidroelektrik enerji en avantajlı kaynağımızdır [2].

Tablo 10. Elektrik üretiminde yatırım ve birim maliyet karşılaştırılması.

Enerji Kaynağı	Kurulu Maliyet \$/ kW	Birim Maliyet cent / kWh
Hidroelektrik	1200–1500	0.5
Linyit	1000–1500	3.43
Nükleer	2000–2500	3.63
Fuel-Oil	1100–1250	4.22
Doğal Gaz	800–1000	4.33
Rüzgar	800–1200	4.5
Taş Kömürü	1200–1400	4.55
Jeotermal	1000–1500	4–6
Biyokütle	800–1200	5.5
Güneş	1500–2000	8.5

1.4.13. Brüt Hidroelektrik Enerji Potansiyeli Hesaplama Yöntemi

Hidroelektrik potansiyelin belirlenmesinde yaygın olarak iki metot, debi süreklilik eğrisi metodu ve ardışık akım öteleme metodu kullanılmaktadır. Bu tez çalışmasında ise Ordu ve Samsun illerinin hidroelektrik enerji potansiyelleri aşağıdaki şekilde hesaplanmıştır.

$$N = \gamma \times H \times Q \quad (2)$$

Bu denklemde N güç (tm/sn) , γ suyun birim hacim ağırlığı (t/m^3), H kot farkı (m), Q debi (m^3/sn)'dir. Hidroelektrik santralde; $\delta_{tür} \times \delta_{jen} \times \delta_{trans} = 0.85$ (türbinde: $\delta_{tür}$, jeneratörde: δ_{jen} , transformatörde: δ_{trans}) oranında güç kaybı oluşur. $1 \text{ tm/sn} = 9.81 \text{ kW} = 13.3 \text{ B.G.}$

$$N = \gamma \times H \times Q = 1 \times H \times Q \times 9.81 \times 0.85 \quad \text{Bundan dolayı Denklem 2;}$$

$$N = 8 \times H \times Q \quad (3)$$

olarak elde edilir.

Su kaynağı potansiyel hesabında;

$$N_{brüt} = 8 \times H_{ort} \times Q_{ort} \quad (4)$$

$$E_{brüt} = N_{brüt} \times 24 \times 365 \quad (5)$$

denklemleri kullanılabilir. Denklemlerde; $N_{brüt}$ su kaynağının brüt gücü (kW), H_{ort} havzanın ortalama kotu (m), Q_{ort} su kaynağının ortalama debisi (m^3/sn), $E_{brüt}$ su kaynağının brüt enerjisi (kWh) dir.

H_{ort} hesaplanırken DSİ' inin 1/25000'lik haritaları kullanılmıştır. İlk olarak akarsuyun güzergâhı ve bu güzergâh üzerindeki paftalar birleştirilerek havza alanı tespit edilmiştir. Daha sonra paftalar üzerindeki 2 cm x 2 cm ebadındaki kareler dörde ayrılarak her bir karenin ortalama kotu bulunmuştur. Membadan mansaba kadar bulunan tüm karelerin ortalama kotları toplanıp kare sayına bölünerek ortalama kot hesaplanmıştır [2].

2. YAPILAN ÇALIŞMALAR

Bu bölümde Ordu ve Samsun bölgesinde geçmişten günümüze hidroelektrik potansiyel, üretim-tüketim analizi yapılarak, gelecekteki denge araştırılmıştır. Bu bölgedeki akarsuların (Melet ırmağı, Bolaman, Turnasuyu, Akçay, Elekçi, Curi, Cevizdere, Karakuş, Civil, Akçaova, Tabakhane, Kavaklar, Ilıca; Yeşilirmak, Kızılırmak, Terme çayı, Mert ırmağı, Abdal çayı, Kürtün, Engiz çayı, Alaçam çayı, Yakakent çayı, Miliç ırmağı, Yurtluk, Toygar dereleri ve diğer küçük dereler) brüt hidroelektrik enerji potansiyelleri, akım ve ortalama yükseklik değerleri kullanılarak genel bilgiler kısmında verilen metodla hesaplanmıştır. Akarsuların akım değerleri akım gözlem istasyonlarından, ortalama yükseklik değerleri ise 1/25000'lik haritalardan kareyaj yöntemine göre hesaplanmıştır.

Su potansiyeli ölçülmeyen akarsuların ortalama akım değerleri, yakın havzaların akım değerleri ve bu akarsuların yağış alanları; küçük derelerin yıllık akım değerleri ise, yakın havzaların yıllık akım değerleri ve bu küçük derelerin yağış alanlarının toplamı dikkate alınarak hesaplanmıştır.

Ordu ve Samsun bölgesinde yapılan araştırmalarda 1995 yılından önceki kayıtlara ulaşılamadığından, 1995-2005 yılları arasında kullanılan elektrik enerjisi sarfiyatlarının grafikleri çizilmiş ve bu grafiklerden her iki il için denklem elde edilmiştir. Elektrik enerjisi sarfiyat değerleri, illerin TEDAŞ Müdürlüğü tahakkuk servisinden alınmıştır.

2.1. Ordu İli Brüt Hidroelektrik Potansiyeli

Ordu ilinin havza alanı 6000 km^2 , yıllık yağış ortalaması 968 mm kadardır. Yıllık ortalama akış (yerüstü) hacmi değeri 3914 milyon m^3 'dür. Ayrıca yıllık ortalama akış/yagış oranı: 0,52 ve yıllık ortalama akış verimi: $16,1 \text{ lt/s/km}^2$ dir.

DSİ VII. Bölge Müdürlüğü Ordu ilinde; toplam su potansiyelini, Melet ırmağını, Bolaman, Turnasuyu, Akçay, Elekçi, Curi, Cevizdere ve Karakuş deresini dikkate alarak 3046 milyon $\text{m}^3/\text{yıl}$ hesaplamıştır.

Bu çalışmada Ordu ili toplam su potansiyeli hesabında, DSİ'nin küçük su potansiyeli olarak dikkate almadığı Civil, Akçaova, Tabakhane, Kavaklar, Ilıca deresi, diğer küçük dereler ilave edilmiş ve toplam potansiyel 3914 milyon $\text{m}^3/\text{yıl}$ olarak hesaplanmıştır.

DSİ, yaptığı çalışmada kullandığı akarsuların yıllık ortalama akım değerlerini, akım gözlem istasyonlarından tespit etmiştir. Ordu ilinde toplam su potansiyeli hesabında kullanılan Melet ırmağı, Bolaman çayı, Turnasuyu, Elekçi, Curi, Cevizdere ve Karakuş çayına ait akım gözlem istasyonları, kodları ve açılış tarihleri Tablo 11’de verilmiştir.

Tablo 11. Ordu ili akım gözlem istasyonları

Akarsular	Kodları	AGİ	AGİ Açılış Tarihleri
Melet ırmağı	22-38	Arıcılar	06/09/1964
	22-47	Gocallı	10/02/1967
	22-55	Yeşilyurt	08/08/1978
Bolaman çayı	22-91	Çatalpınar	24/10/1986
	22-92	Reşadiye çayı	31/10/1986
Turnasuyu deresi	22-56	Turnasuyu köyü	10/05/1978
	22-93	Cumhuriyet köyü	11/06/1990
Elekçi deresi	22-39	Badallı	07/09/1964
Curi deresi	22-42	Yağmurlu Tepeköy	01/11/1964
Cevizdere deresi	22-43	Balık Boğazı	01/11/1964
Karakuş çayı	14-121	Kevgir Kalesi	29/11/1989

Civil, Akçaova, Tabakhane, Kavaklar ve Ilıca derelerinde su potansiyeli ölçülmediğinden, yakın havzaların akım değerleri ve bu akarsuların yağış alanları dikkate alınarak su potansiyeli hesaplanmıştır.

Diğer küçük derelerin yıllık akım değeri, yakın havzalardaki yıllık akım değerleri ve bu küçük derelerin yağış alanları toplanarak hesaplanmıştır.

Diğer küçük derelerin ortalama kotu yaklaşık 37 m kabul edilmiştir.

Tablo 12’de Ordu ilindeki akarsuların ana kol uzunluğu, yağış alanı, yıllık ortalama suyu, debisi ve ortalama kotu verilmiştir.

Tablo 12. Ordu su kaynakları potansiyeli

	Akarsu adı	Ana kol uzunluğu (km)	Yağış alanı (km ²)	Yıllık Ortalama su (10 ⁶ m ³)	Yıllık ortalama debi (m ³ /s)	Ortalama kot (m)
1	Melet	122	1952	922	29.24	1565
2	Bolaman	77	1243	554	17.57	960
3	Turna suyu	78	275	689	21.85	1055
4	Karaküş deresi	76	679	323	10.24	845
5	Cevizdere	64	395	191	6.06	880
6	Elekçi deresi	51,5	416	220	6.98	870
7	Curi deresi	49	242	150	4.76	925
8	Akçay deresi	50	234	104	3.30	935
9	Civil deresi	25	127	60	1.90	520
10	Akçaova deresi	35	98	46	1.47	460
11	Tabakhane deresi	20	43,6	27	0.85	385
12	Kavaklar deresi	20,5	54,9	34	1.08	420
13	İlca deresi	30	102	54	1.71	540
14	Diğer küç. dereler		1180	540	17.12	37
15	Toplam		7041.5	3914	124.13	

Tablo 12'deki ilk 5 akarsuyun; Melet ırmağı, Bolaman ve Turnasuyu, Karaküş ve Cevizdere toplam yıllık ortalama debisi (84.96 milyon m³/yıl), Ordu ilinin toplam debisinin (124.13 milyon m³/yıl) yaklaşık %68'ini oluşturmaktadır. Ordu ili hidroelektrik enerji potansiyel değerlendirme çalışmalarında bahsedilen Ordu projesi, Fatsa projesi, Ünye projesi ve Şahinkaya HES bu akarsular üzerinde projelendirilmiştir.

Ordu projesi kapsamındaki Ordu barajı ve Topçam barajı Melet ırmağında, Çambaşı barajı Turnasuyu deresinde; Fatsa projesi kapsamındaki Aybastı, Köyiçi, Alanyurt, Tanyeri, Hisarbey barajları Bolaman deresinde; Ünye projesi kapsamındaki Ören, Aydınlı, Düden, Bozdağ barajları Cevizdere deresinde; Şahinkaya HES'i Karaküş deresinde projelendirilmiştir.

2.1.1. Ordu İlin'deki Akarsuların Brüt Hidroelektrik Potansiyel Değerleri

Brüt hidroelektrik potansiyel hesaplanırken, genel bilgiler bölümünde verilen hidroelektrik enerji potansiyeli hesaplama yöntemi kullanılmıştır.

Tablo 13'de, Ordu ilindeki akarsuların brüt hidroelektrik güç ve enerji potansiyelleri ile bu ilin toplam hidroelektrik güç ve enerji potansiyeli verilmiştir.

Tablo 13. Ordu ilinin brüt hidroelektrik güç ve enerji potansiyeli

	Akarsu adı	Q_{ort} (m^3/s)	H_{ort} Ortalama kot (m)	$N_{brüt}$ Hidroelektrik Güç (kW)	$E_{brüt}$ Hidroelektrik Enerji (GWh)
1	Melet	29.24	1565	366085	3206.90
2	Bolaman	17.57	960	134938	1182.06
3	Turna suyu	21.85	1055	184414	1615.47
4	Karakuş deresi	10.24	845	69222	606.38
5	Ceviz deresi	6.06	880	42662	373.72
6	Elekçi deresi	6.98	870	48581	425.57
7	Curi deresi	4.76	925	35224	308.56
8	Akçay	3.30	935	24684	216.23
9	Civil deresi	1.90	520	7904	69.24
10	Akçaova deresi	1.47	460	5410	47.39
11	Tabakhane deresi	0.85	385	2618	22.93
12	Kavaklar deresi	1.08	420	3629	31.79
13	Ilıca deresi	1.71	540	7387	64.71
14	Diğ. küçük dereler	17.12	37	5068	44.40
15	Toplam			937826	8215.35

Ordu ilinde Melet ırmağı, Bolaman, Turnasuyu, Karakuş ve Cevizdere dereleri, toplam 6984.53 GWh brüt hidroelektrik enerjisi ile ilin toplam brüt hidroelektrik enerjisinin (8215.35 GWh) yaklaşık % 85 'ini oluşturmaktadır.

2.1.2. Ordu İli Hidroelektrik Enerji Potansiyel Değerlendirme Çalışmaları

Ordu ili su kaynaklarının değerlendirilmesinde Ordu Projesi, Fatsa Projesi, Ünye Projesi ve Karakuş Projesi Şahinkaya HES olmak üzere dört adet proje bulunmaktadır.

Ordu Projesi 3 baraj ve 5 santralden oluşmaktadır. Barajlardan Topçam ve Ordu Barajları Melet ırmağı üzerinde, Çambaşı Barajı ise Turnasuyu deresi üzerinde, santrallerin tamamı ise Melet ırmağı üzerinde bulunmaktadır. Ordu Projesi kapsamındaki barajlara ait bilgiler Tablo 14’de verilmiştir. Topçam barajı inşaatına 1997 yılı Şubat ayında başlanılmış olup inşaat devam etmektedir. Proje kapsamındaki baraj ve santrallerin yerleri Ek 1’de sunulmuştur.

Tablo 14. Ordu projesi kapsamındaki barajlar

BARAJLAR	Topçam	Çambaşı	Ordu
Yağış alanı (km ²)	1161	43	1951
Yıllık ortalama su (hm ³)	389	88	953
Çekilen su (hm ³ /yıl)	366	86	953
Rüglasyon oranı(%)	94	98	100
Tipi	Kaya dolgu	Beton ağırlık	Kaya dolgu
Yüksekliği (talvegten) (m)	118	60	98
Yüksekliği (temelden) (m)	122	62	124
Toplam Gövde hacmi (hm ³)	3,6	0.13	3.8
Minimum su seviyesi (m)	859	1374	72
Normal su seviyesi (m)	893	1388	107
Maksimum su seviyesi (m)	910	1395	125
Aktif hacim (hm ³)	106	4	281
Toplam göl hacmi (hm ³)	133	5	388
Dolusavak tipi	Raydal	Radyal	Radyal
Dolusavak proje debisi (m ³ /sn)	2937	550	6200

Ordu projesi kapsamında Topçam HES, Darıca-I HES, Darıca-II HES, Kozbükü HES ve Ordu HES olmak üzere 5 adet HES projesi bulunmaktadır. Topçam HES ve Darıca-I HES yatırım programında olup, Topçam HES inşaatına başlanılmıştır. Darıca –II HES’i ve Kozbükü HES’inin master planlama raporu; Ordu HES’in ise planlama raporu hazırlanmıştır. Ordu projesi kapsamındaki HES’lere ait bilgiler Tablo 15’de verilmiştir.

Tablo 15. Ordu projesi kapsamındaki HES'ler

	Topçam HES	Darıca-I HES	Darıca-II HES	Kozbükü HES	Ordu HES	Toplam
Proje Düşüsü (m)	229	315	1005	188	78	1815
Kurulu Güç (MW)	60	81	75	66	69	351
Firm Enerji (Gwh/yıl)	151	221	106	165	144	787
Sekonder Enerji (Gwh/yıl)	44	74	96	74	31	319
Toplam Enerji (Gwh/yıl)	195	295	202	239	175	1106

Topçam HES'i, Darıca-I HES'i, Darıca-II HES'i, Kozbükü HES'i ve Ordu HES'i suyunu; sırasıyla Topçam barajı, Karıca regülatörü, Çambaşı barajı, Kirazlık regülatörü ve Ordu barajından temin edecektir.

Fatsa projesi Bolaman akarsuyu vadisinde enerji üretim amaçlı 5 Baraj ve 6 HES'den oluşmaktadır. Proje kapsamındaki barajlar Aybastı, Köyiçi, Alanyurt, Tanyeri, Hisarbey barajlarıdır ve barajlara ait bilgiler Tablo 16'da verilmiştir. 1979 birim fiyatlarına göre proje rantabilitesi 1.10 hesaplanmış ve mali problemlerden dolayı yatırım programına alınamamıştır. Fatsa projesi master plan aşamasındadır.

Tablo 16. Fatsa projesi kapsamındaki barajlar

BARAJLAR	Aybastı	Köyiçi	Alanyurt	Tanyeri	Hisarbey
Yağış alanı (km ²)	150	220	120	724	1021
Yıllık ortalama su (hm ³)	74	145	59	356	502
Çekilen su (hm ³ /yıl)	71	137	55	337	476
Rügölasyon oranı(%)	97	94	94	95	95
Tipi	Kaya d.	Kaya d.	Kaya d.	Kaya d.	Kaya d.
Yüksekliği (talvegten) (m)	53	43	70	97	46
Yüksekliği (temelden) (m)	63	53	79	100	61
Toplam Gövde hacmi (hm ³)	0.565	0.210	0.954	2.05	0.227
Minimum su seviyesi (m)	721.5	480	566.5	299	98.5
Maksimum su seviyesi (m)	746	500	600	346	120
Aktif hacim (hm ³)	6.5	3.3	15.9	39.5	33
Toplam göl hacmi (hm ³)	8.4	3.7	19.5	48	38.5
Dolusavak tipi	Radyal	Radyal	Radyal	Radyal	Radyal

Fatsa projesi kapsamında Ortaköy HES, Karataş HES, Çavuşlu HES, Karasay HES, Kavşak HES ve Bolaman HES olmak üzere 6 adet HES projesi bulunmaktadır. Fatsa projesindeki HES'lere ait bilgiler Tablo 17'de verilmiştir.

Tablo 17. Fatsa projesi kapsamındaki HES'ler

	Ortaköy HES	Karataş HES	Çavuşlu HES	Karasay HES	Kavşak HES	Bolaman HES	Toplam
Proje Düşüsü (m)	230	140	175	61	203	50	859
Kurulu Güç (MW)	9	10	11	5	37	15	87
Firm Enerji (Gwh/yıl)	19	20	23	9	94	32	197
Sekonder Enerji (Gwh/yıl)	17	24	24	13	66	25	168
Toplam Enerji (Gwh/yıl)	36	44	47	22	160	57	366

Ortaköy HES'i, Karataş HES'i, Çavuşlu HES'i, Karasay HES'i, Kavşak HES'i ve Bolaman HES'i suyunu; sırasıyla Aybastı barajı, Dereköy regülatörü, Sabcadere regülatörü, Tanyeri barajı, ve Hisarbey barajından temin edecektir. Proje kapsamındaki baraj ve santrallerin yerleri Ek 2'de sunulmuştur.

Ünye projesi Cevizdere vadisinde enerji üretim amaçlı 4 baraj, 5 HES'den oluşmaktadır. Proje kapsamında Ören, Aydınli, Düden, Bozdağ barajları; Köprübaşı, Kayacık, Pelitli, Kartal, Başköy HES'leri bulunmaktadır. Ünye projesinin ön incelenmesi yapılmış olup, proje kapsamındaki HES'lere ait bilgiler Tablo 18'de verilmiştir.

Tablo 18. Ünye projesi kapsamındaki HES'ler

	Köprübaşı HES	Kayacık HES	Pelitli HES	Kartal HES	Başköy HES	Toplam
Proje Düşüsü (m)	180	120	120	50	105	575
Kurulu Güç (MW)	9	9	12	6	13	49
Toplam Enerji (Gwh/yıl)	27	23	33	18	37	138

Köprübaşı HES'i, Kayacık HES'i, Pelitli HES'i, Kartal HES'i ve Başköy HES'i suyunu; sırasıyla Ören barajı, Aydınli barajı, Düden barajı, Kuşçu regülatörü ve Bozdağ barajından temin edecektir. Proje kapsamındaki baraj ve santrallerin yerleri Ek 3'de sunulmuştur.

Ordu ilinde kurulu gücü 72 MW, toplam enerjisi 276 GWh/yıl olan Karakuş Projesi Şahinkaya HES'in ön incelemesi hazırlanmıştır.

EİE tarafından ilk etüdü hazırlanmış; Ilıca HES (1.46 MW, 8 GWh/yıl), Ağkolu HES (3.81 MW, 22 GWh/yıl), Oskara HES (1.48 MW, 8 GWh/yıl), Piro HES (3.21 MW, 17 GWh/yıl), Tekatan HES (1.97 MW, 11 GWh/yıl) küçük hidroelektrik santral projeleri bulunmaktadır [60].

Ayrıca tüzel kişiler tarafından geliştirilen 9 adet KHS projesinin incelemesi devam etmektedir. Projelere ait bilgiler Tablo 19'da verilmiştir. Kurulu güç ve enerji üretim kapasitesi tahmini değerler olup, bu projelerin tamamlanması ile toplam 154 MW kurulu güç ve 438 GWh/yıl elektrik enerjisi üretilmiş olacaktır.

Tablo 19. Ordu ilinde tüzel kişiler tarafından geliştirilen KHS projeleri

Projeler	Yeri	Akarsuyu	Kurulu Güç (MW)	Enerji Üretim Kapasitesi (GWh)
Boztepe Regülatörü ve Hes	Mesudiye	Melet	34	48
Umut Regülatörü ve Hes	Akkuş	Karakuş	38	147
Bahar Regülatörü ve Hes	Kumru	Elekçi	14	32
İpek Regülatörü ve Hes	Ünye	Curi	12	36
Murat Regülatörü ve Hes	Mesudiye	Alandere	8	30
Mor-I Regülatörü ve Hes	Merkez	Melet-Sapdere	9	33
Kızıl elma Regülatörü ve Hes	Merkez	Melet	7	13
Rıza Regülatörü ve Hes	Gölköy	Karadere	10	34
Fırat Regülatörü ve Hes	Aybastı	Erikdere	22	65

2.1.3. Ordu İli Brüt Hidroelektrik Enerji Tüketim Analizi

Bu bölümde Ordu ilinin geçmiş yıllardaki elektrik tüketiminden hareketle, zamana göre değişimin grafiği çizilmiş ve enerji denklemi elde edilmiştir.

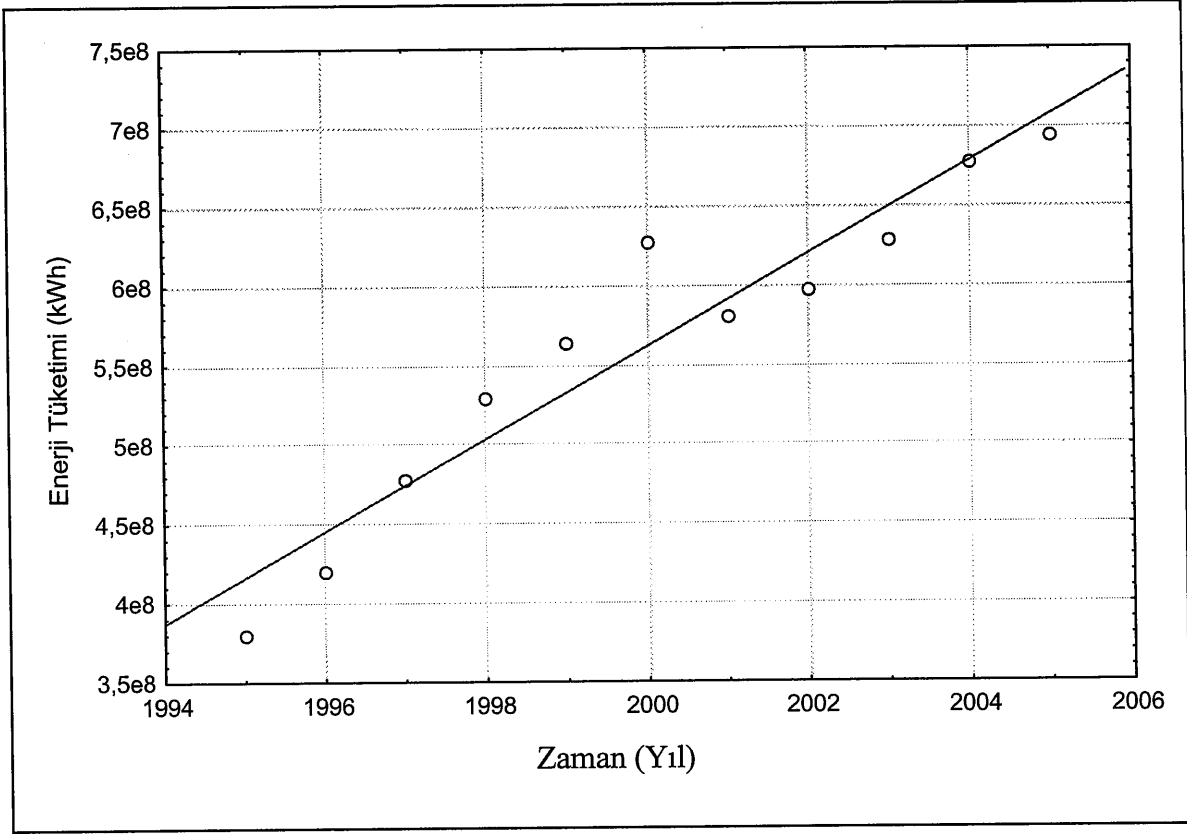
Ordu ilinin, 1995'den 2005'e kadar kullanılan elektrik enerjisi miktarları Tablo 20'de gösterilmiştir. Bu değerler Ordu TEDAŞ Müdürlüğü tahakkuk servisinden alınmıştır. 1995 yılından önceki değerler serviste kayıtlı olmadığından toplam 11 yıllık veriler kullanılarak elektrik sarfiyat grafikleri çizilmiş ve denklem elde edilmiştir.

Tablo 20. Ordu ilinde yıllara göre elektrik tüketimi

Yıllar	Kullanılan Elektrik Enerjisi (kWh)
1995	379.618.880
1996	420.544.752
1997	478.564.170
1998	529.770.667
1999	564.298.500
2000	627.980.060
2001	581.139.959
2002	597.586.001
2003	629.114.640
2004	677.550.340
2005	693.941.770

Ordu ilinin elektrik tüketiminin yıllara göre dağılımı şekil 6'da gösterilmektedir. 1995'den 2005'e kadar kullanılan elektrik enerjisi miktarlarının yıllara göre değişiminin denklemi tablodaki verilerden elde edilmiş ve aşağıda verilmiştir. Denklemin iki değişken arasında belirlilik katsayısı 0.91'dir

$$E = - 5.769 \times 10^{10} + 2.913 \times 10^7 \times T \quad (6)$$



Şekil 6. Ordu ili enerji tüketiminin yıllara göre değişimi

2.2. Samsun İli Brüt Hidroelektrik Potansiyeli

Samsun ilinin havza alanı 9579 km^2 , yıllık yağış ortalaması 735 mm kadardır. Yıllık ortalama akış (yerüstü) hacmi değeri 13519 milyon m^3 'dir. Ayrıca yıllık ortalama akış/yağış oranı: $0,22$ ve yıllık ortalama akış verimi: $5,009 \text{ lt/s/km}^2$ dir.

DSİ VII. Bölge Müdürlüğü Samsun ilinde; toplam su potansiyelini, Yeşilirmak, Kızılırmak, Terme çayı, Mert ırmağı, Abdal çayı, Kürtün deresi ve Engiz çayını dikkate alarak 12505 milyon $\text{m}^3/\text{yıl}$ hesaplamıştır.

Bu çalışmada Samsun ili toplam su potansiyeli hesabında, DSİ'nin küçük su potansiyeli olarak dikkate almadığı Alaçam çayı, Yakakent çayı, Miliç ırmağı, Yurtluk deresi, Toygar deresi, diğer küçük dereler ilave edilmiş ve toplam potansiyel 13519 milyon $\text{m}^3/\text{yıl}$ olarak hesaplanmıştır.

DSİ, yaptığı çalışmada kullandığı akarsuların yıllık ortalama akım değerlerini, akım gözlem istasyonlarından tespit etmiştir. Samsun ilinde toplam su potansiyeli hesabında kullanılan Yeşilırmak, Kızılırmak, Terme çayı, Mert ırmağı, Abdal ırmağı, Kürtün çayı ve Engiz deresine ait akım gözlem istasyonları, kodları ve açılış tarihleri Tablo 21'de verilmiştir.

Tablo 21. Samsun ili akım gözlem istasyonları

Akarsuyu	Kodları	AGİ	AGİ Açılış Tarihleri
Yeşilırmak	14-08	Çarşamba	13/08/1952
	14-02	Kaleköy	16/03/1938
Kızılırmak	15-33	İnözü	26/11/1960
	15-30	Şahinkaya	30/01/1957
Terme çayı	22-45	Gökçeli	27/12/1968
	22-002	Terme	08/08/1962
Mert ırmağı	14-91	Çakalı	08/08/1969
Abdal ırmağı	14-042	Irmak sırtı	25/06/1966
Kürtün çayı	14-014	Ahili	03/08/1962
Engiz deresi	15-026	Balıca	22/07/1967

Alaçam çayı, Yakakent çayı, Miliç ırmağı, Yurtluk deresi ve Toygar deresinde su potansiyeli ölçülmediğinden, yakın havzaların akım değerleri ve bu akarsuların yağış alanları dikkate alınarak su potansiyeli hesaplanmıştır.

Diğer küçük derelerin yıllık akım değeri ise yakın havzalardaki yıllık akım değerleri ve bu küçük derelerin yağış alanları toplanarak hesaplanmıştır. Diğer küçük derelerin ortalama kotu yaklaşık 25 m kabul edilmiştir.

Tablo 22'de Samsun ilindeki akarsuların ana kol uzunluğu, yağış alanı, yıllık ortalama suyu, debisi ve ortalama kotu verilmiştir.

Tablo 22. Samsun su kaynakları potansiyeli

Sıra no	Akarsu adı	Ana kol uzunluğu (km)	Yağış alanı (km ²)	Yıllık Ortalama su (10 ⁶ m ³)	Yıllık ortalama debi (m ³ /s)	Ortalama kot (m)
1	Yeşilirmak	618	36357	5742	182.08	685
2	Kızılırmak	1355	75706	5889	186.74	720
3	Terme çayı	57	436.4	389	12.34	700
4	Mert ırmağı	78	816.4	208	6.60	660
5	Abdal çayı	68	502.5	163	5.17	620
6	Kürtün deresi	42	320	42	1.33	635
7	Engiz çayı	30	151.4	72	2.28	770
8	Alaçam çayı	38	130	60	1.90	865
9	Yakakent çayı	25	75	33	1.05	745
10	Miliç ırmağı	36	378	337	10.69	830
11	Yurtluk deresi	28	134	44	1.40	900
12	Toygar deresi	15.5	45	20	0.63	520
13	Diğer küç.dereler		1140	520	16.49	28
14	Toplam			13519	428.70	

Yeşilirmak ve Kızılırmak'ın toplam yıllık ortalama debisi (11631 milyon m³/yıl), Samsun ilinin toplam debisinin (13519 milyon m³/yıl) yaklaşık %86'sını oluşturmaktadır. Samsun ili hidroelektrik enerji potansiyel değerlendirme çalışmalarında bahsedilen, Altinkaya ve Derbent barajı Kızılırmak, Hasan Uğurlu ve Suat Uğurlu barajları Yeşilirmak üzerinde işletmededir.

2.2.1. Samsun İli'ndeki Akarsuların Brüt Hidroelektrik Potansiyel Değerleri

Brüt hidroelektrik potansiyel hesaplanırken, genel bilgiler bölümünde verilen hidroelektrik enerji potansiyeli hesaplama yöntemi kullanılmıştır.

Tablo 23'de, Samsun ilindeki akarsuların brüt hidroelektrik güç ve enerji potansiyelleri ile bu ilin toplam hidroelektrik güç ve enerji potansiyeli verilmiştir.

Tablo 23. Samsun ilinin brüt hidroelektrik güç ve enerji potansiyeli

	Akarsu adı	Q_{ort} (m^3/s)	H_{ort} Ortalama kot (m)	$N_{brüt}$ Brüt Hidroelektrik Güç (kW)	$E_{brüt}$ Brüt Hidroelektrik Enerji ($kWh*10^6$)
1	Yeşilırmak	182.08	685	997798	8740.71
2	Kızılırmak	186.74	720	1075622	9422.45
3	Terme çayı	12.34	700	69104	605.35
4	Mert ırmağı	6.60	660	34848	305.27
5	Abdal çayı	5.17	620	25643	224.63
6	Kürtün deresi	1.33	635	6756	59.19
7	Engiz çayı	2.28	770	14045	123.03
8	Alaçam çayı	1.90	865	13148	115.18
9	Yakakent çayı	1.05	745	6258	54.82
10	Miliç ırmağı	10.69	830	70982	621.80
11	Yurtluk deresi	1.40	900	10080	88.30
12	Toygar deresi	0.63	520	2621	22.96
13	Diğ.küçük dereler	16.49	28	3694	32.36
14	Toplam			2330599	20416.05

Samsun ilinde Yeşilırmak ve Kızılırmak toplam (18163.16 GWh) brüt hidroelektrik enerjisi ile ilin toplam brüt hidroelektrik enerjisinin (20416.05 GWh) yaklaşık %89'unu oluşturmaktadır.

2.2.2. Samsun İli Hidroelektrik Enerji Potansiyel Değerlendirme Çalışmaları

İşletmedeki, Hasan Uğurlu Barajı ve HES'i, Suat Uğurlu Barajı ve HES'i, Altinkaya Barajı ve HES, Derbent Barajı ve HES'i olmak üzere 4 adet tesis bulunmaktadır. Tesislere ait bilgiler Tablo 24'de verilmiştir.

Tablo 24. Samsun ilinde işletmedeki tesisler

BARAJLAR	Altinkaya	Hasan Uğurlu	Suat Uğurlu	Derbent
Akarsuyu	Kızılırmak	Yeşilirmak	Yeşilirmak	Kızılırmak
Amacı	Enerji-Taşkın	Enerji	Enerji+Sulama	Enerji+Sulama
İnşaatın (başlama-bitiş) yılı	1980 - 1988	1971 - 1981	1973 - 1981	1984 - 1990
Gövde dolgu tipi	Kil çekirdekli kaya dolgu	Kil çekirdekli kaya dolgu	Kil çekirdekli kaya dolgu	Kil çekirdekli kaya dolgu
Gövde hacmi (hm ³)	15,9	9,6	2,338	2,5
Yükseklik, talvegden (m)	137	135	38	29
Normal su kot. göl hacmi (hm ³)	5 763	1 078,75	181,31	213
Güç (MW)	700	500	46	56
Yıllık üretim (GWh)	1632	1217	273	257

Samsun ilinde yatırım programı aşamasında, Çarşamba ilçesinde Yeşilirmak üzerinde Kumköy HES'i bulunmaktadır. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na çoklu HES başvuruları kapsamında müracaat edilmiş ve özel sektör tarafından inşaatı devam etmektedir. Kumköy HES'i 15 MW kurulu güce ve 96 GWh/yıl toplam enerjiye sahiptir [60].

Ayrıca tüzel kişiler tarafından geliştirilen Vezirköprü ilçesinde Kürtlerdere akarsuyunda 6 MW kurulu güce ve 20 GWh/yıl enerji üretim kapasitesine sahip Beşpınar Reg. ve Hes' in DSİ tarafından ön incelemesi devam etmektedir.

2.2.3. Samsun İli Brüt Hidroelektrik Enerji Tüketim Analizi

Bu bölümde Samsun ilinin geçmiş yıllardaki elektrik tüketiminden hareketle, zamana göre değişim grafiği çizilmiş ve enerji denklemi elde edilmiştir.

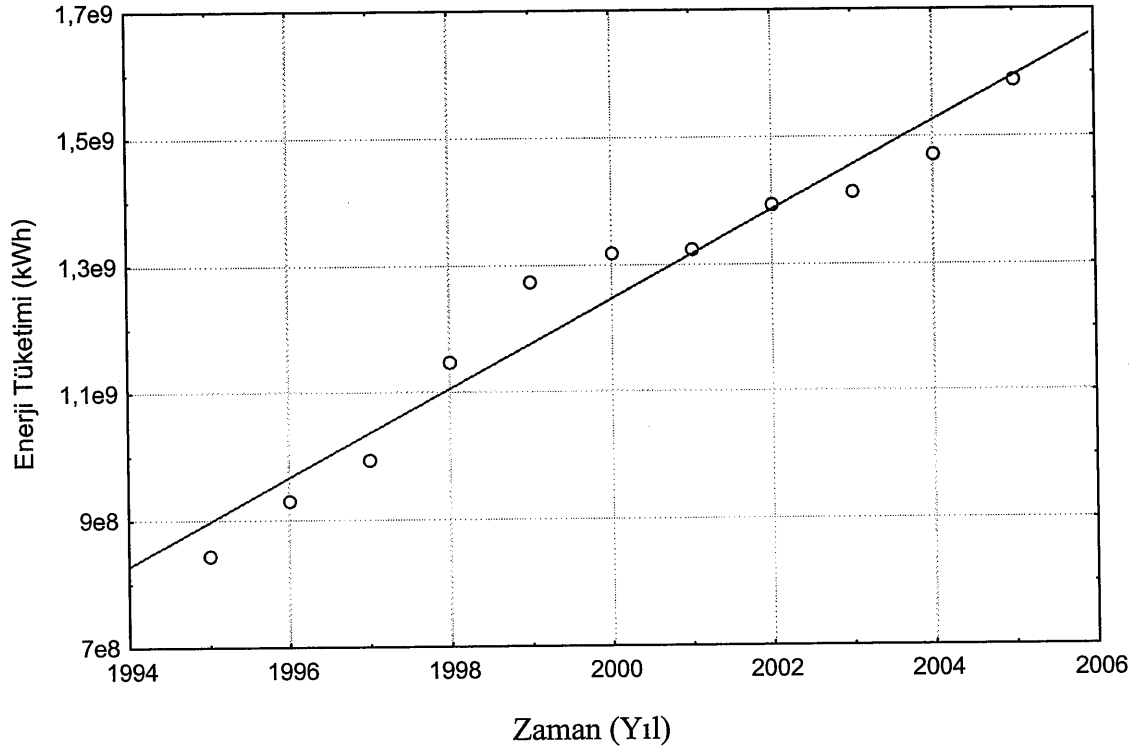
Samsun ilinin, 1995'den 2005'e kadar kullanılan elektrik enerjisi değerleri Tablo 25'de gösterilmiştir. Bu değerler Samsun TEDAŞ Müdürlüğü tahakkuk servisinden alınmıştır. 1995 yılından önceki değerler serviste kayıtlı olmadığından toplam 11 yıllık veriler kullanılarak elektrik sarfiyat grafikleri çizilmiş ve denklemi elde edilmiştir.

Tablo 25. Samsun ilinde yıllara göre elektrik tüketimi

Yıllar	Kullanılan Elektrik Enerjisi (kWh)
1995	845.976.969
1996	930.442.184
1997	995.560.949
1998	1.148.862.822
1999	1.273.122.769
2000	1.319.727.599
2001	1.324.204.745
2002	1.393.265.517
2003	1.412.517.634
2004	1.471.174.569
2005	1.587.726.464

Samsun ilinin elektrik tüketiminin yıllara göre değişimi şekil 7'de gösterilmektedir. 1995'den 2005'e kadar kullanılan elektrik enerjisi miktarlarının yıllara göre değişiminin denklemi tablodaki verilerden elde edilmiş ve aşağıda verilmiştir. Denklemin iki değişken arasında belirlilik katsayısı 0.95'dir.

$$E = - 1.381 \times 10^{11} + 6.966 \times 10^{11} \times T \quad (6)$$



Şekil 7. Samsun ili enerji tüketiminin yıllara göre değişimi

3. BULGULAR VE İRDELEME

Bu bölümde Ordu ve Samsun bölgesinde 2005-2065 yılları arasında 5 yıllık periyotlarda elektrik enerjisi tüketimi tahmin edilmiş, hesaplanan brüt hidroelektrik enerji potansiyelin değerlendirilmesi ve bölgenin büyüme hızının aynı eğilimde olması durumlarında, tüketimin karşılanma oranı ve enterkonnekte sisteme verilecek elektrik enerjisi miktarları bulunmuştur.

İllerin hidroelektrik enerji potansiyel değerlendirme çalışmaları (işletme, yatırım programı, master proje, planlama, ön inceleme ve ilk etüd aşamalarındaki) ile elde edilen bulgular irdelenmiştir.

3.1. Ordu İli Hidroelektrik Potansiyel Değerlendirme Çalışmaları, Elektrik Enerjisi Tüketimi ve Enterkonnekte Sisteme Verilecek Elektrik Enerjisi

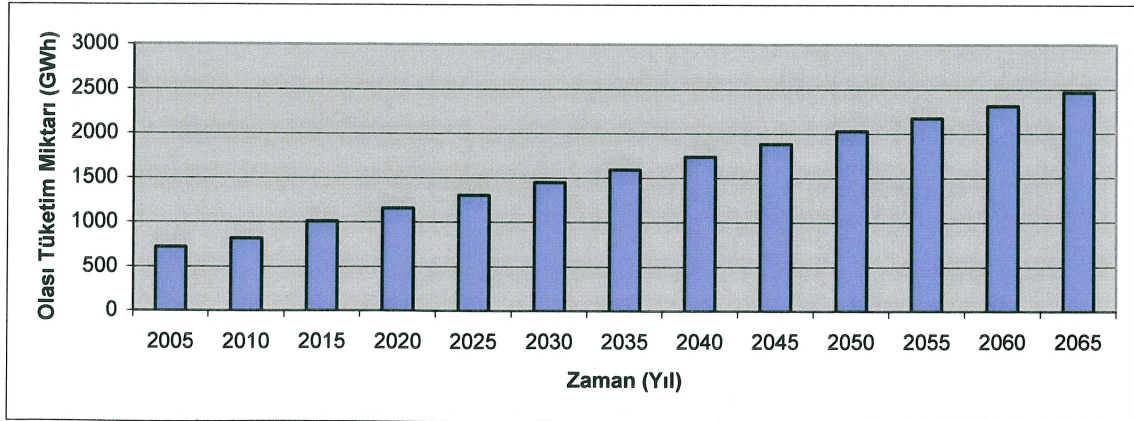
Yapılan çalışmalar bölümünde Ordu ilinin toplam brüt hidroelektrik enerji potansiyeli 8215,35 GWh olarak hesaplanmıştır. Bu potansiyelin değerlendirilmesi halinde, Ordu ilinde 2005-2065 yılları arasında 5 yıllık periyotlarla olası elektrik enerjisi tüketimi, tüketimin karşılanma durumu ve enterkonnekte sisteme verilecek elektrik enerjisi brüt potansiyelle karşılaştırılmış ve elde edilen bulgular Tablo 26'da verilmiştir.

Ordu ilinde, toplam brüt hidroelektrik enerji potansiyelin değerlendirilmesi halinde; 2005 yılında olası tüketim miktarı 715,65 GWh (%8,71), sisteme verilecek elektrik 7499,70 GWh (%91,29), 2025 yılında olası tüketim miktarı 1152,60 GWh (%14,03), sisteme verilecek elektrik 7062,78 GWh (%85,97), 2045 yılında olası tüketim miktarı 1880,85 GWh (%22,89), sisteme verilecek elektrik 6334,50 GWh (%77,11), 2065 yılında olası tüketim miktarı 2463,45 GWh (%30,00), sisteme verilecek elektrik 5751,90 GWh (%70,00) olacaktır.

Tablo 26. Ordu ilinde elektrik enerjisi tüketimi ve sisteme verilecek elektrik miktarları

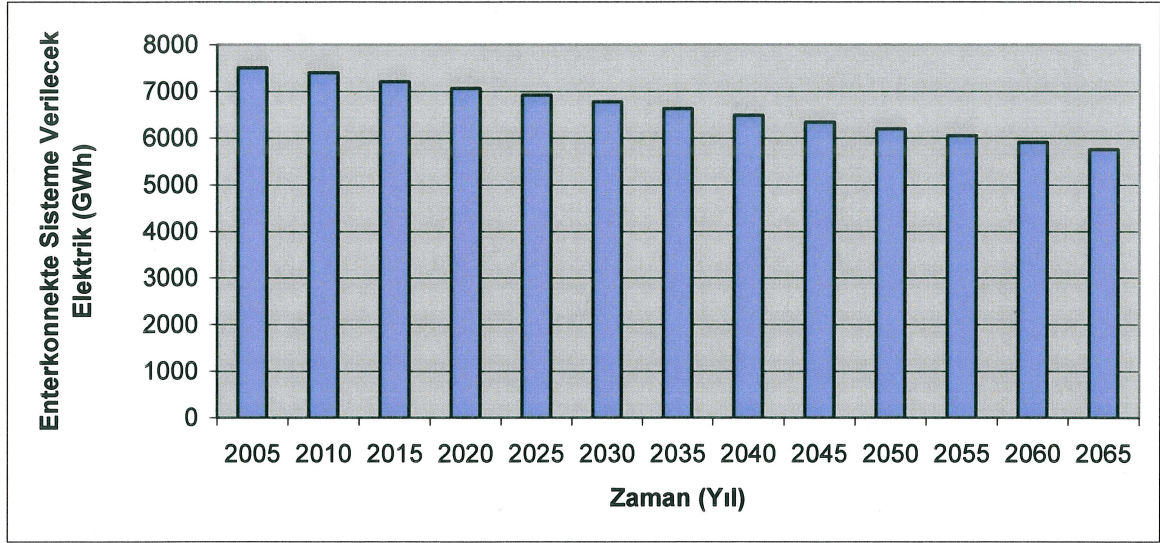
Toplam Brüt Hidroelektrik Enerji Potansiyeli (GWh)	Yıllar	Elektrik Tüketim Miktarları (GWh)	Enterkonnekte Sisteme verilecek Elektrik Miktarları (GWh)	Brüt Potansiyelin Tüketimi Karşılama Durumu (%)	Enterkonnekte Sisteme Verilecek Elektrik Miktarları (%)
8215.35	2005	715,65	7499,70	8,71	91,29
	2010	816,30	7399,05	9,94	90,06
	2015	1006,95	7208,40	12,26	87,74
	2020	1152,60	7062,78	14,03	85,97
	2025	1298,25	6917,10	15,80	84,20
	2030	1443,90	6771,45	17,56	82,44
	2035	1589,55	6625,80	19,35	80,65
	2040	1735,20	6480,10	21,12	78,88
	2045	1880,85	6334,50	22,89	77,11
	2050	2026,50	6188,85	24,67	75,33
	2055	2172,15	6043,20	26,44	73,56
	2060	2310,78	5904,57	28,13	71,87
	2065	2463,45	5751,90	30,00	70,00

Şekil 8'de Ordu ilinde 2005-2065 yılları arasında olası elektrik enerjisi tüketim miktarları



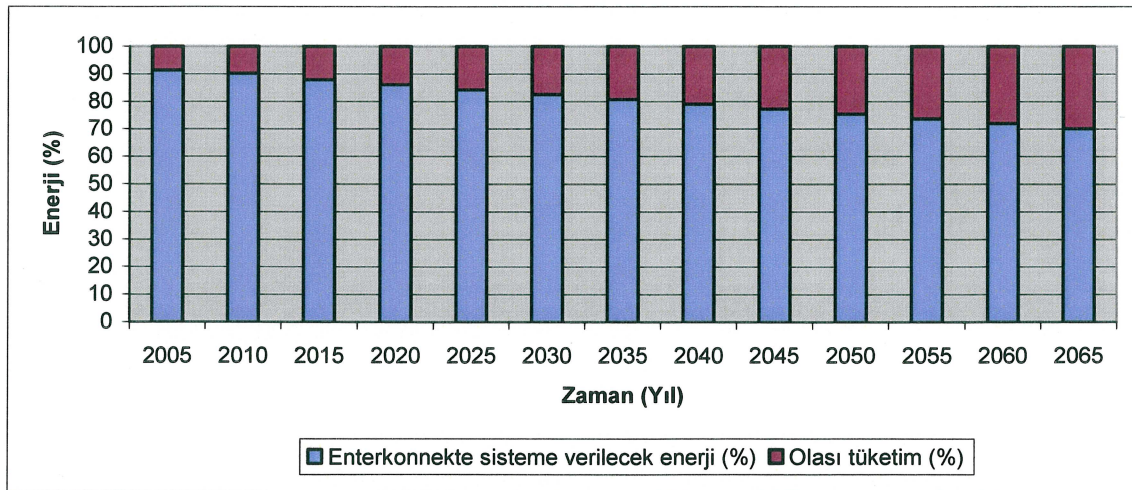
Şekil 8. Ordu ilinde olası elektrik enerjisi tüketim miktarları

Şekil 9'da Ordu ilinde 2005-2065 yılları arasında enterkonnekte sisteme verilecek elektrik miktarları verilmiştir.



Şekil 9. Ordu ilinde enterkonnekte sisteme verilecek elektrik miktarları

Şekil 10'da Ordu ilinde 2005-2065 yılları arasında enterkonnekte sisteme verilecek elektrik ve olası tüketim miktarları % olarak karşılaştırılmıştır.



Şekil 10. Olası tüketim miktarları ve sisteme verilecek elektrik enerjisi karşılaştırılması

3.1.1. Ordu İli Mevcut Projeleri ve Brüt Potansiyelin Etüdü

Ordu ili su kaynaklarının değerlendirilmesinde, yatırım programında Ordu projesindeki Topçam HES, Darıca-I HES, master proje aşamasında Ordu Projesindeki Darıca-II HES, Kozbükü HES ve Fatsa projesindeki 6 HES, planlama raporu hazırlanan Ordu projesindeki Ordu HES, ön incelemesi yapılan Ünye projesindeki 5 HES, Karakuş projesindeki Şahinkaya HES projeleri bulunmaktadır.

Ayrıca, EİE tarafından ilk etüdü hazırlanan, Ilıca, Ağkolu, Oskara, Piro, Tekatan ve tüzel kişiler tarafından geliştirilen 9 adet küçük hidroelektrik santral projelerinin ön incelemesi devam etmektedir.

Yatırım programı aşamasındaki, Topçam HES ve Darıca –I HES sırasıyla toplam 195 ve 295 GWh/yıl enerji üretim kapasitesine sahiptir. Yatırım programı aşamasındaki iki santralin tamamlanması ile 490 GWh/yıl elektrik enerjisi üretilmiş ve hesaplanan toplam brüt hidroelektrik enerji potansiyelinin (8215,35 GWh) yaklaşık % 6'sı değerlendirilmiş olacaktır. Bu iki santral ile Ordu ilinin 2005 yılı elektrik tüketiminin (693,94 GWh) yaklaşık % 71'i karşılanacaktır.

Master proje aşamasındaki, Darıca –II HES, Kozbükü HES ve Fatsa projesindeki 6 HES, sırasıyla 202, 239, 366 GWh/yıl toplam elektrik enerjisi üretim kapasitesine sahiptir. Master proje aşamasındaki santraller tamamlanınca, 807 GWh/yıl elektrik enerjisi üretilmiş ve hesaplanan toplam brüt hidroelektrik enerji potansiyelinin (8215.35 GWh) yaklaşık % 10' u değerlendirilmiş olacaktır.

Planlama raporu hazırlanan, Ordu HES 175 GWh/yıl toplam enerji üretim kapasitesine sahip olup, tamamlanınca hesaplanan toplam brüt hidroelektrik enerji potansiyelinin (8215.35 GWh) yaklaşık % 2'si değerlendirilmiş olacaktır.

Ön incelemesi yapılan, Ünye projesindeki 5 HES ve Karakuş projesindeki Şahinkaya HES'i sırasıyla, 138 ve 276 GWh/yıl toplam elektrik enerji üretim kapasitesine sahiptir. Ön inceleme aşamasındaki santraller tamamlanınca, 414 GWh/yıl elektrik enerjisi üretilmiş ve hesaplanan toplam brüt hidroelektrik enerji potansiyelinin (8215.35 GWh) yaklaşık % 5' i değerlendirilmiş olacaktır.

EİE tarafından ilk etüdü yapılmış küçük hidroelektrik santraller Ilıca, Ağkolu, Oskara, Piro ve Tekatan, sırasıyla 8, 22, 8, 17 ve 11 GWh/yıl toplam elektrik enerjisi üretim kapasitesine sahiptir. İlk etüdü hazırlanan küçük hidroelektrik santraller tamamlanınca 66 GWh/yıl elektrik enerjisi üretilmiş ve hesaplanan toplam brüt hidroelektrik enerji potansiyelinin (8215.35 GWh) yaklaşık % 1'i değerlendirilmiş olacaktır.

Tüzel kişiler tarafından geliştirilen ön inceleme aşamasındaki Boztepe, Umut, Bahar, İpek, Murat, Mor-I, Kızılelma, Rıza, Fırat Regülatörleri ve Hes'leri sırasıyla 48, 147, 32, 36, 30, 33, 13, 34 ve 65 GWh/yıl toplam elektrik enerjisi üretim kapasitesine sahiptir. Ön incelemesi hazırlanan küçük hidroelektrik santraller tamamlanınca 438 GWh/yıl elektrik enerjisi üretilmiş ve hesaplanan toplam brüt hidroelektrik enerji potansiyelinin (8215.35 GWh) yaklaşık % 5'i değerlendirilmiş olacaktır.

İşletme, yatırım programı, master proje, planlama, ön inceleme aşamalarındaki santraller ve ilk etüd aşamasındaki küçük hidroelektrik santraller tamamlanınca, 2290 GWh/yıl elektrik enerjisi üretilmiş ve hesaplanan toplam brüt hidroelektrik enerji potansiyelinin (8215,35 GWh/yıl) yaklaşık % 29'u değerlendirilmiş olacaktır.

3.1.2. Ordu İli Mevcut Projeleri'nin Kurulu Güç Bakımından Etüdü

Ordu projesindeki Topçam HES (60 MW), Darıca-I HES (81 MW), Darıca –II HES (75 MW), Kozbükü HES (66 MW), Ordu HES (69 MW); Fatsa projesindeki Ortaköy HES (9 MW), Karataş HES (11 MW), Kavşak HES (37 MW), Çavuşlu HES (11 MW), Karasay HES (5 MW), Bolaman HES (15 MW); Ünye projesindeki Köprübaşı HES (9 MW), Kayacık HES (9 MW), Pelitli HES (12 MW), Kartal HES (6 MW), Başköy HES (13 MW); Karakuş projesindeki Şahinkaya HES (72 MW), EİE tarafından ilk etüdü hazırlanmış 5 küçük hidroelektrik santral (12 MW) ve tüzel kişiler tarafından geliştirilen 9 küçük hidroelektrik santral (154 MW) olmak üzere ilin toplam kurulu gücü mevcut projelerle 725 MW olarak projelendirilmiştir.

Bir hidroelektrik santralin yılda ortalama 4000 h/yıl çalıştığı kabul edilirse bu ilde %70 brüt kapasiteye erişebilmek için bu ilde 2625 MW'lık toplam güce sahip hidroelektrik santrallerin kurulması gerekmektedir. Ordu ilinin mevcut projelerin tamamlanması halinde 725 MW kurulu güce ulaşılmış ve gerekli olan 2625 MW'lık kurulu gücün yaklaşık %28'i gerçekleşmiş olacaktır.

Bu oran ile DSİ' nin Ordu ili mevcut su potansiyeli hesabında dikkate almadığı Civil, Akçaova, Tabakhane, Kavaklar, Ilıca deresi ve diğer küçük derelerin büyük önem arz ettiği, ayrıca Melet ırmağı, Bolaman çayı, Turnasuyu, Elekçi, Curi, Cevizdere ve Karakuş çayında yeni projelendirmeler (küçük hidroelektrik santraller vb.) gerekliliği sonuçlarına ulaşılabilir.

3.1.3. Ordu İli'ndeki Mevcut Projelerin Bölge Ekonomisine Katkısı

Yıllık enerji ihtiyaç artışı %8 olan ülkemizde, 2015 de 403 milyar kWh, 2020 de 544 milyar kWh enerji tüketimi tahmin edilmektedir. Bu rakamlara göre hidroelektrik enerji 2020 yılında tüketimin % 24'ünü karşılayabilmektedir. Ülkemizde toplam elektrik enerjisi üretiminin, hidroelektrik enerji %30'unu, termik enerji %68'ini, diğer kaynaklar ise %2'sini karşılamaktadır. Termik enerjiden üretilen elektriğin %60'ı doğalgaz, %30'u kömür ve %10'u da akaryakıt ve diğer kaynaklardan elde edilmektedir. Petrol, doğalgaz vb. fosil kaynakların büyük bir kısmının ithal edilmesi ve elektrik üretiminde %65 gibi yüksek bir oranda kullanılması kwh başına düşen birim maliyetin çok yüksek olmasına (4-5 cent) sebep olmaktadır. Bu nedenlerle, öz kaynağımız olan hidroelektrik enerjinin birim maliyeti çok düşük (0.5 cent) olduğu için elektrik üretimindeki payının artırılması zorunluluğu ortaya çıkmaktadır; bu da ancak mevcut projelerin tamamlanması ve yeni projelerin hazırlanması ile gerçekleşebilir.

Hidroelektrik santral projelerinin değerlendirilmesinin; sanayinin geri kaldığı, ekonominin genellikle tarıma dayalı ve istihdam probleminin hat safhada olduğu gelişmekte olan illerimizde ekonomik canlılık yaratacağı aşikardır. Ordu ilinde Topçam Barajı ve HES inşaatına 1997 yılı Şubat ayında başlanılmış olup ve bu tarihten beri aylık ortalama 150 kişi istihdam edilmektedir. Ayrıca Ordu projesi baraj ve HES'lere ulaşım yolları inşaatı kapsamında 20,351 km lik devlet karayolu inşaatı devam etmekte olup, 7 Temmuz 2007 tarihinde tamamlanacak ve ilin iç bölgelere bağlantısı sağlanarak ekonomik canlılık yaratılacaktır.

Sadece Ordu projesi kapsamındaki projelerin devreye girmesiyle aylık ortalama 1000 kişilik istihdam sağlanmakta olup, Fatsa, Ünye, Karakuş projesi Şahinkaya HES ve özel sektör tarafından yap-işlet-devret modeliyle yapılacak küçük hidroelektrik santrallerin yatırımına başlanması ile 2500-3000 kişilik istihdam yaratılmış olacak ve ilin ekonomisinin hızlı bir şekilde gelişmesi sağlanacaktır.

3.2. Samsun İli Hidroelektrik Potansiyel Değerlendirme alışmaları, Elektrik Enerjisi Tüketimi ve Enterkonnekte Sisteme Verilecek Elektrik Enerjisi

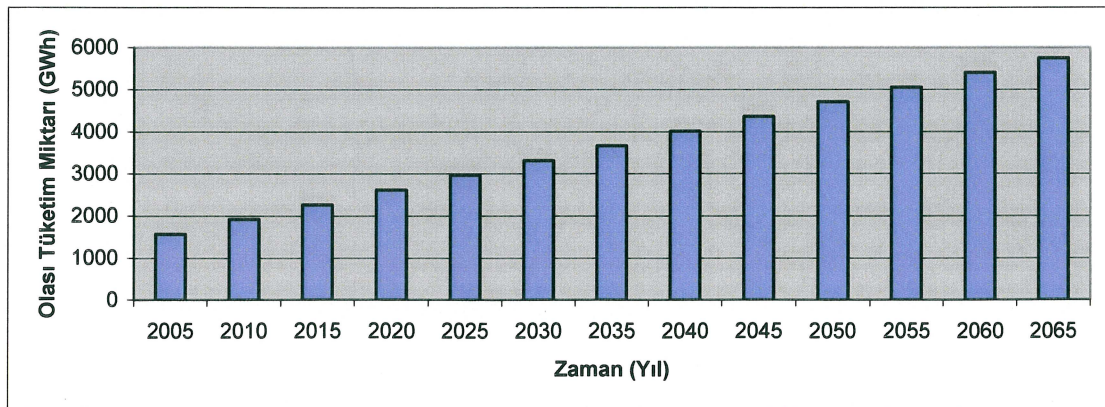
Yapılan alışmalar bölümünde Samsun ilinin toplam brüt hidroelektrik enerji potansiyeli, 20416,05 GWh hesaplanmıştır. Bu potansiyelin değerlendirilmesi halinde, Samsun ilinde 2005-2065 yılları arasında 5 yıllık periyodlarla olası elektrik enerjisi tüketimi, tüketimin karşılanma durumu ve enterkonnekte sisteme verilecek elektrik enerjisi brüt potansiyelle karşılaştırılmış ve elde edilen bulgular Tablo 27’de verilmiştir.

Samsun ilinde, toplam brüt hidroelektrik enerji potansiyelin değerlendirilmesi halinde; 2005 yılında olası tüketim miktarı 1568,30 GWh (%7,68), sisteme verilecek elektrik 18847,75 GWh (%92,32), 2025 yılında olası tüketim miktarı 2961,50 GWh (%14,51), sisteme verilecek elektrik 17454,55 GWh (%85,49), 2045 yılında olası tüketim miktarı 4354,70 GWh (%21,33), sisteme verilecek elektrik 16061,35 GWh (%78,67), 2065 yılında olası tüketim miktarı 5747,90 GWh (%28,15), sisteme verilecek elektrik 14668,15 GWh (%71,85) olacaktır.

Tablo 27. Samsun ilinde elektrik enerjisi tüketimi ve sisteme verilecek elektrik

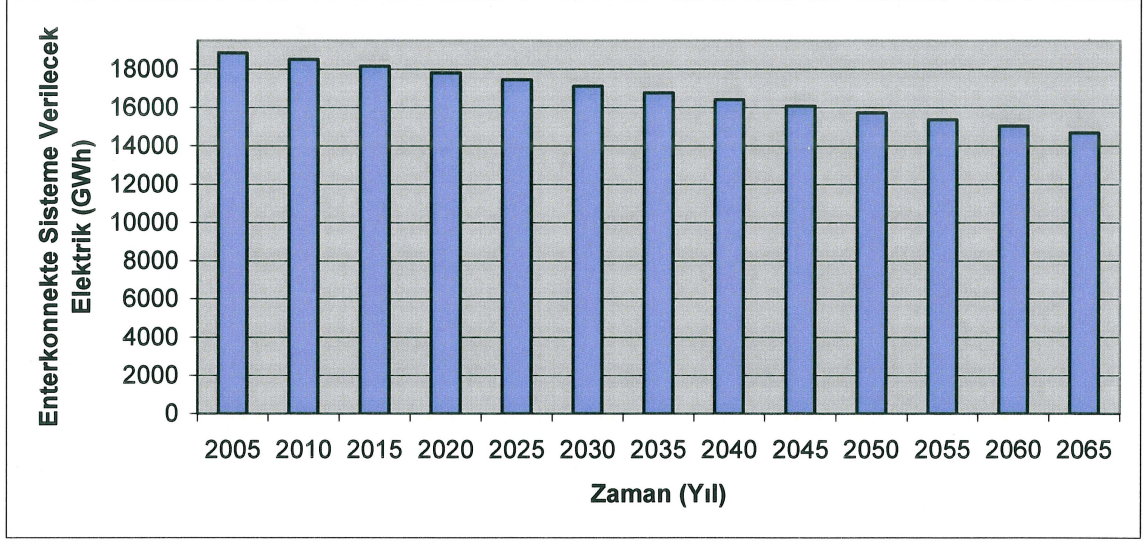
Toplam Brüt Hidroelektrik Enerji Potansiyeli (GWh)	Yıllar	Elektrik Tüketim Miktarları (GWh)	Enterkonnekte Sisteme verilecek Elektrik Miktarları (GWh)	Brüt Potansiyelin Tüketimi Karşılama Durumu (%)	Enterkonnekte Sisteme Verilecek Elektrik Miktarları (%)
20416,05	2005	1568,30	18847,75	7,68	92,32
	2010	1916,60	18499,45	9,39	90,61
	2015	2264,90	18151,15	11,09	88,91
	2020	2613,20	17802,85	12,80	87,20
	2025	2961,50	17454,55	14,51	85,49
	2030	3309,80	17106,25	16,21	83,79
	2035	3658,10	16757,95	17,92	82,08
	2040	4006,40	16409,65	19,62	80,38
	2045	4354,70	16061,35	21,33	78,67
	2050	4703,00	15713,05	23,03	76,97
	2055	5051,30	15364,75	24,74	75,26
	2060	5399,60	15016,45	26,45	73,55
	2065	5747,90	14668,15	28,15	71,85

Şekil 11’de Samsun ilinde 2005-2065 yılları arasında olası elektrik enerjisi tüketim miktarları verilmiştir.



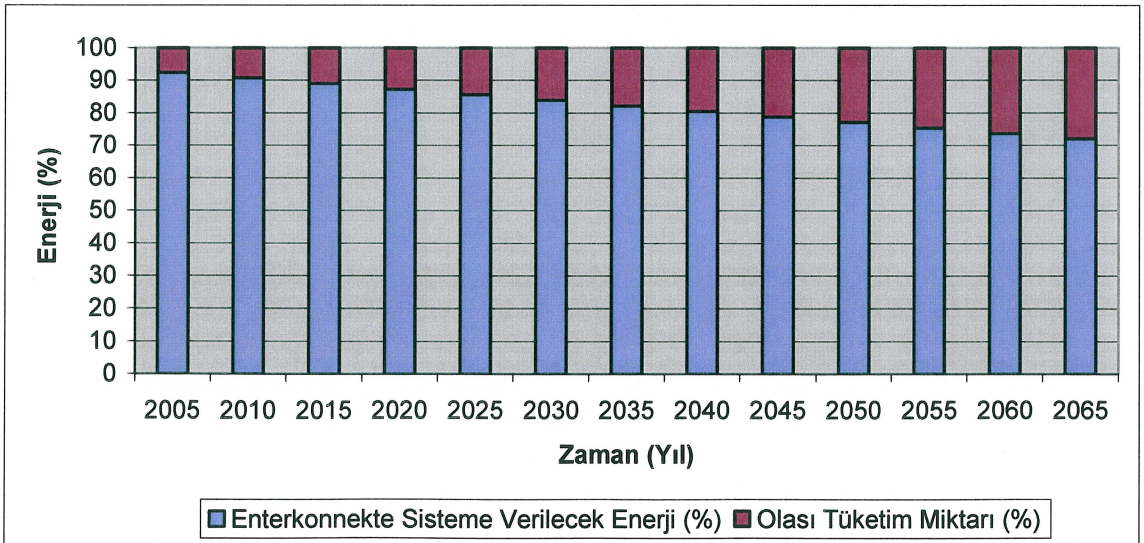
Şekil 11. Samsun ilinde olası elektrik enerjisi tüketim miktarları

Şekil 12’de Samsun ilinde 2005-2065 yılları arasında enterkonnekte sisteme verilecek elektrik miktarları verilmiştir.



Şekil 12. Samsun ilinde enterkonnekte sisteme verilecek elektrik miktarları

Şekil 13’de Samsun ilinde 2005-2065 yılları arasında enterkonnekte sisteme verilecek elektrik ve olası tüketim miktarları % olarak karşılaştırılmıştır.



Şekil 13. Olası tüketim miktarları ve sisteme verilecek elektrik enerjisi karşılaştırılması

3.2.1. Samsun İli Mevcut Projeleri ve Brüt Potansiyel Etüdü

Samsun ilinin havza alanı (9579 km²), Ordu ilinin havza alanından (6000 km²) büyük olmasının yanı sıra, Yeşilirmak ve Kızılırmak gibi iki büyük akarsuyun bu ilin sınırlarından geçmesi sebebiyle mevcut su potansiyeli (13519 milyon m³), Ordu ilinin su potansiyelinin (3914 milyon m³) dört katından fazladır.

Samsun ilinin ortalama kotu, Ordu iline göre genel itibariyle düşük olmasına rağmen Kızılırmak ve Yeşilirmak'ın taşıdığı büyük debi sebebiyle brüt hidroelektrik enerji potansiyeli, (20416 GWh/yıl) Ordu ilinin brüt hidroelektrik enerji potansiyelinin (8215 GW/yıl) yaklaşık 2,5 katıdır.

Ordu ilinde 2005 yılı itibariyle elektrik enerjisi üretilmemesine rağmen, Samsun ilinde Hasan Uğurlu Barajı ve HES, Suat Uğurlu Barajı ve HES, Altinkaya Barajı ve HES, Derbent Barajı ve HES işletmedeki tesislerdir. Ayrıca, yatırım programında Kumköy HES ve master proje aşamasında Beşpınar Regülatörü ve HES projeleri devam etmektedir.

İşletmedeki, Hasan Uğurlu Barajı ve HES'i, Suat Uğurlu Barajı ve HES'i, Altinkaya Barajı ve HES'i, Derbent Barajı ve HES'i, sırasıyla 1632, 1217, 273 ve 257 GWh/yıl toplam enerji üretim kapasitesine sahiptir. İşletmedeki santraller, toplam 3379 GWh/yıl elektrik enerjisi ürettiğinden, hesaplanan brüt hidroelektrik enerji potansiyelinin (20416,05 GWh/yıl) yaklaşık % 17' si değerlendirilmektedir.

Samsun ilinde yatırım programı aşamasındaki, Kumköy HES'i 96 GWh/yıl toplam enerji üretim kapasitesine sahiptir. Kumköy HES tamamlandığında, hesaplanan brüt hidroelektrik enerji potansiyelinin (20416,05 GWh/yıl) yaklaşık % 0,5'i değerlendirilmiş olacaktır.

Ön inceleme aşamasındaki Beşpınar Regülatörü ve HES'i 20 GWh/yıl enerji üretim kapasitesine sahip olup, tamamlandığında hesaplanan brüt hidroelektrik enerji potansiyelinin (20416,05 GWh/yıl) yaklaşık % 0,1'i değerlendirilmiş olacaktır.

Yatırım programındaki ve ön inceleme aşamasındaki bu iki santral tamamlandığında 116 GWh/yıl elektrik enerjisi üretilmiş ve işletme aşamasındaki santrallerle birlikte Samsun ilinde, 3495 GWh/yıl elektrik enerjisi üretilmiş ve hesaplanan toplam brüt hidroelektrik enerji potansiyelinin (20416,05 GWh/yıl) yaklaşık % 17,6'sı değerlendirilmiş olacaktır.

3.2.2. Samsun İli Mevcut Projeleri'nin Kurulu Güç Bakımından Etüdü

Samsun ilinin brüt hidroelektrik enerji potansiyeli yapılan çalışmalar bölümünde 20416,05 GWh hesaplanmıştı. Bir hidroelektrik santralin yılda ortalama 4000 h/yıl çalıştığı kabul edilirse %70 brüt kapasiteye erişebilmek için bu ilde 6520 MW'lık toplam güce sahip hidroelektrik santrallerin kurulması gerekmektedir.

Samsun ilinde işletmedeki Hasan Uğurlu Barajı ve HES (500 MW), Suat Uğurlu Barajı ve HES (46 MW), Altinkaya Barajı ve HES (700 MW), Derbent Barajı ve HES (56 MW); yatırım programı aşamasında ki Kumköy HES (15 MW) ve ön inceleme aşamasındaki Beşpinar HES (6 MW) tamamlandığında ilin toplam kurulu gücü 1323 MW'a ulaşmış ve %70 brüt kapasite için gerekli olan 6520 MW'lık kurulu gücün yaklaşık %20'si gerçekleşmiş olacaktır.

Bu oran ile DSİ'nin Samsun ili mevcut su potansiyeli hesabında dikkate almadığı Alaçam çayı, Yakakent çayı, Miliç Irmağı, Yurtluk, Toygar dereleri ve diğer küçük derelerin önem arz ettiği, ayrıca Kızılırmak, Yeşilirmak, Terme çayı, Mert Irmağı, Abdal çayı, Kürtün deresi ve Engiz çayında yeni projelendirmeler (küçük hidroelektrik santraller vb.) gerekliliği sonuçlarına ulaşılabilir.

Türkiye'de 2020 yılında elektrik enerjisi tüketimi 544 milyar kwh, hidroelektrik enerjinin tüketiminin %24'ünü karşılayabileceği varsayımlarıyla ve yerli kayağımız olan hidroelektrik enerjinin birim maliyetinin fosil kaynaklardan elde edilen elektrik enerjisine göre çok ucuz olması nedeniyle hidroelektrik enerji büyük önem arz etmektedir.

3.2.3. Samsun- Ordu İlleri'nin Enerji Üretim- Tüketim Kıyaslaması

Ordu ilinin 2000 yılı nüfus sayımına göre nüfusu 887 765, 2005 yılı elektrik enerjisi tüketimi 693,94 GWh/yıl; Samsun ilinin 2000 yılı nüfus sayımına göre nüfusu 1 209 137 2005 yılı elektrik enerjisi tüketimi 1587,73 GWh/yıl dır. Samsun ilinin nüfusunun Ordu ilininkinin 1,36 katı olmasına rağmen elektrik enerjisi tüketimi 2,28 katı olmasının sebebi Samsun ilinin gelişmiş bir sanayi şehri olmasıdır.

Ordu ili potansiyel değerlendirme çalışmalarında bahsedildiği gibi 2007 yılı itibarıyla ilde hidroelektrik enerjiden yararlanılamamış olup, buna karşın Samsun ilinde 3379 GWh/yıl elektrik enerjisi üretilmesi ile 2005 yılının elektrik enerjisi tüketiminin 2,13 katı kadar elektrik enerjisi üretilmektedir.

4. SONUÇLAR

Ordu ve Samsun İllerinde mevcut olan brüt hidroelektrik enerji potansiyellerinin belirlenmesi ve potansiyellerin incelenmesine yönelik bu çalışmadan elde edilen sonuçlar aşağıda verilmiştir.

Ordu ili için;

İlin brüt hidroelektrik potansiyeli 8215,35 GWh olarak hesaplanmıştır. Bu potansiyelin %85'i Melet ırmağı, Bolaman, Turnasuyu, Karakuş ve Cevizdere derelerinden elde edilmiştir.

İl de 2065 yılında elektrik enerjisi ihtiyacı, büyüme hızının aynı eğilimde olması şartıyla brüt hidroelektrik potansiyelin %30'unun değerlendirilmesi halinde karşılanabileceği sonucuna ulaşılmıştır.

DSİ tarafından gündeme alınan tüm projeler tamamlandığında, ilin toplam brüt hidroelektrik potansiyelinin %29'u değerlendirilmiş olacaktır. Bu projelerden yatırım programı aşamasındakiler %6'sını, master proje aşamasındakiler %10'unu, planlama raporu hazırlananlar %2'sini, ön inceleme aşamasındakiler %10'unu, ilk etüdü yapılanlar ise %1'ini oluşturmaktadır.

İl de Civil, Akçaova, Tabakhane, Kavaklar, Ilıca deresi ve diğer küçük derelerin hidroelektrik potansiyellerinin değerlendirilmediği sonucuna varılmıştır.

Samsun ili için;

İlin brüt hidroelektrik potansiyeli 20416,05 GWh olarak hesaplanmıştır. Bu potansiyelin %89'u Yeşilirmak ve Kızılırmak'tan elde edilmiştir.

İl de 2065 yılında elektrik enerjisi ihtiyacı, büyüme hızının aynı eğilimde olması şartıyla brüt hidroelektrik potansiyelin %30'unun değerlendirilmesi halinde karşılanabileceği sonucuna ulaşılmıştır.

İl de brüt hidroelektrik potansiyelin; yatırım programı ve ön inceleme aşamalarındaki projeler tamamlandığında %0,6'sı değerlendirilmiş olup, işletme aşamasındaki projeler ile %17,6'sı değerlendirilmiş olacağı sonucuna varılmıştır.

İl de Alaçam çayı, Yakakent çayı, Miliç ırmağı, Yurtluk, Toygar dereleri ve diğer küçük derelerin hidroelektrik potansiyellerinin değerlendirilmediği sonucuna varılmıştır.

5. ÖNERİLER

Ordu ve Samsun İllerinde mevcut olan brüt hidroelektrik enerji potansiyellerinin belirlenmesi ve potansiyellerin incelenmesine yönelik bu çalışma sonucunda yapılan öneriler aşağıda verilmiştir.

DSİ'nin mevcut su potansiyeli hesabında dikkate almadığı Ordu İli için; Civil, Akçaova, Tabakhane, Kavaklar, Ilıca deresi ve diğer küçük dereler ve Samsun İli için, Alaçam çayı, Yakakent çayı, Miliç ırmağı, Yurtluk, Toygar dereleri ve diğer küçük derelerin küçük hidroelektrik santral projeleri ile özel sektöre açılarak potansiyelleri değerlendirilmeli, bölge ve ülke ekonomisine kazandırılmalıdır.

Ordu ilinde, Melet ırmağı, Bolaman çayı, Turnasuyu, Elekçi, Curi, Cevizdere ve Karakuş çayında; Samsun ilinde ise Kızılırmak, Yeşilirmak, Terme çayı, Mert ırmağı, Abdal çayı, Kürtün deresi ve Engiz çayında yeni projelendirmeler yapılarak mevcut projelerin desteklenmesi gerekmektedir.

Türkiye'de 2020 yılında elektrik enerjisi tüketimi 544 milyar kwh, hidroelektrik enerjinin tüketiminin %24'ünü karşılayabileceği varsayımlarıyla ve yerli kaynağımız olan hidroelektrik enerjinin birim maliyetinin fosil kaynaklardan elde edilen elektrik enerjisine göre çok ucuz olması nedeniyle illerdeki mevcut ve önerilen projeler hızla yapılmalıdır.

Ulusal çıkarlarımız doğrultusunda petrol ve benzeri ithal yakıtlara olan bağımlılığın azaltılması, çevre konusunda, kirlilik ve dünya ölçeğinde küresel ısınma riskinin azaltılması için yerel ve yenilenebilir enerji kaynakları olarak bu illerdeki mevcut hidroelektrik potansiyeller değerlendirilmelidir.

6. KAYNAKLAR

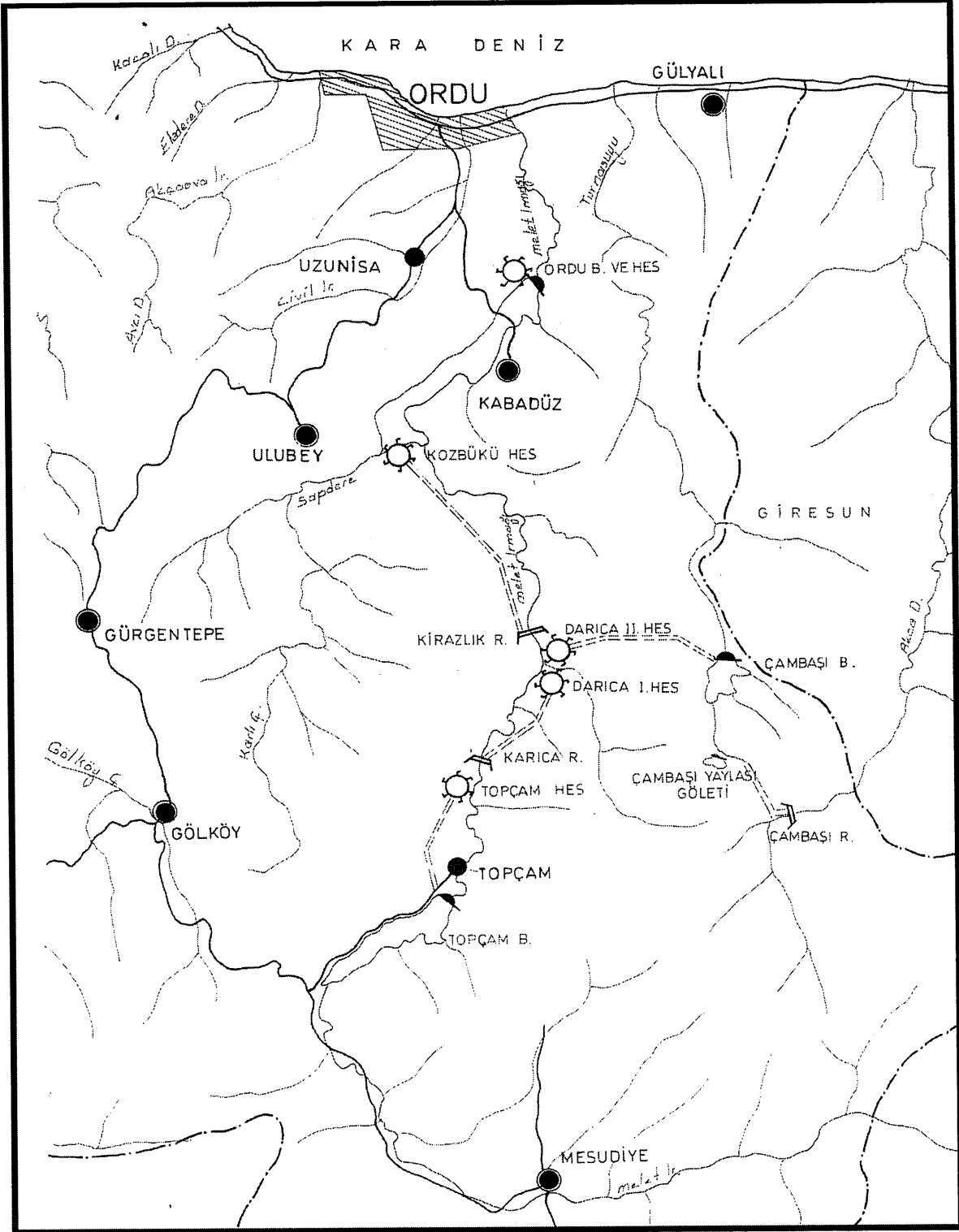
1. DPT., Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Yayın No: DPT: 2610-ÖİK: 621 Enerji Özel İhtisas Komisyonu Raporu, Ankara, 2001.
2. Akdoğan, M., Enerji Kaynakları ve Doğu Karadeniz'in Hidroelektrik Potansiyel Dengesi Etüdü, Yüksek Lisans Tezi, K.T.Ü., Fen Bilimleri Enstitüsü, Trabzon, 2006.
3. Yüksek, Ö., Kömürcü, M. I., Yüksel, İ., and Kaygusuz, K., The Role of Hydropower in Meeting Turkey's Electric Energy Demand, Energy Policy, 34 (2006) 3093-3103.
4. Akpınar, A., Kömürcü, M. I., Önsoy, H. and Kaygusuz, K., Status of geothermal energy amongst Turkey's energy sources, Renewable and Sustainable Energy Reviews, (in press), 2007.
5. Avcı, İ., Türkiye'de Küçük Hidroelektrik Santrallerin Tarihsel Gelişimi ve Bugünkü Durumu, Yüksek Lisans Tezi, İ.T.Ü., Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 2006.
6. Özkök, V., Hidroelektrik Potansiyel Belirleme Metodları ve Uygulamaları, Yüksek Lisans Tezi, İ.T.Ü., Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 2006.
7. Hürdoğan, G., Enerji Kaynakları ve Türkiye'nin Jeoenerjetik Konumu, Yüksek Lisans Tezi, İ.T.Ü., Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 2005.
8. Yıllankırkan, N., Türkiye'nin Alternatif Enerji Kaynakları ve Kullanım Potansiyeli, Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara, 2004.
9. Çakay, R., 2023 Yılında Türkiye'de Enerji, Yüksek Lisans Tezi, İ.T.Ü., Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 2003.
10. Kavak, K., Türkiye'nin Enerji Politikaları İçin Bir Stratejik Planlama Önerisi, Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara, 2003.
11. Akım, K., Ulaştırma ve Enerji, Yüksek Lisans Tezi, İ.T.Ü., Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 2002.
12. Şener, M., Dünyada ve Türkiye'de Enerji Sektörünün Genel Durumu ve Türkiye'nin Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketim Tahminleri, İstanbul, 2001.
13. <http://www.foreigntrade.gov.tr/ead/DTDERGI/ocak%202004/kuresellesme.htm>, 15 Kasım 2006.
14. <http://atlas.cc.itu.edu.tr/~baytas/enerji/enerjim.htm>, 15 Kasım 2006.
15. <http://termiksantral.sitemynet.com/BAKAR/id2.htm>, 16 Kasım 2006.

16. <http://www.tki.gov.tr/personelden/GENEL%20ENERJI%20POLITIKALARI%20ICERISINDE%20KOMURUN%20YERI.doc>, 16 Kasım 2006.
17. http://www.taek.gov.tr/bilgi/bilgi_maddeler/nukleerenerji.html, 17 Kasım 2006.
18. <http://www.taek.gov.tr/bilgi/sss/elektrik.html>, 17 Kasım 2006.
19. <http://www.nukleer.web.tr>, 17 Kasım 2006.
20. http://tr.wikipedia.org/wiki/Jeotermal_Enerji, 17 Kasım 2006.
21. <http://ekutup.dpt.gov.tr/madencil/enerjiha/oik497.pdf>, 18 Kasım 2006.
22. <http://www.geotermal.marin.org/geopresentation>, 18 Kasım 2006.
23. http://www.eie.gov.tr/turkce/jeoloji/jeotermal/13turkiyede_jeotermal_enerji.html, 18 Kasım 2006.
24. <http://www.eie.gov.tr/turkce/gunes/gunes.html>, 18 Kasım 2006.
25. <http://www.mmo.org.tr/muhendismakina/arsiv/2000/haziran/gunes.htm>, 20 Kasım 2006.
26. Yılmaz, A., Türkiye Yenilenebilir Enerji Kaynakları Potansiyelinin Değerlendirilmesi, Yüksek Lisans Tezi, Y.T.Ü., Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 1995.
27. http://tr.wikipedia.org/wiki/R%C3%BCzgar_Enerjisi, 18 Kasım 2006.
28. <http://www.turkelektrik.com/t-ruzgar%20turbini.htm>, 18 Kasım 2006.
29. <http://www.youthforhab.org.tr/tr/yayinlar/enerji/ruzgar/turbunu.html>, 20 Kasım 2006.
30. <http://st.fatih.edu.tr/~cenkakman/ruzgarenerjisi.html>, 21 Kasım 2006.
31. <http://www.youthforhab.org.tr/tr/yayinlar/enerji/biyokutle/giris.htm>, 21 Kasım 2006.
32. <http://www.biyogaz.com/bgn.htm>, 24 Kasım 2006.
33. <http://tr.wikipedia.org/wiki/biodizel>, 25 Kasım 2006.
34. <http://www.biodieselturk.com/biorthanol.pdf>, 27 Kasım 2006.
35. Yıldız, M., Dünyada ve Türkiye’de Alternatif ve Fosil Enerji Kaynaklarının Geleceğe Yönelik Etüdü, Yüksek Lisans Tezi, K.T.Ü., Fen Bilimleri Enstitüsü, Trabzon, 2006.
36. http://www.eie.gov.tr/hidrojen/hidrojen_enerjisi.html, 27 Kasım 2006.
37. <http://www.metalurji.org.tr>, 27 Kasım 2006.
38. http://www.eie.gov.tr/hidrojen/hidrojen_depolanmasi.html, 28 Kasım 2006.

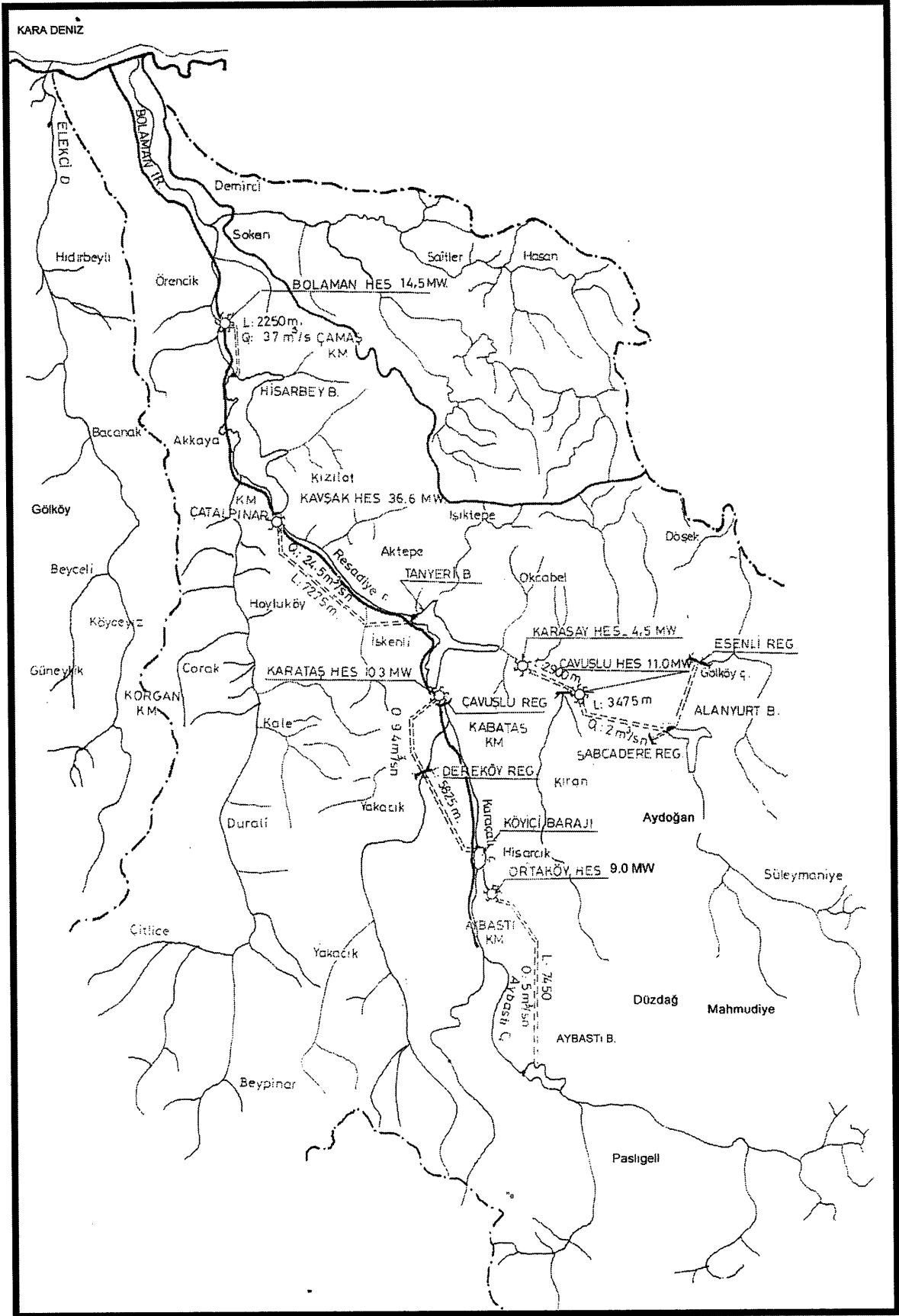
39. Koca, A., Hidrojen Üretimi ve Enerji Olarak Kullanımı, Yüksek Lisans Tezi, Marmara Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 1998.
40. Doğan, M., Alternatif Enerji Kaynakları ve Türkiye’de ve Dünyada Enerji Rezervleri, Ege Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi, İzmir, 1 (1998) 113-125.
41. <http://www.dalgaenerjisi.com>, 28 Kasım 2006.
42. http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/tech_papers/17the_congress/4_2_07.asp, 28 Kasım 2006.
43. <http://www.youthforhab.org/tr/tr/tukenmez%20enerji.html>, 29 Kasım 2006.
44. <http://www.tubitak.gov.tr/btpd/btsd/platform/enerji/altgrup/cevre/bolum2.pdf>, 29 Kasım 2006.
45. <http://www.tubitak.gov.tr/btpd/btsd/platform/enerji/bolum6.1.html>, 29 Kasım 2006.
46. Bulut, F., Mühendislerle ilişkin su semineri, DSİ, Ankara, (2004) 1-14
47. http://www.eie.gov.tr/turkce/HESproje/HESProje05_istik.html, 29 Kasım 2006.
48. <http://www.serki.com/index.php?bolumsec=terimler&id=ao86ra>, 1 Aralık 2006.
49. <http://www.ressiad.org.tr/makaleler.php?ID=20>, 4 Aralık 2006.
50. <http://www.eie.gov.tr/turkce/hesproje/turkeyhidro.doc>, 1 Aralık 2006.
51. Akpınar, A., Dünya, Avrupa Birliği ve Türkiye’nin Toplam Elektrik ve Hidroelektrik Enerji Üretim Projeksiyonu, Yüksek Lisans Tezi, KTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, 2007
52. Akpınar, A., Kömürcü, M. I., Kankal, M., Özölçer, İ.H. and Kaygusuz, K., Energy Situation and Renewables in Turkey and Environmental Effects of Energy Use, Renewable and Sustainable Energy Reviews, (in press), 2007.
53. http://www.eie.gov.tr/turkce/HESproje/PRJ_DUR_DAG_TAB.xls, 2 Aralık 2006.
54. Önsoy, Ö., Akpınar, A. ve Yavuz, O., Türkiye’de Hidroelektrik Enerjide Gelişmeler, Yapı Dünyası, 19, (2006) 53-55
55. <http://www.ere.com.tr/pdf/HIDRO-POT-AB-TR.pdf>, 4 Aralık 2006.
56. Kaygusuz, K., 2002. Sustainable Development of Hydropower and Biomass Energy in Turkey, Energy Conversion and Management, 43, 1099-1120.
57. Kaygusuz, K. ve Kaygusuz, A., 2002. Renewable Energy and Sustainable Development in Turkey, Renewable Energy, 25, 431-453.

58. <http://www.tubitak.gov.tr/btpd/btspd/platform/enerji/bolum6.html>, 15 Kasım 2006.
59. Kaplan, H., Üçüncü, O., Saka, F., Kankal, M. ve Yüksek, Ö. Türkiye'nin Küçük Ölçekli Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve Doğu Karadeniz Örneği, Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu (UTES'2006), 25-27 Mayıs 2006, Isparta, 735-744.
60. <http://www.dsi.gov.tr/skatablo/Tablo2.htm>, 27 Nisan 2007.

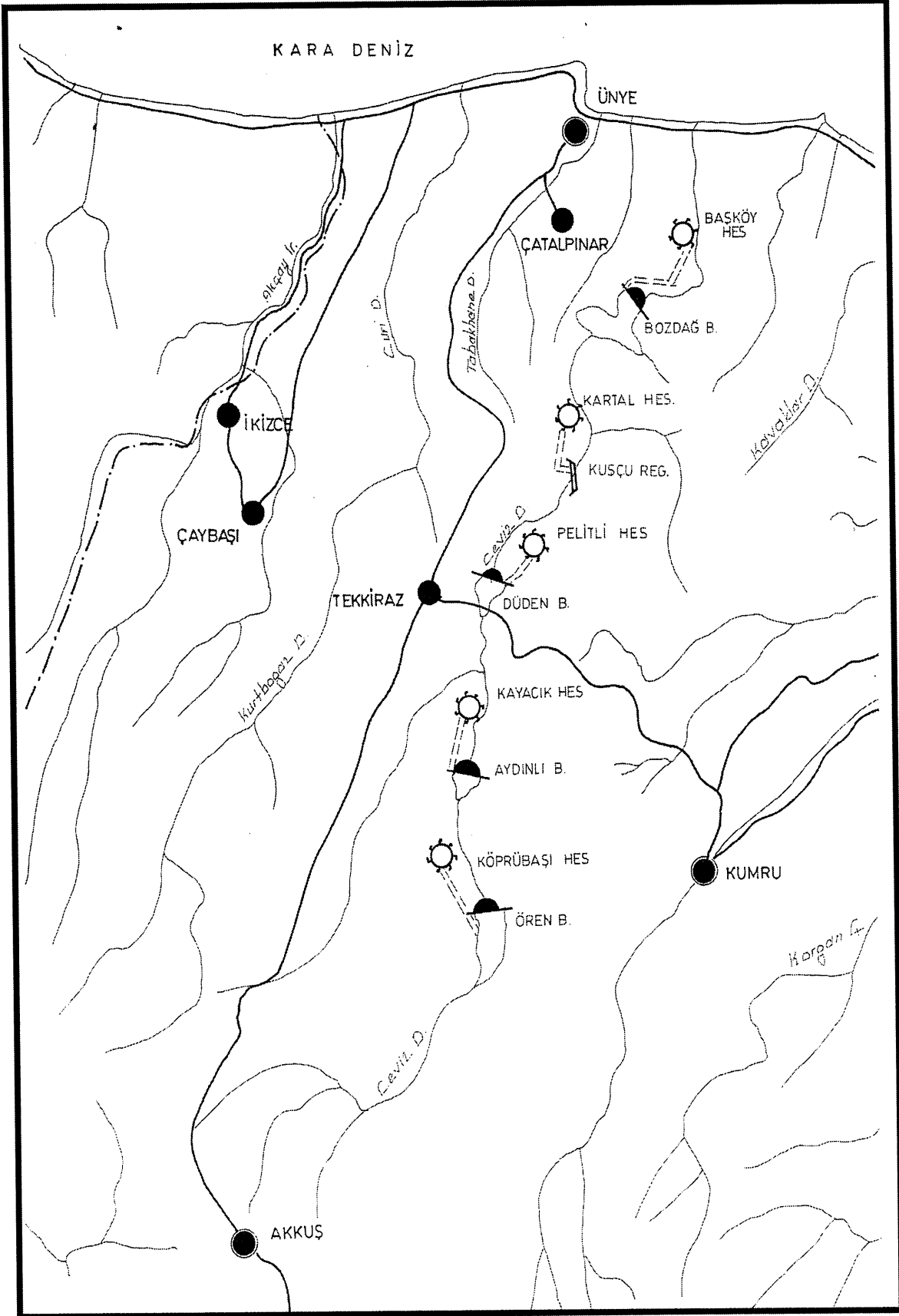
7. EKLER



Ek Şekil 1. Ordu Projesi Kapsamındaki Barajlar ve HES'ler



Ek Şekil 2. Fatsa Projesi Kapsamındaki Barajlar ve HES'ler



Ek Şekil 3. Ünye Projesi Kapsamındaki Barajlar ve HES'ler

ÖZGEÇMİŞ

1981 yılında Trabzon'da doğdu. İlkokulu Yomra Merkez İlköğretim okulunda, ortaokulu Kanuni Ortaokulu'nda tamamladı. 1995 yılında Affan Kitapçıoğlu Lisesinde başladığı lise öğrenimini, Trabzon Lisesi'nde tamamladı. 1998 yılında Karadeniz Teknik Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi İnşaat Mühendisliği Bölümünde lisans öğrenimine başladı ve 2002 yılı bahar döneminde mezun oldu. 2003 yılı güz döneminde Karadeniz Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü İnşaat Mühendisliği bölümünde yüksek lisans eğitimine başladı. 2004 yılı Ağustos ayında Standart Yapı Denetim Hizmetleri A.Ş. kontrol mühendisi olarak göreve başladı ve 2005 yılı Ocak ayında Sima İnşaat A.Ş. şantiye şefi olarak çalışmaya devam etti. 2005 yılı Eylül ayında DSİ VII. Bölge Müdürlüğü Ordu 75. Şube Müdürlüğü emrinde Topçam Barajı ve HES inşaatında kontrol mühendisi olarak çalışmaya başladı. 2006 yılı Eylül ayında başladığı Proje İnşaat Baş Mühendisliği görevine halen devam etmektedir. Yabancı dil olarak İngilizce bilmektedir.