GÜMÜŞHANE ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

İNŞAAT MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

HİDROELEKTRİK ENERJİ VE HİDROELEKTRİK SANTRALLERDE TÜRBİN TİPİ SEÇİMİNİN VERİME ETKİSİNİN İNCELENMESİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Miraç BULUT

EYLÜL 2013

GÜMÜŞHANE

GÜMÜŞHANE ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

İNŞAAT MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

HİDROELEKTRİK ENERJİ VE HİDROELEKTRİK SANTRALLERDE TÜRBİN TİPİ SEÇİMİNİN VERİME ETKİSİNİN İNCELENMESİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Miraç BULUT

Gümüşhane Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
"İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalı"
Yüksek Lisans Programında Kabul Edilen Tezdir.

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih: 03/09/2013

Tezin Sözlü Savunma Tarihi: 17/09/2013

EYLÜL 2013

KABUL ve ONAY

Doç. Dr. S. Serkan NAS danışmanlığında **Miraç BULUT** tarafından hazırlanan **"HİDROELEKTRİK ENERJİ VE HİDROELEKTRİK SANTRALLERDE TÜRBİN TİPİ SEÇİMİNİN VERİME ETKİSİNİN İNCELENMESİ"** isimli bu çalışma jürimiz tarafından Gümüşhane Üniversitesi **İnşaat Mühendisliği** Anabilim Dalı'nda Yüksek Lisans Tezi olarak Oy birliği ile kabul edilmiştir.

Başkan : .....
Doç. Dr. S. Serkan NAS

Üye (Danışman) : .....
Doç. Dr. S. Serkan NAS

Üye : .....
Yrd. Doç. Dr. Fatih SAKA

Üye : .....
Yrd. Doç. Dr. Kemal KUVVET

ONAY

Bu tez 24/10/2013 tarihinde Enstitü Yönetim Kurulunca kabul edilmiştir.

Doç. Dr. Temel BAYRAK
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

ÖZET
YÜKSEK LİSANS TEZİ

HİDROELEKTRİK ENERJİ VE HİDROELEKTRİK SANTRALLERDE TÜRBİN TİPİ SEÇİMİNİN VERİME ETKİSİNİN İNCELENMESİ

Miraç BULUT

Gümüşhane Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Doç. Dr. S. Serkan NAS
2013, 125 sayfa

Konforlu yaşamın sürdürülmesi ve ekonomik gelişimin devamı için dünya enerji tüketimi her yıl yaklaşık %5-6 oranında artmaktadır. Ancak tüketimi karşılayan fosil yakıt (kömür, petrol, doğalgaz) rezervi çok daha büyük bir oranla azalmaktadır. Bu doğrultuda dünya üzerinde enerji krizleri yaşanmaya başlamıştır. Ayrıca; fosil yakıtların kullanımından dolayı her gün enerji kaynaklı küresel ısınmanın arttığı, çevresel birçok olumsuzluklara sebep olup insan sağlığını tehdit ettiği de bir gerçektir. Elde edilen veriler ışığında enerji ihtiyacı için alternatif çözümlerin bulunması ve bunların kullanılması tüm dünya ülkeleri için kaçınılmaz bir duruma gelmiştir. Tüm bu nedenlerle içinde bulunduğumuz yüzyıl, yenilenebilir ve temiz alternatif enerji kaynakları kullanımında

atılım yapılması gereken bir yüzyıl olma niteliğindedir. Alternatif enerji kaynaklarının artan önemi doğrultusunda dört bölümden oluşan bu çalışmada, Türkiye enerji talebi, üretimi ve kaynakları hakkında bilgi verilmiş, yenilenebilir enerji kaynakları kullanımını ön planda tutan enerji politikalarının geliştirilmesi gerekliliğinin önemine değinilmiştir. Hidroelektrik enerji ve türbin çeşitleri üzerinde çalışma detaylandırılarak Erzurum ili, İspir ilçesi Çapans Deresi üzerinde bulunan Özlüce Regülatörü ve HES Projesi'nde tercih edilen pelton tipi türbine alternatif olarak bu projede aynı şartlarda kullanılabilecek Francis tipi türbinin verim araştırması yapılmış ve mevcut sistemle karşılaştırması yapılmıştır.

Birinci bölümde; Türkiye elektrik enerjisi kurulu güç, talep, üretim, tüketim değerleri ile gelecek on yıllık dönem için oluşturulan enerji talep ve üretim projeksiyonları incelenmiştir.

İkinci bölümde; Hidroelektrik enerji kavramı tanımlanarak hidroelektrik santral tesislerinin sınıflandırılması yapılmıştır.

Üçüncü bölümde; Hidroelektrik potansiyel belirleme metotları anlatılmış, hidroelektrik santral tesislerinde kullanılan hidrolik türbin tipleri ve kullanılma sahaları hakkında bilgi verilmiştir.

Dördüncü bölümde; Erzurum ili, İspir ilçesi, Çapans deresi üzerinde inşaatı devam eden Özlüce Regülatörü ve HES Projesi örneği üzerinde türbin tipi tahkiki yapılmış ve alternatif olarak kullanılabilecek Francis tipi türbinin kavramsal tasarımı yapılarak mevcut sistemde tercih edilen Pelton tipi türbin ile verim karşılaştırması yapılmıştır. Yapılan bu karşılaştırma neticesinde yüksek düşü, düşük debi ve değişken akımların söz konusu olduğu akarsularda Pelton tipi türbinin tercih edilmesi durumunda proje debisinden çok daha düşük akımların gelmesi durumunda dahi santrali çalıştırılabilme imkânı sağlamaktadır. Bu sayede savaklanacak suyu minimize ederek enerjiye çevrilecek su miktarı artırılmakta, enerji kayıpların önüne geçilebilmektedir.

Anahtar Kelimeler: Enerji kaynakları, Hidroelektrik enerji, Hidrolik türbin çeşitleri, Özlüce Regülatörü ve HES

ABSTRACT
MS THESIS

HYDROELECTRIC POWER AND INVESTIGATION OF THE IMPACT ON EFFICIENCY TURBINE TYPE CHOICE IN HYDROELECTRIC POWER PLANTS

Miraç BULUT

Gümüşhane University
Graduate School of Natural and Applied Sciences
Department of Civil Engineering

Supervisor: Assoc. Prof. Dr. S.Serkan NAS
2013, 125 pages

In order to provide comfortable life and continue of economic development, around each year the world's energy consumption is increasing by 5-6%. However fossil fuel reserves (coal, petroleum, natural gas) decreases by higher percentages. In this direction has begun to emerge on the world energy crisis. Furthermore the fact that use of fossil fuels causes the increase in global warming and environmental problems and dangers human health. Under received data, finding alternative solutions for energy needs and their use has become inevitable for all countries. For all these reasons the current century, renewable and clean alternative energy resources are breakthrough to become a century. In line with the growing importance of alternative energy sources in this study consists of four sections, Turkey's demand for energy and resources to the production of the

information about the use of renewable energy sources mentioned the importance of the need for the development of energy policies in the foreground. Study on hydroelectric power and turbine types is detailed and in Erzurum province, Ispir district, located on the Capans River Ozluce Regulator and Hydro-electric Power Plant (HEPP) Project, as an alternative to the preferred Pelton type turbines Francis type turbine efficiency can be used in this project is conducted under the same conditions and compared with the existing system.

In the first section; Turkey's electric energy installed capacity, demand, production, consumption values with energy demand-production projections generated for the next ten-year period are investigated.

In the second section; hydroelectric power plants are classified by defining the concept of hydroelectric energy.

In the third section; methods for determination of hydroelectric potential are described and hydraulic turbine types used in hydropower plants are described with usage information.

In the last section; turbine type verification is made on a sample project Ozluce Regulator and HEPP which is under construction at Erzurum city Ispir district on Capans creek. Conceptual design of Francis turbine and compare with preferred Pelton turbine in terms of efficiency are made. As a result of this comparison if Pelton type turbine is preferred at rivers with high head, low flow or variable flows, that will provide opportunity to plant executable with much lower flows than project flow. In this way, minimizing the spilled water increases the amount of water converted to the energy and energy losses can be avoided.

Keywords: Energy sources, Hydroelectric power, Hydraulic turbines, Ozluce Regulator and HEPP

TEŞEKKÜR

Hidroelektrik enerjinin tanıtılması ve hidroelektrik santrallerde farklı türbin tipleri veriminin enerji üretimine etkisini konu alan bu çalışma, Gümüşhane Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü İnşaat Mühendisliği Ana Bilim Dalı'nda, Yüksek Lisans Tezi olarak hazırlanmıştır.

Bu araştırmanın planlanmasından yazımına kadar geçen her aşamada benden desteğini ve yardımını esirgemeyen değerli hocam ve danışmanım Sayın Doç. Dr. S. Serkan NAS başta olmak üzere saygıdeğer hocalarıma, benden manevi desteğini esirgemeyen aileme ve eşime sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Miraç BULUT
Gümüşhane 2013

İÇİNDEKİLER

Sayfa No

ÖZET III
ABSTRACT V
TEŞEKKÜR VII
İÇİNDEKİLER VIII
ŞEKİLLER DİZİNİ XI
TABLOLAR DİZİNİ XIV
SEMBOLLER VE KISALTMALAR XVI
1. GENEL BİLGİLER 1
1.1. Giriş 1
1.2. Türkiye Enerji Kapasitesi ve Kaynaklara Dağılımı 2
1.3. Türkiye Elektrik İhtiyacı ve 10 Yıllık Üretim-Talep Projeksiyonları 7
1.4. Alternatif Enerji Kaynakları 9
2. HİDROELEKTRİK ENERJİ 11
2.1. Giriş 11
2.2. Hidroelektrik Enerjiyi Geliştirmemizi Gerekli Kılan Nedenler 12
2.3. Hidroelektrik Santraller 12
2.3.1. Hidroelektrik Santrallerin Öncelikli Olmasını Gerekli Kılan Nedenler 13
2.3.1.1. Ekonomik Etmenler 13
2.3.1.2. Çevresel Etmenler 14
2.3.1.3. Toplumsal ve Stratejik Etmenler 14
2.3.2. Hidroelektrik Santrallerin Diğer Avantajları 14
2.3.3. Hidroelektrik Santrallerin Olumsuz Yönleri 14
2.3.4. Hidroelektrik Santrallerde Düşü, Debi, Güç ve Enerji Kavramları 15
2.3.5. Hidroelektrik Santrallerin Sınıflandırılması 18
2.3.5.1. Düşü Yüksekliğine Göre 18
2.3.5.2. Ürettikleri Enerjinin Karakter ve Değerine Göre 19
2.3.5.2.1. Baz Santraller 19
2.3.5.2.2. Pik (Dengeleme) Santraller 19
2.3.5.3. Kapasitelerine (Kurulu gücüne) Göre 19
2.3.5.3.1. Çok Küçük Kapasiteli (Mikro tip) Santraller 19
2.3.5.3.2. Küçük Kapasiteli (Mini) Santraller 20
2.3.5.3.3. Orta Kapasiteli Santraller 20
2.3.5.3.4. Yüksek Kapasiteli Santraller 21

Sayfa No

2.3.5.4. Yapılarına Göre 21
2.3.5.4.1. Yerüstü Santralleri 21
2.3.5.4.2. Yer Altı Santralleri 22
2.3.5.4.3. Yarı Gömülü veya Batık Santraller 23
2.3.5.5. Çevirme Santralleri 23
2.3.5.5.1. Basınçlı Akışlı Çevirme Santralleri 24
2.3.5.5.2. Serbest Yüzeyli Akışlı Çevirme Santralleri 24
2.3.5.6. Biriktirme Durumuna Göre Santraller 24
2.3.5.6.1. Biriktirmesiz Santraller 24
2.3.5.6.1.1. Nehir (Akarsu) Santralleri 24
2.3.5.6.1.2. Kanal Santralleri 25
2.3.5.6.2. Biriktirmeli Santraller 26
2.3.5.7. Pompaj Santralleri 26
2.3.5.8. Gel-Git ve Dalga Santralleri 29
2.3.5.8.1. Gel-Git Santralleri 29
2.3.5.8.2. Dalga Santralleri 31
2.3.5.9. Depresyon Santralleri 33
2.3.5.10. Okyanus Enerjisi Santralleri 34
3. HİDROELEKTRİK POTANSİYEL 35
3.1. Giriş 35
3.2. Brüt Hidroelektrik Potansiyel Güç 35
3.3. Teknik Hidroelektrik Potansiyel Güç 35
3.4. Ekonomik Hidroelektrik Potansiyel Güç 36
3.5. Hidroelektrik Potansiyel Güç Belirleme Metotları 38
3.5.1. Debi Süreklilik Eğrisi Metodu 38
3.5.2. Ardışık Akım Öteleme Metodu 42
3.6. Hidrolik Türbin Tipleri ve Kullanılma Sahaları 43
3.6.1. Aksiyon Türbinleri 44
3.6.1.1. Pelton Türbini 45
3.6.1.2. Turgo Türbini 46
3.6.2. Reaksiyon Türbinleri 47
3.6.2.1. Kaplan Türbini 51
3.6.2.2. Francis Türbini 53
3.6.2.3. Michell-Banki-Ossberger (Cross-Flow) Türbini 54
3.7. Hidroelektrik Santrallerde Türbin Tipinin Belirlenmesi 55

Sayfa No

3.8. Hidroelektrik Sistemlerin Tasarım Kriterleri 61
4. YAPILAN ÇALIŞMALAR..... 63
4.1. Giriş 63
4.2. Özlüce Regülatörü ve HES'i Türbin Tipinin Sorgulanması..... 63
4.2.1. Optimizasyon Çalışmaları 69
4.2.1.1. İncelenen Alternatifler ve Net Düşü Hesabı..... 69
4.2.1.2. Yük Kayıpları ve Yükleme Odası Su Kotları..... 71
4.2.1.3. Yıllık Enerji Üretim Hesabı..... 73
4.2.1.4. Optimizasyon Sonucu..... 80
4.2.1.5. Elektromekanik Donanım Seçimi ve Genel Boyutları 81
4.2.1.5.1. Ünite Sayısı ve Türbin Tipi 81
4.2.1.6. Santral Toplam Verimi ve Barada Kurulu Güç 82
4.2.1.6.1. Santral Toplam Verimi 82
4.2.1.6.2. Barada Kurulu Güç..... 83
4.2.1.6.3. Santral Yük Faktörü 83
4.2.1.6.4. Brüt Düşü, Statik Düşü, Düşü Kaybı ve Net Düşü..... 84
4.2.1.6.4.1. Brüt Düşü..... 84
4.2.1.6.4.2. Statik Düşü 84
4.2.1.6.4.3. Düşü Kaybı..... 85
4.2.1.6.4.4. Net Düşü..... 87
4.2.1.6.5. Türbin Tipinin Sorgulanması 87
4.2.1.6.5.1. Pelton Türbin Tercih Edilmesi Halinde..... 91
4.2.1.6.5.2. Francis Türbin Tercih Edilmesi Halinde 98
4.2.1.6.5.3. Pelton ve Francis Türbinin Enerji Üretiminin Karşılaştırılması..... 104
4.2.1.6.6. Türbin Özgül (Spesifik) Hızı ve Senkron Hızı..... 111
4.2.1.6.7. Türbin Çarkı Eksen Kotu ve Türbin Boyutları..... 112
5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER 115
6. KAYNAKLAR..... 121
ÖZGEÇMİŞ

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa No

Şekil 1.1. Enerji üretiminin yerli ve ithal kaynaklara bağlı olarak gelişimi 4
Şekil 1.2. Elektrik üretim değerlerinin yıllara göre değişimi 4
Şekil 1.3. 2012 yılı elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara dağılımı 5
Şekil 1.4. Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücünün yıllara göre değişimi 5
Şekil 1.5. 2012 yılı elektrik enerjisi üretim kurulu gücünün kaynaklara dağılımı 6
Şekil 1.6. 2012 yılında işletmeye alınan enerji tesislerinin kaynaklara dağılımı 6
Şekil 1.7. 10 yıllık elektrik enerjisi arz-talep senaryoları 7
Şekil 1.8. 10 yıllık elektrik enerjisi projeksiyonu grafiği 8
Şekil 2.1. Hidrolik su çevrimi 11
Şekil 2.2. Hidroelektrik üretiminin toplam elektrik üretimi içindeki payı 12
Şekil 2.3. Türkiye'deki hidroelektrik santraller 13
Şekil 2.4. Tipik bir aksiyon türbinli enerji santralinin çalışma prensibi 16
Şekil 2.5. Tipik bir reaksiyon türbinli enerji santralinin çalışma prensibi 16
Şekil 2.6. Tipik bir firm-sekonder enerji kavramlarını gösterir debi-zaman grafiği 17
Şekil 2.7. Tipik bir hidroelektrik santral tesisinin şematik gösterimi 18
Şekil 2.8. Tipik bir mikro tip tesis uygulaması 20
Şekil 2.9. Tipik bir yerüstü santral uygulaması 21
Şekil 2.10. Tipik bir yer altı santral uygulaması 22
Şekil 2.11. Tipik bir yer altı santrali uygulaması şematik gösterimi 22
Şekil 2.12. Tipik bir yarı gömülü santral uygulaması 23
Şekil 2.13. Tipik bir nehir tipi santral uygulaması 25
Şekil 2.14. Tipik bir kanal tipi santral uygulaması 25
Şekil 2.15. Tipik bir biriktirmeli santral uygulaması 26
Şekil 2.16. Pompaj depolamalı santrallerin gün içi çalışma prensibi 28
Şekil 2.17. İşletme halindeki pompaj depolamalı santrallerden örnekler 29
Şekil 2.18. Sihwa gölü gel-git enerji santrali 30
Şekil 2.19. Tipik bir gel-git santrali çalışma sistemi şematik gösterimi 30
Şekil 2.20. Farklı tipteki dalga ve gel-git enerjisi santral örnekleri 32
Şekil 2.21. Kattara hidroelektrik santrali 33
Şekil 3.1. Avrupa ülkeleri ile Türkiye hidroelektrik potansiyel ve üretiminin karşılaştırılması 36
Şekil 3.2. Türkiye hidroelektrik potansiyelinin bazı ülkelerle karşılaştırılması 37
Şekil 3.3. Tipik bir debi-süreklilik eğrisi 39
Şekil 3.4. Tipik Bir Güç-Süreklilik Eğrisi 40
Şekil 3.5. Hidrolik türbin çark tipleri 44

Sayfa No

Şekil 3.6. (a)Tipik bir pelton çarkı ve nozul sistemi (b)Nozuldan çarka gönderilen su jeti 46
Şekil 3.7. Nozuldaki suyun debisini ayarlayan saptırıcı (deflektör) şematik gösterimi ... 46
Şekil 3.18. Farklı tiplerdeki turgo kepçeleri 47
Şekil 3.9. Pelton ve turgo türbinleri su jetlerinin şematik gösterimi 47
Şekil 3.10. Tipik bir kaplan türbin şematik gösterimi 51
Şekil 3.11. (a) Tipik bir kaplan türbin çarkı (b) Kaplan türbin yönlendirici kanatları 52
Şekil 3.12. Tipik bir boru tipi kaplan türbini şematik gösterimi 52
Şekil 3.13. Tipik bir Francis türbini 53
Şekil 3.14. Tipik bir Banki hidrolik türbin çarkı 55
Şekil 3.15. Tipik Bir Banki Türbini Çalışma Prensibi 55
Şekil 3.16. Debi ve düşü değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-1 56
Şekil 3.17. Debi ve düşü değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-2 57
Şekil 3.18. Debi ve düşü değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-3 57
Şekil 3.19. Debi ve düşü değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-4 58
Şekil 3.20. Özgül hız değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı 59
Şekil 3.21. Hidrolik türbinlerin karakteristik verim eğrileri 60
Şekil 3.22. Türbin tiplerinin kısmi yüklerde çalışması halinde verim eğrileri 61
Şekil 4.1. Akarsu yatağı üzerinde Özlüce Regülatörü ve HES'in yerleşimi 64
Şekil 4.2. Özlüce Regülatörü ve HES'in proje debisi hesabında kullanılan A.G.İ.'lerin yerleşim planı 65
Şekil 4.3. Özlüce regülatörü debi-süreklilik eğrisi 67
Şekil 4.4. Özlüce Regülatörü ve HES genel yerleşim planı 68
Şekil 4.5. Debi-net fayda grafiği 80
Şekil 4.6. Türbin tipi seçim diyagramı 88
Şekil 4.7. Pelton türbini debi-düşü ilişkisi (Debi ≤ 4,5 m³/s) 95
Şekil 4.8. Pelton türbini debi-düşü ilişkisi (Debi > 4,5 m³/s) 95
Şekil 4.9. Pelton türbini debi-verim ilişkisi (Debi ≤ 4,5 m³/s) 96
Şekil 4.10. Pelton türbini debi-verim ilişkisi (Debi > 4,5 m³/s) 96
Şekil 4.11. Francis türbini debi-düşü ilişkisi (Debi ≤ 4,5 m³/s) 102
Şekil 4.12. Francis türbini debi-düşü ilişkisi (Debi > 4,5 m³/s) 102
Şekil 4.13. Francis türbini debi-verim ilişkisi (Debi ≤ 4,5 m³/s) 103
Şekil 4.14. Francis türbini debi-verim ilişkisi (Debi > 4,5 m³/s) 103
Şekil 4.15. Yatay eksenli, 2-jet, 1-çarklı Pelton türbini debi-verim ilişkisi 108
Şekil 4.16. Yatay eksenli, 2-jet, 1-çarklı Pelton türbini güç-verim ilişkisi 108
Şekil 4.17. Düşey eksenli, 4 jet, 1 çarklı Pelton Türbini debi-verim ilişkisi 109

Sayfa No

Şekil 4.18. Düşey eksenli, 4 jet, 1 çarklı Pelton türbini güç-verim ilişkisi 109
Şekil 4.19. Özlüce HES Pelton çarkı 113
Şekil 4.20. Türbin boyutları 114
Şekil 4.21. Türbin yerleşim detayı 114
Şekil 4.22. Francis ve pelton türbini karşılaştırmalı debi-verim ilişkisi ($Q \leq 4,5 m^3/s$)..... 115
Şekil 4.23. Francis ve pelton türbini karşılaştırmalı debi-verim ilişkisi ($Q > 4,5 m^3/s$)..... 116
Şekil 4.24. Özlüce HES İletim Hattı Genel Görünümü 117

TABLOLAR DİZİNİ

Sayfa No

Tablo 1.1. Türkiye elektrik enerjisi kurulu güç-talep-üretim-tüketim ve kayıplarının yıllar itibariyle gelişimi 3
Tablo 1.2. 10 yıllık elektrik enerjisi projeksiyonu tablosu 8
Tablo 1.3. 10 yıllık elektrik enerjisi arz-talep senaryoları 9
Tablo 1.4. Günümüz klasik enerji kaynaklarına karşılık alternatif enerji kaynakları 10
Tablo 2.1. Türkiye'de kavramsal tasarımı yapılmış pompaj depolamalı tesisler 28
Tablo 3.1. Havza gelişme planlarına göre Türkiye ekonomik hidroelektrik potansiyelinin zamanla değişimi 38
Tablo 3.2. Verim analizi yapılan bazı hidroelektrik santralleri ve teknik özellikleri 50
Tablo 3.3. Özgül hıza bağlı olarak türbin tipleri 58
Tablo 4.1. Özlüce regülatörü yeri aylık ortalama debileri 66
Tablo 4.2. Seçilen proje debisine göre cebri boru optimizasyonu 70
Tablo 4.3. Tayin edilen cebri boru çapına göre oluşan yük kayıpları 71
Tablo 4.4. Net düşü değerleri 72
Tablo 4.5. Alternatif işletme çalışması özeti-1 73
Tablo 4.6. Alternatif işletme çalışması özeti-2 74
Tablo 4.7. Alternatif işletme çalışması özeti-3 75
Tablo 4.8. Alternatif işletme çalışması özeti-4 76
Tablo 4.9. Alternatif işletme çalışması özeti-5 77
Tablo 4.10. Alternatif işletme çalışması özeti-6 78
Tablo 4.11. Debi optimizasyonu rantabilite değerleri 79
Tablo 4.12. Yılda çalışılan gün ve saat sayısı 80
Tablo 4.13. Ünitelerin farklı yüklerde çalışması halinde brüt düşü değerleri 84
Tablo 4.14. Basınçlı akış koşulunda statik düşü 85
Tablo 4.15. Düşü kaybı hesabı 86
Tablo 4.16. Basınçlı akışta net düşü 87
Tablo 4.17. Özlüce regülatörü yerinde can suyu düşülmüş debi değerleri 90
Tablo 4.18. Özlüce HES'de pelton türbin seçilmesi halinde oluşacak net düşü ve türbin verimleri 91
Tablo 4.19. Özlüce HES'de türbinlenebilecek su miktarı 92
Tablo 4.20. Özlüce HES'de değişken debi değerlerinde oluşan net düşü değerleri 93
Tablo 4.21. Özlüce HES'de değişken debi değerlerinde oluşan verim değerleri 94
Tablo 4.22. Özlüce HES'de üretilen enerji değerleri 97
Tablo 4.23. Özlüce HES'de francis türbin seçilmesi halinde oluşacak net düşü ve türbin verimleri 98
Tablo 4.24. Özlüce HES'de türbinlenebilecek su miktarı 99

Sayfa No

Tablo 4.25. Özlüce HES'de değişken debi değerlerinde oluşan net düşü değerleri 100
Tablo 4.26. Özlüce HES'de değişken debi değerlerinde oluşan verim değerleri 101
Tablo 4.27. Özlüce HES'de üretilen enerji değerleri 104
Tablo 4.28. Pelton ve Francis türbinlerin maliyetlerinin karşılaştırılması 105
Tablo 4.29. Türbin ekseni, jet ve çark konfigürasyonu 106
Tablo 4.30. Yatay ve Düşey Eksenli Pelton türbin-jeneratör karşılaştırması 107

SEMBOLLER VE KISALTMALAR

D : Drenaj alanı (m^2)
d_j : Jet çapı (m)
D_a : Su çevrim eksenindeki drenaj alanı (m^2)
D_b : Membada bulunan A.G.İ.'nin drenaj alanı (m^2)
D_c : Mansapta bulunan A.G.İ.'nin drenaj alanı (m^2)
e_t : Tam güçte türbin verimi
e_g : Tam güçte jeneratör verimi
e_{tr} : Tam güçte transformatör verimi
e_b : Bara verimi
e : Toplam verim
e_{pik} : Maksimum verim
$E_{brüt}$: Su kaynağının brüt enerjisi (kWh)
g : Yer çekimi ivmesi (m/s^2)
H_b : Brüt düşü (m)
H_n : Net düşü (m)
H_{st} : Statik Düşü (m)
H_s : Türbin çark ekseni ile kuyruksuyu seviyesi arasındaki mesafe (m)
H_{max} : Maksimum net düşü (m)
H_{Qmin} : Minimum debi düşüsü (m)
H : Kot farkı (m)
HWL : Yükleme havuzu su yüzeyi kotu (m)
I : Hazneye giren akım miktarı (m^3)
J : Jet sayısı (adet)
L : Kayıplar (m^3) (buharlaşma, su kaçakları vs.)
n : Özgül devir sayısı (d/dak)
n_s : Özgül hız (m-kW)
N : Türbin gücü (kW)
N_q : Özgül hız (m-akış)
$N_{brüt}$: Su kaynağının brüt gücü (kW)
O : Hazneden çıkan akım miktarı (m^3)
P : Brüt hidroelektrik güç potansiyeli(kW)
P_{bara} : Brüt hidroelektrik güç potansiyeli-Barada güç (kW)
TWL : Kuyruksuyu su yüzeyi kotu (m)
q : Özgül verim ($Lt/s/km^2$)
Q_a : Su çevrim eksenindeki akım (m^3/s)
Q_b : Membada bulunan A.G.İ. akımı (m^3/s)
Q_c : Mansapta bulunan A.G.İ. akımı (m^3/s)
Q_{max} : Maksimum türbin debisi (m^3/s)
Q_{min} : Minimum türbin debisi (m^3/s)
Q_{ort} : Yıllık ortalama akım (m^3)
Q_p : Proje debisi (m^3/s)

Q_{pik} : Maksimum jet debisi (m^3/s)
Q_t : Tek türbin debisi (m^3/s)
Q_u : Havzadan çıkan debi (m^3/s)
Z_0 : Havza ortalama yükseltisi (m)
Z_u : Havza çıkış yükseltisi (m)
ΔS : Haznedeki biriktirme hacmi değişimi (m^3)
Δh : Düşü kaybı (m)
γ : Suyun özgül ağırlığı (N/m^3)
$: ABD Doları

AR-GE : Araştırma ve Geliştirme
AB : Avrupa Birliği
ABD : Amerika Birleşik Devletleri
A.G.İ. : Akım Gözlem İstasyonu
BG : Beygir Gücü
Cr : Krom
cm : Santimetre
d : Devir
dk : Dakika
DMİ : Devlet Meteoroloji İstasyonu
DSİ : Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
EİE : Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü
EPDK : Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ETKB : Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ : Elektrik Üretim Anonim Şirketi
gr : Gram
GW : Gigawatt
GWh : Gigawatt saat
HES : Hidro Elektrik Santral
H : Hidrojen
Hz : Hertz
h : Saat
hm^3 : Hektametreküp
IEA : Uluslararası Petrol Kuruluşu
JICA : Japonya Uluslararası İşbirliği Ajansı
KOSGEB Küçük ve Orta Ölçekli İşletmeleri Geliştirme ve Destekleme İdaresi Başkanlığı
km : Kilometre
kg : Kilogram
KW : Kilowatt
KWh : Kilowatt saat
L : Litre
m : Metre

MW	: Megawatt
MWh	: Megawatt saat
N	: Azot
Ni	: Nikel
OECD	: Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü
O	: Oksijen
Pb	: Kurşun
S	: Kükürt
s	: Saniye
TW	: Terawatt
TWh	: Terawatt saat
TEMSAN	: Türkiye Elektromekanik Sanayi Genel Müdürlüğü
TÜBİTAK	: Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu
TBMM	: Türkiye Büyük Millet Meclisi
TEPCO	: Tokyo Elektric Power Company
TÜRKBESD	: Türkiye Beyaz Eşya Sanayicileri Derneği
UEA	: Uluslararası Enerji Ajansı

1. GENEL BİLGİLER

1.1. Giriş

Yüzyılımızın en önemli ihtiyaçlarından biri olan enerji, Türkiye gibi gelişmekte olan ülkeler için büyük ölçüde önemli olup, giderek pahalılaşan işgücü, sermaye ve toprak gibi üretim faktörlerinin arasında yerini almıştır. Nitekim enerjinin yeterli, zamanında, kesintisiz, ekonomik, güvenilir ve temiz olarak sunumu günümüzde ülkelerin gelişmişlik düzeylerini belirleyen en önemli göstergedir. Enerji çeşitliliği de buna paralel olarak artış göstermektedir (TMMOB, 2012; URL-1, 2013).

Petrol ve doğalgaz gibi enerji kaynakları yönünden fakir; linyit ve kömür rezervleri açısından yeterli olmasına rağmen bu rezervlerin değerlendirilme oranı düşük olan ülkemizde enerji üretimi bu kaynaklardan sağlanmaya çalışıldığında kaynakların ithal edilmesi sebebiyle enerji oldukça pahalıya gelmektedir. Buna karşılık Türkiye'de gelişen ekonominin enerji ihtiyacı gün geçtikçe artmaktadır. Nitekim Türkiye, OECD ülkeleri içerisinde geçtiğimiz 10 yıllık dönemde enerji talep artışının en hızlı gerçekleştiği ülke durumundadır (ETKB, 2012; URL-12, 2013).

Gelişmiş olan ülkelerin enerji politikalarını incelediğimizde, hızla yenilenebilir enerji kaynaklarına yöneldiklerini ve zamanla eski ve çevre dostu olmayan teknolojilerini ise gelişmekte olan ülkelere kaydırdıklarını görmekteyiz. Dünya üzerinde bugüne dek enerji üretiminin büyük bir kısmının fosil yakıtlardan karşılandığı ve bu fosil yakıtlar içindeki karbonun havadaki oksijen ile birleşerek CO_2 (tam yanma halinde) veya CO (yarım yanma halinde veya yanma havasının az olması) gazları ortaya çıkardığı bilinmektedir. Yine yakıt içerisinde eser miktarda bulunan kurşun, kükürt gibi elementler yanma sıcaklığında oksijen ile birleşerek insan sağlığı açısından önemli tehdit oluşturan bileşikler (SO_x, PbO, NO_x) oluşturmaktadır. Bu yanma ürünleri atmosfere bırakılmakta ve atmosfer içerisinde birikmektedir. Fotosentez, çürüme gibi tabii dönüşümler bu birikime engel olabilse de, aşırı yakıt tüketimi kısa süreli bir birikime neden olmaktadır. Atmosfer içinde biriken yanma gazları güneş ve yer arasında tabii olmayan katman meydana getirmekte, insan ve bitki hayatı üzerinde negatif etkiye neden olmaktadır. Sera etkisi olarak da bilinen bu etki günümüzde insan sağlığı açısından büyük tehlike arz etmektedir. Bununla birlikte fosil yakıtların yakın gelecekte tükeneceği ve bu kaynaklar üzerine kurulu enerji politikalarının çok pahalı olacağı; hatta rezerv sahibi olmayan ülkeler için imkânsız hale geleceği yapılan tüm bilimsel çalışmalar sonucu gözler önüne serilmiştir.

Enerji bağımsızlığını kazanan ve koruyabilme yeteneği olan ülke pozisyonuna gelebilmek için fosil kaynaklı enerji politikalarına mahkûm olmayıp, yerel alternatif enerji kaynaklarına dayalı ve uzun süreli enerji politikaları geliştirmek zorundayız. Hiç şüphesiz bilmemiz gereken bir şey ise en temel alternatif enerjinin, tasarruf ile kazanılan enerji olduğu; en ucuza ve çabuk faydalanılabilecek enerji kaynağının da; üretim, iletim, tüketim ve dağıtımdaki kayıpların minimuma indirilmesi olduğudur.

16 Haziran 2010-04 Temmuz 2010 tarihleri arasında Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (YEGM) tarafından 'Hane Halkına Yönelik Enerji Verimliliği Araştırması' adı altında bir çalışma yürütülmüş olup bu çalışma sonucu bir rapor yayınlanmıştır. Bu araştırmanın amacı, halkımızın enerji verimliliği bilinç düzeyinin belirlenmesidir. Ayrıca ETKB tarafından yürütülen 'Enerji Verimliliği Projesi' (ENVER) kapsamındaki faaliyetlerden halkın ne kadar farkında olduğu ve bu faaliyetleri ne kadar uyguladığı incelenmiştir. Bu araştırma sonucu düzenlenen rapora göre ETKB tarafından yürütülen enerji verimliliği çalışmalarından haberdar mısınız sorusuna %17,8 oranında evet cevabı verilmiştir. Enerji talebinin karşılanması amacıyla belirlenecek politika çalışmaların temelinde halkın bilinçlendirilmesi çalışmaları gelmelidir (URL 8 ve 28, 2013)

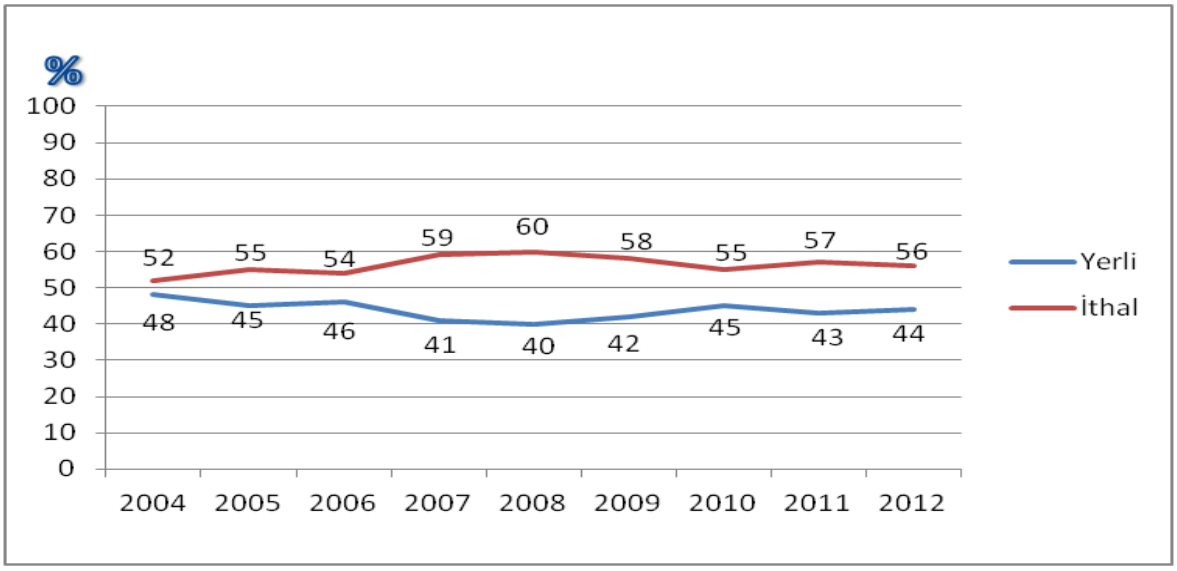
1.2. Türkiye Enerji Kapasitesi ve Kaynaklara Dağılımı

2012 yılı sonu itibariyle Türkiye enerji üretiminde doğalgazın payı yaklaşık olarak %43,18 olarak gerçekleşirken, linyit ve ithal kömürün toplam payı yaklaşık olarak %27,2 olarak gerçekleşmiştir. Hidrolik ve rüzgârın üretimdeki payı toplam olarak %26,98'e yaklaşmıştır. Üretimin yerli ve ithal olarak gelişimi incelendiğinde, büyük bir kısmının ithal kaynaklar (doğalgaz ve kömür)'dan karşılandığı görülmektedir. Türkiye'de son 29 yılda gerçekleşen enerji kurulu gücü, talep, üretim, tüketim ve enerji kayıpları değerlerinin yıllar itibariyle değişimi Tablo 1.1'de gösterilmiştir.

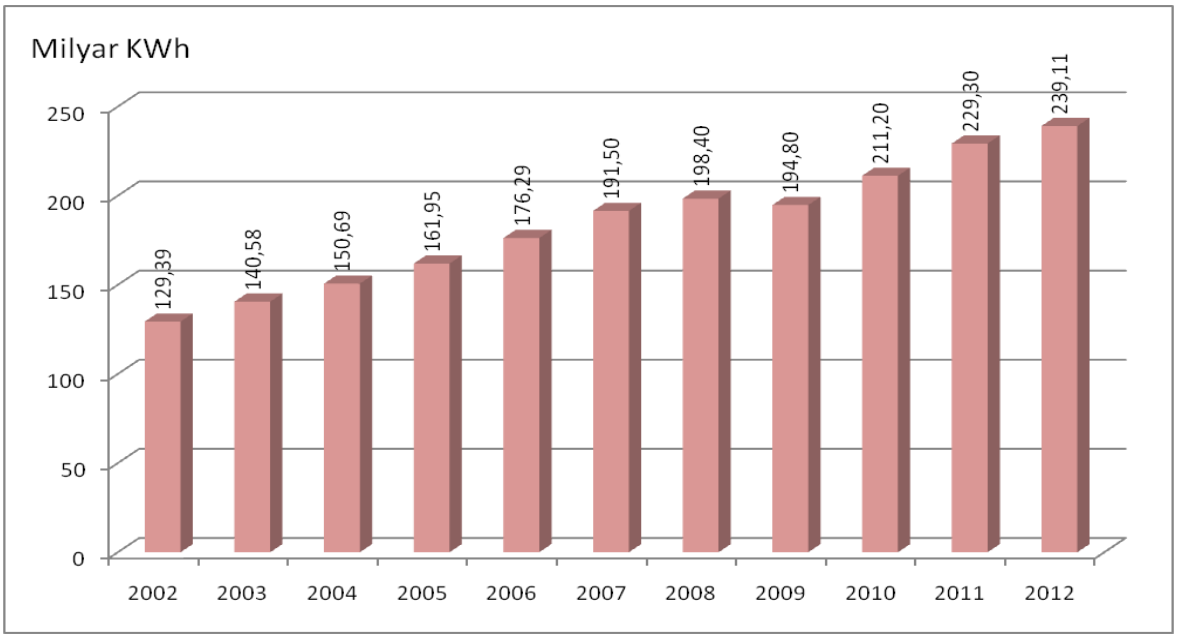
Tablo 1.1. Türkiye elektrik enerjisi kurulu güç-talep-üretim-tüketim ve kayıplarının yıllar itibariyle gelişimi (URL-11, 2013).

TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ KURULU GÜÇ-TALEP-ÜRETİM - TÜKETİM VE KAYIPLARININ YILLAR İTİBARİYLE GELİŞİMİ																								
YILLAR	KURULU GÜÇ (MW)	ARTIŞ %	HİDROLİK KURULU GÜÇ (MW)	ARTIŞ %	BRÜT TALEP (GWh)	ARTIŞ %	BRÜT ÜRETİM (GWh)	ARTIŞ %	HİDROLİK KAYNAKLI BRÜT ÜRETİM (GWh)	BRÜT ÜRETİMDE HİDROLİK PAYI %	İÇ İHTİYAÇ (GWh)	ARTIŞ %	NET ÜRETİM (GWh)	İTHALAT (GWh)	ŞEBEKEYE VERİLEN (GWh)	ŞEBEKE KAYBI						İHRACAT (GWh)	NET TÜKETİM (GWh)	ARTIŞ %
																İLETİM (GWh)	%	DAĞITIM (GWh)	%	TOPLAM (GWh)	%			
1984	8461,6	-	3874,8	-	33266,5	-	30613,5	-	13426,3	43,9	1890,7	-	28722,8	2653,0	31375,8	1577,4	-	2163,2	-	3740,6	-	-	27635,2	-
1985	9121,6	7,8	3874,8	0,0	36361,3	9,3	34218,9	11,8	12044,9	35,2	2306,8	6,7	31912,1	2142,4	34054,5	1611,4	4,7	2734,5	8,0	4345,9	12,8	-	29708,6	7,5
1986	10115,2	10,9	3877,5	0,1	40471,4	11,3	39694,8	16,0	11872,6	29,9	2815,0	7,1	36879,8	776,6	37656,4	1344,3	3,6	4102,4	10,9	5446,7	14,5	-	32209,7	8,4
1987	12495,1	23,5	5003,3	29,0	44925,0	11,0	44352,9	11,7	18617,8	42,0	2607,7	5,9	41745,2	572,1	42317,3	1627,4	3,8	3992,6	9,4	5620,0	13,3	-	36697,3	13,9
1988	14520,6	16,2	6218,3	24,3	48430,0	7,8	48048,8	8,3	28949,6	60,3	2400,0	5,0	45648,8	381,2	46030,0	2016,6	4,4	4291,9	9,3	6308,5	13,7	-	39721,5	8,2
1989	15808,2	8,9	6597,3	6,1	52601,7	8,6	52043,2	8,3	17939,6	34,5	3234,5	6,2	48808,7	558,5	49367,2	1544,0	3,1	4703,2	9,5	6247,2	12,7	-	43120,0	8,6
1990	16317,6	3,2	6764,3	2,5	56811,7	8,0	57543,0	10,6	23148,0	40,2	3311,4	5,8	54231,6	175,5	54407,1	1787,2	3,3	4893,1	9,0	6680,3	12,3	906,8	47726,8	10,7
1991	17209,1	5,5	7113,8	5,2	60499,3	6,5	60246,3	4,7	22683,3	37,7	3655,2	6,1	56591,1	759,4	57350,5	1437,8	2,5	6123,4	10,7	7561,2	13,2	506,4	49789,3	4,3
1992	18716,1	8,8	8378,7	17,8	67216,8	11,1	67342,2	11,8	26568,0	39,5	4237,3	6,3	63104,9	188,8	63293,7	1342,9	2,1	7651,9	12,1	8994,8	14,2	314,2	54298,9	9,1
1993	20337,6	8,7	9681,7	15,6	73431,7	9,2	73807,5	9,6	33950,9	46,0	3943,1	5,3	69864,4	212,9	70077,3	1634,9	2,3	8616,7	12,3	10251,6	14,6	588,7	59825,7	10,2
1994	20859,8	2,6	9864,6	1,9	77783,0	5,9	78321,7	6,1	30585,9	39,1	4539,1	5,8	73782,6	31,4	73814,0	1800,3	2,4	10042,7	13,6	11843,0	16,0	570,1	61971,0	3,6
1995	20954,3	0,5	9862,8	0,0	85551,5	10,0	86247,4	10,1	35540,9	41,2	4388,8	5,1	81858,6	0,0	81858,6	2034,9	2,5	11733,9	14,3	13768,8	16,8	695,9	68089,8	9,9
1996	21249,4	1,4	9934,8	0,7	94788,7	10,8	94861,7	10,0	40475,2	42,7	4777,3	5,0	90084,4	270,1	90354,5	2461,7	2,7	13393,1	14,8	15854,8	17,5	343,1	74499,7	9,4
1997	21891,9	3,0	10102,6	1,7	105517,1	11,3	103295,8	8,9	39816,1	38,5	5050,2	4,9	98245,6	2492,3	100737,9	2935,5	2,9	15646,4	15,5	18581,9	18,4	271,0	82156,0	10,3
1998	23354,0	6,7	10306,5	2,0	114022,7	8,1	111022,4	7,5	42229,0	38,0	5523,2	5,0	105499,2	3298,5	108797,7	3337,1	3,1	17457,8	16,0	20794,9	19,1	298,2	88002,8	7,1
1999	26119,3	11,8	10537,2	2,2	118484,9	3,9	116439,9	4,9	34677,5	29,8	5738,0	4,9	110701,9	2330,3	113032,2	2985,1	2,6	18559,9	16,4	21545,0	19,1	285,3	91487,2	4,0
2000	27264,1	4,4	11175,2	6,1	128275,6	8,3	124921,6	7,3	30878,5	24,7	6224,0	5,0	118697,6	3791,3	122488,9	3181,8	2,6	20574,1	16,8	23755,9	19,4	437,3	98733,0	7,9
2001	28332,4	3,9	11672,9	4,5	126871,3	-1,1	122724,7	-1,8	24009,9	19,6	6472,6	5,3	116252,1	4579,4	120831,5	3374,4	2,8	19954,3	16,5	23328,7	19,3	432,8	97502,8	-1,2
2002	31845,8	12,4	12240,9	4,9	132552,6	4,5	129399,5	5,4	33683,8	26,0	5672,7	4,4	123726,8	3588,2	127315,0	3440,7	2,7	20491,2	16,1	23931,9	18,8	435,1	103383,1	6,0
2003	35587,0	11,7	12578,7	2,8	141150,9	6,5	140580,5	8,6	35329,5	25,1	5332,2	3,8	135248,3	1158,0	136406,3	3330,7	2,4	20722,0	15,2	24052,7	17,6	587,6	112353,6	8,7
2004	36824,0	3,5	12645,4	0,5	150017,5	6,3	150698,3	7,2	46083,7	30,6	5632,6	3,7	145065,7	463,5	145529,2	3422,8	2,4	19820,2	13,6	23243,0	16,0	1144,3	122286,2	8,8
2005	38843,5	5,5	12906,1	2,1	160794,0	7,2	161956,2	7,5	39560,5	24,4	6487,1	4,0	155469,1	635,9	156105,0	3695,3	2,4	20348,7	13,0	24044,0	15,4	1798,1	132061,0	8,0
2006	40564,8	4,4	13062,7	1,2	174637,3	8,6	176299,8	8,9	44244,2	25,1	6756,7	3,8	169543,1	573,2	170116,3	4543,8	2,7	19245,4	11,3	23789,2	14,0	2235,7	146327,1	10,8
2007	40835,7	0,7	13394,9	2,5	190000,2	8,8	191558,1	8,7	35850,8	18,7	8218,4	4,3	183339,7	864,3	184204,0	4523,0	2,5	22123,6	12,0	26646,6	14,5	2422,2	157557,4	7,7
2008	41817,2	2,4	13828,7	3,2	198085,2	4,3	198418,0	3,6	33269,8	16,8	8656,1	4,4	189761,9	789,4	190551,3	4388,4	2,3	23093,1	12,1	27481,5	14,4	1122,2	163069,8	3,5
2009	44761,2	7,0	14553,3	5,2	194079,1	-2,0	194812,9	-1,8	35958,4	18,5	8193,6	4,2	186619,3	812,0	187431,3	3973,4	2,1	25018,0	13,3	28991,4	15,5	1545,8	158439,9	-2,8
2010	49524,1	10,6	15831,2	8,8	210434,0	8,4	211207,7	8,4	51795,5	24,5	8161,6	3,9	203046,1	1143,8	204189,9	5690,5	2,8	24531,2	12,0	30221,7	14,8	1917,6	173968,2	9,8
2011	52911,1	6,8	17137,1	8,2	230306,3	9,4	229395,1	8,6	52338,6	22,8	11837,4	5,2	217557,7	4555,8	222113,5	4189,3	1,9	28180,1	12,7	32369,4	14,6	3644,6	189744,1	9,1
2012	57058,4	7,8	19609,4	14,4	241903,3	5,0	239110,9	4,2	61927,0	25,9	12557,3	5,3	226553,6	4362,6	230916,2	4083,0	1,8	26974,0	11,7	31057,0	13,4	1489,3	199859,2	5,3

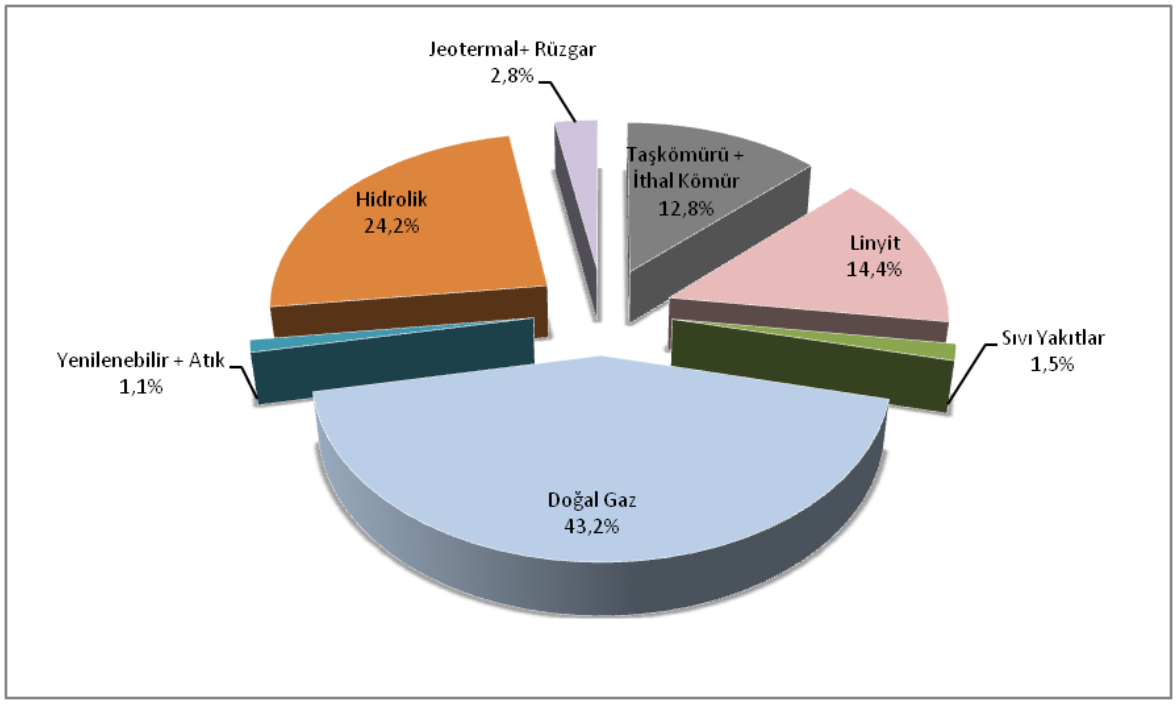
Öte yandan yerli üretim büyük oranda hidrolik ve linyit kaynaklarından yapılan üretimle gerçekleşmiştir. Bu bağlamda ithalata bağımlılığın su gelirleri ile yakından ilişkili olduğu görülmektedir. Enerji ihtiyacının sürekli ve kesintisiz bir şekilde ve düşük maliyetlerde karşılanabilmesi için hidroelektrik santrallere ihtiyaç duyulmaktadır. Su gelirleri ithalata bağımlılık ile beraber incelendiğinde, su gelirlerinin düştüğü yıllarda ithalata bağımlılığın arttığı görülmektedir.



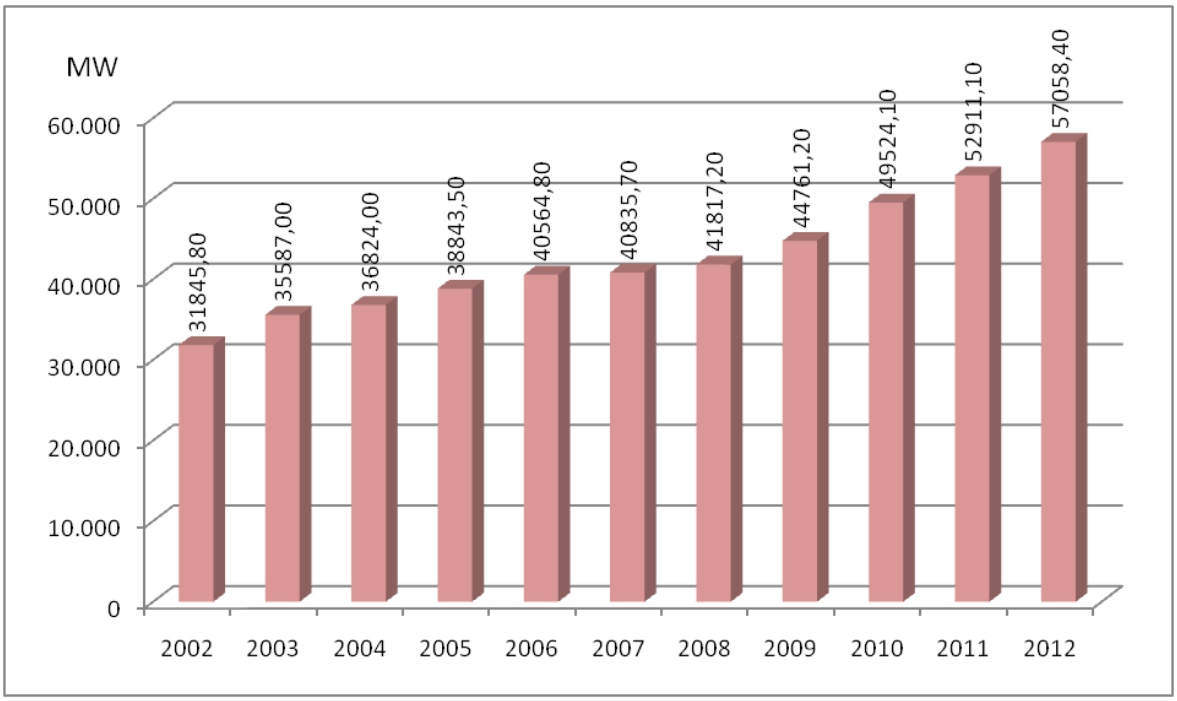
Şekil 1.1. Enerji üretiminin yerli ve ithal kaynaklara bağlı olarak gelişimi (EPDK Sektör Raporu, 2012).



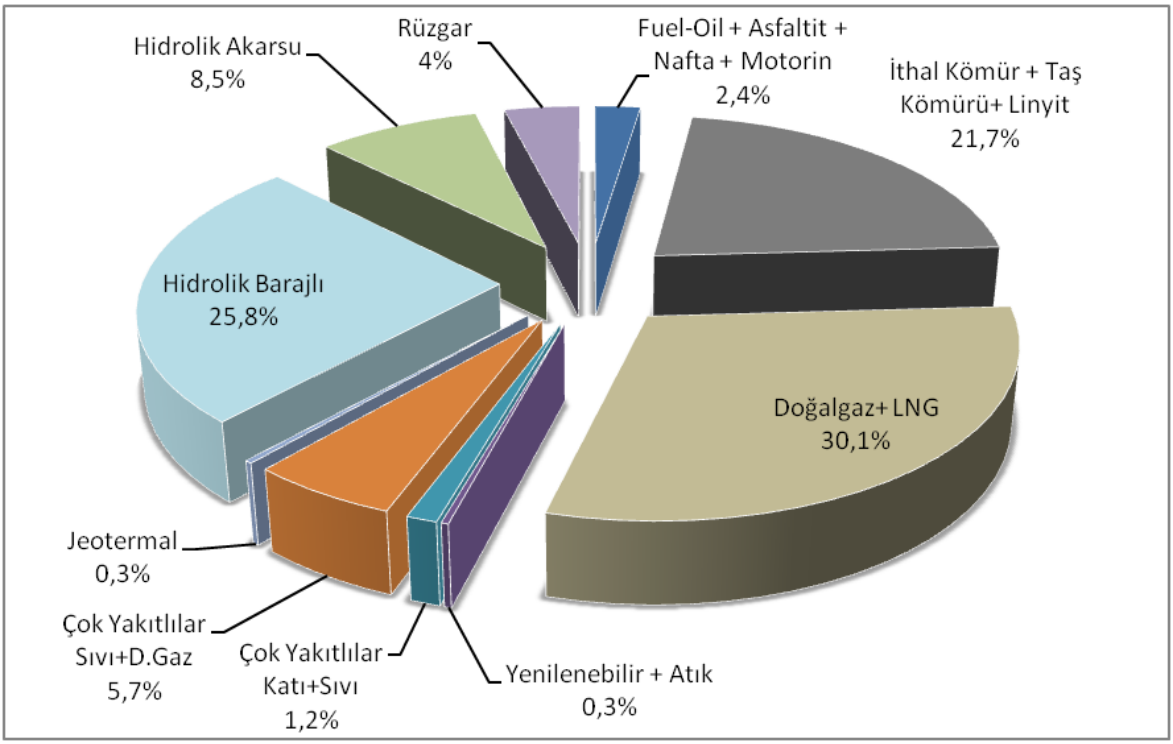
Şekil 1.2. Elektrik üretim değerlerinin yıllara göre değişimi (URL-11, 2013).



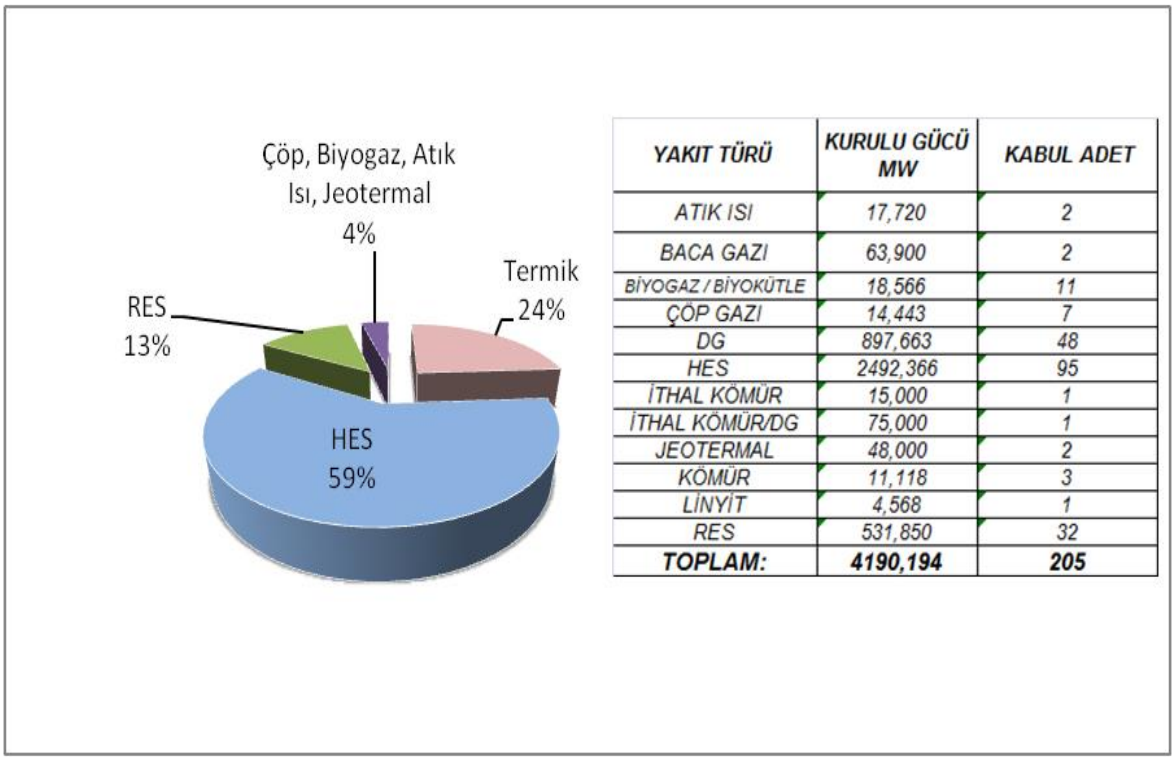
Şekil 1.3. 2012 yılı elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara dağılımı (URL-11, 2013).



Şekil 1.4. Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücünün yıllara göre değişimi (URL-11, 2013).



Şekil 1.5. 2012 yılı elektrik enerjisi üretim kurulu gücünün kaynaklara dağılımı (URL-11, 2013).

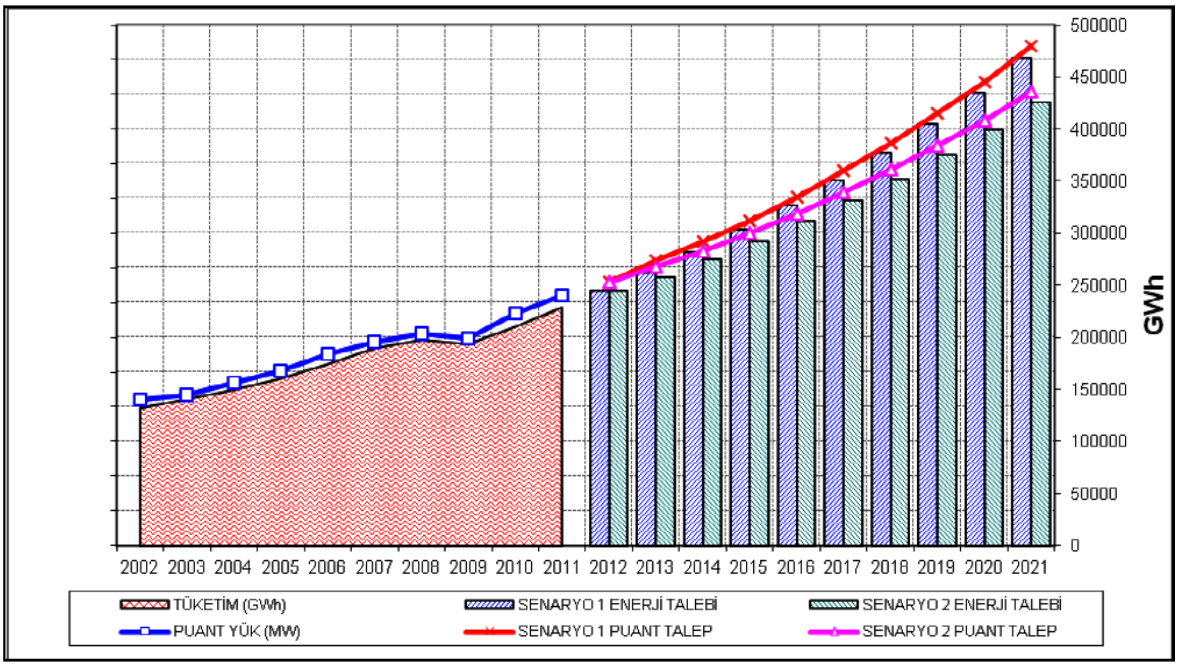


YAKIT TÜRÜ	KURULU GÜCÜ MW	KABUL ADET
ATIK ISI	17,720	2
BACA GAZI	63,900	2
BİYOGAZ / BİYOKÜTLE	18,566	11
ÇÖP GAZI	14,443	7
DG	897,663	48
HES	2492,366	95
İTHAL KÖMÜR	15,000	1
İTHAL KÖMÜR/DG	75,000	1
JEOTERMAL	48,000	2
KÖMÜR	11,118	3
LİNYİT	4,568	1
RES	531,850	32
TOPLAM:	**4190,194**	**205**

Şekil 1.6. 2012 yılında işletmeye alınan enerji tesislerinin kaynaklara dağılımı

1.3. Türkiye Elektrik İhtiyacı ve 10 Yıllık Üretim-Talep Projeksiyonları

Genel olarak Türkiye'nin elektrik ihtiyacının önümüzdeki yıllarda izleyeceği seyir için TEİAŞ ve ETKB bünyesinde yapılan çalışmalardan faydalanabiliriz. Son on yıllık (2002-2011) elektrik enerjisi tüketiminin gelişimini ve bu gerçekleşen tüketime bağlı olarak EPDK tarafından tahmin edilerek hesap edilen gelecek on yıllık (2012-2021) dönemin elektrik enerjisi tüketiminin gelişimi aşağıdaki grafikte verilmiştir. Bu projeksiyona göre talep edilen enerji miktarı en yakın gerçekleşme yılı (2012) değeri (241903 GWh) ile 2021 yılı tahmin edilen değeri arasında bir oranlama yapacak olursak, 2021 yılındaki talep edilen enerji miktarı önümüzdeki on yılda, düşük talep olması durumunda (senaryo-2) bile %75'ten fazla artış göstermektedir. TEİAŞ Genel Müdürlüğü tarafından yapılan enerji talep projeksiyonlarına göre de yaklaşık yıllık ortalama %8'lik bir talep artışı mevcuttur.



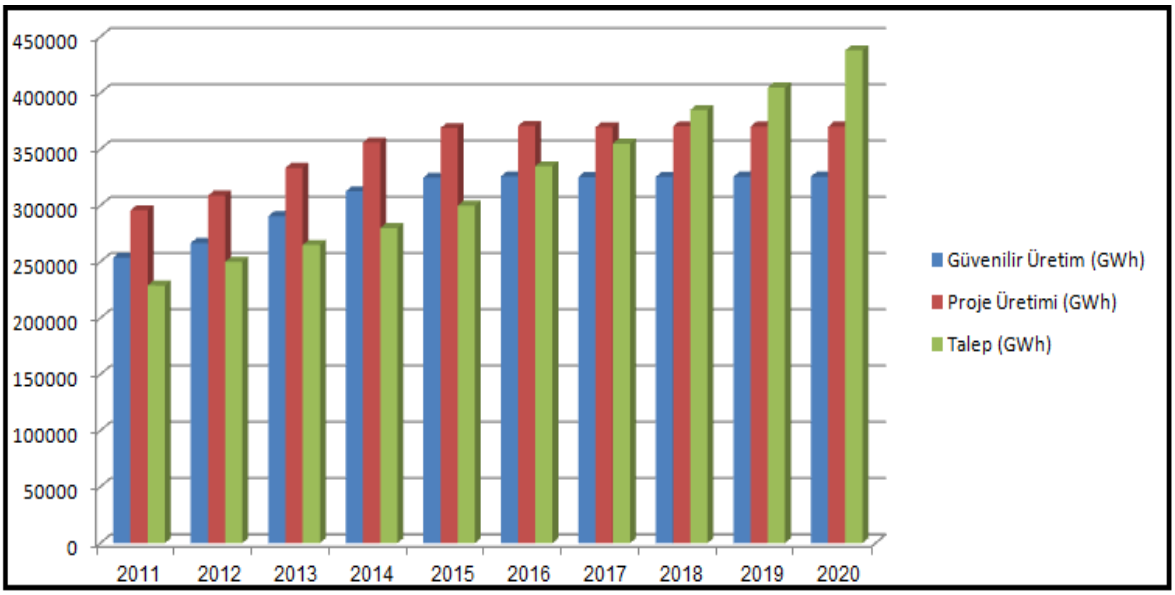
Şekil 1.7. 10 yıllık elektrik enerjisi arz-talep senaryoları (TEİAŞ Genel Müd., 2012).

Söz konusu talep senaryolarının karşılanmasına yönelik arz tarafında da senaryo üretilmiştir. Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasitesi Projeksiyonu (2011-2020)'na göre mevcut üretim kapasitesinin yanında bu süre zarfında işletmeye alınması muhtemel üretim tesislerinin de hesaba katıldığı takdirde kurulu güç, güvenilir üretim ve proje üretiminin gelişimi aşağıdaki çizelgede gösterilmektedir.

Tablo 1.2. 10 yıllık elektrik enerjisi projeksiyonu tablosu (URL-13, 2013)

YILLAR	Kurulu Güç (MW)	Güvenilir Üretim (GWh)	Proje Üretimi (GWh)
2011	53035	253817	295806
2012	55322	266768	308894
2013	62380	290605	333648
2014	65207	312660	356130
2015	66407	324866	368975
2016	66407	326011	370831
2017	66407	325362	369660
2018	66407	325640	370460
2019	66407	325696	370235
2020	66407	325696	370235

EPDK tarafından hazırlanan gelecek 10 yıllık elektrik enerjisi arz ve talep senaryoları birlikte incelendiğinde ve Türkiye'de her 7-8 yılda bir gerçekleşen ekonomik krizle (1994, 1999, 2001, 2009) önümüzdeki yıllarda karşı karşıya kalınmadığı takdirde talep edilen enerji değerinin 2015-2016 yılları arasında güvenilir üretim değerini aştığı ve arz açığını meydana getirdiği Şekil 1.8'de görülmektedir.



Şekil 1.8. 10 yıllık elektrik enerjisi projeksiyonu grafiği (URL-13, 2013).

TEİAŞ tarafından arz güvenliğini üç açıdan değerlendirerek ve güvenilir üretimler dikkate alınarak düşük arz yüksek talep durumunda hazırlanan üretim kapasite projeksiyonlarında yer alan senaryoların sonuçlarına göre de 2016 yılından itibaren bir arz

açığının olabileceği öngörülmektedir (URL 12 ve 44, 2013). Tablo 1.3'te projeksiyona göre arz sıkıntısının yaşanacağı yıllar kırmızı ile gösterilmiştir.

Tablo 1.3. 10 yıllık elektrik enerjisi arz-talep senaryoları (EPDK Gelişim Raporu, 2012)

	Arz	Talep	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Kurulu Güç	Senaryo 1	Yüksek	47.3%	44.1%	52.1%	48.9%	41.9%	32.3%	23.1%	14.5%	6.7%	-0.7%
		Düşük	47.3%	45.6%	55.4%	53.9%	47.7%	38.7%	30.3%	22.5%	15.1%	8.3%
	Senaryo 2	Yüksek	46.1%	42.2%	45.3%	44.7%	38.0%	28.6%	19.7%	11.4%	3.7%	-3.4%
		Düşük	46.1%	43.6%	48.5%	49.7%	43.7%	34.9%	26.7%	19.1%	12.0%	5.3%
Proje Üretimi	Senaryo 1	Yüksek	30.3%	26.9%	27.3%	26.4%	21.7%	13.8%	5.5%	-1.6%	-8.4%	-14.7%
		Düşük	30.3%	28.1%	29.8%	30.0%	26.5%	19.3%	11.7%	5.2%	-1.1%	-7.0%
	Senaryo 2	Yüksek	29.9%	25.9%	24.1%	21.9%	18.2%	10.5%	2.5%	-4.4%	-11.1%	-17.2%
		Düşük	29.9%	27.1%	26.4%	25.5%	22.8%	15.9%	8.5%	2.2%	-4.0%	-9.7%
Güvenilir Üretim	Senaryo 1	Yüksek	11.8%	9.6%	10.9%	10.9%	7.2%	0.0%	-7.1%	-13.5%	-19.4%	-24.9%
		Düşük	11.8%	10.6%	13.0%	14.2%	11.3%	4.9%	-1.6%	-7.5%	-13.0%	-18.2%
	Senaryo 2	Yüksek	11.6%	8.9%	8.1%	7.1%	4.0%	-2.9%	-9.8%	-16.0%	-21.8%	-27.1%
		Düşük	11.6%	9.9%	10.2%	10.2%	8.1%	1.9%	-4.5%	-10.2%	-15.5%	-20.6%

Yapılan bu çalışmalar ile birlikte sistemde enerji açığının oluşabileceği yıl belirlenip bunun neticesinde insanlara yeterli, kaliteli, düşük maliyetli ve sürekli enerjiyi sağlayabilmek adına yatırımcılara sistemde yeni yatırımlara ihtiyacın duyulacağı zaman gösterilmesi amaçlanmaktadır. Bu çalışmaların gerekliliği ve önemi aşikârdır. Ülke olarak enerji verimliliğini artırmak adına çalışmalar yapılmalı, yapılan çalışmalar desteklenmeli ve sürdürülebilir enerji politikaları geliştirilmelidir (URL 48, 49 ve 50, 2013).

Ülkemiz için enerji talep tahminlerinde aşağıdaki temel parametreler etkin rol oynamaktadır.

- Ekonomik büyüme (sermaye birikimi, istihdam, iş veriminde artma),
- Enerji politikaları,
- Teknolojik gelişmeler,
- Enerji tasarrufuna yönelik tüketici davranışları,
- Nüfus (çoğalma oranı, göç, etkin çalışan nüfus),
- Enerji fiyatları.

1.4. Alternatif Enerji Kaynakları

Halen dünya enerji ihtiyacının %90 gibi bir kısmını karşılayan fosil yakıtlar (petrol, doğalgaz, kömür, linyit, asfaltit), su gücü (hidrolik) ve nükleer enerji çağımızın geleneksel enerji kaynakları olmuşlardır. Fosil yakıtların bu kadar yüksek kullanım oranına rağmen

kaynakların sınırlı olup hızla tükenmesi, yine fosil yakıtlar ile nükleer enerjinin çevreye olumsuz etkileri ve riskinin fazlalığı nedeniyle sürekli daha güvenli, yenilenebilir, kaynak tüketmeyen, çevreyi ve canlı yaşamını olumsuz etkilemeyecek enerji kaynaklarından yararlanma zorunluluğu ve isteği doğmuştur. Bu klasik karbon bazlı fosil enerji kaynakları dışındaki kaynaklar alternatif enerji kaynakları (yenilenebilir ve tükenmeyen) olarak adlandırılır (URL-33, 2013). İlke olarak görünür, görünmez her enerjisi olan, enerji oluşturabilecek ya da enerji yayan kaynaktan yararlanma yolları araştırılmaktadır (URL 27 ve 45, 2013). Söz konusu kaynaklar güneş, rüzgâr, deniz dalgası ve gel-git olayı, deniz akıntısı, jeotermal ve yerküre ısısı, akarsu ve nehirler, biyomas (bitkisel ve hayvansal atık) ve füzyon enerjileri olup Tablo1.4'te kaynakları ile birlikte gösterilmektedir (Issı, 2008; URL-38, 2013).

Tablo 1.4. Günümüz klasik enerji kaynaklarına karşılık alternatif enerji kaynakları

	Enerji Türü	**Kaynak veya Yakıtı**
1	Güneş Enerjisi	Güneş
2	Rüzgâr Enerjisi	Atmosfer Hareketi
3	Dalga ve Gel-git Enerjisi	Okyanus ve Denizler
4	Jeotermal Enerji	Yer Altı Suları
5	Solar-Termal Enerji	Güneş
6	Hidrojen Enerjisi	Su ve Hidroksitler
7	Hidrolik Enerji	Akarsu ve Nehirler
8	Biogaz ve Biodizel Enerji	Biyolojik Artıklar ve Yağlar
9	Biokütle Enerjisi	Bitkisel ve Kentsel Atıklar
10	Nükleer Enerji	Nükleer Maddeler

İçinde bulunduğumuz bu dönemde ülkemizde diğer alternatif enerji kaynaklarına nazaran hidroelektrik ve rüzgâr enerjisi potansiyelinin değerlendirilmesine ağırlık verilmiştir. Hiç şüphe yok ki ülke olarak diğer alternatif enerji kaynaklarını da bir an evvel değerlendirmek, bu kaynaklardan maksimum düzeyde faydalanmak adına uzun vadeli politikalar geliştirmek gerekmektedir. Alternatif enerji kaynaklarından hidroelektrik potansiyelin Türkiye enerji talebinin karşılanmasında büyük orana sahip olması ve mevcut enerji politikamız içerisinde hidroelektrik enerjinin ön sıralarda olması sebebiyle bu çalışma hidroelektrik enerji konusu üzerine detaylandırılacaktır.

2. HİDROELEKTRİK ENERJİ

2.1. Giriş

Dünya üzerinde var olan hemen hemen bütün enerji kaynakları, güneş ışınımının maddeler üzerindeki fiziksel veya kimyasal tesirinden meydana gelmektedir. Hidrolik enerji de güneş ışınımından dolaylı olarak oluşan bir enerji kaynağı olup hidrolik çevrimi Şekil 2.1'de gösterilmiştir (URL 7 ve 14, 2013).

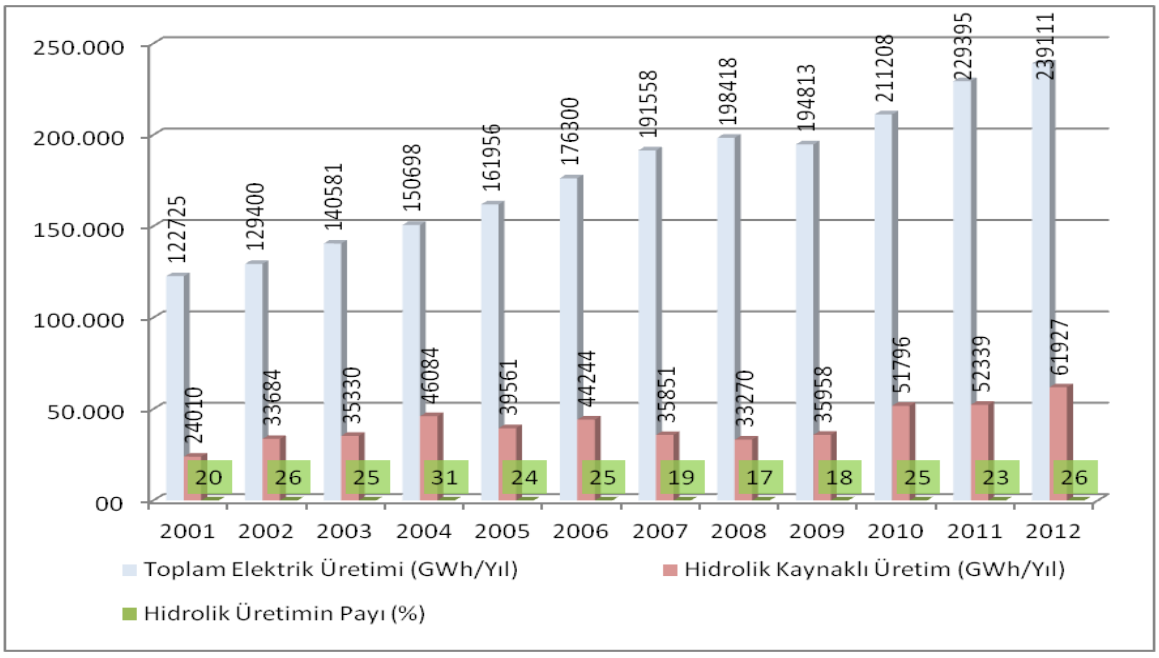
Şekil 2.1. Hidrolik su çevrimi (URL-15, 2013).

Deniz, göl, nehir ve yüzey suları güneş enerjisi ile buharlaşmakta, oluşan su buharı hava akımları ile birlikte sürüklenerek dağların yamaçlarında yoğunlaşarak yağmur veya kar şeklinde yeryüzüne ulaşmakta ve nehirleri beslemektedir. Böylelikle hidrolik enerji kendini sürekli yenileyen bir enerji kaynağı olmaktadır (URL-7, 2013).

2.2. Hidroelektrik Enerjiyi Geliştirmemizi Gerekli Kılan Nedenler

Hidroelektrik enerjinin geliştirilmesini gerekli kılan nedenler aşağıda sıralanmıştır.

- Dünyadaki petrol stoklarının ömrünün fazla uzun olmayacağının öngörülmesi,
- Petrol piyasalarında yaşanan fiyat oynamalarının yol açtığı ekonomik sıkıntılar,
- Arz güvenliği konusunda artan endişeler,
- Doğal gaz üretimi yapan ülkeler ile yaşanan krizler,
- Bu kaynakların kullanılmasının sağlayacağı ekonomik ve sosyal faydalar,
- Uluslararası anlaşmalar ve protokollere uyum sağlamak (Kyoto Protokolü),
- Dışa bağımlılığı azaltıp, kaynak çeşitlendirmesine giderek arz güvenliğini arttırmak,
- Ulaşım imkânları zor bölgelerin ve kırsal alanların elektrifikasyonunu sağlamak,
- Diğer sektörlerin uygulanamadığı coğrafi bölgelerde bu potansiyeli kullanarak sosyo ekonomik uyumu sağlamak (Karakuş, 2013).



Şekil 2.2. Hidroelektrik üretiminin toplam elektrik üretimi içindeki payı (URL-11, 2013).

2.3. Hidroelektrik Santraller

Ülkemizin büyük ölçekli sanayi yatırımları yapabilmesi için, enerji talepli bu tür faaliyetlerin ihtiyacını karşılayabilecek miktarda enerji üretmesi gerekmektedir. Bu

bağlamda, ülkenin enerji politikası, mevcut tüketim talebinin karşılanmasının yanında, yeni yatırımlar için gerekli enerji altyapısının da sağlanması olmalıdır. Bu doğrultuda hidroelektrik santraller önem arz etmektedir.

Şekil 2.3. Türkiye'deki hidroelektrik santraller (Karakuş, 2013).

2.3.1. Hidroelektrik Santrallerin Gerekli ve Öncelikli Olmasının Nedenleri

Hidroelektrik santralleri gerekli kılan ve öncelikli hale getiren nedenlerin başlıcaları aşağıda sıralanmıştır.

2.3.1.1. Ekonomik Etmenler

- Yatırımın büyük kısmının yurtiçi harcama olması,
- Yatırımda en az dışa bağımlılık ve döviz harcaması,
- En uzun ekonomik ömür,
- En düşük işletme ve döviz gideri,
- Elektrik üretiminde ucuzluk, rekabet,
- İşletmede esneklik, sistemde yük dengelemesi ve frekans ayarı açısından hayati önem,

- Temiz enerji olması dolayısıyla elektrik ihracatı.

2.3.1.2. Çevresel Etmenler

- En düşük emisyon, en düşük kirlilik,
- Türkiye'nin Kyoto Protokolü'ne uyumunda en önemli unsur,
- Erozyonun (akarsularda) önlenmesi,
- Diğer yeşil enerji kaynaklarına destek.

2.3.1.3. Toplumsal ve Stratejik Etmenler

- Enerji depolanması,
- Enerjide dışa bağımlılığın azaltılması,
- Yöre halkına ekonomik ve sosyal katkılar,
- Diğer stratejik özellikler (Karakuş, 2013).

2.3.2. Hidroelektrik Santrallerin Diğer Avantajları

Hidroelektrik santrallerin elektrik üretimi dışında sağladığı avantajlar aşağıdaki şekilde sıralanabilir.

- Yerleşim yerlerinin içme suyunu karşılama,
- Sel ve taşkınları önleme,
- Tarım arazilerini sulama,
- Balıkçılık,
- Ağaçlandırmaya katkı, erozyonu önleme,
- Turizmi geliştirme,
- Ulaşım,
- İklimde yumuşama (Karakuş, 2013).

2.3.3. Hidroelektrik Santrallerin Olumsuz Yönleri

Her enerji kaynağında ve faaliyetlerinde olduğu gibi hidrolik enerjinin de çevre üzerinde bazı olumsuz etkileri vardır. Ancak sağladığı fayda ile mukayese edildiğinde diğer enerji kaynaklarına nazaran çok daha temiz ve güvenli enerji kaynağıdır. Hidroelektrik santrallerin genel anlamda olumsuz etkileri aşağıdaki gibidir.

- İnşaat safhasında (özellikle büyük baraj ve rezervuarlı projelerde) sosyal ve doğal çevre önemli boyutlarda etkilenmektedir.
- Her şantiyede olduğu gibi inşaat faaliyetleri yürütülürken projenin yayıldığı alanın genişliği ve proje çalışanlarının duyarsızlığı mertebesinde çevre olumsuz olarak etkilenmektedir.
- Su altında kalan bitki ve hayvanlardan dolayı üreyen bazı organizmalar sebebiyle su kalitesinde değişiklikler olabilmektedir. Ayrıca zaman içinde çürüyen bu kalıntılar sera gazlarından metan (CH_4) oluşmasına da neden olmaktadır.
- Dolaylı olarak inşaat faaliyetleri için gerekli çimentonun üretiminden kaynaklı karbondioksit (CO_2) gazı oluşmaktadır.
- Nehir tipi santrallerin çevresel etkisi diğerlerine nazaran minimum düzeydedir. Fakat aynı kaynak üzerinde kaynağın kaldıramayacağı kadar santralin birbiri ardına kurulması yine sosyal ve doğal çevreyi önemli boyutlarda etkilemektedir.
- İşletme aşamasında akışa bırakılacak can suyu miktarının gerektiği kadar bırakılmaması ekolojik denge üzerinde büyük ölçüde etkilidir.

2.3.4. Hidroelektrik Santrallerde Düşü, Debi, Güç ve Enerji Kavramları

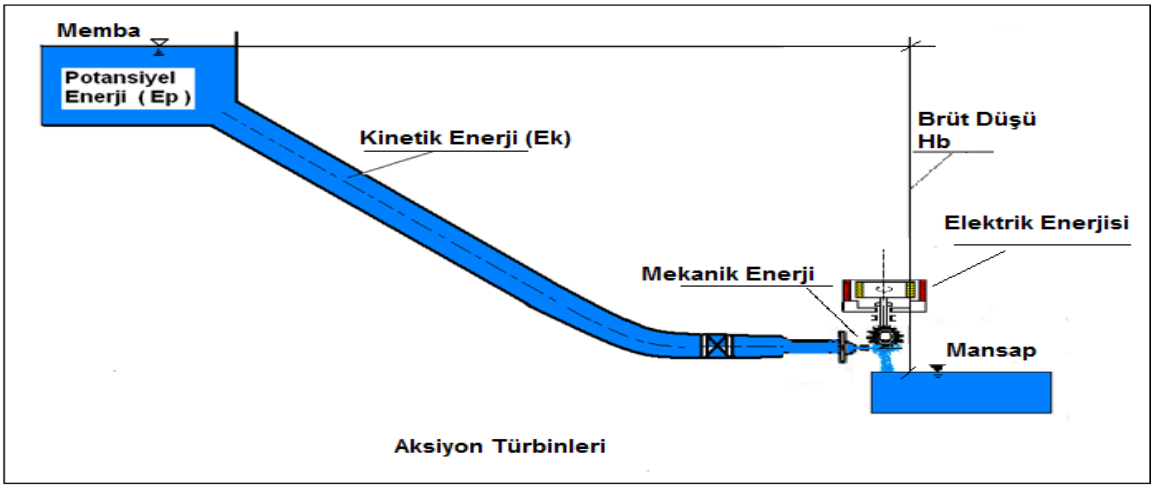
Hidroelektrik santraller, suyun potansiyel enerjisinin su türbinleri vasıtasıyla mekanik enerjiye ve mekanik enerjinin de su türbinlerinin tahrik ettiği generatörler vasıtası ile elektrik enerjisine dönüştürüldüğü yerdir. Elde edilen elektrik enerjisi iletim hatları vasıtasıyla ihtiyaç duyulan yerlere nakledilerek kullanıcılara dağıtılmaktadır. Ancak, bir su türbininden su kuvveti yardımıyla enerji üretebilmek için gerekli olan su hızını elde etmek üzere mutlaka bir düşme yüksekliğine (hidrolik düşü) veya bu su düşüsüne uygun bir basınç farkının bulunmasına gerek vardır. Türkiye'nin de 2/3'ünün dağlık olması bu potansiyeli sağlamaktadır.

Bürüt düşü yüksekliği, reaksiyon tipi türbinlerde tesisin membasındaki su yüzeyi seviyesi ile mansabındaki (tesis çıkış suyu) su yüzeyi seviyesi arasındaki kot farkına; aksiyon tipi türbinlerde ise tesisin membasındaki su yüzeyi seviyesi ile türbin eksen seviyesi arasındaki kot farkına eşittir. Membadaki su seviyesi; tesisin çalışması için dizayn edilmiş maksimum işletme kotunda (taşma savağı kotu) ise bu yükseklik maksimum brüt düşü; minimum işletme kotunda ise minimum brüt düşü olarak adlandırılır (Demirhan, 2006; Özkök, 2006).

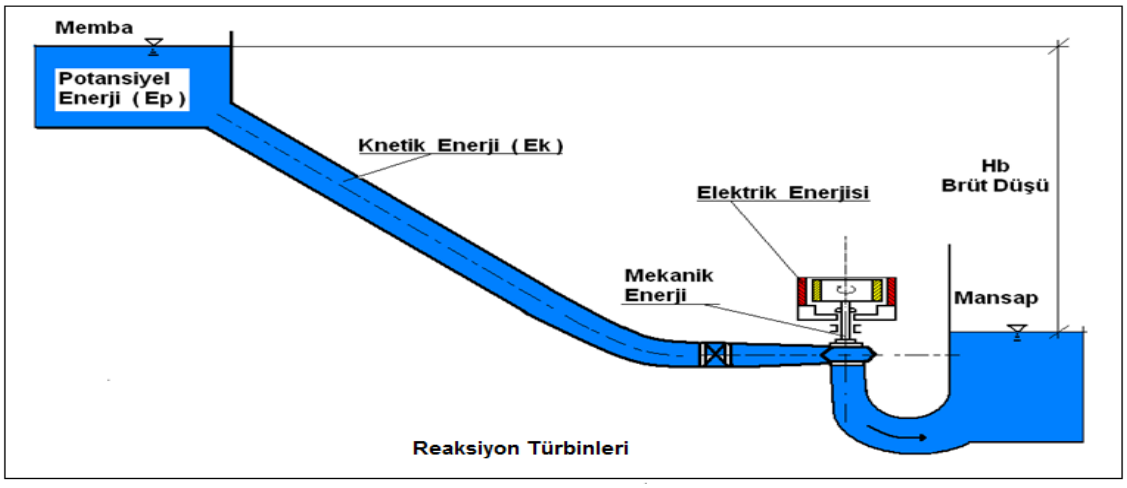
Net (faydalı) düşü yüksekliği, brüt düşü yüksekliğinden suyun iletilmesi sırasında oluşan yük kayıplarını çıkarmak suretiyle bulunur. Aksiyon türbinlerinde ilave olarak suyun çarka püskürtüldüğü nokta ile kuyruksuyu boşaltma kanalı su seviyesi arasındaki kot farkı da çıkarılır (Başeşme, 2003; Özkök, 2006).

Proje debisi, bir hidroelektrik santralin türbinlerinin boyutlandırılmasında esas alınan debidir.

Faydalı debi, enerji talebini karşılamak için belirli bir zaman diliminde kullanılabilecek debiye denir (Özkök, 2006).



Şekil 2.4. Tipik bir aksiyon türbinli enerji santralinin çalışma prensibi

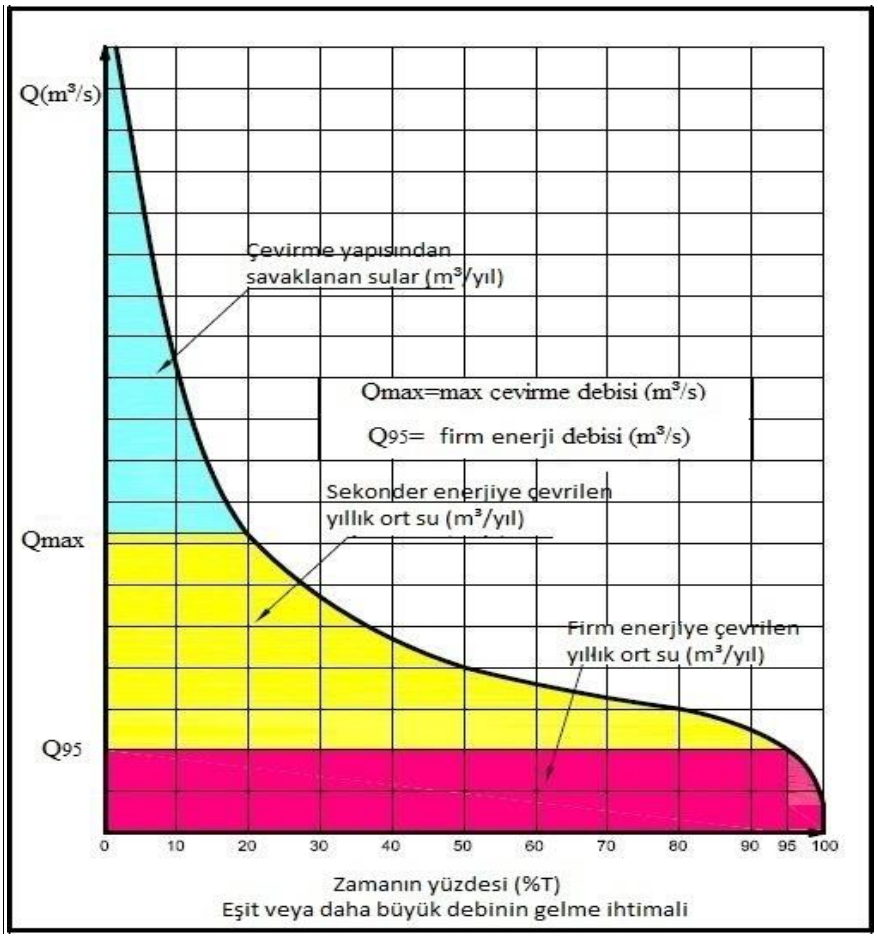


Şekil 2.5. Tipik bir reaksiyon türbinli enerji santralinin çalışma prensibi (Cingi, 2010).

Tesiste bir saniyede üretilen enerjiye **güç**, ana gruplarda üretilmesi mümkün olan maksimum aktif güçlerin toplamına ise **kurulu güç** denir. Grupların verebilecekleri en büyük güçlerin toplamına da tesisten alınabilen **maksimum güç** denir (Özkök, 2006).

Bir hidroelektrik santralde belirli bir zaman diliminde ideal işletme şartlarında üretilmesi mümkün olan enerjiye **üretilebilir enerji**, hem kurak hem de sulak dönemlerde emniyetle üretilebilen enerjiye ise **güvenilir enerji** denir (Özkök, 2006).

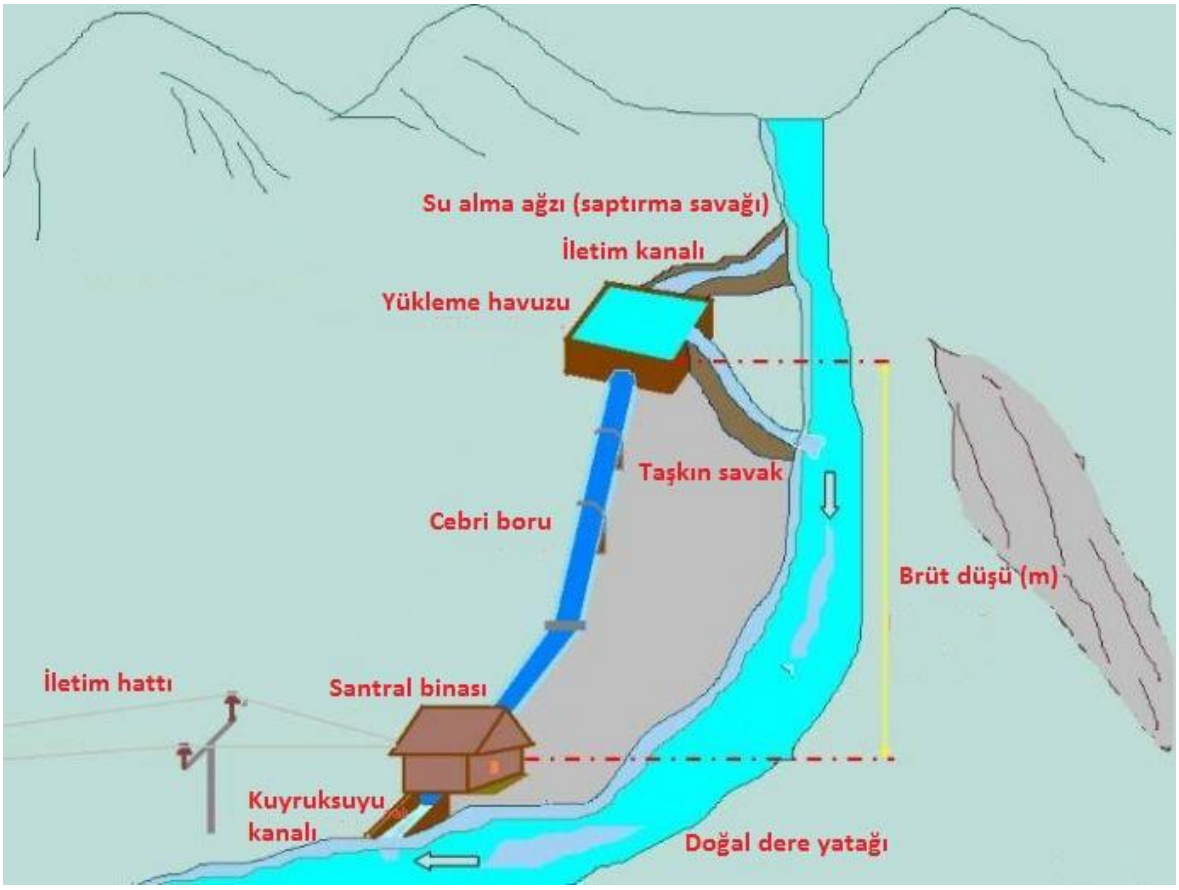
Teorik olarak hidroelektrik santralde sürekli olarak üretilen enerjiye **firm enerji** denir. Ancak pratikte, ekonomik düşüncelerle, hidroelektrik santralde zamanın %95'inde garantili olarak elde edilen enerji firm olarak kabul edilmektedir. Buna göre, debi süreklilik eğrisinde zamanın %95'inde gelecek Q_{95} debisi firm debiyi temsil etmektedir. Bir başka ifade ile enerji üretiminde 20 yılda 1 yıl eksiklik olacağı (yani firm enerjide %5 eksik üretim) kabul edilmektedir. Firm enerjinin fazlası olarak üretilen enerji ise **sekonder enerji** niteliğini taşımaktadır. Sekonder enerji garanti edilen bir enerji olmayıp mevcut olursa temin edilebilmektedir (URL-2, 2013).



Şekil 2.6. Tipik bir firm-sekonder enerji kavramlarını gösterir debi-zaman grafiği (URL-2, 2013).

2.3.5. Hidroelektrik Santrallerin Sınıflandırılması

Hidroelektrik santraller düşü yüksekliğine, ürettikleri enerjinin karakter ve değerine, kapasitelerine, suyun enerji üretilecek santrale iletim şekline, biriktirme durumuna vb. kıstaslara göre sınıflara ayrılabilmektedir (URL-9, 2013). Bir hidroelektrik santral tesisinin basit bir şematik gösterimi aşağıdaki gibidir.



Şekil 2.7. Tipik bir hidroelektrik santral tesisinin şematik gösterimi (URL-51, 2013).

Çeşitli şekillerde kurulmakta olan hidroelektrik santral tesislerini çeşitli sınıflandırmalara ayırmak mümkün olup bir tesis bu sınıflandırmalardan bir kısmını ihtiva edebilir. Yapılabilecek başlıca sınıflandırmalar aşağıdaki gibidir.

2.3.5.1. Düşü Yüksekliğine Göre

Düşü yüksekliği 0-15 metre arasındaki hidroelektrik santraller alçak düşülü, 15-50 metre arasındakiler orta düşülü ve 50 metreden daha yüksek olanlar ise yüksek düşülü hidroelektrik santraller olarak adlandırılmaktadır (Akdoğar, 2006; Özkök, 2006).

2.3.5.2. Ürettikleri Enerjinin Karakter ve Değerine Göre

2.3.5.2.1. Baz Santraller

Devamlı olarak enerji üreten santrallerdir. Biriktirmesiz santraller bu tipe uygun olmakla birlikte biriktirmeli santraller da baz santral olarak çalışabilmektedirler (Özkök, 2006; URL-9, 2013).

2.3.5.2.2. Pik (Dengeleme) Santraller

Enerjinin en çok ihtiyaç duyulduğu zamanlarda (puant zaman) çalışan santrallerdir. Biriktirmeli santraller bu tipe uygundur.

Barajlı hidroelektrik santraller pek çok ülkede puant yükü karşılamak için kullanılır. Türkiye'de ise hidrolik projeler, üretim planlama çalışmalarında yük faktörlerine göre; ''%35 altında olanlar ve üstünde olanlar olmak üzere puant ve baz santraller olarak iki grup altında tanımlanırlar ve ihtiyaca göre çalıştırılırlar'' ilkesine göre tasarlanırlar. Ancak Türkiye'de enerji talebinin yüksek olması nedeniyle hidroelektrik santrallerin sürekli aşırı yüklenerek çalıştırılması puant talebin karşılanmasında olumsuzluklar yaratmaktadır. Enerji talebindeki hızlı artışla birlikte daha da ciddi boyutlara ulaşmakta olan puant yükün karşılanması sorununun çözümünde depolamalı ve pompa depolamalı hidroelektrik santralleri önem arz etmektedir. Hem baz yük hem puant yük santraller: %35'in altında yük faktörüne sahip ve sürekli çalışan santrallerdir (Özkök, 2006; URL-9, 2013).

2.3.5.3. Kapasitelerine (Kurulu Gücüne) Göre

2.3.5.3.1. Çok Küçük Kapasiteli (Mikro Tip) Santraller

Kurulu gücü 500 kW'ya kadar olan, ana yerleşim bölgelerinden uzaktaki alanlarda (daha çok ulusal enerji şebekesinin ulaşmadığı yerlerde) küçük yerleşim birimlerinin (bir grup ev, köy veya çiftlik) kendi enerji ihtiyacını karşılamak için kullandığı, ihtiyaçlarının üzerinde ürettikleri enerjiyi ise sisteme vererek satışını yaptıkları santrallerdir (Özkök, 2006; URL 7 ve 31, 2013). 21/07/2011 tarihli ve 28001 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan yönetmelik ile şirket kurma zorunluluğu olmadan ve lisanssız üretim yapabilen mikro tip tesis kurulu gücü üst sınırı 100 kW'dan 500 kW'ya yükseltilmiştir (EPDK Gelişim Raporu, 2012).

Şekil 2.8. Tipik bir mikro tip tesis uygulaması (İspir-Rize Karayolu üzeri 8. km)

Şekil 2.8'de görülen tesis, İspir-Rize Karayolu 8. km'de kurulmuş örnek bir mikro tip tesistir. Mikro tip tesis kurmak isteyenler için TEMSAN Genel Müdürlüğü, talep gelmesi halinde su kaynağının fizibilite çalışmasını ve anlaşma sağlandığı takdirde tesisin imalat ve montaj işlerini yapıp devreye alınmasını bedeli karşılığında gerçekleştirmeye başlamıştır (URL 16, 30 ve 47, 2013).

2.3.5.3.2. Küçük Kapasiteli (Mini) Santraller

Kurulu gücü 500 kW ile 10 MW arasında olan santrallerdir. Bu santraller ulusal enerji şebekesine az katkıda bulunurlar. Genellikle küçük yerleşim bölgelerinin elektrik ihtiyacını karşılamak üzere tasarlanırlar (Özkök, 2006; URL-7, 2013).

2.3.5.3.3. Orta Kapasiteli Santraller

Kurulu gücü 10 MW ile 50 MW arasında olan santrallerdir. Enerji nakil hatlarıyla birlikte ulusal enerji şebekesine bağlanabildiği gibi yerel olarak bir kasabanın, bir yerleşim bölgesinin veya büyük bir fabrikanın enerji ihtiyacını karşılamak içinde kullanılabilir. Ülkemiz bu santraller bakımından oldukça zengindir ve çoğunlukla ulusal enerji şebekesine bağlanmaktadırlar (Özkök, 2006; URL-7, 2013).

2.3.5.3.4. Yüksek Kapasiteli Santraller

Kurulu gücü 50 MW ve daha fazla olan santrallerdir. Bu santraller kömür ve doğalgaza dayalı termik santraller gibi konveksiyonel güç santralleri sınıfında değerlendirilir. Üretilen elektrik enerjisi diğer santrallerden üretilen elektrik enerjisiyle birlikte merkezi enerji nakil hatları ile birlikte ülkenin birçok bölgesine dağıtılabilmektedir (Özkök, 2006; URL-7, 2013).

2.3.5.4. Yapılarına Göre

2.3.5.4.1. Yerüstü Santralleri

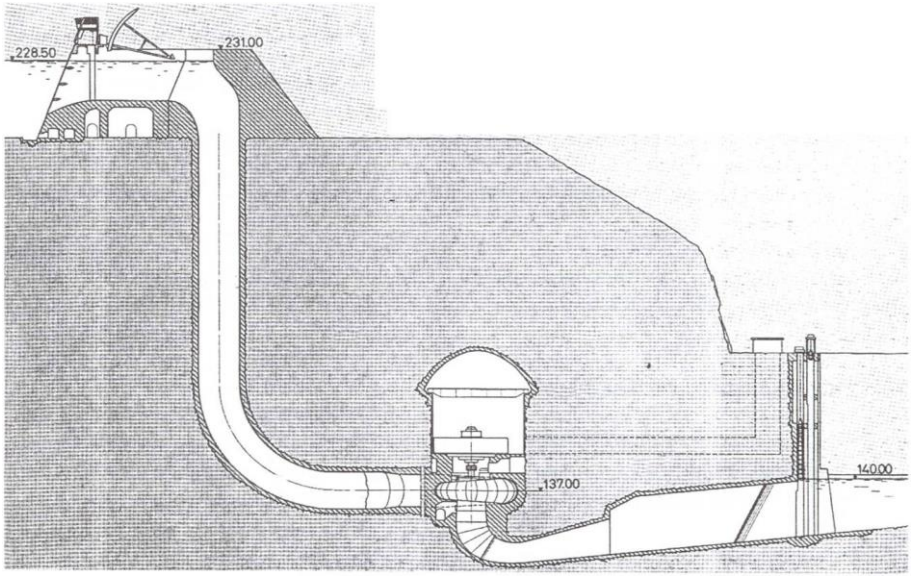
Su alma yapısından alınan su, basınçlı tünel veya galeriyle denge bacasına veya basınçsız tünelle yükleme odasına getirilir. Vana odasından sonra eğimli olarak inen basınçlı borular yardımıyla yerüstü santrallerinde son bulur. Türbinden çıkan su kuyruksuyu kanalıyla tekrar dere yatağına bırakılır. Bu santrallerde türbin ve jeneratör holü yaklaşık olarak çevre düzenleme kotundadır (Akdoğar, 2006; Özkök, 2006).

Şekil 2.9. Tipik bir yerüstü santral uygulaması (Beebe Lake-ABD)

2.3.5.4.2. Yer Altı Santralleri

Jeoloji ve topografya, yerel şartlar, ekonomik analizler, statik hesaplar, daha büyük işletme emniyeti, çığ ve heyelan tehlikesi gibi mevsimsel etkenler, hidrolik hesaplar ve askeri nedenler sebebiyle santralin yer altına yapılmasına karar verilebilir (Akdoğar, 2006; Özkök, 2006).

Şekil 2.10. Tipik bir yer altı santral uygulaması (Cevizlik HES, İkizdere-Rize)



Şekil 2.11. Tipik bir yer altı santrali uygulaması şematik gösterimi

2.3.5.4.3. Yarı Gömülü veya Batık Santraller

Yarı gömülü santrallerde türbin ve jeneratör holü çevre düzenleme kotunun altında fakat binanın diğer kısımları (kontrol odası, kumanda odası, pano odası vs.) çevre kotunun üzerindedir (Akdoğar, 2006).

Şekil 2.12. Tipik bir yarı gömülü santral uygulaması (Vizara HES, Sürmene-Trabzon)

Bu santral binası yerleşim tiplerinden birinin seçiminde santralin yerinin jeolojik ve fiziki durumu, kullanılan türbin tipi, kuyruksuyu yapısının hidrolik karakteristikleri, akarsu yatağı taşkın karakteristikleri etkilidir (DSİ Genel Müd., 2012).

2.3.5.5. Çevirme Santralleri

Bu santraller bir akarsu yatağında barajla yapılabilecek kabartmanın üzerinde düşüler meydana getirmek için, enerji kayıpları asgari mertebede tutacak bir iletim sistemiyle suyun çevrilmesi ve topografyanın elverişli bir kesiminde düşürülmesi prensibine dayanır. Ülkemizdeki mevcut hidroelektrik santrallerin çoğu bu tiptedir. İki tipi mevcuttur (Özkök, 2006).

2.3.5.5.1. Basınçlı Akışlı Çevirme Santralleri

Bu santrallerde derleme yapısı genellikle bir baraj olmaktadır. Bazen baraj yerine doğal göllerden de faydalanılarak bu tip santraller kurulabilir. Santral suyun çevrilmesiyle uygun topografya koşullarından faydalanılarak daha büyük bir düşü yüksekliği elde edilebilecek yere kurulur. Yatay yöndeki iletim tünelle, düşü kısmı ise cebri boruyla sağlanır (Özkök, 2006).

2.3.5.5.2. Serbest Yüzeyli Akışlı Çevirme Santralleri

Bu santrallerde çoğunlukla su karşıdan alışlı su alma yapılarıyla derlenip su alma ağzından giren katı maddelerin çökelmesi için çökeltim havuzları yapılır. İletim yapısı açık kanallar veya tünellerdir. Bu iletim hatları bir anlamda depo görevi de görmektedir. Serbest akıştan cebri borudaki basınçlı akışa emniyetle geçişi cebri boru başlangıcına inşa edilen yükleme havuzu ile sağlanmaktadır (Özkök, 2006).

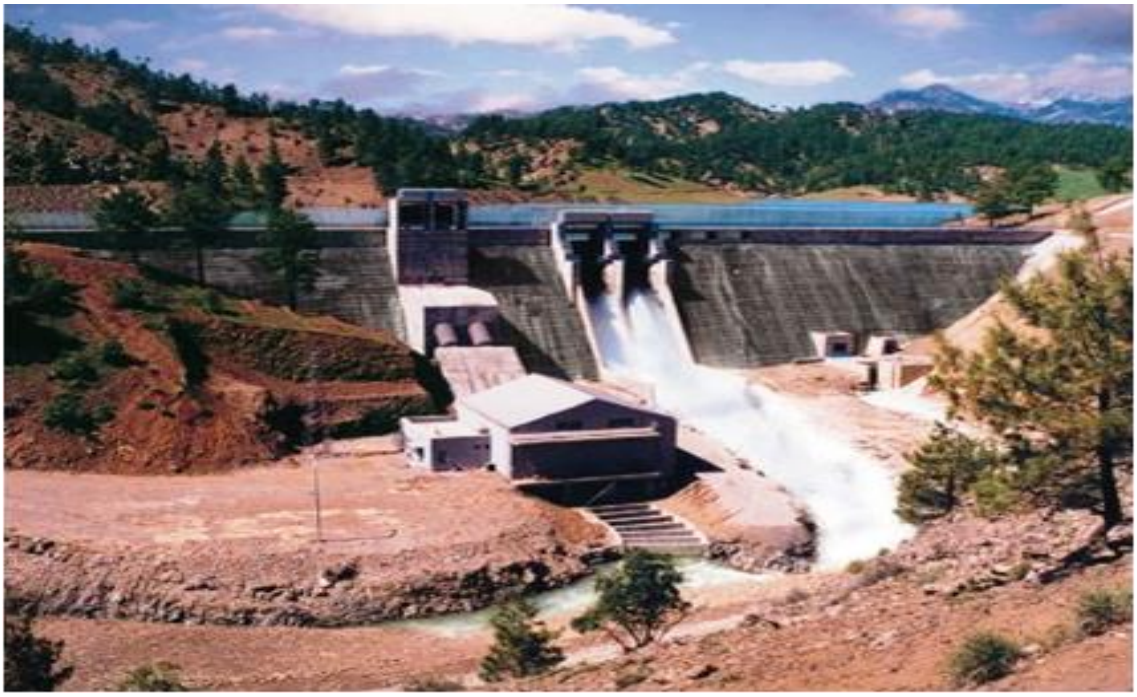
2.3.5.6. Biriktirme Durumuna Göre Santraller

2.3.5.6.1. Biriktirmesiz Santraller

Bu santraller doğrudan doğruya nehir veya kanal üzerine kurulurlar. Göl alanları olmadığından akan suyun enerjisini elektriğe çevirirler. İki tipi vardır:

2.3.5.6.1.1. Nehir (Akarsu) Santralleri

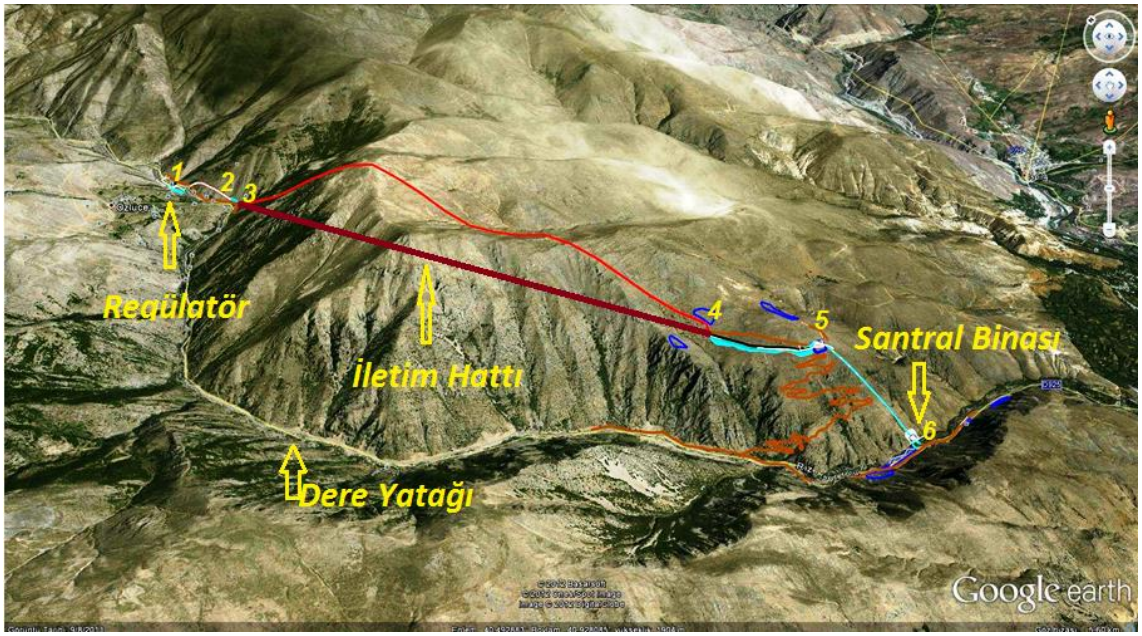
Bu santraller genellikle eğimin küçük, arazinin düz olduğu akarsuların mansap bölgelerinde kurulurlar. Düşü yüksekliği küçük, işletme debisi büyüktür. Bağlama yapısı, su alma ağzı, iletim tesisi ve santral yapısı çoğunlukla bir bütün oluşturur (Özkök, 2006).



Şekil 2.13. Tipik bir nehir tipi santral uygulaması (URL-17, 2013).

2.3.5.6.1.2. Kanal Santralleri

Bu santraller topografya özelliklerinden yararlanarak daha büyük bir düşü elde etmek, esas yatağı taşkınlarda aynen kullanabilmek gibi amaçlarla santralin doğal veya yapay bir yan kanal üzerine kurulması sonucu oluşur (Özkök, 2006).



Şekil 2.14. Tipik bir kanal tipi santral uygulaması (Özlüce HES, İspir-Erzurum)

2.3.5.6.2. Biriktirmeli Santraller

Bu tip santrallerde suyun depolanması esastır. Genellikle su rejiminin düzensiz olduğu akarsularda suyun fazla olduğu zamanlarda biriktirilen sular debinin küçük olduğu zamanlarda kullanılarak işletme debisi dengelenir ve tüm yıl düzenli olarak elektrik enerjisi üretilmektedir. Uzun yılların ortalamasını işletme debisi olarak seçmek akım rejimi düzensiz akarsularda çok büyük hazneye ihtiyaç gösterdiğinden bunu gerçekleştirmek ekonomik olarak mümkün olmamaktadır. Bu nedenle teknik ve ekonomik yönden seçilen hazne hacminin dengelendiği debi, işletme debisi olarak seçilir (Özkök, 2006).

Şekil 2.15. Tipik bir biriktirmeli santral uygulaması (Karakaya HES, Çüngüş-Diyar Bakır)

2.3.5.7. Pompaj Santralleri

Santralın membasında ve mansabında iki rezervuarı bulunan pompaj depolamalı santraller, puant saatlerdeki elektrik ihtiyacının karşılanmasında öne çıkmaktadır. Pompaj depolamalı santraller, elektriğin ucuz olduğu saatlerde elektrik tüketerek suyu alt rezervuardan üst rezervuara pompalayarak depolayan, talebin ve fiyatın tavan yaptığı puant saatlerde ise üst rezervuarda depolanan suyu türbinleyerek aşağı rezervuara geri döndürürken elektrik üreten hidroelektrik santrallerdir. Pompaj depolamalı HES'ler rezervuarlarının büyüklüğüne ve işletme politikasına göre günlük, haftalık veya sezonluk

biriktirme yapabilmektedir. Günlük çevrimde, pik saatlerde üretimde kullanılan suyun tamamı aynı gün pik dışı saatlerde üst rezervuara pompalanır. Haftalık çevrimde ise, hafta içi günlerde pik saatlerde üretimde kullanılan suyun bir kısmı aynı gün pik dışı saatlerde üst rezervuara pompalanır, hafta içi günlerin sonunda tamamen boşalan üst rezervuar hafta sonu günlerinde (Cumartesi, Pazar) pik dışı saatlerde pompaj yapılarak tekrar doldurulur. Sezonluk biriktirmede ise nehir akımının ve enerjinin fazla olduğu dönemde su, üst rezervuara pompalanır ve akımın az olduğu dönemde üst rezervuarda depolanan sudan firm enerjiyi arttırmak için enerji üretilir. Bu santrallerde verim (üretilen enerjinin harcanan enerjiye oranı);

$$e = \frac{\text{Şebekeye verilen generatör gücü (NG)}}{\text{Şebekeden çekilen motor gücü (NM)}} = 0{,}50\sim0{,}6 \qquad (2.1)$$

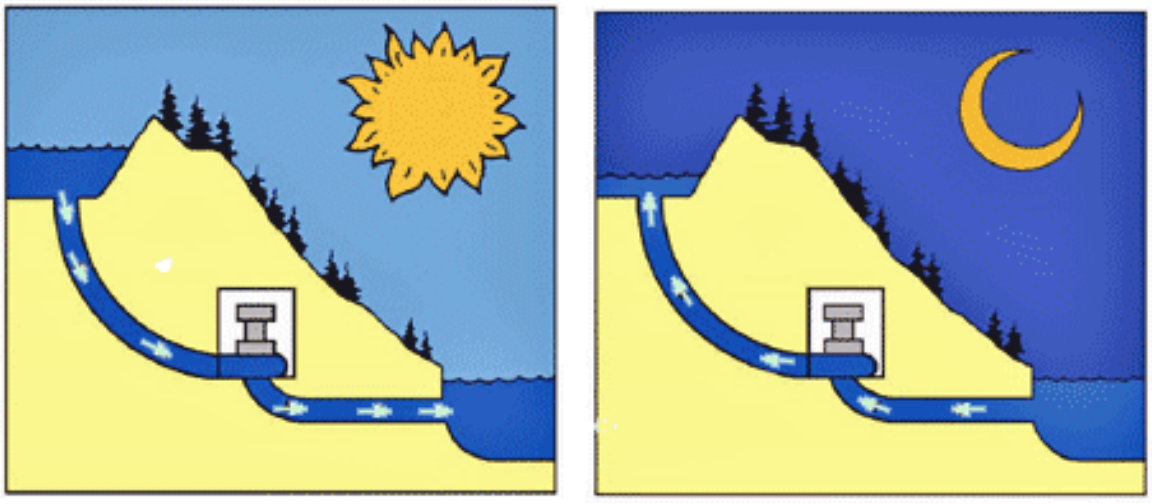
olarak ifade edilmektedir.

ABD, Japonya, İtalya, Almanya, Fransa gibi ülkeler başta olmak üzere dünyada işletmede olan yaklaşık 120000 MW kurulu gücüne sahip ve Türkiye'de henüz olmayan bu santraller için özel firmalar tarafından toplam kurulu gücü 2300 MW olan 7 proje geliştirilmiş ve lisans başvurusunda bulunulmuştur (URL-18, 2013). Devlet çatısı altında ise ilk çalışma Mülga EİE tarafından başlatılmıştır. Bu çalışma Türkiye'deki pik talebin karşılanması için Türk hükümetinin talebi üzerine Mülga EİE koordinasyonunda TEİAŞ ve JICA aracılığıyla görevlendirilen TEPCO uzmanları eşliğinde Şubat 2011'de tamamlanmıştır ve Nisan 2011 itibariyle de nihai raporu tamamlanmıştır (URL-41, 2013). Çalışmada Türkiye için potansiyel pompaj depolamalı hidroelektrik santral yerleri talebin yoğun olduğu bölgeler, jeolojik, topografik ve çevresel kısıtlamaları da içeren kıstaslar açısından araştırılmış ve yapılan kademeli eleme sonucunda alt rezervuarı Gökçekaya Barajı ve HES olan Gökçekaya Pompajlı HES başta olmak üzere kavramsal tasarımı yapılmış olan 16 adet tesisin listesi Tablo 2.1'de verilmiştir (Cingi, 2010; Dünya Enerji Konseyi, 2011; Özkök, 2006; URL-6, 2013).

Tablo 2.1. Türkiye'de kavramsal tasarımı yapılmış pompaj depolamalı tesisler (Dünya Enerji Konseyi, 2011).

Tesis Adı	Kurulu Gücü [MW]	İli	Türü	Proje Debisi [m3/s]	Düşü [m]
Gökçekaya PHES	1600	Eskişehir	Mevcut baraj gölüne entegre	193	962
İznik I PHES	1500	Bursa	Tamamen yeni yatırım	687	255
Sarıyar PHES	1000	Ankara	Mevcut baraj gölüne entegre	270	434
Bayramhacılı PHES	1000	Kayseri	Mevcut baraj gölüne entegre	720	161
Hasan Uğurlu PHES	1000	Samsun	Mevcut baraj gölüne entegre	204	570
Adıgüzel PHES	1000	Denizli	Mevcut baraj gölüne entegre	484	242
Burdur PHES	1000	Burdur	Tamamen yeni yatırım	316	370
Eğridir PHES	1000	Isparta	Tamamen yeni yatırım	175	672
Kargı PHES	1000	Ankara	Mevcut baraj gölüne entegre	238	496
Karacaören II PHES	1000	Burdur	Mevcut baraj gölüne entegre	190	615
Yalova PHES	500	Yalova	Tamamen yeni yatırım	147	400
Yamula PHES	500	Kayseri	Mevcut baraj gölüne entegre	228	260
Oymapınar PHES	500	Antalya	Mevcut baraj gölüne entegre	156	372
Aslantaş PHES	500	Osmaniye	Mevcut baraj gölüne entegre	379	154
İznik II PHES	500	Bursa	Tamamen yeni yatırım	221	263
Demirköprü PHES	300	Manisa	Mevcut baraj gölüne entegre	166	213

Türkiye'de pik güç ihtiyacının karşılanması amacıyla yeterli kapasitede ve tüketim merkezlerine yakın bölgelere pompaj depolamalı santral inşa edilmesi, yeterli ve güvenilir elektrik enerjisi sağlanması ile iletim şebekesi güvenliği ve elektrik kesintilerine mani olmak bakımından hayati öneme haizdir.



Şekil 2.16. Pompaj depolamalı santrallerin gün içi çalışma prensibi (URL 19 ve 39, 2013).

Şekil 2.17. İşletme halindeki pompaj depolamalı santrallerden örnekler (URL-17, 2013).

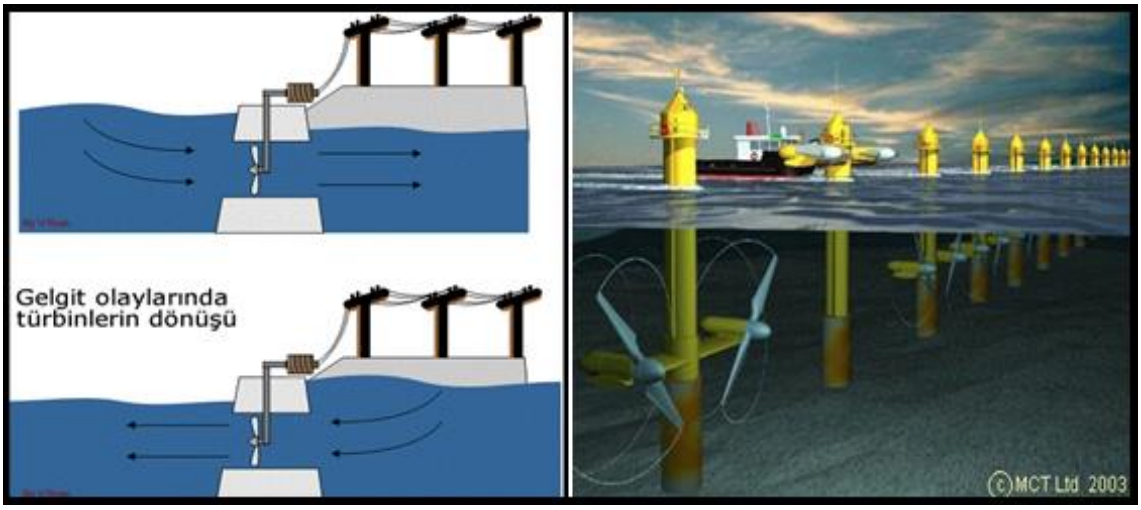
2.3.5.8. Gel-Git ve Dalga Santralleri

2.3.5.8.1. Gel-Git Santralleri

Ay'ın ve güneşin çekim gücüne bağlı olarak okyanus ve açık denizlerdeki su seviyesinde meydana gelen yükselme sonucu sahil içlerine doğru hareket etmesi ve alçalması sonucu geri çekilmesine gel-git (medcezir) olayı denir. Gel git santralleri, bu su salınımı sonucu oluşan su seviyesi farkının yüksek olduğu yerlerde su seviyesi farkından yararlanarak elektrik enerjisi üretmek amacıyla kurulan tesislerdir. Gel git hareketinden enerji üretmek için en elverişli alanlar, koy ve körfez türü yapılardır. Bu alanlar su seviyesindeki kabarmayı yükseltmekte, böylece daha büyük miktarda enerji üretimi mümkün olmaktadır. Boşalırken, dolarken veya her iki yönde çalışan tek ve çift hazneli gelgit tesisleri yapılabilir. Deniz suyunun kabarması ve alçalması sırasında su hazneye dolarken ve boşalırken türbin çalışarak elektrik enerjisi üretilebilir. Bir başka yöntemde ise, suyun depolanmasına gerek duyulmadan (hazne bulunmamakta), yükselme ve alçalma sırasında oluşan akıntıların hızlarından faydalanılmakta; akıntıların önüne türbinler koyularak enerji üretilmektedir. Bu tesislerin ilk örneği Fransa'da Atlantik sahilindeki Rance Tesisi'dir. Bu santralde her biri 10 MW gücünde 24 türbin-jeneratör grubu vardır.

Tesis 240 MW gücündedir. En büyüğü ise Güney Kore'de 2011 yılında yapımı tamamlanan 254 MW kurulu gücündeki Sihwa Gölü Santrali'dir (Özkök, 2006; URL-20, 2013).

Şekil 2.18. Sihwa gölü gel-git enerji santrali (Sihwa Gölü, Güney Kore)



Şekil 2.19. Tipik bir gel-git santrali çalışma sistemi şematik gösterimi

Bu enerjinin geliştirilmesi maliyetli bir iş olduğundan yakın gelecekte alışageldik enerji kaynaklarıyla yarışacak seviyeye gelmesi pek mümkün görünmemektedir. Ülkemizde henüz yapılmış bir örneği bulunmamaktadır.

2.3.5.8.2. Dalga Santralleri

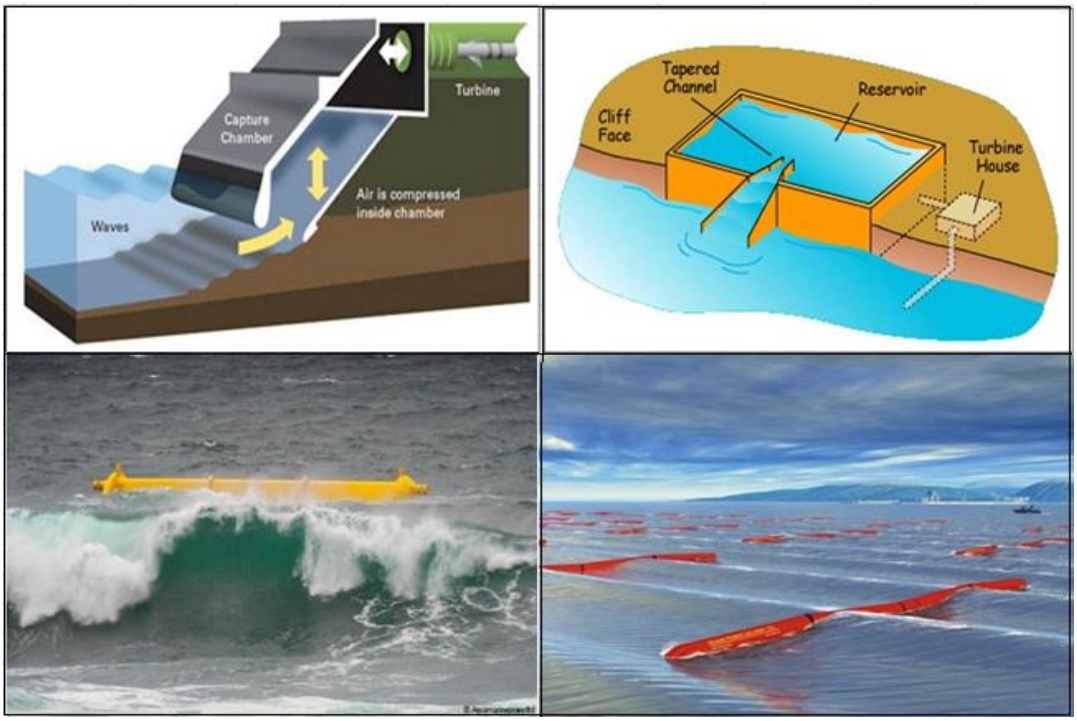
Genel olarak dalga; atmosferdeki hava hareketleri sonucunda ortaya çıkan rüzgârların, deniz veya okyanus yüzeyindeki sürtünmesi sonucu su seviyesini kabartmasıyla oluşmaktadır. Rüzgârların meydana gelmesinin nedeni, güneş ışınları ve onun ortaya çıkardığı ısınma sonucu olduğundan, dalga oluşumunun da ana kaynağı "Güneş" olmaktadır. Bu yönüyle dalgalar, ağırlıklı olarak "Ay" kaynaklı olan gelgitlerden ayrılmaktadır. Dalga yükseklikleri, deniz yüzeyiyle karşılaştırıldığında, okyanus yüzeyinde daha büyük boyutlara ulaşmaktadır. Enerji elde edilmesi için gerekli tipik dalga yükseklikleri ise 2-3 m arasında değişmektedir.

Dalgalardan enerji üretilmesi konusunda yapılan çalışmalar, genel olarak, elektrik enerjisi üzerinde yoğunlaşmaktadır. Bu alanda kullanılan baslıca sistemler ise; "sabit sistemler (fixed devices)" ve "yüzen sistemler (floating devices)" olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Sabit sistemler, oldukça sağlam bir temel üzerine yerleştirilmekte olup; kıyı boyunca dalgakıranların önüne inşa edilebileceği gibi, kıyı ötesinde yer alacak olan sabit bir deniz tabanı üzerine de kurulabilmektedir. Günümüzde, en gelişmiş dalga enerji santralleri bu sisteme göre tasarlanmaktadır. Buna karşın, yüzen sistemler ise; su yüzeyi üzerinde gemi gibi hareket edebilen, kıyıyla bağlantısı yüksek gerilim kablolarıyla sağlanan sistemlerdir. Bu sistemlerin konumu, motor veya demirleme yöntemiyle değiştirilip sabitlenebilmektedir. Henüz araştırma–geliştirme çalışmaları devam eden bu sistemlerden elektrik enerjisi üretilmesi, çoğunlukla su hücreleri aracılığıyla gerçekleştirilmektedir. Su hücrelerine alınan dalgalar hücre içinde hareket ederken, hücrede bulunan hava sıkıştırılarak mekanik enerji elde edilmektedir. Bu yapının işleyişi, klasik bir tulumba sistemine (emme-basma) benzemekle birlikte, mekanik enerjinin elektrik enerjisine donuşum işlemini türbinler sağlamaktadır. Tüm bu sistemlerin ve genel olarak dalga enerjisinin önemli ölçüde olumlu yönleri bulunmaktadır. Bunlar güç kaynağının sonsuz ve bol olması; küresel ısınmayı, asit yağmurlarını ve her türlü kirliliği dolaylı olarak azaltması; iş alanları yaratması; elektrik şebekesinin olmadığı uzak alanlara elektrik sağlaması; deniz ortamında yapılacak diğer çalışmalarda potansiyel teknolojinin kullanımına olanak tanıması; uzun iletim hattı olmaması ve bundan dolayı minimum enerji kaybı oluşturması sebebiyle adalar için yeni bir yaklaşım getirmesidir. Bununla birlikte; deniz dalgalarının enerji amaçlı kullanımında birtakım sınırlamalar da bulunmaktadır. Her dalga boyutunun kullanılması için bir tasarımın oluşturulamaması, gemi rotalarının geçtiği

yollar, balık avlanma sahaları, su altı kabloları gibi kısıtlamalar büyük dalga enerjisi projelerine başlamadan önce dikkate alınması gereken konular olmaktadır. Dünyada, dalga kuvvetinin en yoğun olduğu yerlerin basında Atlas Okyanusu gelmektedir. Türkiye'de ise Karadeniz sahilleridir (Eroğlu, 2011).

Sonuç olarak, okyanus veya denizlerden yararlanılarak elektrik enerjisi üretimi, diğer yenilenebilir enerji kaynaklarıyla karşılaştırıldığında oldukça yenidir. IEA'nın 2030 yılı için yaptığı öngörüler de %1 oranının aşılamayacağı yönündedir. Kullanılan teknolojilerin maliyet seviyelerinin düşürülmesi ve gerekli altyapı çalışmalarının geliştirilmesi durumunda, uzun vadede olumlu sonuçlar alınması mümkündür.

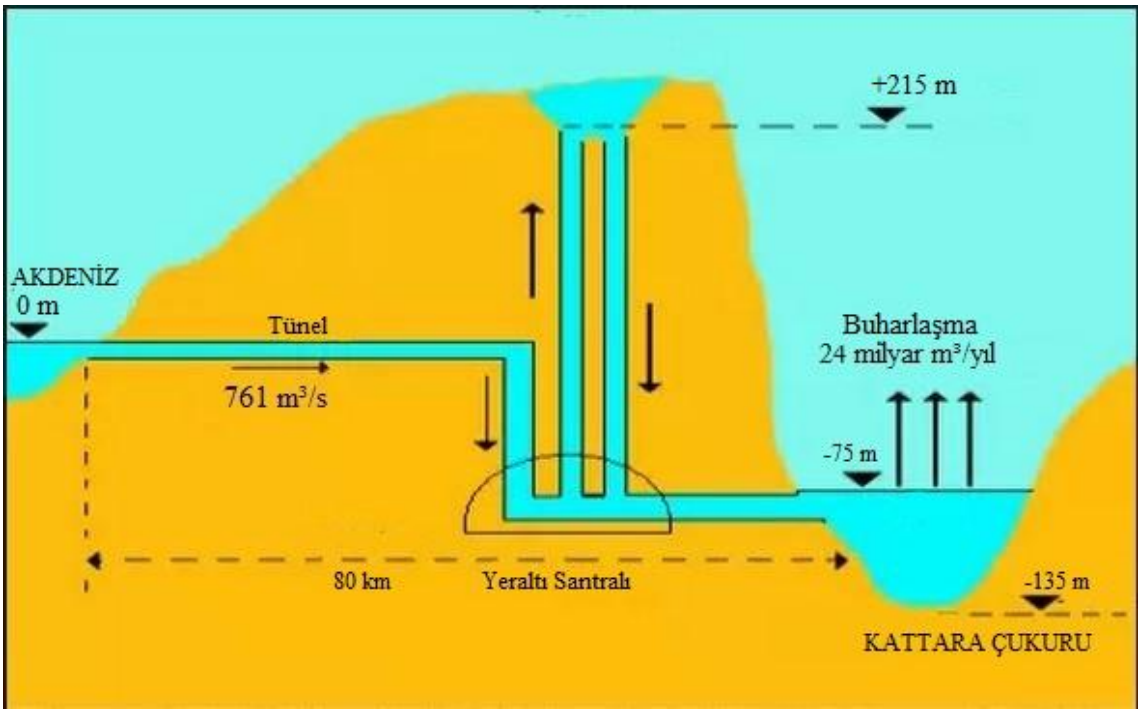
Ülkemizde de bu enerji çeşidi ile ilgili bazı çalışmalar yapılmıştır. Batı Karadeniz'de sıklıkla görülen fırtına ve rüzgârların etkisiyle ortaya çıkan deniz dalgalarının enerji kapasiteleri incelenmiş olup, konu ile ilgili teorik ve pratik çalışmalar yapılmıştır. Bir Türk mühendis ise kendi ürettiği dalga enerjisinin patentini alarak 2004 yılında KOSGEB kredisiyle çalışmalarına başladığını ve ilk model parçanın 2005 yılında denize indirildiğini, fakat desteğin yetersiz oluşu ve modelin de ebat olarak bir dalga boyunu geçememesi sebebi ile küçük kaldığını, dalga üzerinde karpuz kabuğu gibi kendi sallandığı için üretimi ölçmek ve AR-GE çalışması yapmak mümkün olmadığını ifade etmiştir (URL-21, 2013).



Şekil 2.20. Farklı tipteki dalga ve gel-git enerjisi santral örnekleri

2.3.5.9. Depresyon Santralleri

Denizden alçakta olan çöllerde veya denize kıyısı olan çok sıcak bölgelerde, yüzeyden suyun fazla buharlaşmasından yararlanmak amacıyla hidroelektrik tesisler yapılmaktadır. Çok sıcak bölgelerdeki uygun bir koy bir duvar aracılığıyla denizden ayrılır. Denizden ayrılan kısımda serbest su yüzeyinden buharlaşma sonucunda, buranın su seviyesi alçalır. İşte buharlaşan bu su miktarına eşit debi denizden alınarak hidroelektrik tesiste enerji üretilir. Çöllerde yapılan tesislerde ise çölün denizden alçak olan kesimlerinde bir tünel veya bir kanal ile deniz suyu taşınır. Çukur bölgede yapılan tesiste ise enerji üretilir. Çukur bölgede oluşan göl kesimden bir yıl içinde buharlaşan su miktarına eşit olan debi, denizden alındığı takdirde zaman içinde gölde kararlı bir seviye oluşur.



Şekil 2.21. Kattara hidroelektrik santrali (Kahire- Mısır)

Buna dünyadan kavramsal tasarımı yapılmış Kattara Hidroelektrik Projesi örnek verilebilir. Kattara Çölü Kahire'nin 300 km batısında ve Akdeniz seviyesinden 135 m alçaktadır. 80 km uzunluğundaki bir tünel vasıtasıyla deniz suyu bu çukura aktarılacaktır. 60 m yüksekliğindeki 12000 m²'lik bir alana sahip gölün su yüzeyinde büyük miktarda buharlaşma gerçekleşecektir. Yılda yaklaşık 2 m kalınlığında su buharlaştığı öngörüsüyle,

yılda toplam 24 milyar m³ su buharlaşacaktır. Bu da 761 m³/s debiye karşılık gelir. Tesisin kurulu gücü 1200 MW'dır (URL 22 ve 35, 2013).

2.3.5.10. Okyanus Enerjisi Santralleri

Derin okyanus sularıyla güneşin ısıttığı yüzey suyu arasındaki sıcaklık farkını kullanarak elektrik enerjisi üretme esasına göre çalışır. Bu teknolojinin ilk örneği olan Küba'daki 22 kW'lık santralden %1 gibi düşük verim alınması sebebiyle çalışması durdurulmuştur (URL-23, 2013).

Gelişmiş bir teknolojiye sahip olmaması, başlangıç ve işletme maliyetlerinin yüksekliğinin yanında kurulum güçlüğü, düşük verimleri sebebiyle yakın gelecekte birincil enerji kaynaklarının yanında kullanım alanı bulabileceği düşünülmemektedir.

3. HİDROELEKTRİK POTANSİYEL

3.1. Giriş

Bir ülkede hidroelektrik enerji üretebilmek için, her şeyden önce o ülkenin teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilecek hidroelektrik potansiyele sahip olması gerekir. Brüt, teknik ve ekonomik olmak üzere üç farklı hidroelektrik potansiyelden söz edilmektedir.

3.2. Brüt Hidroelektrik Potansiyel Güç

Bir ülkede, bütün doğal akışların deniz seviyesine, sınır aşan suların da sınıra kadar %100 türbin verimiyle elde edilebileceği varsayımına dayanarak hesaplanan hidroelektrik potansiyel, o ülkenin yıllık brüt (teorik) hidroelektrik potansiyelidir. Brüt hidroelektrik potansiyel, mevcut düşü ve ortalama akışlı bir senede gelen akımın oluşturduğu potansiyeli ifade eder. Dolayısıyla brüt potansiyeli belirleyen faktörler havzanın topografik yapısı ve hidrolik değerleridir (Özkök, 2006). Türkiye'nin brüt hidroelektrik potansiyeli 433 milyar kWh/yıl olarak bulunmuştur (Gülay, 2008; URL-42, 2013).

3.3. Teknik Hidroelektrik Potansiyel Güç

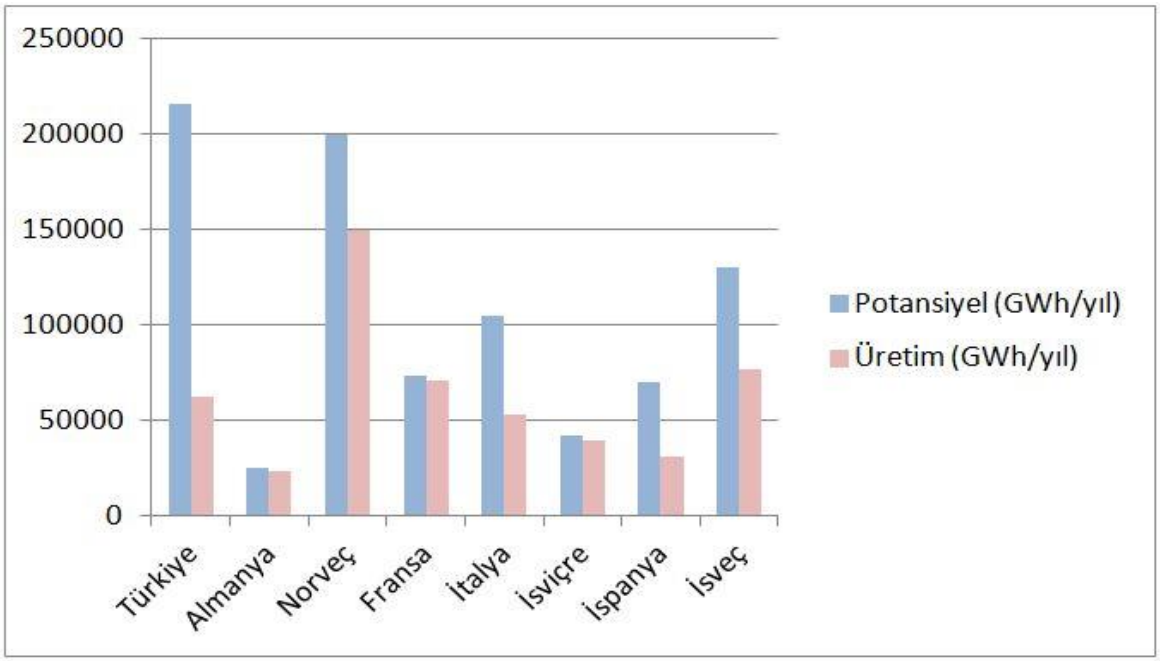
Mevcut teknoloji ile değerlendirilebilecek maksimum potansiyele denir. Teknik yönden değerlendirilebilir su kuvveti potansiyeli; bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin teknolojik üst sınırını göstermektedir. Bölgede planlanan hidroelektrik projelerin teknik açıdan uygulanabilmesi mümkün 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. Teknolojiye bağlı olarak brüt potansiyelden aşağıdaki kayıpların çıkarılmasıyla elde edilir (Özkök, 2006).

- Düşüdeki kayıplar: Suyun iletim hattı boyunca iletilmesi esnasında temas ettiği yüzeylere sürtünmesi, dirsek kısımlarında yön değiştirmesi, akış kesitlerindeki değişmeler ve türbin içinde yön değiştirmesi gibi etkenlerle enerji kaybına uğramaktadır. Hidroelektrik santrallerde net düşünün brüt düşüye oranı (alçak düşülü santrallerde) 0,5 mertebesinden (yüksek düşülü santrallerde) 0,9 mertebesine kadar değerler almaktadır. Ortalama olarak 0,7 alınmaktadır.
- Debideki kayıplar: Türbinden geçen debiyle nehir debisi aynı olmayıp ikisi

arasında tesis tipine göre kayıplar vardır. Yaklaşık olarak 0,9 mertebesindedir.

- Enerji dönüşümündeki kayıplar: Türbin mekanik verimi, hidrolik verimi, jeneratör verimi ve transformatör verimi nedeniyle bir potansiyel kayba uğramaktadır. Bu kayıpların toplam etkisi ile verim 0,8- 0,9 mertebelerinde değişmekte olup ortalama olarak 0,85 alınabilir. Bu değer günümüz teknolojileri ile 0,9 mertebesine yaklaşmıştır. Teknolojik sebeplerden (türbinin büyüklüğü, tipi ve projelendirilmesi, konstrüksiyon, türbin imalatı ve yapılan işletmenin kalitesi) kaynaklanan bu kayıpların toplam etkisi matematiksel olarak net hesaplanamamakla birlikte yaklaşık hesaplarda 0,7*0,9*0,85= 0,53 mertebesindedir. Dolayısıyla teknik potansiyel brüt potansiyelin yaklaşık yarısı kadardır. Türkiye'nin teknik hidroelektrik potansiyeli 216 milyar kWh/yıl'dır (URL-42, 2013).

Avrupa'da hidroelektrik potansiyel ve fiili üretim değerleri ülkeler bazında karşılaştırıldığında ülkemiz, Avrupa ülkeleri içinde hidroelektrik potansiyelini en düşük oranda geliştiren ülke konumundadır (Karakuş, 2013).



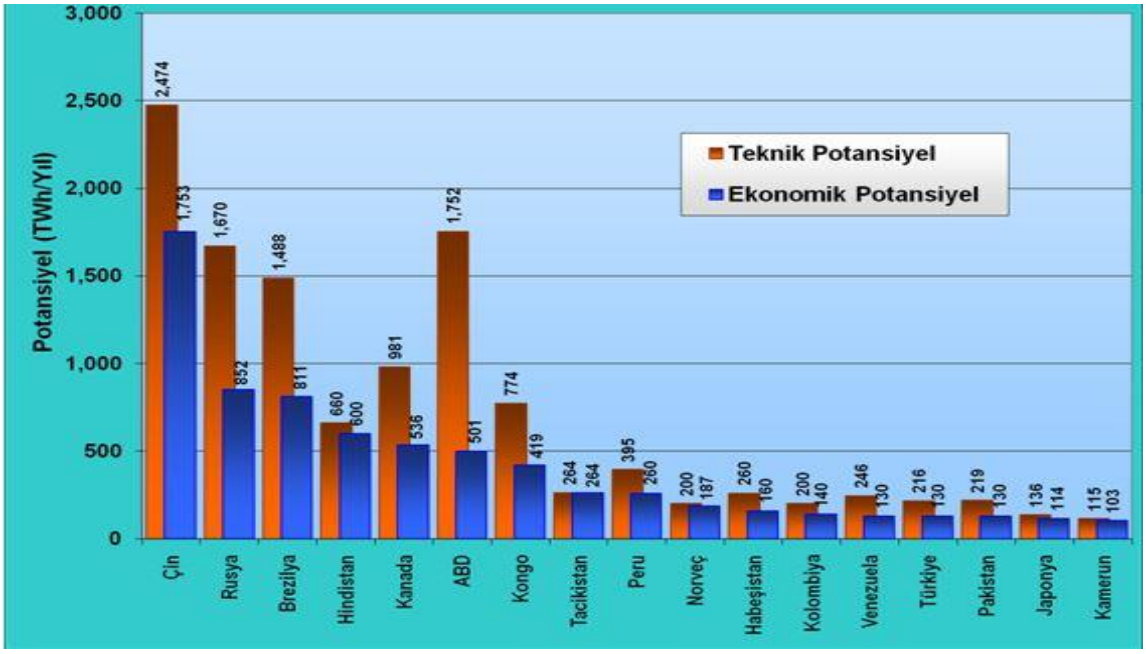
Şekil 3.1. Avrupa ülkeleri ile Türkiye hidroelektrik potansiyel ve üretiminin karşılaştırılması (ETKB, 2012).

3.4. Ekonomik Hidroelektrik Potansiyel Güç

Teknik olarak geliştirilebilen her tesis ekonomik olmayabilir. O nedenle teknik potansiyelin, mevcut ve beklenen yerel ekonomik şartlar içinde geliştirilebilecek kısmı

ekonomik hidroelektrik potansiyel olarak adlandırılır. Bir başka deyişle ekonomik hidroelektrik potansiyel, beklenen gelirleri, giderlerinden (masraflarından) fazla olan santral projelerinin toplam hidroelektrik enerji üretimini göstermektedir. Ekonomik hidroelektrik potansiyel, üretilecek hidroelektrik enerjiden, alternatif enerji kaynaklarına göre ekonomik analiz yapılarak belirlenir (Özdemir, 2002; Özkök, 2006).

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 terk edilmiş 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 128 milyar kWh/yıl'dır (URL-42, 2013). Türkiye'de ekonomik potansiyel teknik potansiyelin %60 dolayındadır ve bu oran Avrupa'da %76 dolayındadır (Dünya Enerji Konseyi, 2011).



Şekil 3.2. Türkiye hidroelektrik potansiyelinin bazı ülkelerle karşılaştırılması (Karakuş, 2013).

Ekonomik hidroelektrik potansiyel çalışmaları daima yenilenmelidir. Ülkemiz ekonomik hidroelektrik potansiyelinin mertebesi sürekli artan bir değişikliğe uğramaktadır (Tablo 3.1). Dünyanın ve ülkemizin ekonomik konjonktüründe meydana gelen değişiklikler ve ülkemizde kullanılan ekonomiklik kıstasları bunun başlıca sebepleridir.

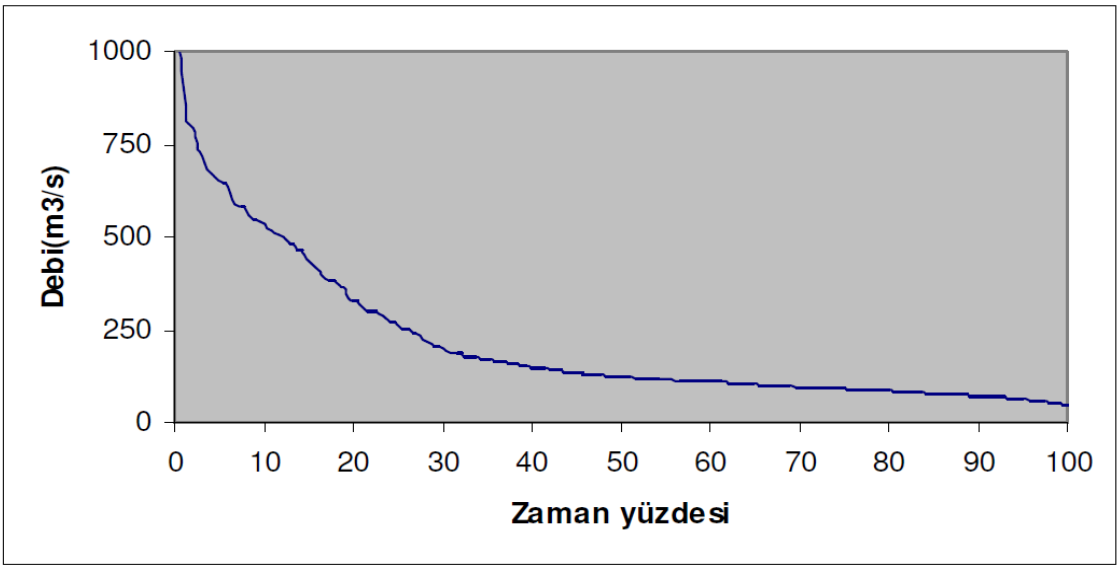
Tablo 3.1. Havza gelişme planlarına göre Türkiye ekonomik hidroelektrik potansiyelinin zamanla değişimi (Özkök, 2006).

Araştırıcı	Sağ	Kirişçi	Doluca	Noyan	Dinçer	Erke	DSİ	DSİ	DSİ
Yıl	1960	1961	1967	1968	1975	1978	1985	2002	2004
TWh/yıl	47	53	57	65	72	101	111	126	128

3.5. Hidroelektrik Potansiyel Güç Belirleme Metotları

3.5.1. Debi Süreklilik Eğrisi Metodu

Bu metodun esası akarsuyun uzun süreli tarihi kayıtlarına bakarak günlük akım verilerinden hareketle zamanın seçilen belirli bir yüzdesinde yataktan geçen debi değerlerinin kümülatif frekans dağılımının belirlenmesine dayalı bir istatistiksel yaklaşımdır. Bu yöntemde debi süreklilik eğrisi oluşturularak bir yıl içerisinde zamanın seçilen bir yüzdesinde gerçekleşen minimum debi değeri belirlenmektedir. Uygulamada genellikle Q_{95} değerleri kullanılmaktadır. Debi süreklilik eğrisi, düşey eksene debiler yatay eksene ise debinin belli bir değere eşit veya büyük olduğu zaman yüzdelerinin işaretlenmesiyle elde edilir.



Şekil 3.3. Tipik bir debi-süreklilik eğrisi

Debi süreklilik eğrisi belirlendikten sonra, bu eğri üzerinde zamanın belli bir yüzdesine karşılık gelen debi seçilir. Bu debi kullanılarak santralin hidrolik kapasitesi (türbinlerden geçecek maksimum debi) belirlenir. Daha sonra bu hidrolik kapasiteye göre, önceden belirlenmiş olan düşü-akım diyagramları kullanılarak net düşü belirlenir. Net düşü nehir boy kesitleri kullanılarak da bulunabilir. Debi süreklilik eğrisinin üzerinde bulunan noktalara, su gücü denklemi uygulanır ve böylece güç-süreklilik eğrisi elde edilir. Maksimum güç, santralin hidrolik kapasitesi kullanılarak bulunur. Santralın hidrolik kapasitesinden fazla akımlar için hesaplanan güç, maksimum güç kadar olur. Güç süreklilik eğrisinin altında kalan alan, bölgenin hidroelektrik enerji potansiyelini verir (Özkök, 2006).

$$N = \frac{Qp * Hn * \gamma * e}{102} \tag{3.1}$$

su gücü denkleminde;

N : Türbin gücü (kW)

Q_p : Proje debisi (m^3/s)

H_n : Net düşü (m)

γ : Suyun özgül ağırlığı (N/m^3)

e : Toplam verim'dir.

Toplam verim hesap edilirken; tam güçte türbin verimi (e_t), jeneratör verimi (e_g), transformatör verimi (e_{tr}) ve bara verimi (e_b) çarpılır.

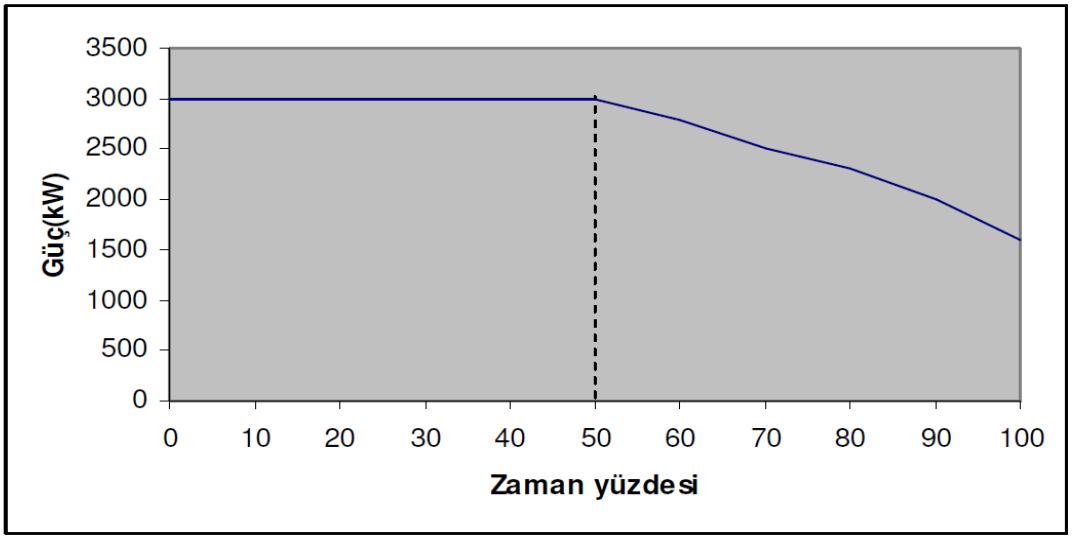
$$e = e_t * e_g * e_{tr} * e_b = 0,9*0,97*0,99*1 = 0,864 \quad (3.2)$$

Bulunan bu ortalama toplam verim, su gücü denklemine yazılırsa;

$$N = (Q_p*H_n*1000*0,864) / 102 = 8,47* Q_p*H_n \quad (3.3)$$

eşitliği elde edilir.

Şekil 3.4'te güç süreklilik eğrisi vardır. Bu örnekte santralin hidrolik kapasitesi zamanın %50'sinde var olan debiye göre belirlendiğinden, güç değeri buraya kadar sabittir. Bundan sonra ise daha düşük debiler geldiğinden güç değeri gittikçe azalmaktadır.



Şekil 3.4. Tipik bir güç-süreklilik eğrisi

Bu metodun en büyük üstünlüğü basit olması ve çabuk sonuç vermesidir. Debi süreklilik eğrisi belirlendikten sonra kolaylıkla güç verisi belirlenebilir. Zayıflığı ise, enerji üretimini artırmak için yapılan su biriktirmelerinin kullanımını doğru bir şekilde benzeştiremez. Ayrıca, düşünün akımdan bağımsız olarak değiştiği projelerde (depolamalı sistemlerde) ve proje sistemlerinin analizinde kullanılmaz (Özkök, 2006).

Debi süreklilik eğrisinin oluşturulması için gerekli olan debi değerlerinin sağlandığı akım gözlem istasyonu ile su alma (çevirme) yapısı çoğu zaman aynı noktada bulunmayabilir. Ülkemizde kanal santrallerin yan derelere kurulması ve bu dereler üzerinde akım gözlem istasyonları bulunmaması sebebiyle sıkça bu durumla karşı karşıya kalınmaktadır. Bu durumda yakın noktalar için aşağıda verilen bağıntı ile bir ilişki kurulmaya çalışılmaktadır (Erdem, 2006).

$$Q_a = (D_a/D_b)^n * Q_b \quad (3.4)$$

Burada;

Q_a: Su çevrim eksenindeki akım,

D_a: Akarsuyun su çevrim aksındaki drenaj alanı,

Q_b: A.G.İ.' deki akım,

D_b: A.G.İ.' nin drenaj alanı,

n: 0,6~1,2 arasında değişkeni ifade eder.

Eğer (D_a/D_b=0,80~1,20) ise n=1 alınarak en yakın A.G.İ.'nin bulunduğu eksen yeri için hazırlanacak değer alınarak hesap yapılır. Ancak D_a değeri bu limitin dışında ise iki A.G.İ. değerinin birleşimi dikkate alınır.

Su çevrim ekseni, memba ve mansabında bulunan iki A.G.İ. arasında ise aşağıda verilen lineer enterpolasyon kullanılır.

$$Q_a = Q_b + [(Q_c - Q_b) / (D_c - D_b)]* (D_a - D_b) \quad (3.5)$$

Burada;

Q_a: Su çevrim eksenindeki akım,

D_a: Su çevrim eksenindeki drenaj alanı,

Q_b: Membada bulunan AGİ akımı,

D_b: Membada bulunan AGİ'nin drenaj alanı,

Q_c: Mansapta bulunan AGİ akımı,

D_c: Mansapta bulunan AGİ'nin drenaj alanını ifade eder.

Birbirine çok yakın olmayan istasyonlar için izlenen yol ise; Akım gözlem istasyonu değerlerinden yararlanarak hesaplanan ve akarsuyun su verimi değişimini yansıtan, drenaj alanı veriminin kullanılmasıdır. Bunun için her akım gözlem istasyonu aksı için yıllık ortalama akımlarından hesaplanan özgül verim, drenaj alanı ile log-log kâğıda noktalanması ile drenaj alanı verimi ile drenaj alanı arasındaki bağıntıyı oluşturan işlev elde edilir (Erdem, 2006).

$$q=A*D^{B} \quad (3.6)$$

Burada;
A,B: Hesapla bulunacak katsayılar,
D: Drenaj alanı (km^2),
q: Özgül verim ($L/s/km^2$).

Su çevrim ekseni için bulunacak olan drenaj alanı veriminden yıllık ortalama akım

$$Q_{ort}\ (m^3) =(q*D*31,536*10^{6}*1/1000) \quad (3.7)$$

olarak hesaplanır. Bu eksene ait akım değerleri ise; su çevrim eksenine ait yıllık ortalama akım değerinin, eksene en yakın A.G.İ.'nin yıllık ortalama akım değerlerine oranının A.G.İ.'nin akım değerleri ile çarpılmasıyla elde edilir. Akım değişimini gösteren eğriler günlük akım değerlerinin bulunmadığı durumlarda uzun yıllara dayanan aylık toplam akım miktarlarından yararlanarak da hazırlanabilir. Bu durumda aylık akımların zaman içindeki değişimini gösteren debi süreklilik eğrisi çizilmiş olur.

3.5.2. Ardışık Akım Öteleme Metodu

Bu metot, depolamalı projeleri ve proje sistemlerini değerlendirmek için geliştirilmiş olup aşağıdaki süreklilik denklemine dayanır.

$$\Delta S = I-O-L \quad (3.8)$$

Burada;
ΔS = Haznedeki biriktirme hacmi değişimi (m^3),

I = Hazneye giren akım miktarı (m^3),

O = Hazneden çıkan akım miktarı (m^3),

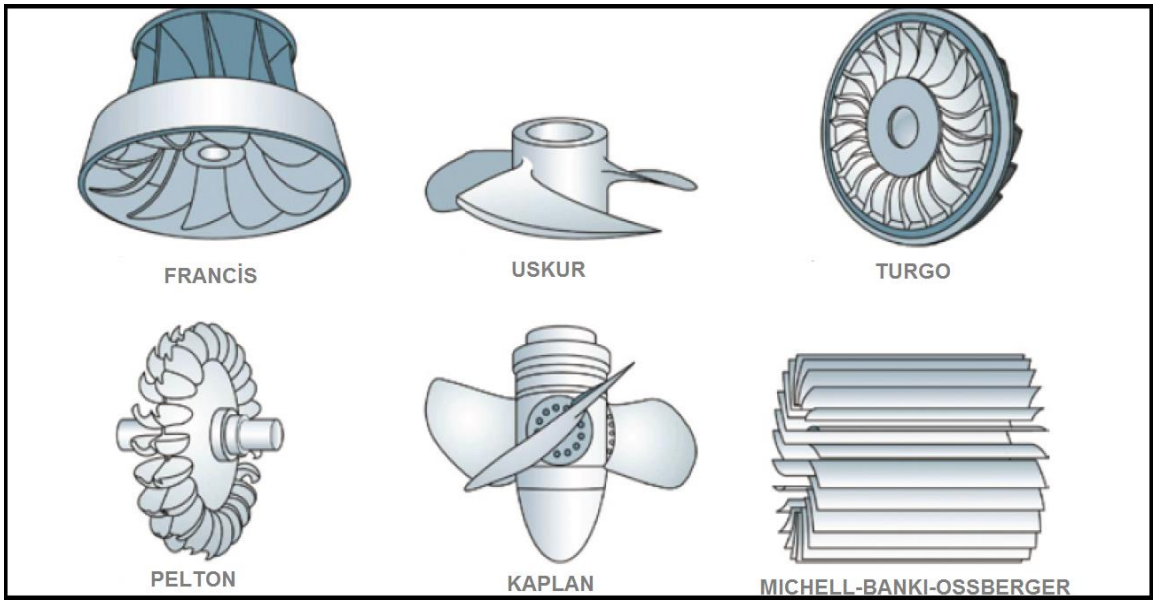
L = Kayıplar (m^3) (buharlaşma,su kaçakları vs.)'dır.

Bu denklem, sürekli bir işletim kaydı elde etmek için çalışılan periyotta ki her bir zaman aralığına ardışık olarak uygulanır. Bu metot, mevcut veri ve çalışmanın türüne bağlı olarak aylık, haftalık, günlük veya saatlik zaman artışlarına göre yapılabilir. Hazneden çıkan akım değerlerinin su gücü denklemine uygulanmasıyla, projenin üreteceği enerji değeri tahmin edilir. Bu metot; enerji üretimi için hazne işletmesinin benzeştirilmesinde, taşkın kontrolünde, su temininde ve sulamada kullanılabilir.

Bu metodun üstünlükleri; düşünün akımdan bağımsız olarak değiştiği projelerde kullanılabilmesi, hidroelektrik veya diğer amaçlı projeler için hazne düzenlemesinin etkisinin modellenebilmesi ve bir sistemin parçası olarak işletilen projelerin araştırılmasında kullanılabilmesidir. En önemli zayıflığı ise, karmaşık olmasıdır. Uzun zaman periyotları için günlük çalışmalar yapmak çok fazla hesaplama zamanı gerektirdiğinden, çoğunlukla haftalık veya aylık zaman aralıkları kullanılır. Bu metotla hesap yapabilmek için, haznenin hacim-yüzey eğrisi, su seviyeleri ya da hacimleri, hazneye giren ve çıkan akımlar, kayıplar (buharlaşma, sızma vs), mansap anahtar eğrisi (debi-seviye) ya da su seviyeleri ve varsa hazne işletme eğrisi gereklidir (Özkök, 2006).

3.6. Hidrolik Türbin Tipleri ve Kullanılma Sahaları

Hidrolik türbinler takriben 160 yıldan beri imal edilmektedirler. 19.Yüzyıl içinde HOWD, James B. FRANCİS, Lester Allan PELTON, Victor KAPLAN, M. MICHELL, BANKİ, GLIKES gibi isimler tarafından keşfedilmiş ve geliştirilmiş olan basit, küçük güçlü su türbinleri; çok çabuk yayılmıştır ve su türbinlerinin tahrik ettiği generatörlerde üretilen elektrik enerjisi 1891 yılında MİLLER tarafından enerji iletim hattı ile uzak yerlere nakledilebilmiştir.



Şekil 3.5. Hidrolik türbin çark tipleri

Su türbinlerinden elde edilen elektrik enerjisinin enerji iletim hatları ile uzak mesafelere iletilmesi ile birlikte daha büyük, daha güçlü ve birbirleri ile paralel olarak çalışan hidrolik santraller kurulmaya başlamıştır. Ancak modern anlamda otomatik olarak yük-frekans ayarlaması yapabilen Francis, Kaplan ve Pelton tipi hidrolik türbinler 1920'lerden itibaren yayılmaya başlamışlardır. Artık bu tip türbinler çok yaygın olarak kullanılmakta, günümüzde imal edilen büyük güçlü hidrolik türbinlerin verimleri %93-95 mertebesine kadar yükselmiştir (Başeşme, 2003; Demirhan, 2006).

Hidrolik türbinler yatay veya düşey eksen etrafında dönen ve suyun kinetik enerjisini mekanik işe çeviren makinelerdir. İşletme tarzlarına, yapılış şekillerine, hidrolik düşüye ve hidrolik akımın rotordaki yönüne göre türbinleri çeşitli sınıflandırmalara tabi tutmak mümkün olsa da türbinler genellikle kullandığı enerjinin yalnız kinetik veya hem kinetik hem de basınç enerjisi olmasına bağlı olarak aksiyon türbinleri ve reaksiyon türbinleri olarak iki ana grupta değerlendirilmektedir (Demirhan, 2006).

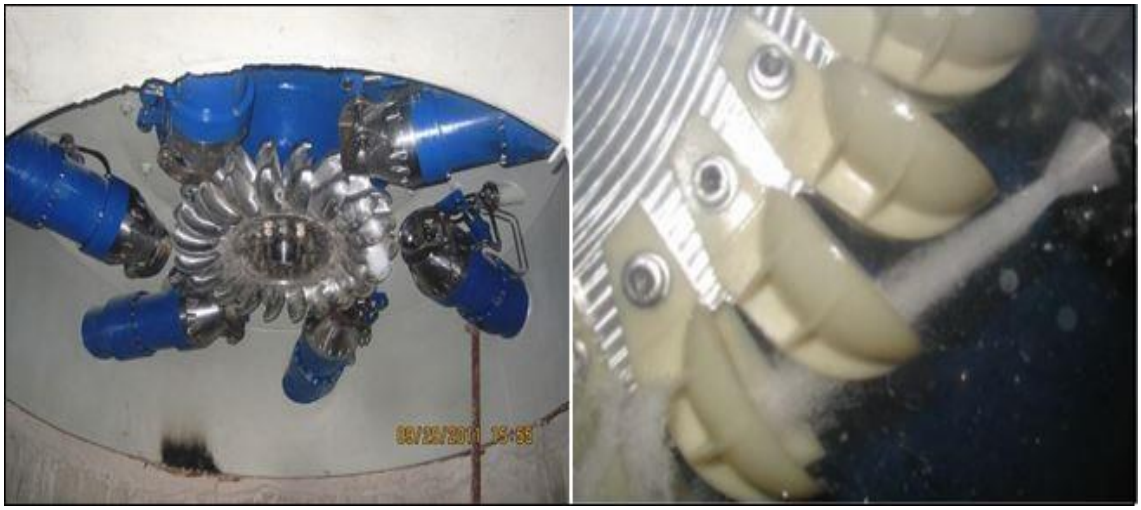
3.6.1. Aksiyon Türbinleri

Aksiyon tipi türbinlerde su hız ile etkir. Bu türbinlerin girişi ile çıkışı arasındaki enerji farkı, esas itibarıyla kinetik enerji farkına tekabül eder. Yani bu türbinlerde suyun giriş ve çıkış basınçları eşittir. Dolayısıyla reaksiyon derecesi sıfırdır. Reaksiyon türbinlerine kıyasla yüksek düşülerde kullanılırlar. Buna karşılık debileri küçüktür.

3.6.1.1. Pelton Türbini

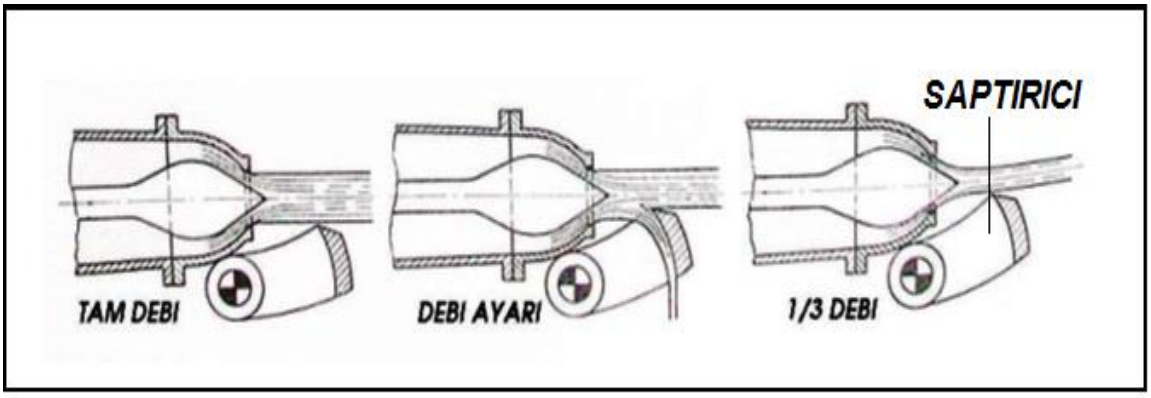
Pelton türbinler büyük hidroelektrik sistemlerde bir genelleme yapacak olursak 150 m brüt düşünün üzerinde kullanılmaktadırlar. Mikro hidrolik sistemlerde daha alçak düşülerde de bu türbin kullanılabilir. Fakat yüksek güç düşük debide hız çok azalır ve bu da türbin boyutlarının artmasına sebep olur. Verimleri %90 mertebesindedir.

Bu tip türbinlerde suyun enerjisi önce, uygun şekle sahip bir borudan geçirilip, nozul olarak adlandırılan çıkış ağzında su jeti haline getirilerek, kinetik enerjiye dönüştürülür. Daha sonra bu jet pelton çarkının çevresindeki kepçelere teğetsel olarak püskürtülür (Şekil 3.6). Kepçelerin geometrisi, su jetinin enerjisini en yüksek oranda emecek biçimde tasarlanmış ve ortalarından geçen dikey bölücü plakalar, suyun iki yana doğru 'takatsizce' dağılmasını sağlar. Bu çarpma sonucu suyun hız (kinetik) enerjisi mekanik işe dönüşmüş olur ve türbin rotoru döner. Nozuldaki suyun debisi, nozulun içinde kayan bir mızrak tarafından kontrol edilir. Bu mızrak, ağız çıkışını kısmen veya tamamen kapatabilir. Böylelikle su jetinin hızını; değişen yük talepleri, su yükseklikleri ve debileri için yaklaşık sabit tutmak mümkün olabildiğinden, rotor çok farklı ağız açıklıklarında dahi aynı hızla dönebilir. Bu yüzden, iyi tasarlanmış bir pelton türbininin verimlilik eğrisi düz, fakat diğer tiplerinkine oranla daha düşüktür. Boru ağzından çıkan suyun miktarını, yük düşüşüne paralel olarak hemen azaltmak, borudaki basınçta büyük bir yükselmeye sebep olacağından mümkün olmaz. Öte yandan aynı debiyi püskürtmeye devam etmek, motorun fazla hızlı dönmesi anlamına geleceğinden, böyle durumlarda jetin önüne, ek bir kontrol aracı olarak saptırıcı (deflektör) girer. Saptırıcı, mızrak devreye girip de debiyi azaltana kadar, jetin kinetik enerjisini kısmen dağıtır (Şekil 3.7). Günümüz teknolojisiyle birlikte bu yönlendirmeler, tesislerde bilgisayar ortamında otomasyon sistemiyle kontrol edilerek en yüksek işletme verimi ve tesis güvenliği sağlanmaktadır. Düşey veya yatay olarak konumlandırılabilirler. Yatay konumlar için genellikle iki olan jet sayısı, dikey konumlar için, çoğunlukla dört veya altı olmaktadır. Türbin çarkının alt noktası ile kuyruksuyu boşatma kanalı su seviyesi arasında reaksiyon türbinlerinden farklı olarak bir kot farkı mevcuttur ve bu net düşü hesabında düşü kaybı olarak değerlendirilmektedir (Akdoğar, 2006; Başeşme, 2003; Cebeci vd., 2004; Demirhan, 2006; Özdemir, 2002; URL-9, 2013).



(a) (b)

Şekil 3.6. (a) Pelton çarkı ve nozul sistemi (b) Nozuldan çarka gönderilen su jeti

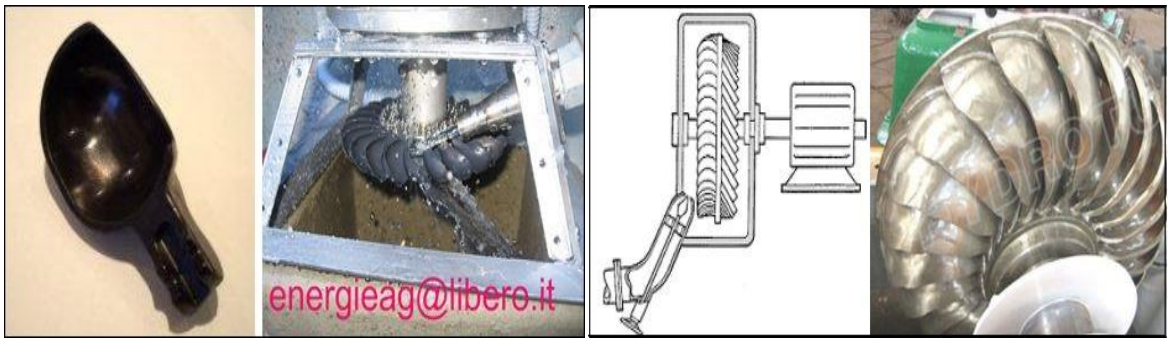


Şekil 3.7. Nozuldaki suyun debisini ayarlayan saptırıcı (deflektör) şematik gösterimi

3.6.1.2. Turgo Türbini

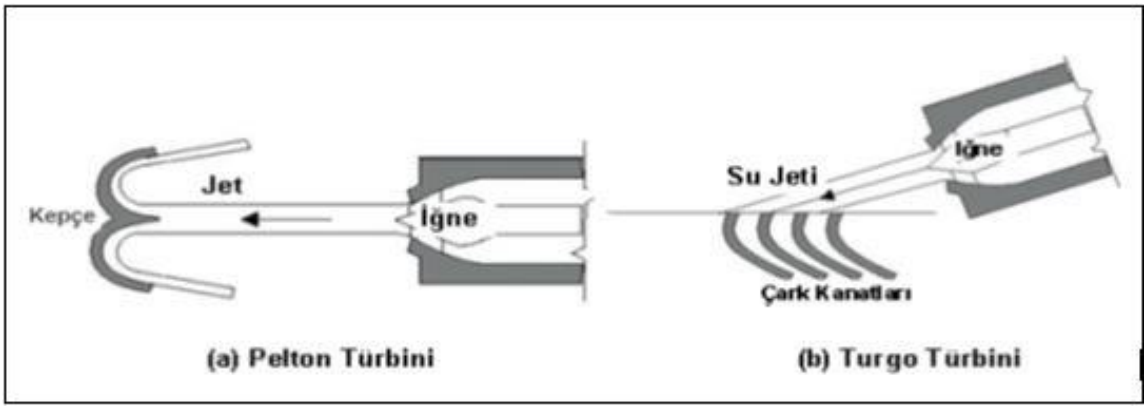
Çalışma prensibi bakımından pelton türbinlerle aynı sayılabilecek turgo tipi türbinlerin kepçe yapıları farklılık göstermektedir (Şekil 3.8). Kendi içerisinde de farklılık gösteren kepçe yapıları mevcuttur. Pelton türbininin düşük özgül hızlarını artırmak amacıyla Glikes tarafından 1919 yılında geliştirilen turgo türbininde, peltondan farklı olarak kepçeyi terk eden su jetinin gelen su jetiyle karşılaşması engellenir (Şekil 3.9). Ayrıca daha ucuz maliyet ve aynı boyuttaki bir pelton türbinden daha fazla su tutabilme gibi üstün özellikleri de vardır. Günümüzde turgo türbinleri; ülkemizde henüz pek

kullanım alanı bulamamakla birlikte düşük ve orta debilerde (<750kg/s), düşük ve orta düşülerde (H=25-225m) yaygın olarak kullanılmaktadır (URL-7, 2013).



(a) (b)

Şekil 3.8. Farklı tiplerdeki turgo kepçeleri



Şekil 3.9. Pelton ve Turgo türbinleri su jetlerinin şematik gösterimi

3.6.2. Reaksiyon Türbinleri

Net düşü ve özgül hız bakımından oldukça geniş kullanım alanı olan bu su türbinleri, suyun hem kinetik hem de potansiyel enerjisinden yararlanırlar. Çarka girişteki basınç değeri çıkıştakinden çok daha büyük olur. Reaksiyon tipi hidrolik türbinlerde; türbin rotor kanatlarının aralıklarında suyun giriş basıncında bir düşme meydana gelir ve su basıncında meydana gelen bu düşme suyun ivmelenmesine yani hızlanmasına sebep olur. Hızlanan suyun türbin çarkının kanatlarına çarpmasıyla sahip olduğu kinetik enerjisi, türbin çarkını döndürerek mekanik enerjiye dönüşür. Aksiyon türbinlerine kıyasla yüksek debiye sahip, küçük düşülerin olduğu yerlerde kullanılırlar. Aksiyon türbinlerine göre

yapımları daha zordur ve daha maliyetlidir. Değişken debilerde verimleri düşüktür. Ayrıca bu türbinlerde kavitasyon[1] tehlikesi de vardır (Demirhan, 2006; URL-7, 2013).

Kavitasyon olayının meydana gelmesi sonucu şu zararlı etkiler görülebilmektedir;

- Türbin ayar kanatları arasında ve türbin rotoru kanatları arasında çok düşük basınçlı (vakumlu) hacimcikler meydana gelmesi ile enine kesit daraldığı için debi azalmakta ve dolayısıyla da güç düşmektedir.
- Kavitasyon olayı sonucu meydana gelen vuruntu ve darbelerle salınımlar bir enerji yuttuğu için güç kaybı olmakta ve türbin randımanı %10 - %20'lere kadar azalmaktadır.
- Kavitasyon olayı tahribatına uğrayan yerlerde malzeme yüzeyi önce pürüzlenmekte daha sonrada malzeme yüzeyinde küçük pek çok oyukçuklar meydana gelmektedir. Bu oyukçuklar, yine kavitasyon olayı nedeni ile zamanla büyüyerek derinleşmekte ve belirli bir işletme süresi sonunda da malzeme yüzeyi adeta süngerleşmektedir. Yüzeydeki süngerleşme miktarı arttıkça malzeme koparak yok olmakta ve kavitasyon olayının tahribatı ilerleyip gitmektedir.
- Kavitasyon olayının meydana gelmesi sonucu türbin rotorunu, dengelenmemiş radyal hidrolik kuvvetler etkilediği için türbin rotoru ile birlikte komple türbin-generatör şaftında titreşimler ve salınımlar meydana gelmektedir. Meydana gelen bu titreşimler ile salınımlar, türbin-generatör ünitesinin kılavuz yataklarının bozularak kullanılmaz hale gelmesine ve hatta türbin-generatör ünitesinin taşıyıcı yatak köprüsü ayaklarının oynamasına ve bu yüzden türbin-generatör ünitesinin komple döner kütlesinin dengesinin bozulmasına neden olabilmektedir.
- Kavitasyon olayı nedeni ile türbin emme borusunun verimi çok kötüleşmektedir. Kavitasyon olayı, genellikle türbinin nominal yükünün veya herhangi bir hidrolik düşüdeki optimum yükünün çok altında ve çok üstünde çalıştırılması esnasında meydana gelmektedir. Esasen, türbinin nominal yükünün veya herhangi bir hidrolik düşüdeki optimum yükünün çok altındaki yüklerde çalıştırılması esnasında emme borusunun başlangıcındaki eksen bölgesinde meydana gelen vorteks olayı (girdap) da hem kavitasyon olayının şiddetini artırmakta ve hem türbin emme borusunun türbinin verimini kötüleştirmekte ve hem de türbin rotoruna teğetsel ve eksenel yönlerde etkiyen hidrolik

[1] Türbin ve pompa kanatları arasında akışkan ortamında herhangi bir yerdeki basıncın buharlaşma basıncı altına düşmesiyle oluşan çok düşük basınçlı-vakumlu buhar kabarcıkları akışla beraber hareket ederek basıncı yüksek olan bölgeye gelince patlaması sonucu oluşan boşluğa sıvı moleküllerinin hücum etmesiyle yüzeylerde darbe etkisi oluşturmasına kavitasyon denir.

kuvvetlerin dengesini bozduğu için komple türbin-generatör şaftının titreşim ve salınım yapmasına neden olmaktadır (Başeşme, 2003).

Hidrolik laboratuarlarda yapılan araştırma çalışmaları sonunda elde edilen tecrübelere göre aşağıda kaydedilen maddelerin, her birinin ayrı ayrı veya birkaçının bir arada, kavitasyon olayının meydana gelmesine tesir eden etkenler oldukları tespit edilmiş bulunmaktadır:

- Tahrik suyunun fiziksel özellikleri; suyun sıcaklığı, su içinde bulunabilecek gaz, buhar veya hava miktarları, su içinde bulunan kimyasal maddelerin miktarları ve su içinde bulunabilecek katı yabancı madde miktarları,
- Türbinin konstrüktif özellikleri; türbin rotoru çapının etkisi, rotor kanat formu ve çıkış açısının etkisi, kanat yüzeylerinin pürüzlülük derecesi, kullanılan malzemenin mekaniksel ve kimyasal özellikleri, özgül hız ve net hidrolik düşü, debi ve devir sayısı,
- Atmosfer basıncı (Tesisin bulunduğu yerin rakımı); işletme şartlarının değişmesi, hidrolik düşünün değişmesi ve türbin yükündeki değişmeler,

Hidrolik türbinde meydana gelecek olan kavitasyon olayını tamamen değilse bile kısmen önlemek, tahribatları geciktirmek ve kavitasyon olayından kaçınmak için şu önlemler alınabilmektedir:

- Türbini derinde ve çıkış suyu seviyesinden daha aşağıda tesis etmek,
- Özgül hızı küçük seçmek ve türbin devir sayısı ile hidrolik düşü değerlerini çok büyük tutmamak,
- Şayet çıkış suyu kanalı yanlış inşa edilmişse çıkış suyunun önüne net düşüden ve güçten kaybetmeyecek şekilde set çekmek ve çıkış suyu seviyesini kabartmak,
- Türbinlerde rotor kanatlarının emme borusu tarafı yüzeylerini kavitasyon ve korozyon olayları tahribatlarına karşı dayanıklı olan yüksek Cr-Ni alaşımlı malzemelerle kaplamak,
- Türbinleri kavitasyon sahası içinde çalıştırmamak. Bunun için türbinleri mümkün mertebe nominal düşüde nominal yük ile çalıştırmak,
- Türbinleri minimum hidrolik düşülerin altındaki kritik düşülerde çalıştırmamak,
- Hidroelektrik santrallerdeki göl seviyelerinin değişmesi ile hidrolik düşünün değişmesine paralel olarak türbinlerin mevcut hidrolik düşüde en iyi verime isabet eden optimum yük ile çalıştırmak,

- Nominal yük altında çalışmak mecburiyetinde kaldığı zamanlarda da türbin emme borusunu açık hava ile irtibatlandırmak,
- Kavitasyon olayını önlemek için alınan bütün önlemleri ve başvurulan bütün çarelere rağmen meydana gelen kavitasyon olayı tahribatını onarırken çok dikkatli olmak ve kavitasyon onarımı yapıyorum diye malzemenin kavitasyon olayı tahribatına karşı dayanaklığını azaltmamak ve rotor kanatlarını formlarını bozmamak (Başeşme, 2003).

2007 yılı içerisinde EÜAŞ Genel Müdürlüğü tarafından bazı hidroelektrik santrallerinde verim artış analizleri yaptırılmıştır. Türbinden geçen su, su sıcaklıkları ve mekaniksel parçalar (taşıyıcı yatak, kılavuz yatak, basınçlı yağ sistemi v.b.) üzerinde yapılan türbin verimlilik testlerine göre söz konusu santraller için teknik karakteristikler ve öngörülen verim artış değerleri hesaplanmıştır.

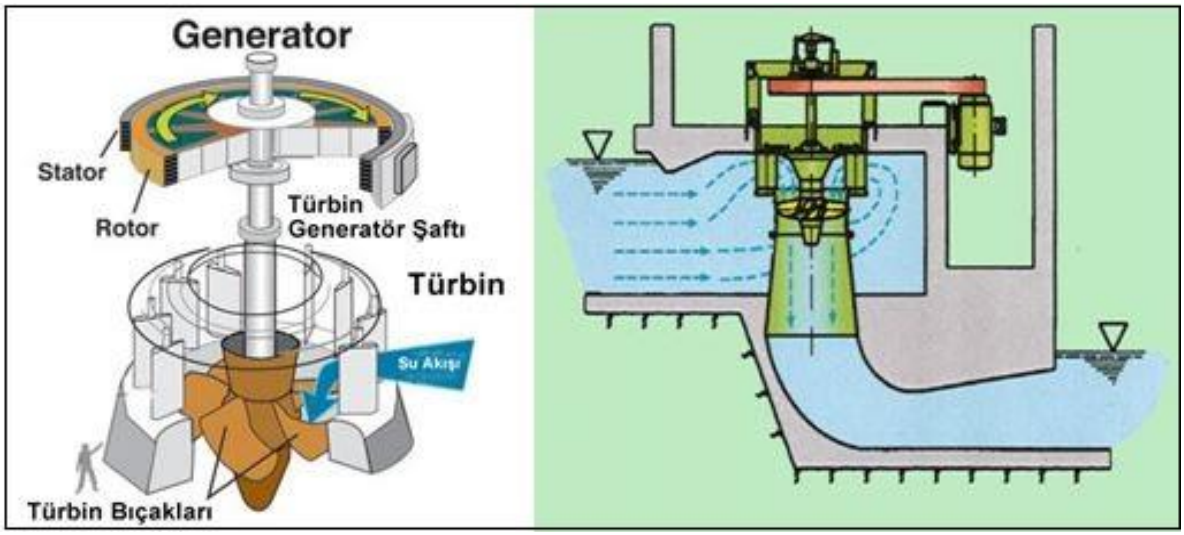
Verim test çalışmalarından sonra türbinlerin mevcut verimleri ile türbinden alınabilecek minimum ve maksimum verim değerleri karşılaştırılmış, bu artışların ortalaması alınarak Tablo 3.2'de gösterilen ortalama verim artış değerleri bulunmuştur (Pala, 2007; URL 24 ve 43, 2013).

Tablo 3.2. Verim analizi yapılan bazı hidroelektrik santralleri ve teknik özellikleri

Santral Adı	Kurulu Güç (MW)	Yıllık Üretim (kW saat)	Türbin Verimi (%)	Öngörülen Verim Artışı (%)
Karakaya HES	1800	7.500.000.000	92,4	2,75
Keban HES	1330	6.600.000.000	95,18	2,75
Gökçekaya	278,4	400.000.000	88	5
Gezende HES	160	528.000.000	94	2
Doğankant HES	74,5	314.000.000	84	6
Demirköprü	69	80.000.000	89	5
Sarıyar HES	160	300.000.000	88	5
Seyhan 2	7,5	33.000.000	92	5
Kadıncık 1	70	315.000.000	91	3
Kadıncık 2	56	307.000.000	91,9	2,5

3.6.2.1. Kaplan Türbini

Kaplan tipi türbinler klasik nehir türbinleri olarak da ifade edilirler. Propeller (Uskur), Bulb, Tube (Boru), Straflo diye adlandırılan türbinlerde kaplan türbinin varyasyonlarıdır.

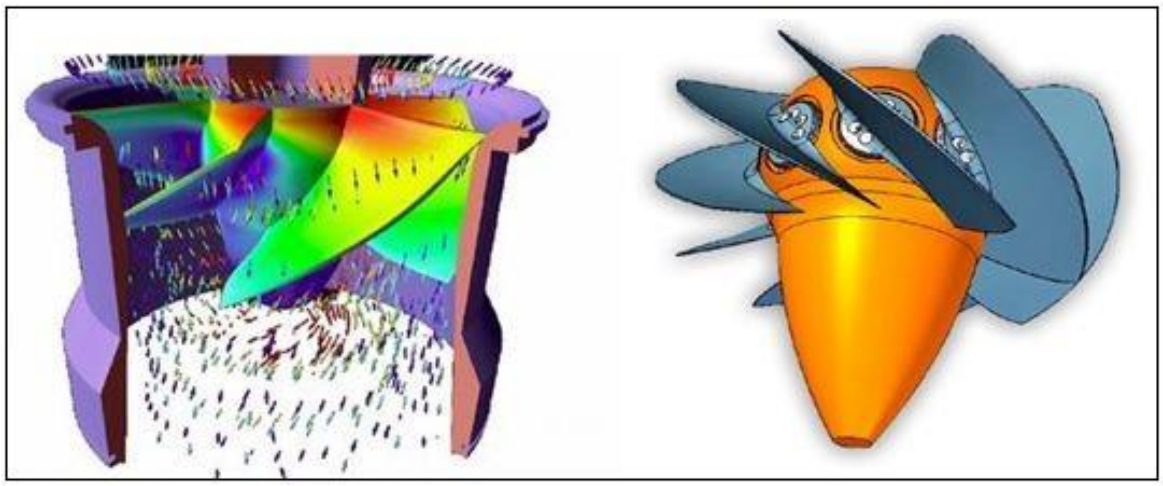


Şekil 3.10. Tipik bir kaplan türbin şematik gösterimi

Kaplan türbinin, gemi pervanesine benzeyen, ama onun tersi biçimde çalışan çarkı vardır (Şekil 3.11a). Bir motorun çevirdiği gemi pervanesi gemiyi ileriye doğru hareket ettirmek için suyu geriye iter; Kaplan türbinin çarkı çevresinden geçen suyun etkisiyle döner. Tıpkı döner bahçe sulayıcılarında, borudan yüksek basınçla gelen suyun, sulayıcının kavisli kollarına düşük hızla girip, düşük atmosfer basıncıyla karşılaştığında ivmelenerek dışarı çıkması sonucu oluşan tepki kuvvetinin sulayıcıyı döndürmesi gibidir. Bu türbinlerde su girişi ile çıkışı aynı eksendedir. Çevre boyunca yerleştirilmiş yönlendirici kanatlardan geçen su türbin çarkına gönderilir (Şekil 3.11b). Kanatlar, açısı ayarlanabilir şekilde imal edilirler. Düşü yüksekliğindeki mevsimsel değişmelerin veya yük talebindeki oynamaların yol açtığı verim düşüklüğü sorunlarını aşmak için, rotor kanatlarının açıları ayarlanabilir kılınmıştır. O anki su akışına göre en uygun kanat açısı ayarı yapılarak, suyun düşme yüksekliğindeki mevsimsel oynamalar sorun olması önlenmektedir. Buradaki ayar, hidrolik servomotorlarla sağlanır. Kanat sayıları değişken olabilir. Özel durumlarda kanatların ayarlı olmasından vazgeçilebilir. Bu durumda türbinin adı Uskur tipi olmaktadır. Düşen suyun miktarında, düşüş yüksekliğinde veya yük

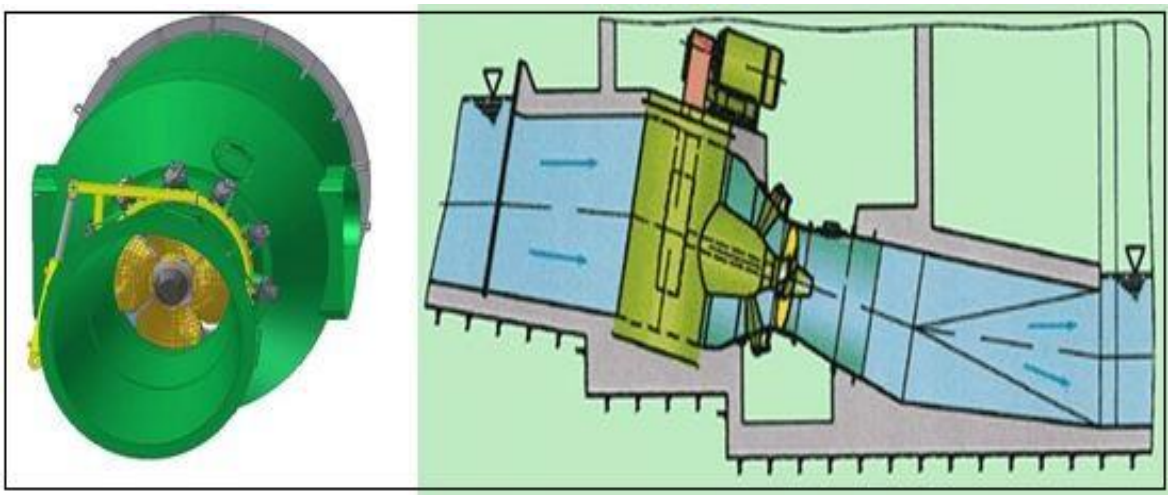
talebinde kayda değer değişiklikler olduğu takdirde, uskur geometrisine sahip türbinlerin verimi %75'in altına düşmektedir.

Kaplan türbin, yatay olarak konumlandırılmak istendiğinde farklı bir uygulaması olan boru tipi türbinler (Şekil 3.12) kullanılmaktadır. Bu türbinler kaplan tipine nazaran daha düşük düşülerde tercih edilirler (Erdem, 2006; URL-7, 2013).



(a) (b)

Şekil 3.11 (a) Kaplan türbin çarkı (b) Kaplan türbin yönlendirici kanatları



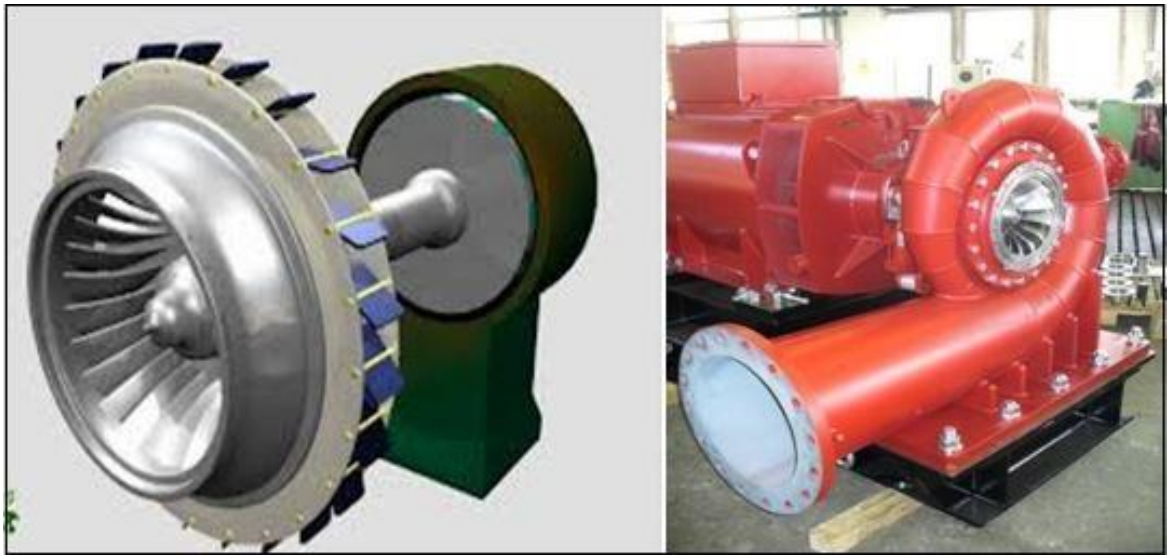
Şekil 3.12. Tipik bir boru tipi kaplan türbini şematik gösterimi

Kaplan türbinleri Francis türbinlere nazaran daha hızlı dönerler. Francis türbinleri orta düşüler için Kaplan türbinleri ise alçak düşüler için daha ekonomiktir.

3.6.2.2. Francis Türbini

Bu türbin; ayarlanabilir yöneltici kanatlar, dönel çark ve emme borusundan meydana gelir. Giriş sarmal şeklindedir. Kılavuz kanatlar suyu türbin çarkına teğetsel olarak yönlendirir. Çark kanatlarında radyal akış tesiri oluşur ve çarkın dönmesine neden olur. Kılavuz kanatlar etkili bir çalıştırma için ayarlanabilir yapıda olabilir.

Su, türbin çarkına doğru ilerlerken dönme yarıçapı azalır, sonrasında çarka tesir eder. Bir örnek vermek gerekirse, bir topu bir çember etrafındaki ipte salınım hareketi yaptırdığınızı düşünün; eğer ip kısalırsa, top açısal momentum sebebiyle daha hızlı döner. Suyun basıncına ek olarak bu özellik Francis ve diğer iç akış türbinlerinin verimli çalışmasına yardımcı olur. Düşük basınç yüklerinde de yüksek hızlar elde edebilme kabiliyetine sahiptirler. Bu yüzden Pelton türbin ve eksenel tip Kaplan türbinlere kıyasla daha düşük basınç yüklerinde de (düşük baraj seviyelerinde) yüksek güç üretimi sağladıklarından yaygın olarak tercih edilirler (Özdemir, 2002; URL 7 ve 9, 2013). Genel olarak düşey eksenli kullanılmakla birlikte bazen yatay eksenli olarak da kullanılmaktadırlar. Yüksek basınçlı reaksiyon türbinidir. Döner çarka su girdiği anda toplam düşünün bir kısmı kanatlar içerisinde giriş hızı olarak kullanılır ve çark hareket eder. Düşünün arta kalan kısmı ise enerji üretimi esasına hizmet eder. Ülkemizde DSİ tarafından tesis edilen santrallerin çoğunda bu türbin kullanılmıştır (URL-16, 2013).



Şekil 3.13. Tipik bir Francis türbini (URL-40, 2013).

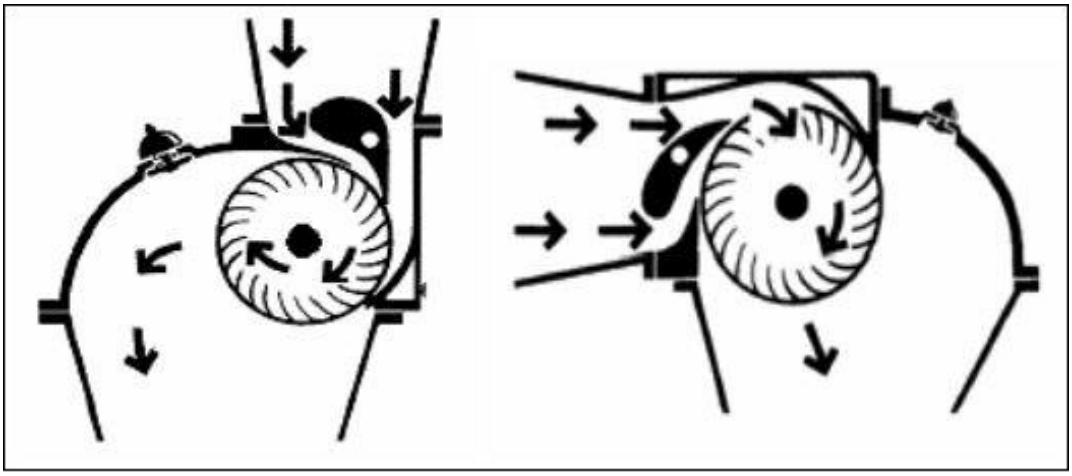
3.6.2.3. Michell-Banki-Ossberger (Cross-Flow) Türbini

İlk defa 1903 yılında Avusturyalı mühendis Michell tarafından keşfedildi. 1917 de Banki tarafından türbinin teorisi kurulmuş ve patenti alınmıştır. Sonrasında Ossberger firması makineyi geliştirerek birçok yenilik getirmiş, verimini %87 mertebesine kadar yükseltmiştir. Bu sebeple türbin Mıchell, Banki, Ossberger, Cross-Flow gibi farklı isimlerden herhangi biriyle anılmaktadır.

Özel ve çok basit bir türbin tipi olmakla beraber bu tip türbinlerin kullanılma sahası çok dar olup, küçük güçlerde tatbikat alanı bulabilmektedir. Bu türbinlerin en büyük özelliği, suyun çark kanatları arasına giriş yaptıktan sonra çark içerisindeki boşluğa geçmesi ve ardından tekrar kanat dizisine girerek buradan çarkı terk etmesi sayesinde aynı suyun çarktan 2 kez geçiriliyor olmasıdır (Şekil 3.15). İkinci kademede alınan enerji, birinci kademede alınan enerjinin dörtte biri kadardır. Çok küçük (mikro tip) ve küçük güçlü su kuvveti tesislerinde rahatlıkla ve başarıyla kullanılmaktadır (URL-37, 2013).

Banki hidrolik türbini aslında bir aksiyon tipi türbindir. Fakat yapılan çalışmalar sonucunda suyun birinci çarka girişi ile çıkışı arasında reaksiyon derecesinin sıfır olmadığı (az da olsa bir basınç farkı oluştuğu), ikinci kademede ise su kanatları tam doldurmadığından reaksiyon derecesinin sıfır olduğu (suyun giriş ile çıkış basınçları eşit) görüldüğünden, hem aksiyon hem de reaksiyon tipi türbin sınıflarına dâhil edilir. Çalışma sahası olarak aksiyon tipi türbin özelliklerine sahiptir. Bu türbinde de Peltonda olduğu gibi türbin çarkı alt noktası ile kuyruksuyu boşaltma kanalı su seviyesi arasında bir kot farkı mevcuttur ve düşü kaybı olarak değerlendirilir (URL-7, 2013).

Şekil 3.14. Tipik bir Banki hidrolik türbin çarkı



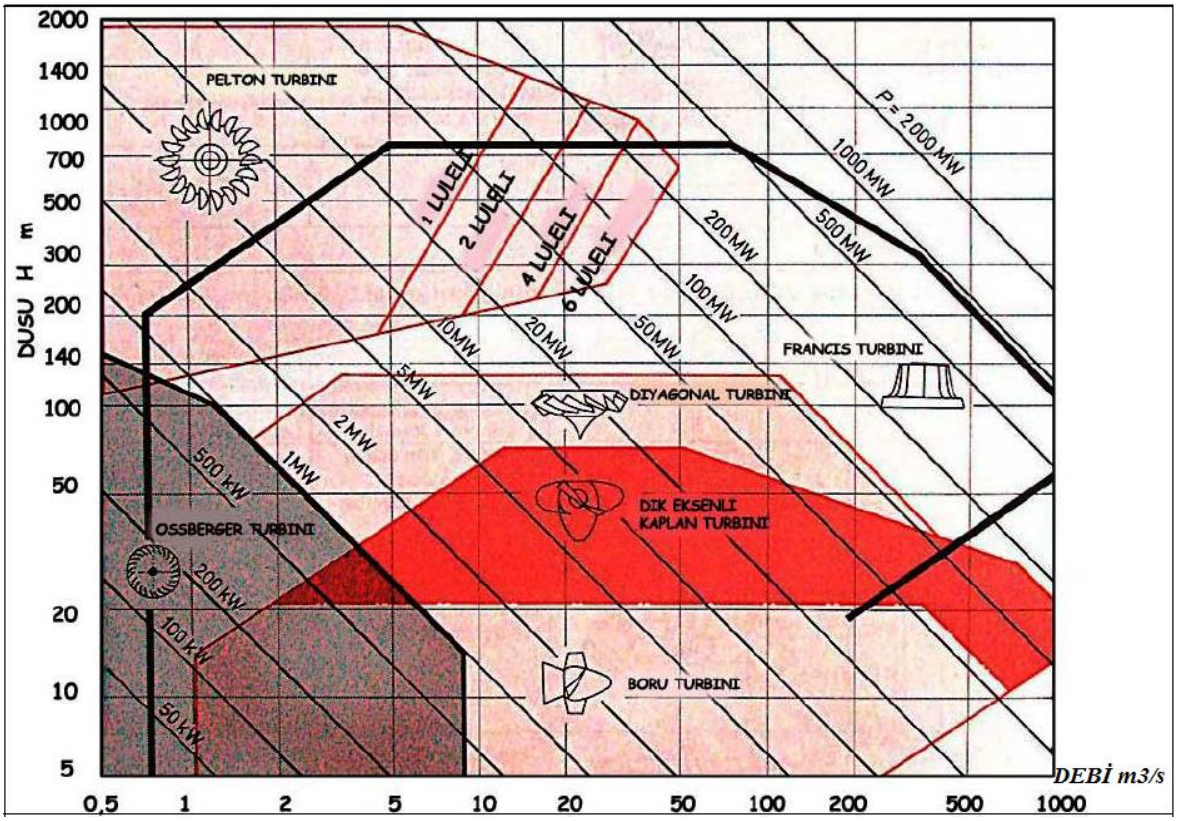
(a) Dikey Banki Türbini (b) Yatay Banki Türbini

Şekil 3.15. Tipik bir Banki türbini çalışma prensibi

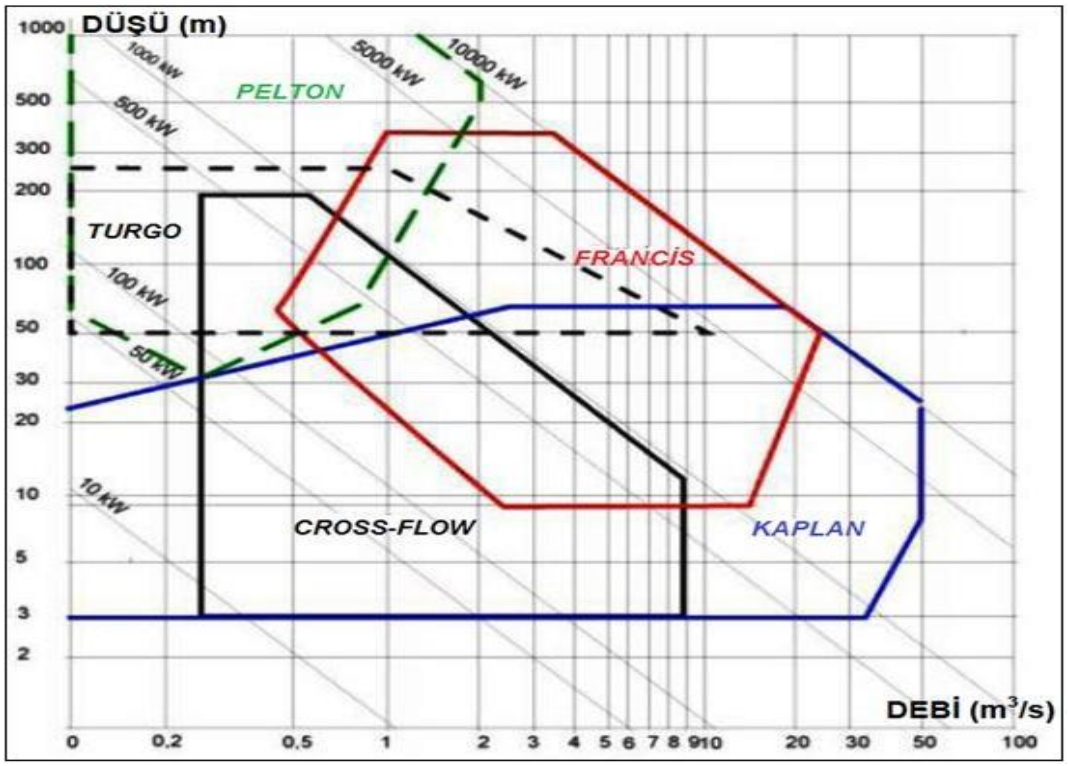
3.7. Hidroelektrik Santrallerde Türbin Tipinin Belirlenmesi

Bir hidroelektrik santral projesinde kullanılacak olan türbin tipi seçimi için günümüz teknolojisiyle bilgisayar programları sayesinde çok sayıda modelleme yapılmakta ve bu seçenekler içerisinden fayda-maliyet analizi de yapılarak en uygun türbin tipi seçimi ve boyutlandırması yapılmaktadır. Hidrolik düşü değerleri ile su debisi değerleri tek

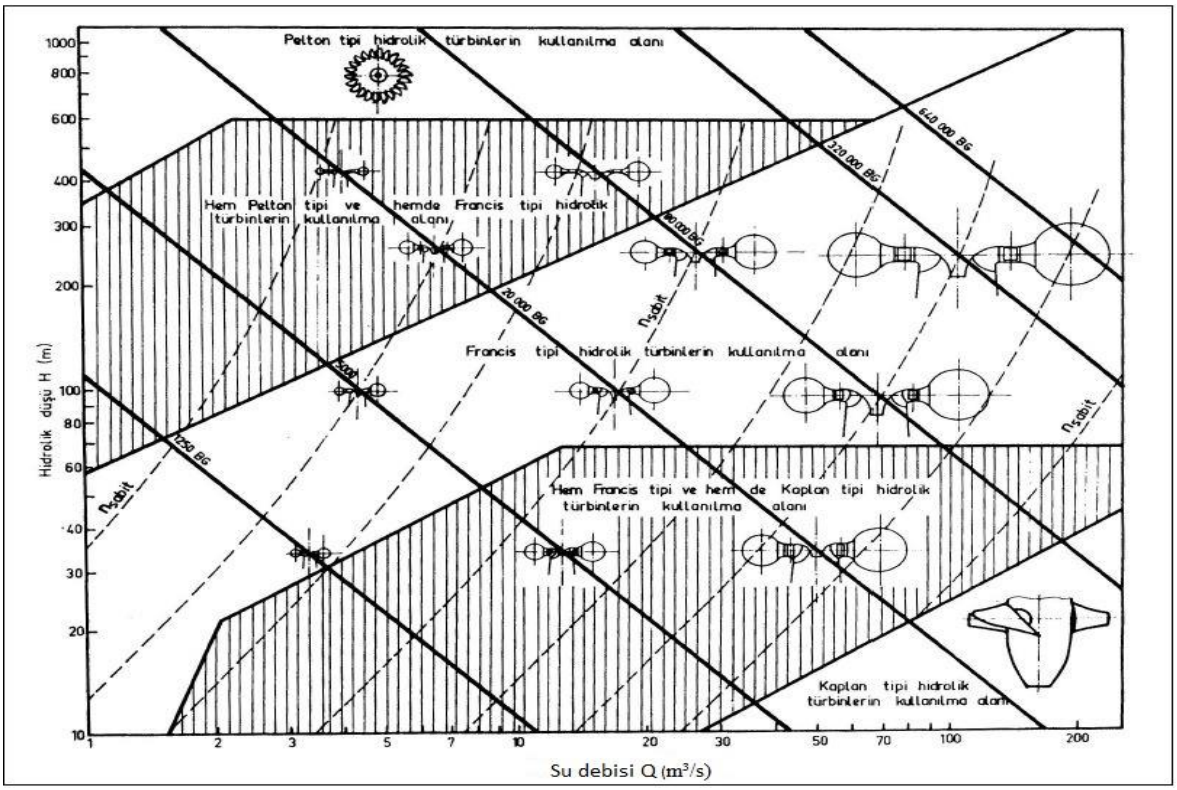
başına değerlendirildiğinde kurulacak hidroelektrik tesisinde kullanılacak türbin tipini tayin etmek amacıyla, bazı hidrolik türbin imalatçısı firmalar tarafından hazırlanmış olan çeşitli basit abaklar kullanılmaktadır. Fakat bu değerlendirme türbin tipi seçiminde yeterli olmayıp ön fikir vermesi için ilk kıstasdır. Bu abaklar ile türbin seçimi yapabilmek için öncelikle kuracağımız hidroelektrik güç tesisinin debi ve düşü değerlerini tespit etmek gerekir. Ardından bu değerlerin kesiştiği noktayla türbinden elde edilecek güç miktarını gösteren doğrunun kestiği veya yaklaşık olarak kestiği nokta hangi türbin bölgesinde kalıyorsa, kuracağımız tesiste o türbinin kullanılması verimlilik ve işletme şartlarının iyileştirilmesi bakımından en uygun seçimdir (Başeşme, 2003; Demirhan, 2006; URL-7, 2013).



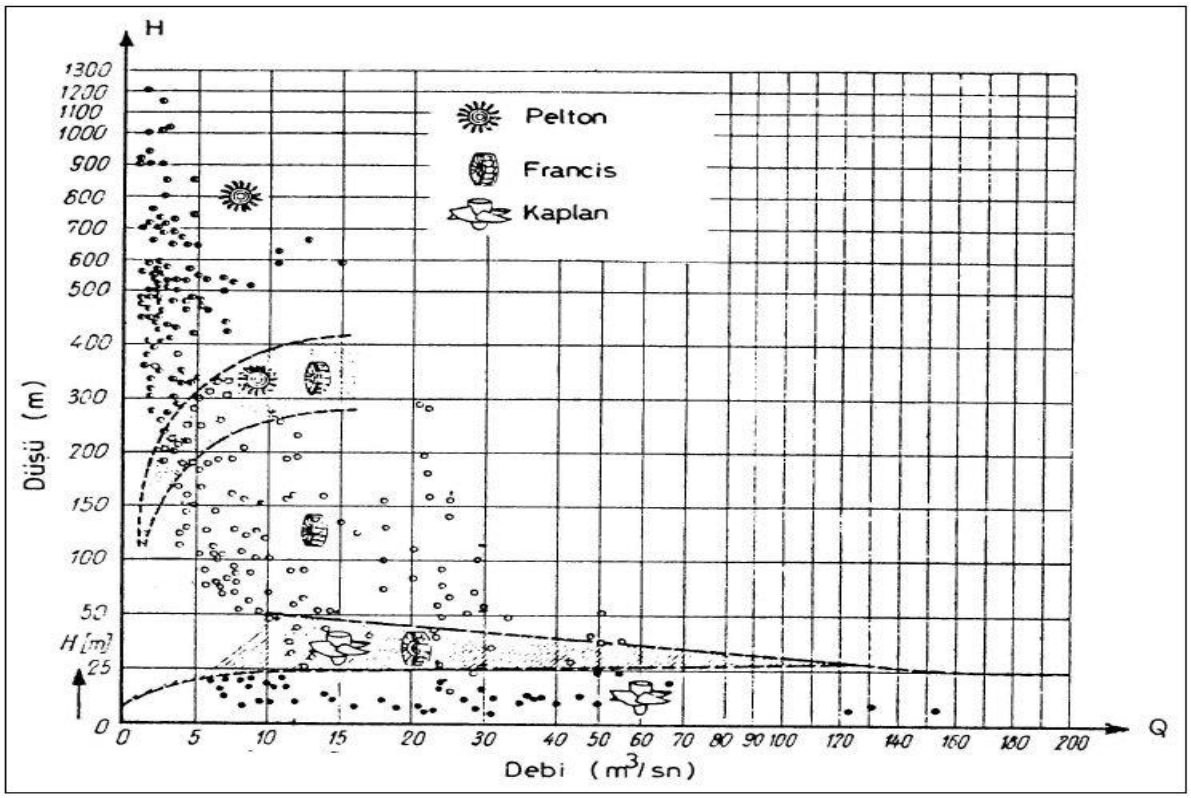
Şekil 3.16. Debi ve düşü değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-1 (URL-7, 2013).



Şekil 3.17. Debi ve düşü değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-2 (URL-7, 2013).



Şekil 3.18. Debi ve düşü değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-3 (Başeşme, 2003).



Şekil 3.19. Debi ve düşü değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-4 (Başeşme, 2003).

Türbin tipi tayininde ikinci kıstas ise türbin devir sayısıdır. Türbin devir sayısı ise özgül devir sayısı (hız) yardımıyla bulunur. Bir türbinin n_s özgül devir sayısı, o türbine benzer olan ve aynı cins akışkanla 1 m net düşü altında çalışıp en iyi verimle milinden 1 BG (1 BG = 0,736 kW) güç veren türbinin dakikadaki devir sayısı olarak tanımlanır. Tablo 3.3' te özgül hıza bağlı olarak türbin tipleri görülmektedir.

Tablo 3.3. Özgül hıza bağlı olarak türbin tipleri (URL-7, 2013)

TÜRBİN TİPİ	**ÖZGÜL HIZ (d/dk)**		
Pelton	12	-	30
Turgo	20	-	70
Banki Michell-Ossberger	20	-	80
Francis	80	-	400
Uskur veya Kaplan	340	-	1000

Pelton türbinde $n_s = 85{,}49/H_n^{0,243}$ (Siervo) (3.9)

Francis türbinde $n_s = 3500/H_n^{0,7}$ (Voith) (3.10)

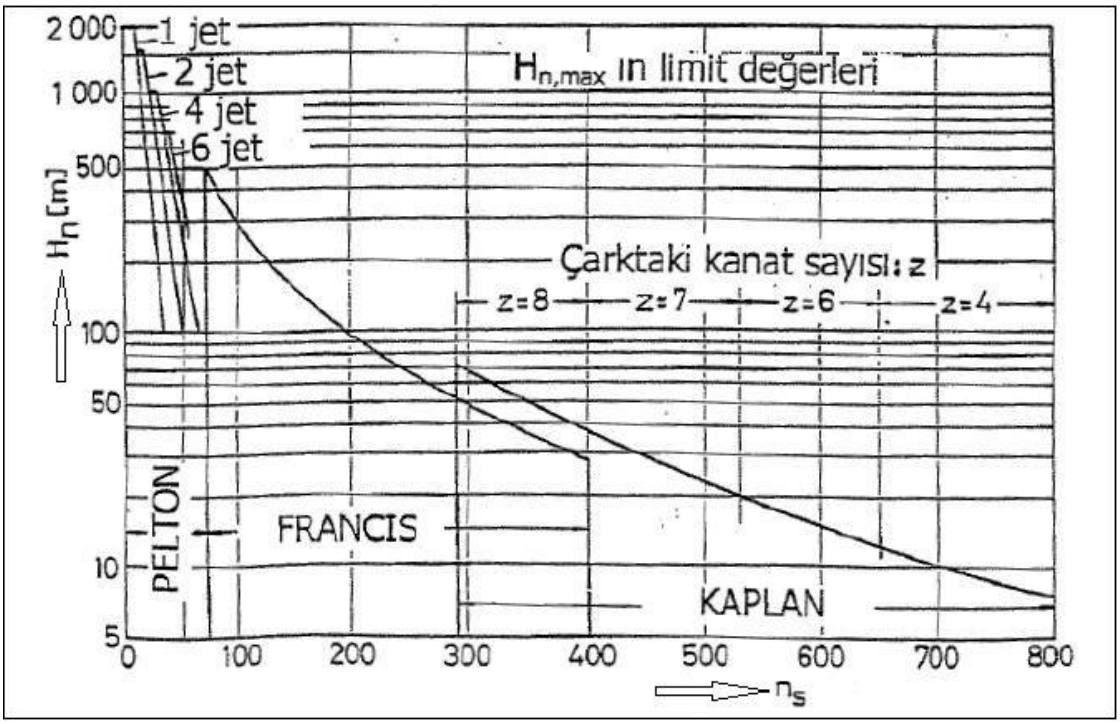
Kaplan türbinde $n_s = 2419/H_n^{0,469}$ (Siervo) (3.11)

Hidrolik türbinlerin ön projelendirilmesi sırasında türbin gücü, türbin tipi ve özgül devir sayısı tespit edildikten sonra türbin devir sayısı tespiti için;

$$n = (n_s * H_n^{1,25}) / P^{0,5} \quad (3.12)$$

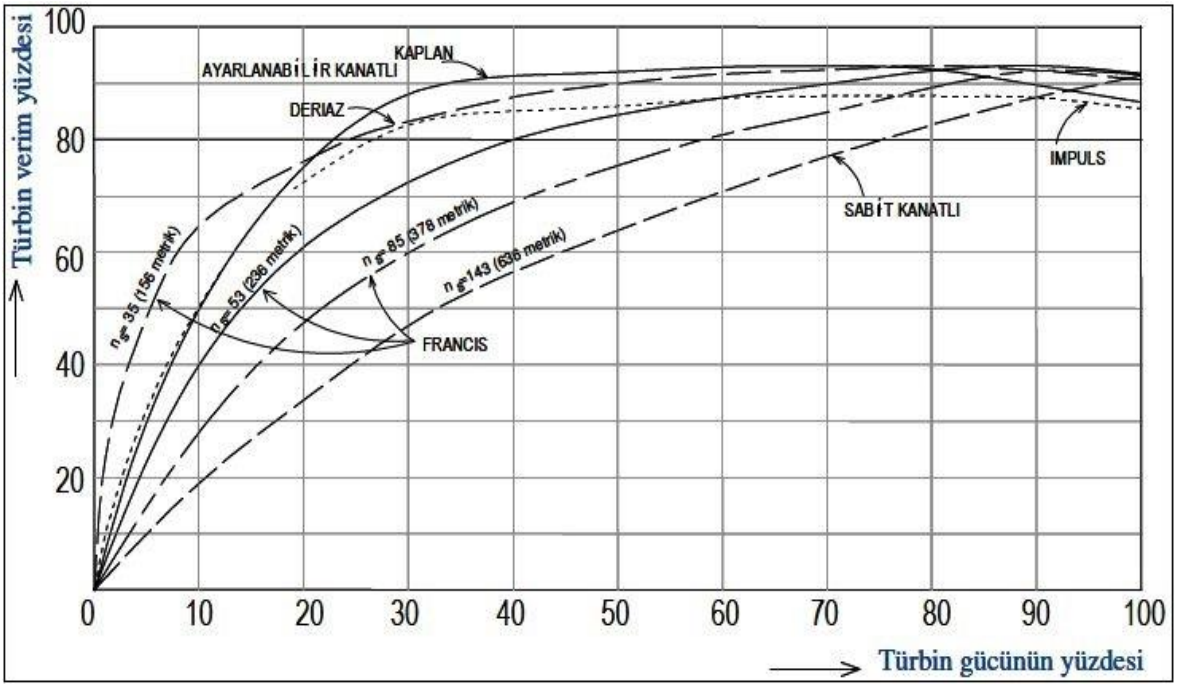
ampirik formülü kullanılır.

Burada dikkat edilmesi gereken en önemli husus, hidrolik düşüden azami gücün elde edilmesi için özgül devir sayısının (n_s) maksimum değeri ve türbin devir sayısının (n) bir alt değeri seçilmelidir. Türbin devir sayısı arttıkça türbin ve generatör ebatları ile santral binasının boyutları küçülür. Fakat buna mukabil türbinin kavitasyon olayı tehlikesine karşı daha derine tesis edilmesi gerekir ve bu nedenle hafriyat bedeli artar (Demirhan, 2006).



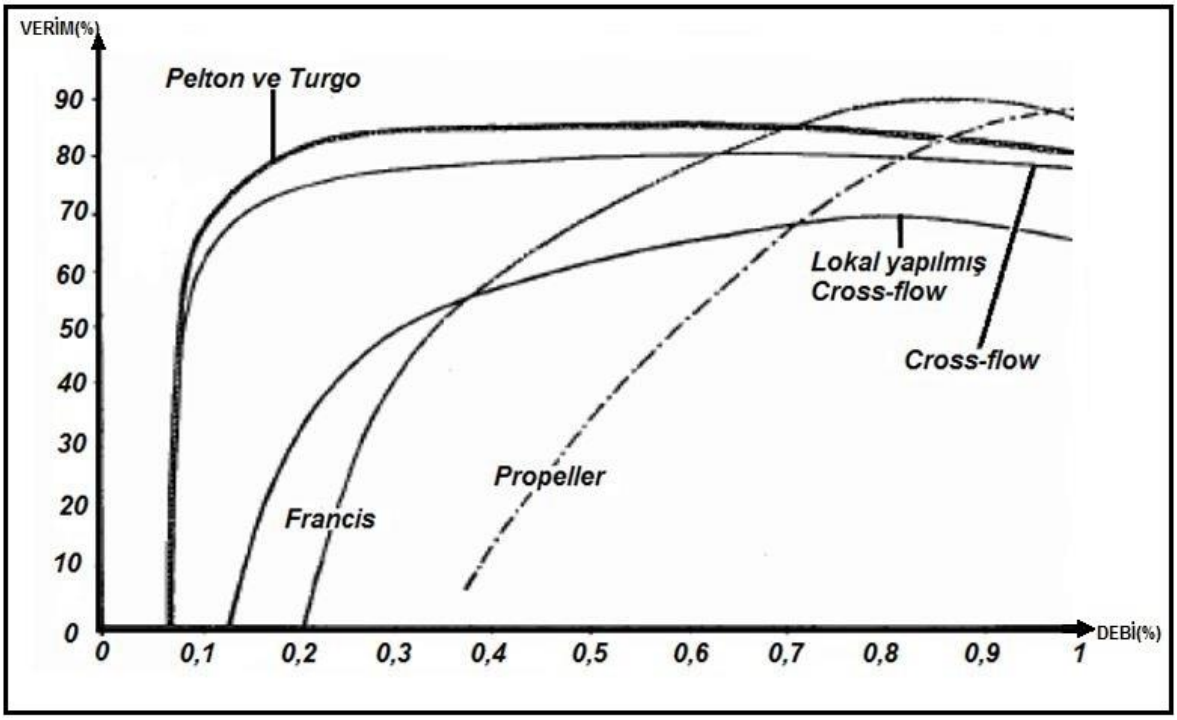
Şekil 3.20. Özgül hız değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı (URL-7, 2013).

Diğer bir kıstas ise türbinin kısmi debi koşullarında çalıştırılıp çalıştırılmayacağıdır. Şekil 3.21'de kısmi yüklerde türbinlerin verim eğrilerinin değişimi verilmiştir. Tüm türbinler, bir güç-hız ve verim-hız karakteristiğine sahiptir. Pelton ve Cross-flow türbinleri tasarım değerlerinin dışında farklı değerlerde de çalışmaları durumunda oldukça yüksek verim vermektedirler. Francis türbinlerde kısmi yükler karşısında verim düşmektedir. Hatta Uskur (Propeller) türbinlerinde, tasarım debisinin %80 ve üstü haricindeki debi bölgesinde çok düşük verim elde edilir.



Şekil 3.21. Hidrolik türbinlerin karakteristik verim eğrileri (Erdem, 2006).

Hidrolik türbinlerin kısmi yükler altında çalıştırılması halinde oluşan türbin verim eğrileri Şekil 3.22'de gösterilmiştir.



Şekil 3.22. Türbin tiplerinin kısmi yüklerde çalışması halinde verim eğrileri (URL-7, 2013).

Bu ana kıstaslara göre türbin tipi seçimi çalışmaları yaptıktan sonra bazen farklı iki ya da üç türbin tipinin de kullanılabilme imkânı söz konusu olabilir. Bu durumda enerji üretiminde maksimum kazanç düşünülmek şartıyla elektromekanik ve inşaat maliyetleri de türbin tipi seçiminde etkili olmaktadır.

3.8. Hidroelektrik Sistemlerin Tasarım Kriterleri

Bir hidroelektrik sistemin tasarımı 4 aşamada gerçekleşir. Bunlar;

- Kapasite ve talep araştırması: Bir enerjiye talep olduğunda "ne kadarlık bir enerji hangi amaç için isteniyor'' sorusunun cevabı doğru olarak belirlenmelidir. Bu aşamada ayrıca kullanıcıların kullanım kapasitelerinin de belirlenmesi önemli olmaktadır.
- Hidrolojik çalışma ve mevki araştırması: Bu aşamada sistemin kurulacağı yerin hidrolik potansiyeli belirlenir. Akarsuyun debisinin yıl boyunca değişimi ortaya konur, su alma ağzının en verimli ve en ucuz olarak alınacağı yer tespit edilir. Cebri borunun minimum maliyet ve kayıp sağlayacak şekilde nasıl olacağı belirlenmeye çalışılır. Ayrıca, dönem dönem ne kadarlık bir güç sağlanabileceği de tespit edilir. Çalışma, suyun farklı

amaçlar için kullanılması (örneğin zirai sulama ve hayvancılık amaçlı) durumunu da dikkate alır. Bunların yanı sıra enerji nakil hattının uzunluğu da değerlendirilir.

- Ön fizibilite çalışması: Bu bir hızlı fiyat belirleme çalışmasıdır. Hidrolik sistem tasarımcısı talebi karşılayacak şekilde genellikle farklı seçenekler ortaya koyar. Ön fizibilite çalışması, bu seçenekleri karşılaştırır ve bunların önemli özellilerini ortaya koyar. Tüketici, bu seçenekleri ve bunların karşılaştırmalı fiyatlarını bilmek isteyecektir. Ön fizibilite çalışmasında ayrıca, enerji talep çalışmalarının hidrolojik çalışma sonuçları ile karşılaştırması da yapılır. Talep çalışması bize ne kadar güç sağlanacağı hakkında bilgi verir. Ayrıca bu bölümde farklı sorulara da cevaplar verilir.
- Tam fizibilite çalışması: Ön fizibilite çalışmasında hidrolik sistemin teknik ve ekonomik açıdan uygulanabilir olduğu belirlenirse; mühendislik hesapları, maliyet hesapları detaylı olarak tam fizibilite çalışmasında yapılır. Ayrıca, ekonomik kıstasları kullanarak yapılan parasal çalışmalar, işletme ve bakım masraflarının hesaplanması da önemlidir. Fizibilite çalışmasında altın kural şu şekildedir: çalıştırma ve bakım birinci, ekonomi ve tesis faktörü ikinci, mühendislik tasarımı ise üçüncü önceliktedir. Aynı yolla, farklı amaçlı kullanıcılar için öncelik hakları (sulama ve hidrolik güç) ortaya net bir şekilde konmalıdır. Bu durum daha sonra ortaya çıkabilecek zorlukları çözmeye yardım edecektir (URL-7, 2013).

Öncelikle 4 temel eleman olan hidrolik düşü (su yüksekliği), debi, cebri boru hattı ve enerji nakil hattı uzunluğunun doğru bir şekilde tespit edilmesi gereklidir. Çünkü hidrolik sistem tasarımının başlangıcı ve en önemli aşamasıdır. Buradaki verilerin doğruluğu ve güvenilirliği tesisin verimliliğini, ilk yatırım ve işletme maliyetlerini doğrudan etkileyecektir (URL-25, 2013).

4. YAPILAN ÇALIŞMALAR

4.1. Giriş

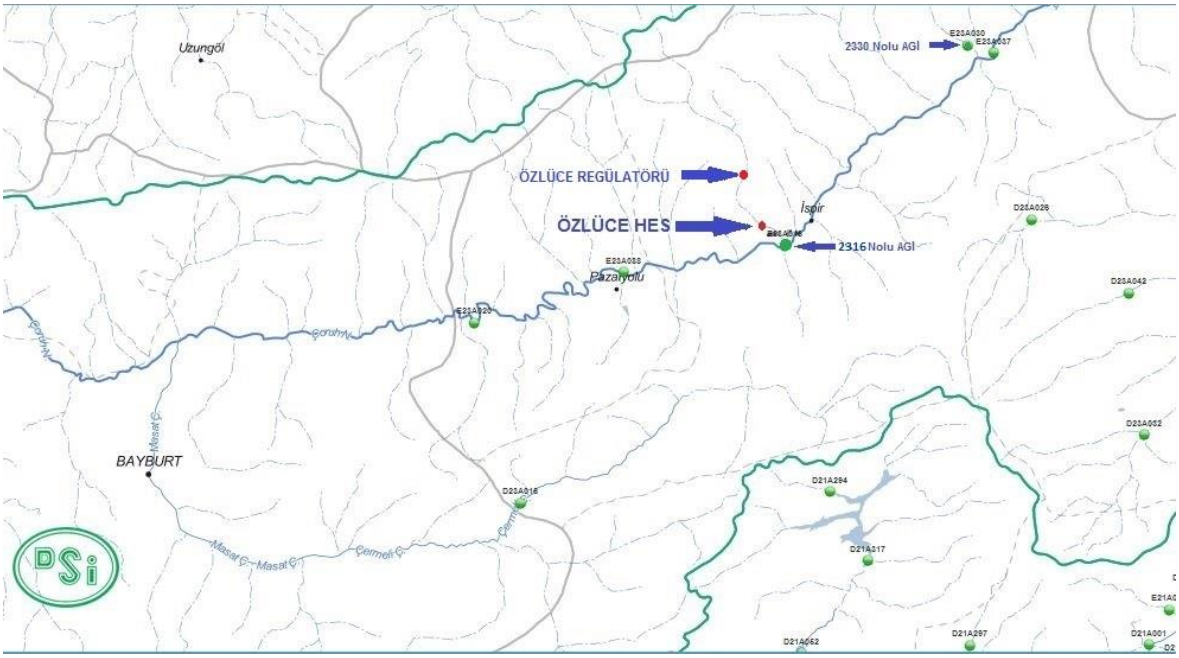
Suyun hidrolik enerjisinden faydalanmak amacıyla ülkemizde kurulan hidroelektrik santrallerde topografyaya, suyun niteliklerine ve türbinlerin gelişmişlik düzeylerine göre çoğunlukla Kaplan, Francis ve Pelton türbinler kullanılmaktadır. Bu türbinlerin her biri 3. Bölüm'de de anlatıldığı üzere farklı koşullar için tasarlanmış olup bu koşullarda en ideal verimlere sahiptirler. Fakat bazı durumlarda iki türbin tipinin kullanılmasına da imkân sağlayan şartlar oluşmaktadır. Bu durumda mevcut enerji potansiyelinden en yüksek düzeyde faydalanmak ve enerji kaybına sebep olmamak amacıyla mukayeseli türbin tasarımları yapılması gerekmektedir. Yapılan tasarımlar neticesinde türbinlerin verim eğrileri oluşturulmakta, fayda-maliyet analizi yapılarak da ideal türbin tipinin hangisi olduğu kararı verilmektedir.

Bu bölümde, Erzurum İli, İspir İlçesi, Özlüce Köyü sınırlarında ve Çapans Deresi üzerinde 1800,00 m ile 1320,00 m kotları arasındaki suyun hidroelektrik enerjisinden faydalanarak elektrik enerjisi üretmek amacıyla tesis edilen Özlüce Regülatörü ve Hidroelektrik Santrali projesi için Pelton ve Francis tipi türbinlerin verim karşılaştırması yapılmıştır.

Mevcut sistemde kullanılmak üzere tasarımı yapılmış pelton tipi türbine alternatif olarak Francis tipi türbinin kullanılması halinde oluşacak türbin verim değerleri ve buna karşılık üretilecek enerji miktarları hesap edilmiştir.

4.2. Özlüce Regülatörü ve HES'i Türbin Tipinin Sorgulanması

Çalışmamıza örnek teşkil edecek olan Özlüce HES tesisleri Erzurum İli, İspir ilçesi sınırları içersinde yer almaktadır. Çapans Deresi'nin mevcut su potansiyelinden yararlanarak enerji üretmek amacı ile planlanmıştır. Özlüce HES Tesisleri 1800,00 m ile 1320,00 m kotları arasındaki düşü yüksekliğini değerlendirecektir (Su Yapı Müh., 2011).

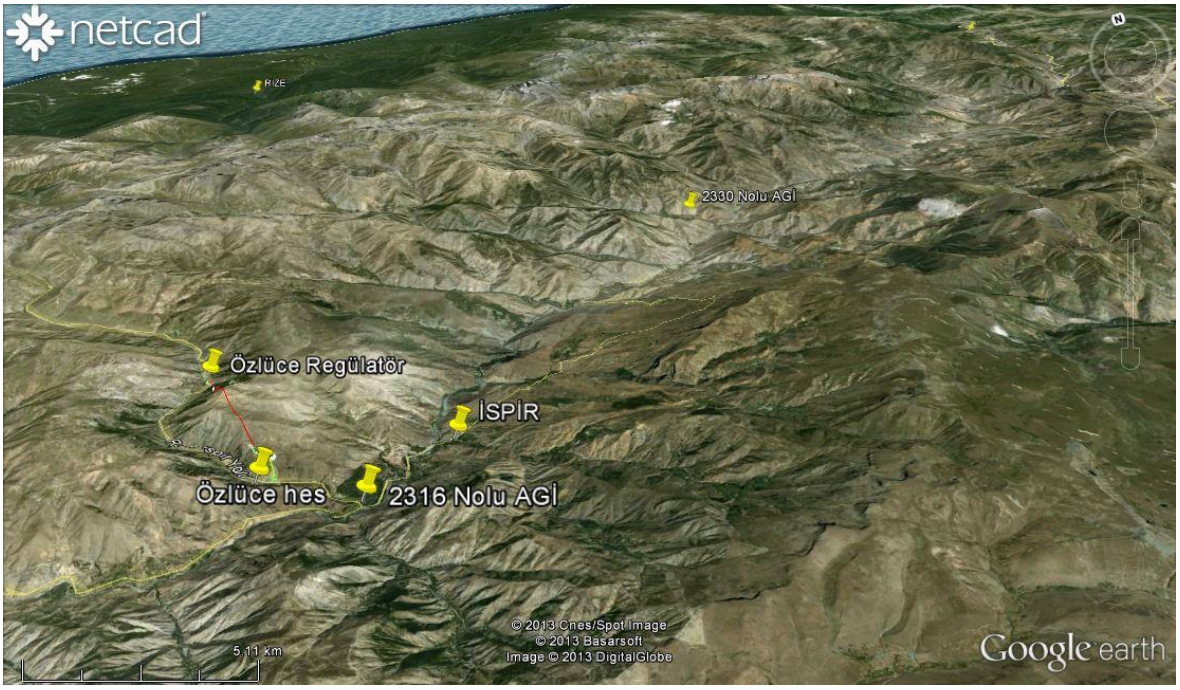


Şekil 4.1. Akarsu yatağı üzerinde Özlüce Regülatörü ve HES'in yerleşimi

Bir hidroelektrik tesisi projesinin ilk ayağını su temini çalışmaları oluşturur. Özlüce Regülatörü yerindeki su potansiyelini tespit etmek için bu bölgedeki geçmiş yıllara ait günlük su debilerinin tespitini yapmak gerekir. Proje için gerekli izinlerin alınması ve çalışmaların başlatılması amacıyla Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nün 1975-2007 yılları arasındaki yıllık yağış verileri kullanılarak proje karakteristikleri olarak su alma yapısı yerinde ortalama debi 2,48 m³/s, proje debisi 5,50 m³/s, projenin kurulu gücü 21,40 MW, yılık üretilen toplam enerji 52,20 GWh/yıl ve türbin tipi 2 adet yatay eksenli 2 jetli pelton olarak hesap edilmiştir. Ancak geçen sürede, fizibilite kontrol ve değerlendirmeleri sonucunda kapasite hesapları tekrar yapılmıştır. Yeniden yapılan hesaplamalar sonucunda proje alanı alt ve üst kotlarında değişiklik yapmadan su alma yapısı yerinde ortalama debi 3,75 m³/s, proje debisi 9 m³/s, projenin kurulu gücü 35,45 MW_b, yılık üretilen toplam enerji 83,83 GWh/yıl ve türbin tipi düşey eksenli 4 jetli pelton olarak revize edilmiş olup bu tasarıma ait yapılan hesap ve çalışmalar aşağıdaki şekildedir (Serdar Müh., 2012).

Bu bölgede A.G.İ. olmaması sebebiyle su potansiyelinin tespiti için bu havzaya en yakın A.G.İ. (2316 No'lu Köprübaşı A.G.İ.-EİE) verileri kullanılacaktır. Ancak bu istasyonun da sadece 2005-2010 yılları arası ölçüm değerleri mevcuttur. Bu veriler kısa bir zaman dilimini kapsadığından; bu verilerle hareket edilecek olursa yapılan hesapların hata riski büyük olacaktır. Uzun bir döneme ait eksik ölçüm verilerini tamamlayabilmek için de 2316 No'lu istasyona en yakın konumda ve 1983-2010 yılları arası verilere sahip A.G.İ.

(2330 No'lu Çamlıkaya A.G.İ.-EİE)'nin gözlemleri ile 2316 No'lu A.G.İ. gözlemleri arasında korelasyon araştırılmıştır. Yapılan korelasyon sonucu 2330 No'lu A.G.İ. verileri kullanılarak 2316 No'lu A.G.İ.'nin 1983-2005 yılları arası günlük verileri hesap edilmiştir. Uzatılan 2316 No'lu A.G.İ.'nin günlük debileri yağış havzaları alanları oranında (125,54/152,00) Özlüce Regülatörü yerine taşınmıştır (Su Yapı Müh., 2011).



Şekil 4.2. Özlüce Regülatörü ve HES'in proje debisi hesabında kullanılan A.G.İ.'lerin yerleşim planı

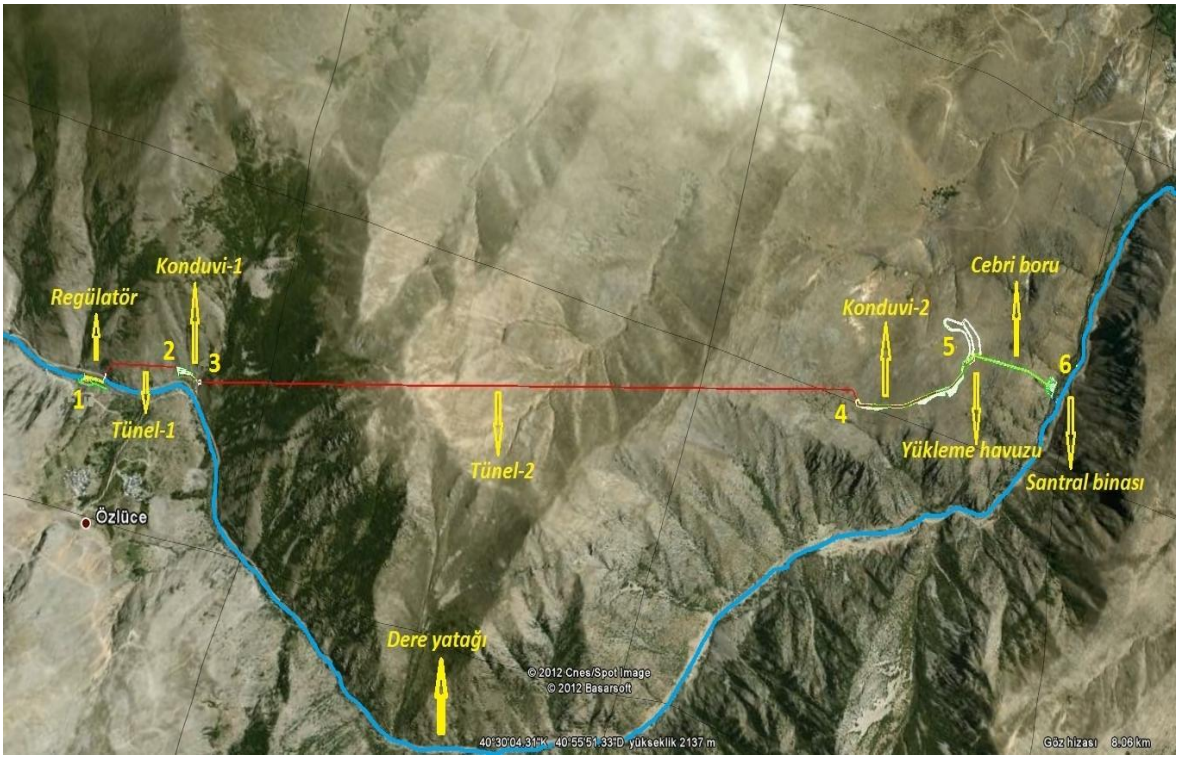
Bu çalışma sonucu oluşturulan Özlüce Regülatörü yeri günlük debileri kullanılarak aylık ortalama debileri (Tablo 4.1) hesap edilmiş bu veriler kullanılarak da Özlüce Regülatörü debi-süreklilik eğrisi (Şekil 4.3) oluşturulmuştur.

Tablo 4.1. Özlüce regülatörü yeri aylık ortalama debileri

YIL	EKM	KSM	ARLK	OCK	ŞBT	MRT	NSN	MYS	HZRN	TMZ	AĞS	EYL	Y.ORT
1983	0,87	0,62	0,4	0,32	0,37	0,76	2,43	17,22	18,3	9,82	1,59	0,98	4,47
1984	0,69	2,45	1,01	0,39	0,42	0,69	4,12	17,09	18,88	11,65	1,74	0,87	5
1985	0,69	0,52	0,37	0,35	0,3	0,63	3,38	10,67	9,46	2,13	0,7	0,43	2,47
1986	0,68	0,76	0,74	0,54	0,96	2,42	8,3	8,73	17,84	8,84	2,16	1,07	4,42
1987	1,26	1,07	0,85	1,48	1,26	1,1	5,03	12,72	18,76	6,82	2,52	1,69	4,55
1988	1,3	1,43	0,93	0,54	0,52	0,89	3,49	9,27	17,52	11,21	4,86	2,24	4,52
1989	1,94	2,51	1,93	0,88	0,75	1,92	6,73	11,38	6,45	3,51	1,29	0,66	3,33
1990	0,85	0,85	0,84	0,69	0,45	1,17	3,65	9,44	8,52	3,06	1,12	0,61	2,6
1991	0,6	0,75	0,72	0,58	0,29	1,01	3,82	15,53	19,27	7,43	1,44	0,52	4,33
1992	0,56	1,09	1,02	0,61	0,46	0,61	3,64	10,28	22,07	18,28	3,31	1,15	5,26
1993	1,3	1,35	0,79	0,71	0,6	1,69	6,25	12,92	23,82	8,86	3,22	0,71	5,19
1994	0,77	1,44	1,0	0,78	0,29	1,06	5,68	12,6	12,41	4,01	1,52	0,41	3,5
1995	0,61	1,05	0,5	0,53	0,55	1,48	3,36	18,96	21,01	5,3	1,4	0,75	4,63
1996	1,03	1,32	0,4	0,33	0,34	0,49	1,87	22,39	8,1	4,54	1,29	0,9	3,58
1997	0,78	0,85	0,61	0,62	0,46	0,44	3,16	8,01	8,85	4,38	1,35	0,78	2,52
1998	1,13	0,61	0,3	0,24	0,59	0,88	8,24	11,78	8,43	1,69	1,02	0,64	2,96
1999	0,52	0,63	0,83	0,29	0,33	0,63	3,13	12,78	11,25	5,46	0,78	0,56	3,1
2000	0,88	0,79	0,44	0,37	0,38	0,61	4,51	5,97	6,29	2,22	0,96	0,86	2,02
2001	0,79	0,72	0,47	0,33	0,45	1,23	2,57	3,59	7,8	3,43	1,1	0,43	1,91
2002	0,44	0,5	0,38	0,37	0,49	1,29	6,17	14,85	11,56	9,78	3,56	1,34	4,23
2003	1,3	0,56	0,35	0,34	0,29	0,32	9,96	13,58	4,02	3,68	1,14	0,73	3,02
2004	0,82	1,16	0,83	0,58	0,58	3,69	4,11	8,41	21,13	5,83	2,27	0,83	4,19
2005	0,75	0,64	0,55	0,52	0,46	1,38	6,71	14,9	15,83	5,34	1,76	0,74	4,13
2006	2,01	1,25	0,17	0,17	0,62	1,04	9,11	18,76	13,16	3,13	0,55	0,16	4,18
2007	0,9	1,68	1,09	0,53	0,58	0,96	1,95	19,06	22,16	3,78	1,65	0,56	4,58
2008	0,67	1,76	0,95	0,57	0,6	2,16	4,05	4,72	7,26	4,76	2,24	1,52	2,61
2009	0,93	0,73	0,52	0,32	0,25	0,69	2,2	6,9	8,6	2,91	0,88	1,2	2,18
2010	0,79	1,22	0,93	1,04	1,28	3,97	7,08	19,9	23,31	5,42	1,29	0,8	5,59
ORT.	0,92	1,08	0,71	0,54	0,53	1,26	4,81	12,59	14	5,97	1,74	0,86	**3,75**

Şekil 4.3. Özlüce regülatörü debi-süreklilik eğrisi

Yapılan çalışma sonucunda Özlüce Regülatörü yerinde yıllık ortalama debi 3,751 m^3/s, yıllık ortalama akım 118,641 hm^3 ve firm debi (%95 ihtimalli debi) 0,3 m^3/s olarak bulunmuştur. Tesisin suyu aldığı nokta ile yatağa tekrar geri bıraktığı nokta arasında incelemeler yapılmış ve bu hat boyunca sudan herhangi bir içme suyu ihtiyacı, sulama suyu ihtiyacı vb. ihtiyaçların hâsıl olmadığı görülmüştür. Bunun neticesinde yalnızca doğal hayatın devamı için ve ekolojik sistemin devamlılığı için yatak suyu bırakılmasına karar verilmiştir. Doğal hayatın devamı için mansaba bırakılacak su miktarı projeye esas olan son 10 yıllık ortalama debinin en az %10'u olacaktır. Tablo 4.1'deki veriler eşliğinde yatağa bırakılacak su miktarı 0,375 m^3/s olarak hesap edilmiştir. Nehirde akımın son 10 yıllık ortalamanın %10'undan az olması halinde suyun tamamı bırakılacaktır.



Şekil 4.4. Özlüce Regülatörü ve HES genel yerleşim planı

Şekil 4.4' te görüldüğü gibi kurulacak olan Özlüce Regülatörü ve HES tesisinin planlanan 1800 kotundaki su alma noktası '1' ve suyun yatağına geri bırakılacağı nokta '6' ile gösterilmiştir. Arazi şartlarına ve topografyaya bakılarak maksimum düşü yüksekliğinden faydalanmak ve minimum iletim kaybına sebep olmak amacıyla suyun düşürülmeye başlanacağı nokta (yükleme havuzunun inşa edileceği yer) olarak (5) no'lu

nokta seçilmiştir. Bu noktalar arasında suyun iletilmesi için ise (1) ve (2) arasına 521 m boyunda tünel, (2) ile (3) no'lu noktalar arasındaki vadiye 116 m kondüvi, (3) ile (4) no'lu noktalar arasına 4063 m tünel, (4) ile (5) no'lu noktalar arasına 770 m kondüvi yapılacaktır. (5) no'lu noktadan sonra ise su 850 m cebri boru ile taşınacaktır.

4.2.1. Optimizasyon Çalışmaları

Optimizasyon çalışmalarında öncelikli olarak proje debisi (buna bağlı olarak kurulu güç) ve cebri boru optimizasyonu yapılmıştır.

Tünel çapı olarak üretici firma tarafından minimum açılabilecek çap olarak bildirilen 3,40 m kullanıldığından tünel optimizasyonu yapılmamıştır. Kondüvide belirtilen tünel çapına göre hidrolik açıdan uygun projelendirildiğinden dolayı kondüvi optimizasyonu da yapılmamıştır. Ayrıca seçilen proje debisine göre cebri boru optimizasyonu yapılmıştır.

4.2.1.1. İncelenen Alternatifler ve Net Düşü Hesabı

Optimizasyon çalışmalarında mevcut durum su temini değeri, 13 farklı proje debisi ve her debi için cebri boruda hızı 5,00 m/s ile 4,00 m/s arasında tutacak 3 farklı cebri boru çapı kullanılmıştır. İncelenen alternatifler, proje debileri ve cebri boru çapları aşağıda verilmiştir.

Tablo 4.2. Seçilen proje debisine göre cebri boru optimizasyonu

Alternatif	Proje Debisi (m^3/s)	Cebri Boru Çapı (m)
1-A	5	1,15
1-B	5	1,2
1-C	5	1,25
2-A	5,5	1,2
2-B	5,5	1,25
2-C	5,5	1,3
3-A	6	1,25
3-B	6	1,3
3-C	6	1,4
4-A	6,5	1,3
4-B	6,5	1,35
4-C	6,5	1,45
5-A	7	1,35
5-B	7	1,4
5-C	7	1,5
6-A	7,5	1,4
6-B	7,5	1,45
6-C	7,5	1,55
7-A	8	1,45
7-B	8	1,5
7-C	8	1,6
8-A	8,5	1,5
8-B	8,5	1,55
8-C	8,5	1,65
9-A	9	1,5
9-B	9	1,6
9-C	9	1,7
10-A	9,5	1,55
10-B	9,5	1,65
10-C	9,5	1,75
11-A	10	1,6
11-B	10	1,7
11-C	10	1,8
12-A	10,5	1,65
12-B	10,5	1,75
12-C	10,5	1,85
13-A	11	1,7
13-B	11	1,75
13-C	11	1,85

Verilen alternatifler için işletme çalışmaları yapılmış, yıllık enerji üretimleri ve bu üretimlere karşılık gelen tesis büyüklükleri ile tesis maliyetleri hesaplanmıştır. Proje debisine göre hızı yaklaşık 5,0 m/s ile 4,0 m/s arasında tutacak şekilde 850 m boyundaki

cebri boru çapı tayin edilmiş ve n=0,012 olmak üzere ilgili yük kayıpları aşağıda verilmiştir.

Tablo 4.3. Tayin edilen cebri boru çapına göre oluşan yük kayıpları

ALT. No	Q (m³/s)	Boru Çapı (m)	Alanı (m²)	Boru İçindeki Hız (m/s)	I
1-A	5	1,15	1,039	4,81	0,0175852
1-B	5	1,2	1,131	4,42	0,0140142
1-C	5	1,25	1,227	4,07	0,0112724
2-A	5,5	1,2	1,131	4,86	0,0169572
2-B	5,5	1,25	1,227	4,48	0,0136396
2-C	5,5	1,3	1,327	4,14	0,0110651
3-A	6	1,25	1,227	4,89	0,0162322
3-B	6	1,3	1,327	4,52	0,0131684
3-C	6	1,4	1,539	3,9	0,0088692
4-A	6,5	1,3	1,327	4,9	0,0154546
4-B	6,5	1,35	1,431	4,54	0,0126369
4-C	6,5	1,45	1,651	3,94	0,0086323
5-A	7	1,35	1,431	4,89	0,0146559
5-B	7	1,4	1,539	4,55	0,0120719
5-C	7	1,5	1,767	3,96	0,0083555
6-A	7,5	1,4	1,539	4,87	0,013858
6-B	7,5	1,45	1,651	4,54	0,0114927
6-C	7,5	1,55	1,887	3,97	0,0080528
7-A	8	1,45	1,651	4,84	0,0130762
7-B	8	1,5	1,767	4,53	0,0109133
7-C	8	1,6	2,011	3,98	0,0077352
8-A	8,5	1,5	1,767	4,81	0,0123201
8-B	8,5	1,55	1,887	4,5	0,0103434
8-C	8,5	1,65	2,138	3,98	0,0074106
9-A	9	1,5	1,767	5,09	0,0138121
9-B	9	1,6	2,011	4,48	0,0097898
9-C	9	1,7	2,27	3,97	0,0070852
10-A	9,5	1,55	1,887	5,03	0,0129203
10-B	9,5	1,65	2,138	4,44	0,0092568
10-C	9,5	1,75	2,405	3,95	0,0067635
11-A	10	1,6	2,011	4,97	0,0120862
11-B	10	1,7	2,27	4,41	0,0087472
11-C	10	1,8	2,545	3,93	0,0064487
12-A	10,5	1,65	2,138	4,91	0,0113082
12-B	10,5	1,75	2,405	4,37	0,0082623
12-C	10,5	1,85	2,688	3,91	0,0061431
13-A	11	1,7	2,27	4,85	0,0105841
13-B	11	1,75	2,405	4,57	0,009068
13-C	11	1,85	2,688	4,09	0,0067422

4.2.1.2. Yük Kayıpları ve Yükleme Odası Su Kotları

Regülatör normal su seviyesi olan 1800,00 m den başlanılarak, giriş yapıları, kondüvi, tünel kayıpları hesaplanarak proje debisinde yükleme odası kayıpları

bulunmuştur. Yükleme odası su kotlarından, kuyruksuyu kotları çıkarılarak brüt düşüler, brüt düşüden cebri boru kayıpları ve Pelton eksen kaybı (2,5m) düşülerek net düşüler bulunarak aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 4.4. Net düşü değerleri

ALT No	Q (m^3/s)	İletim Kaybı (m)	Yükleme Odası Su Kotu (m)	Brüt Düşü (m)	C.B Kaybı (m)	Pelton Eks. Kaybı (m)	Net Düşü (m)
1-A	5	0,94	1799,06	479,06	17,9	2,5	458,66
1-B	5	0,94	1799,06	479,06	14,66	2,5	461,9
1-C	5	0,94	1799,06	479,06	12,17	2,5	464,39
2-A	5,5	1,02	1798,98	478,98	17,46	2,5	459,02
2-B	5,5	1,02	1798,98	478,98	14,44	2,5	462,04
2-C	5,5	1,02	1798,98	478,98	12,08	2,5	464,4
3-A	6	1,12	1798,88	478,88	16,83	2,5	459,55
3-B	6	1,12	1798,88	478,88	14,03	2,5	462,35
3-C	6	1,12	1798,88	478,88	10,08	2,5	466,3
4-A	6,5	1,22	1798,78	478,78	16,13	2,5	460,15
4-B	6,5	1,22	1798,78	478,78	13,55	2,5	462,73
4-C	6,5	1,22	1798,78	478,78	9,86	2,5	466,42
5-A	7	1,36	1798,64	478,64	15,46	2,5	460,68
5-B	7	1,36	1798,64	478,64	13,08	2,5	463,06
5-C	7	1,36	1798,64	478,64	9,64	2,5	466,5
6-A	7,5	1,46	1798,54	478,54	14.79	2,5	461,25
6-B	7,5	1,46	1798,54	478,54	12,61	2,5	463,43
6-C	7,5	1,46	1798,54	478,54	9,41	2,5	466,63
7-A	8	1,62	1798,38	478,38	14,06	2,5	461,82
7-B	8	1,62	1798,38	478,38	12,05	2,5	463,83
7-C	8	1,62	1798,38	478,38	9,09	2,5	466,79
8-A	8,5	1,72	1798,28	478,28	13,35	2,5	462,43
8-B	8,5	1,72	1798,28	478,28	11,51	2,5	464,27
8-C	8,5	1,72	1798,28	478,28	8,76	2,5	467,02
9-A	9	1,89	1798,11	478,11	14,76	2,5	460,85
9-B	9	1,89	1798,11	478,11	11,01	2,5	464,6
9-C	9	1,89	1798,11	478,11	8,47	2,5	467,14
10-A	9,5	2,05	1797,95	477,95	13,98	2,5	461,47
10-B	9,5	2,05	1797,95	477,95	10,55	2,5	464,9
10-C	9,5	2,05	1797,95	477,95	8,2	2,5	467,25
11-A	10	2,22	1797,78	477,78	13,19	2,5	462,09
11-B	10	2,22	1797,78	477,78	10,05	2,5	465,23
11-C	10	2,22	1797,78	477,78	7,87	2,5	467,41
12-A	10,5	2,4	1797,6	477,6	12,45	2,5	462,65
12-B	10,5	2,4	1797,6	477,6	9,57	2,5	465,53
12-C	10,5	2,4	1797,6	477,6	7,56	2,5	467,54
13-A	11	2,57	1797,43	477,43	11,79	2,5	463,14
13-B	11	2,57	1797,43	477,43	10,36	2,5	464,57
13-C	11	2,57	1797,43	477,43	8,15	2,5	466,78

4.2.1.3. Yıllık Enerji Üretim Hesabı

Yukarıda bulunmuş net düşüler kullanılarak Özlüce Regülatörü yerindeki günlük su temini verilerine göre her bir alternatif için yıllık enerji hesabı yapılmıştır. 13 adet seçeneğin A,B,C varyasyonlarıyla birlikte toplam 39 adet işletme çalışması özeti yapılmış fakat aşağıda birkaç örneği verilmiştir. Yük kayıpları hesabından da anlaşılacağı üzere pelton türbin tipinin bu projede daha işlevsel olacağı öngörüsü yapılmış ve bu işletme çalışmalarında net düşü 2,5 m pelton eksen kaybı dâhil edilerek hazırlanmıştır.

Tablo 4.5. Alternatif işletme çalışması özeti-1

ÖZLÜCE REGÜLATÖRÜ VE HES OPTİMİZASYON ÇALIŞMASI
ALTERNATİF 1-A

Cebri boru çapı	: 1,15 m	Maksimum kayıp	: 20,4 m
Su alış kotu	: 1799,06 m	Net düşü	: 458,66 m
Kuyruk suyu kotu	: 1320,00 m	Kayıplar (m)	: 0,716 x Q^2 + 2,50 m
Brüt düşü	: 479,06 m	Max. türbin debisi	: 5,0 m^3/s
Katsayı	: 8,4785 (9,81x0,90x0,97x0,99)	Kurulu güç(barada)	: 19,444 MW
Yük faktörü	: %35,593		

28 Yıllık Veriler Doğrultusunda

Yılda üretilen ortalama firm enerji	: 0,00 GWh/yıl
Yılda üretilen ortalama sekonder enerji	: 60,67 GWh/yıl
Yılda üretilen ortalama toplam enerji	: 60,67 GWh/yıl
Toplam çalışılan gün sayısı (28 yıl)	: 10227
Toplam savaklanan gün sayısı (28yıl)	: 2078
Enerji üretimi yapılan gün sayısı (28 yıl)	: 9068
Güvenilir güç	: 3,70 Kw
Pik güç	: 19437,94 Kw

Aylık Ortalama Değerler					
Aylar	Gelen akım (hm^3)	Ürt. Güç (MW)	Ürt. Enj.(GWh)	Enerji suyu	
				hm^3	m^3/s
Ekim	2,473	2,192	1,631	1,457	0,54
Kasım	2,807	2,766	1,992	1,783	0,69
Aralık	1,901	1,386	1,031	0,920	0,34
Ocak	1,434	0,713	0,530	0,473	0,18
Şubat	1,297	0,729	0,493	0,439	0,18
Mart	3,368	3,365	2,504	2,255	0,84
Nisan	12,469	12,801	9,217	8,442	3,26
Mayıs	33,710	18,446	13,724	12,667	4,73
Haziran	36,292	18,973	13,661	12,632	4,87
Temmuz	15,996	14,180	10,550	9,672	3,61
Ağustos	4,659	5,245	3,902	3,515	1,31
Eylül	2,234	1,987	1,431	1,277	0,49
Yıllık ort.		6,899			1,76
Yıllık top.	118,641		60,665	55,541	

28 Yıllık	Miktarı (hm^3)	Toplam suya oranı (%)
Enerjiye verilen toplam su	1555,16	46,81
Savaklanan toplam su	1437,91	43,29
Yatağa bırakılan su	328,88	9,90
Toplam işlenen su	3321,95	100,00

Tablo 4.6. Alternatif işletme çalışması özeti-2

ÖZLÜCE REGÜLATÖRÜ VE HES OPTİMİZASYON ÇALIŞMASI
ALTERNATİF 1-B

Cebri boru çapı	: 1,20 m	Maksimum kayıp	: 17,16 m
Su alış kotu	: 1799,06 m	Net düşü	: 461,90 m
Kuyruk suyu kotu	: 1320,00 m	Kayıplar (m)	: 0,5864 x Q^2 + 2,50 m
Brüt düşü	: 479,06 m	Max. türbin debisi	: 5,0 m^3/s
Katsayı	: 8,4785 (9,81x0,90x0,97x0,99)	Kurulu güç(barada)	: 19,581 MW
Yük faktörü	: %35,519		

28 Yıllık Veriler Doğrultusunda

Yılda üretilen ortalama firm enerji	: 0,00 GWh/yıl
Yılda üretilen ortalama sekonder enerji	: 60,97 GWh/yıl
Yılda üretilen ortalama toplam enerji	: 60,97 GWh/yıl
Toplam çalışılan gün sayısı (28 yıl)	: 10227
Toplam savaklanan gün sayısı (28yıl)	: 2078
Enerji üretimi yapılan gün sayısı (28 yıl)	: 9068
Güvenilir güç	: 3,70 Kw
Pik güç	: 19575,29 Kw

Aylık Ortalama Değerler					
Aylar	Gelen akım (hm^3)	Ürt. Güç (MW)	Ürt. Enj.(GWh)	Enerji suyu	
				hm^3	m^3/s
Ekim	2,473	2,193	1,631	1,457	0,54
Kasım	2,807	2,769	1,993	1,783	0,69
Aralık	1,901	1,387	1,032	0,920	0,34
Ocak	1,434	0,713	0,530	0,473	0,18
Şubat	1,297	0,730	0,493	0,439	0,18
Mart	3,368	3,372	2,509	2,255	0,84
Nisan	12,469	12,866	9,264	8,442	3,26
Mayıs	33,710	18,569	13,815	12,667	4,73
Haziran	36,292	19,103	13,754	12,632	4,87
Temmuz	15,996	14,254	10,605	9,672	3,61
Ağustos	4,659	5,256	3,910	3,515	1,31
Eylül	2,234	1,988	1,431	1,277	0,49
Yıllık ort.		6,933			1,76
Yıllık top.	118,641		60,968	55,541	

28 Yıllık	Miktarı (hm^3)	Toplam suya oranı (%)
Enerjiye verilen toplam su	1555,16	46,81
Savaklanan toplam su	1437,91	43,29
Yatağa bırakılan su	328,88	9,90
Toplam işlenen su	3321,95	100,00

Tablo 4.7. Alternatif işletme çalışması özeti-3

ÖZLÜCE REGÜLATÖRÜ VE HES OPTİMİZASYON ÇALIŞMASI
ALTERNATİF 1-C

Cebri boru çapı	: 1,25 m	Maksimum kayıp	: 17,16 m
Su alış kotu	: 1799,06 m	Net düşü	: 464,39 m
Kuyruk suyu kotu	: 1320,00 m	Kayıplar (m)	: 0,4868 x Q^2 + 2,50 m
Brüt düşü	: 479,06 m	Max. türbin debisi	: 5,0 m^3/s
Katsayı	: 8,4785 (9,81x0,90x0,97x0,99)	Kurulu güç(barada)	: 19,687 MW
Yük faktörü	: %35,464		

28 Yıllık Veriler Doğrultusunda

Yılda üretilen ortalama firm enerji	: 0,00 GWh/yıl
Yılda üretilen ortalama sekonder enerji	: 61,20 GWh/yıl
Yılda üretilen ortalama toplam enerji	: 61,20 GWh/yıl
Toplam çalışılan gün sayısı (28 yıl)	: 10227
Toplam savaklanan gün sayısı (28yıl)	: 2078
Enerji üretimi yapılan gün sayısı (28 yıl)	: 9068
Güvenilir güç	: 3,70 Kw
Pik güç	: 19680,85 Kw

Aylık Ortalama Değerler					
Aylar	Gelen akım (hm^3)	Ürt. Güç (MW)	Ürt. Enj.(GWh)	Enerji suyu	
				hm^3	m^3/s
Ekim	2,473	2,194	1,632	1,457	0,54
Kasım	2,807	2,771	1,995	1,783	0,69
Aralık	1,901	1,387	1,032	0,920	0,34
Ocak	1,434	0,713	0,531	0,473	0,18
Şubat	1,297	0,730	0,493	0,439	0,18
Mart	3,368	3,377	2,512	2,255	0,84
Nisan	12,469	12,916	9,299	8,442	3,26
Mayıs	33,710	18,663	13,885	12,667	4,73
Haziran	36,292	19,203	13,826	12,632	4,87
Temmuz	15,996	14,311	10,648	9,672	3,61
Ağustos	4,659	5,264	3,916	3,515	1,31
Eylül	2,234	1,988	1,432	1,277	0,49
Yıllık ort.		6,960			1,76
Yıllık top.	118,641		60,968	55,541	

28 Yıllık	Miktarı (hm^3)	Toplam suya oranı (%)
Enerjiye verilen toplam su	1555,16	46,81
Savaklanan toplam su	1437,91	43,29
Yatağa bırakılan su	328,88	9,90
Toplam işlenen su	3321,95	100,00

Tablo 4.8. Alternatif işletme çalışması özeti-4

ÖZLÜCE REGÜLATÖRÜ VE HES OPTİMİZASYON ÇALIŞMASI
ALTERNATİF 9-A

Cebri boru çapı	: 1,50 m	Maksimum kayıp	: 17,26 m
Su alış kotu	: 1798,11 m	Net düşü	: 460,85 m
Kuyruk suyu kotu	: 1320,00 m	Kayıplar (m)	: 0,1822 x Q^2 + 2,50 m
Brüt düşü	: 478,11 m	Max. türbin debisi	: 9,0 m^3/s
Katsayı	: 8,4785 (9,81x0,90x0,97x0,99)	Kurulu güç(barada)	: 35,166 MW
Yük faktörü	: %27,054		

28 Yıllık Veriler Doğrultusunda

Yılda üretilen ortalama firm enerji	: 0,00 GWh/yıl
Yılda üretilen ortalama sekonder enerji	: 83,30 GWh/yıl
Yılda üretilen ortalama toplam enerji	: 83,30 GWh/yıl
Toplam çalışılan gün sayısı (28 yıl)	: 10227
Toplam savaklanan gün sayısı (28yıl)	1279
Enerji üretimi yapılan gün sayısı (28 yıl)	: 9068
Güvenilir güç	: 3,70 Kw
Pik güç	: 35160,02 Kw

Aylık Ortalama Değerler					
Aylar	Gelen akım (hm^3)	Ürt. Güç (MW)	Ürt. Enj.(GWh)	Enerji suyu	
				hm^3	m^3/s
Ekim	2,473	2,188	1,628	1,457	0,54
Kasım	2,807	2,819	2,030	1,818	0,7
Aralık	1,901	1,383	1,029	0,920	0,34
Ocak	1,434	0,729	0,542	0,486	0,18
Şubat	1,297	0,725	0,491	0,439	0,18
Mart	3,368	3,501	2,605	2,339	0,87
Nisan	12,469	16,022	11,536	10,476	4,04
Mayıs	33,710	29,215	21,736	19,948	7,45
Haziran	36,292	31,112	22,401	20,584	7,94
Temmuz	15,996	18,581	13,824	12,584	4,7
Ağustos	4,659	5,444	4,050	3,636	1,36
Eylül	2,234	1,984	1,428	1,277	0,49
Yıllık ort.		9,475			2,41
Yıllık top.	118,641		83,301	75,963	

28 Yıllık	Miktarı (hm^3)	Toplam suya oranı (%)
Enerjiye verilen toplam su	2126,95	64,03
Savaklanan toplam su	866,12	26,07
Yatağa bırakılan su	328,88	9,90
Toplam işlenen su	3321,95	100,00

Tablo 4.9. Alternatif işletme çalışması özeti-5

ÖZLÜCE REGÜLATÖRÜ VE HES OPTİMİZASYON ÇALIŞMASI
ALTERNATİF 9-B

Cebri boru çapı	: 1,60 m	Maksimum kayıp	: 13,51 m
Su alış kotu	: 1798,11 m	Net düşü	: 464,60 m
Kuyruk suyu kotu	: 1320,00 m	Kayıplar (m)	: 0,1359 x Q^2 + 2,50 m
Brüt düşü	: 478,11 m	Max. türbin debisi	: 9,0 m^3/s
Katsayı	: 8,4785 (9,81x0,90x0,97x0,99)	Kurulu güç(barada)	: 35,452 MW
Yük faktörü	: %26,974		

28 Yıllık Veriler Doğrultusunda

Yılda üretilen ortalama firm enerji	: 0,00 GWh/yıl
Yılda üretilen ortalama sekonder enerji	: 83,83 GWh/yıl
Yılda üretilen ortalama toplam enerji	: 83,83 GWh/yıl
Toplam çalışılan gün sayısı (28 yıl)	: 10227
Toplam savaklanan gün sayısı (28yıl)	1279
Enerji üretimi yapılan gün sayısı (28 yıl)	: 9068
Güvenilir güç	: 3,70 Kw
Pik güç	: 35446,17 Kw

Aylık Ortalama Değerler					
Aylar	Gelen akım (hm^3)	Ürt. Güç (MW)	Ürt. Enj.(GWh)	Enerji suyu	
				hm^3	m^3/s
Ekim	2,473	2,192	1,631	1,457	0,54
Kasım	2,807	2,823	2,033	1,818	0,70
Aralık	1,901	1,385	1,031	0,920	0,34
Ocak	1,434	0,730	0,543	0,486	0,18
Şubat	1,297	0,728	0,492	0,439	0,18
Mart	3,368	3,510	2,611	2,339	0,87
Nisan	12,469	16,105	11,596	10,476	4,04
Mayıs	33,710	29,448	21,909	19,948	7,45
Haziran	36,292	31,371	22,587	20,584	7,94
Temmuz	15,996	18,690	13,905	12,584	4,70
Ağustos	4,659	5,457	4,060	3,636	1,36
Eylül	2,234	1,986	1,430	1,277	0,49
Yıllık ort.		9,475			2,41
Yıllık top.	118,641		83,301	75,963	

28 Yıllık	Miktarı (hm^3)	Toplam suya oranı (%)
Enerjiye verilen toplam su	2126,95	64,03
Savaklanan toplam su	866,12	26,07
Yatağa bırakılan su	328,88	9,90
Toplam işlenen su	3321,95	100,00

Tablo 4.10. Alternatif işletme çalışması özeti-6

ÖZLÜCE REGÜLATÖRÜ VE HES OPTİMİZASYON ÇALIŞMASI
ALTERNATİF 9-C

Cebri boru çapı	: 1,70 m	Maksimum kayıp	: 10,97 m
Su alış kotu	: 1798,11 m	Net düşü	: 467,14 m
Kuyruk suyu kotu	: 1320,00 m	Kayıplar (m)	: 0,1045 x Q^2 + 2,50 m
Brüt düşü	: 478,11 m	Max. türbin debisi	: 9,0 m³/s
Katsayı	: 8,4785 (9,81x0,90x0,97x0,99)	Kurulu güç(barada)	: 35,646 MW
Yük faktörü	: %26,92		

28 Yıllık Veriler Doğrultusunda

Yılda üretilen ortalama firm enerji	: 0,00 GWh/yıl
Yılda üretilen ortalama sekonder enerji	: 84,12 GWh/yıl
Yılda üretilen ortalama toplam enerji	: 84,12 GWh/yıl
Toplam çalışılan gün sayısı (28 yıl)	: 10227
Toplam savaklanan gün sayısı (28yıl)	1279
Enerji üretimi yapılan gün sayısı (28 yıl)	: 9068
Güvenilir güç	: 3,70 Kw
Pik güç	: 35639,99 Kw

Aylık Ortalama Değerler					
Aylar	Gelen akım (hm³)	Ürt. Güç (MW)	Ürt. Enj.(GWh)	Enerji suyu	
				hm³	m³/s
Ekim	2,473	2,192	1,631	1,457	0,54
Kasım	2,807	2,824	2,034	1,818	0,70
Aralık	1,901	1,385	1,031	0,920	0,34
Ocak	1,434	0,730	0,543	0,486	0,18
Şubat	1,297	0,728	0,492	0,439	0,18
Mart	3,368	3,512	2,613	2,339	0,87
Nisan	12,469	16,150	11,628	10,476	4,04
Mayıs	33,710	29,582	22,009	19,948	7,45
Haziran	36,292	31,521	22,695	20,584	7,94
Temmuz	15,996	18,749	13,949	12,584	4,70
Ağustos	4,659	5,461	4,063	3,636	1,36
Eylül	2,234	1,987	1,430	1,277	0,49
Yıllık ort.		9,568			2,41
Yıllık top.	118,641		84,118	75,963	

28 Yıllık	Miktarı (hm³)	Toplam suya oranı (%)
Enerjiye verilen toplam su	2126,95	64,03
Savaklanan toplam su	866,12	26,07
Yatağa bırakılan su	328,88	9,90
Toplam işlenen su	3321,95	100,00

Yapılan 28 yıllık (10227 gün) işletme çalışmalarında, Özlüce Regülatörü yerinde 1159 gün boyunca gelen debi ancak yatak suyunu karşıladığından dolayı, enerji üretimi yapılan gün sayısı 9068 olarak tespit edilmiştir. Alternatif işletme çalışmalarının her bir seçeneği için tesis maliyet hesapları yapılmış ve Tablo 4.11'de gösterilmiştir.

Özlüce HES tesisleri başlıca; regülatör, derivasyon kanalı ve batardoları, su alma yapısı, balık geçidi, çökeltim havuzu, su isale yapıları (tünel-1, kondüvi-1, tünel-2 ve kondüvi-2) , yükleme havuzu, taşma savağı, cebri boruya su alma yapısı, vana odası, cebri boru ve branşman, santral binası, kuyruksuyu kanalı ve ilgili hidromekanik-elektromekanik donanımdan oluşmaktadır.

Tablo 4.11. Debi optimizasyonu rantabilite değerleri

ÖZLÜCE REGÜLATÖRÜ ve HES TESİSLERİ DEBİ OPTİMİZASYONU RANTABİLİTE DEĞERLERİ

(Firma Fiyatlarıyla)

Firm Enerji 8.5 Cent/kWh, Sekonder Enerji 8.5 cent/kWh Pik Güç Faydası Alınmamıştır

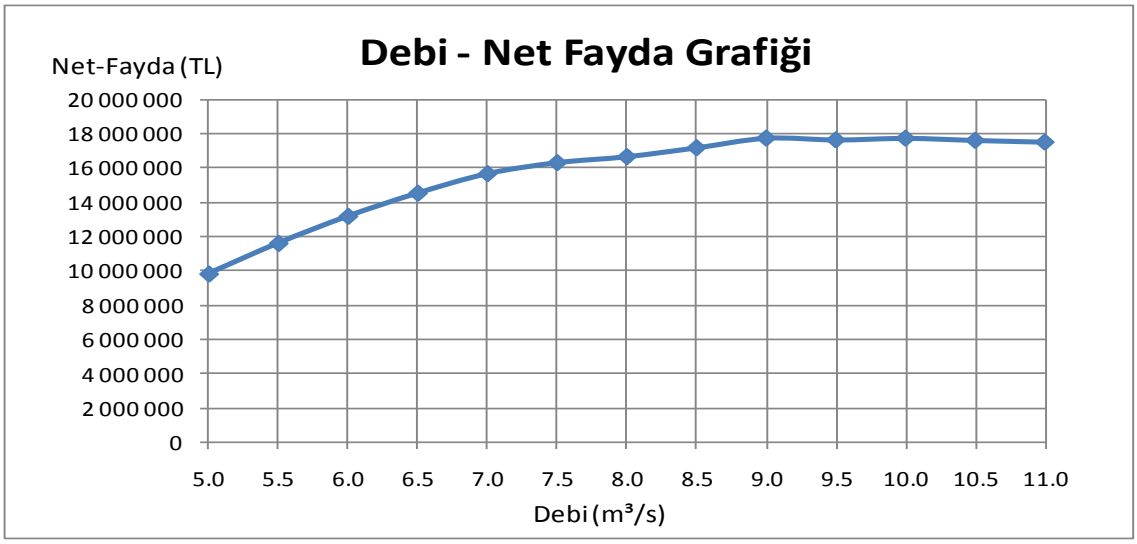
										Net Bugünki Değerler İle								
Alt	Debi (m^3/s)	C.B. Çapı (m)	Kurulu Güç MW	Yıllık Firm Enerji GWh	Yıllık Sekonder Enerji GWh	Yıllık Toplam Enerji GWh	Keşif Bedeli TL	Proje Bedeli TL	Yatırım Bedeli TL	GELİRİN NET BUGÜNKÜ DEĞERİ TL	GİDERİN NET BUGÜNKÜ DEĞERİ TL	FAYDA - MASRAF TL	F/G	İKO	GELİRİN DEĞERİ TL	GİDERİN DEĞERİ TL	FAYDA - MASRAF TL	F/G
1-A	5.0	1.15	19.444	0.00	60.67	60.67	51 714 097	60 802 652	68 106 752	65 620 800	55 801 988	**9 818 812**	1.18	12.12	8 273 295	7 230 081	1 043 214	1.14
1-B	5.0	1.20	19.581	0.00	60.97	60.97	52 003 463	61 136 558	68 480 770	65 945 281	56 123 626	**9 821 655**	1.18	12.11	8 314 205	7 271 640	1 042 565	1.14
1-C	5.0	1.25	19.687	0.00	61.20	61.20	52 278 035	61 454 006	68 836 352	66 194 049	56 428 093	**9 765 956**	1.17	12.09	8 345 569	7 311 034	1 034 535	1.14
2-A	5.5	1.20	21.405	0.00	64.15	64.15	53 467 607	62 797 223	70 340 927	69 384 775	57 782 949	**11 601 827**	1.20	12.38	8 747 847	7 483 542	1 264 305	1.17
2-B	5.5	1.25	21.546	0.00	64.45	64.45	53 764 640	63 139 966	70 724 844	69 709 256	58 113 120	**11 596 137**	1.20	12.37	8 788 756	7 526 203	1 262 553	1.17
2-C	5.5	1.30	21.656	0.00	64.68	64.68	54 046 879	63 466 252	71 090 325	69 958 024	58 426 119	**11 531 905**	1.20	12.35	8 820 121	7 566 699	1 253 422	1.17
3-A	6.0	1.25	23.378	0.00	67.45	67.45	55 233 917	64 806 413	72 591 477	72 954 062	59 778 317	**13 175 745**	1.22	12.60	9 197 853	7 738 853	1 459 000	1.19
3-B	6.0	1.30	23.526	0.00	67.73	67.73	55 540 542	65 160 163	72 987 722	73 256 911	60 119 225	**13 137 686**	1.22	12.58	9 236 035	7 782 896	1 453 140	1.19
3-C	6.0	1.40	23.721	0.00	68.13	68.13	56 104 279	65 812 505	73 718 429	73 689 552	60 743 651	**12 945 901**	1.21	12.52	9 290 582	7 863 738	1 426 843	1.18
4-A	6.5	1.30	25.359	0.00	70.55	70.55	57 010 462	66 827 332	74 855 165	76 307 029	61 785 157	**14 521 872**	1.24	12.76	9 620 586	7 995 638	1 624 948	1.20
4-B	6.5	1.35	25.501	0.00	70.82	70.82	57 318 337	67 182 692	75 253 213	76 599 061	62 127 253	**14 471 808**	1.23	12.73	9 657 405	8 039 849	1 617 555	1.20
4-C	6.5	1.45	25.704	0.00	71.21	71.21	58 017 388	67 992 608	76 160 423	77 020 886	62 900 385	**14 120 501**	1.22	12.65	9 710 587	8 140 031	1 570 556	1.19
5-A	7.0	1.35	27.341	0.00	73.46	73.46	58 792 748	68 854 920	77 126 323	79 454 491	63 798 326	**15 656 165**	1.25	12.87	10 017 410	8 253 245	1 764 164	1.21
5-B	7.0	1.40	27.482	0.00	73.71	73.71	59 105 081	69 215 504	77 530 223	79 724 892	64 145 284	**15 579 608**	1.24	12.84	10 051 501	8 298 092	1 753 410	1.21
5-C	7.0	1.50	27.687	0.00	74.08	74.08	59 885 367	70 120 088	78 543 473	80 125 084	65 007 604	**15 117 481**	1.23	12.74	10 101 956	8 409 878	1 692 078	1.20
6-A	7.5	1.40	29.330	0.00	76.22	76.22	60 878 273	71 235 906	79 793 332	82 439 713	66 142 002	**16 297 711**	1.25	12.89	10 393 778	8 553 868	1 839 910	1.22
6-B	7.5	1.45	29.469	0.00	76.46	76.46	61 314 404	71 740 889	80 358 978	82 699 297	66 624 726	**16 074 571**	1.24	12.83	10 426 506	8 616 392	1 810 115	1.21
6-C	7.5	1.55	29.672	0.00	76.80	76.80	61 855 007	72 366 054	81 059 242	83 067 042	67 224 013	**15 843 029**	1.24	12.78	10 472 870	8 693 944	1 778 927	1.20
7-A	8.0	1.45	31.324	0.00	78.84	78.84	63 092 089	73 766 351	82 627 754	85 273 510	68 626 585	**16 646 925**	1.24	12.85	10 751 056	8 872 822	1 878 234	1.21
7-B	8.0	1.50	31.461	0.00	79.06	79.06	63 481 805	74 217 266	83 132 837	85 511 463	69 058 324	**16 453 139**	1.24	12.81	10 781 056	8 928 713	1 852 343	1.21
7-C	8.0	1.60	31.661	0.00	79.39	79.39	63 899 818	74 699 567	83 673 076	85 868 392	69 523 019	**16 345 372**	1.24	12.78	10 826 057	8 988 752	1 837 305	1.20
8-A	8.5	1.50	33.326	0.00	81.33	81.33	65 030 989	75 976 042	85 102 891	87 966 700	70 811 711	**17 154 988**	1.24	12.86	11 090 606	9 152 770	1 937 837	1.21
8-B	8.5	1.55	33.459	0.00	81.54	81.54	65 224 870	76 198 714	85 352 312	88 193 836	71 028 465	**17 165 371**	1.24	12.85	11 119 243	9 180 685	1 938 558	1.21
8-C	8.5	1.65	33.657	0.00	81.85	81.85	66 128 418	77 247 200	86 526 751	88 529 133	72 025 811	**16 503 322**	1.23	12.72	11 161 516	9 310 064	1 851 453	1.20
9-A	9.0	1.50	35.166	0.00	83.30	83.30	66 446 672	77 579 792	86 899 296	90 097 456	72 418 831	**17 678 625**	1.24	12.88	11 359 246	9 357 839	2 001 407	1.21
9-B	9.0	1.60	35.452	0.00	83.83	83.83	66 919 872	78 124 248	87 509 157	90 670 705	72 946 684	**17 724 021**	1.24	12.87	11 431 520	9 425 906	2 005 614	1.21
9-C	9.0	1.70	35.646	0.00	84.12	84.12	67 817 831	79 166 319	88 676 410	90 984 370	73 937 777	**17 046 593**	1.23	12.74	11 471 066	9 554 480	1 916 586	1.20
10-A	9.5	1.55	37.169	0.00	85.31	85.31	68 427 862	79 838 767	89 429 637	92 271 476	74 648 459	**17 623 017**	1.24	12.80	11 633 341	9 643 585	1 989 756	1.21
10-B	9.5	1.65	37.446	0.00	86.00	86.00	69 382 106	80 944 349	90 668 031	93 017 781	75 703 823	**17 313 958**	1.23	12.72	11 727 433	9 780 338	1 947 095	1.20
10-C	9.5	1.75	37.635	0.00	86.27	86.27	69 845 392	81 479 719	91 267 714	93 309 814	76 217 857	**17 091 957**	1.22	12.68	11 764 252	9 846 824	1 917 427	1.19
11-A	10.0	1.60	39.178	0.00	87.30	87.30	70 250 590	81 912 822	91 752 844	94 423 864	76 706 337	**17 717 527**	1.23	12.75	11 904 708	9 906 953	1 997 755	1.20
11-B	10.0	1.70	39.444	0.00	88.07	88.07	71 194 753	83 006 930	92 978 385	95 256 698	77 750 307	**17 506 391**	1.23	12.69	12 009 710	10 042 248	1 967 462	1.20
11-C	10.0	1.80	39.629	0.00	88.32	88.32	71 932 072	83 861 924	93 936 089	95 527 098	78 564 878	**16 962 220**	1.22	12.59	12 043 801	10 147 864	1 895 937	1.19
12-A	10.5	1.65	41.187	0.00	89.29	89.29	72 487 533	84 469 850	94 617 043	96 576 252	79 218 676	**17 357 576**	1.22	12.63	12 176 075	10 229 478	1 946 598	1.19
12-B	10.5	1.75	41.443	0.00	90.03	90.03	72 993 814	85 053 644	95 270 967	97 376 638	79 781 915	**17 594 723**	1.22	12.65	12 276 986	10 302 219	1 974 767	1.19
12-C	10.5	1.85	41.622	0.00	90.26	90.26	74 242 681	86 505 257	96 896 959	97 625 406	81 157 557	**16 467 849**	1.20	12.46	12 308 350	10 480 882	1 827 468	1.17
13-A	11.0	1.70	43.194	0.00	91.55	91.55	74 541 129	86 813 138	97 241 825	99 020 673	81 527 879	**17 492 794**	1.21	12.59	12 484 262	10 525 572	1 958 689	1.19
13-B	11.0	1.75	43.327	0.00	91.72	91.72	74 790 108	87 100 065	97 563 220	99 204 546	81 805 072	**17 399 474**	1.21	12.57	12 507 444	10 561 356	1 946 088	1.18
13-C	11.0	1.85	43.533	0.00	91.98	91.98	76 056 301	88 571 192	99 211 071	99 485 762	83 200 543	**16 285 219**	1.20	12.39	12 542 899	10 742 540	1 800 359	1.17
												17 724 021						

NOTLAR :

1-Toplam İşletme Süresi 50 Yıldır.

2-Toplam inşaat süresi (0.5 Yıl Proje+2.5 Yıl İnşaat) 3 yıldır.

3- İnşaat süresince yıllık faiz tatbikat oranı (enerji projelerinde) %9.5 alınmıştır.



Şekil 4.5. Debi-net fayda grafiği

4.2.1.4. Optimizasyon Sonucu

Debi optimizasyonu rantabilite değerleri neticesinde çizilen debi-net fayda grafiği incelendiğinde en yüksek net fayda alternatif 9-B dir. Bu nedenle proje debisi 9,0 m³/s ve cebri boru çapı 1,60 m seçilmiştir. Bu seçime göre yılda çalışılacak gün ve saat sayısı Tablo 4.12' de gösterilmiştir.

Tablo 4.12. Yılda çalışılan gün ve saat sayısı

Debi Aralığı	Toplam Çalışılan Gün	1 Yılda Çalışılan Gün	Yılda Çalışılan Saat
0≤Debi≤0,5	4270	152,5	3660
0,5<Debi≤ 1	1480	52,86	1268,57
1<Debi≤ 1,5	694	24,79	594,86
1,5<Debi≤ 2	470	16,79	402,86
2<Debi≤ 2,5	258	9,21	221,14
2,5<Debi≤ 3	239	8,54	204,86
3<Debi≤ 3,5	224	8	192
3,5<Debi≤ 4	173	6,18	148,29
4<Debi≤ 4,5	161	5,75	138
4,5<Debi≤ 5	180	6,43	154,29
5<Debi≤ 5,5	89	3,18	76,29
5,5<Debi≤ 6	158	5,64	135,43
6<Debi≤ 6,5	80	2,86	68,57
6,5<Debi≤ 7	123	4,39	105,43
7<Debi≤ 7,5	87	3,11	74,57
7,5<Debi≤ 8	88	3,14	75,43
8<Debi≤ 8,5	90	3,21	77,14
8,5<Debi≤ 9	109	3,89	93,43
Debi >9	1254	44,79	1074,86
TOPLAM	10227	365,25	8766

4.2.1.5. Elektromekanik Donanım Seçimi ve Genel Boyutları

4.2.1.5.1. Ünite Sayısı ve Türbin Tipi

Debi süreklilik eğrisi, yılda çalışılan gün ve saat sayısı ile işletme çalışması özeti birlikte değerlendirildiğinde;

Debi Süreklilik Eğrisi

%95 ihtimalli debi: 0,0 m³/s (Yatak suyu düşülmüş)
Ortalama debi: 3,376 m³/s (Yatak suyu düşülmüş)

Yılda Çalışılan Gün ve Saat Sayısı

- $0 \leq$ Debi $\leq 0{,}5$ m³/s debi aralığında yılda çalışılan saat sayısı 3660 saat, ağırlık faktörü % 42,0
- $0 \leq$ Debi $\leq 4{,}5$ m³/s debi aralığında yılda çalışılan saat sayısı 6830,58 saat, ağırlık faktörü % 77,9
- $8{,}5 <$ Debi ≤ 9 m³/s debi aralığında yılda çalışılan saat sayısı 1168,29 saat, ağırlık faktörü % 13,33
- $4{,}5 <$ Debi ≤ 9 m³/s debi aralığında yılda çalışılan saat sayısı 1935,44 saat, ağırlık faktörü % 22,1

İşletme Çalışması Özeti

Yıllık Ortalama Gelen Akım: 118,641 hm³ (3,751 m³/s)
Enerji Suyu: 75,96 hm³ (2,41 m³/s)

Aylık Ortalama Değerler

Maksimum Debi: 7,94 m³/s (Haziran)
Minimum Debi: 0,18 m³/s (Ocak)
Ortalama 4,04 m³/s $\leq$ Debi $\leq$ 7,94 m³/s (Nisan, Mayıs, Haziran, Temmuz)
Ortalama 0,87 m³/s $\leq$ Debi $\leq$ 1,36 m³/s (Mart, Ağustos)
Ortalama 0,18 m³/s $\leq$ Debi $\leq$ 0,70 m³/s (Ocak, Şubat, Aralık, Eylül, Ekim, Kasım)

Yılda çalışılan saat ağırlık faktörleri, aylık ortalama 4,04 m³/s ~ 7,94 m³/s debinin geldiği 4 aylık zaman süresi vb. faktörlerin dikkate alınması halinde 9,0 m³/s olarak tespit

edilen proje debisinin, eşit debili iki ünite ile türbinlenmesi teknik ve ekonomik açıdan uygun bulunmuştur. Buna göre, 1 adet türbin çalışma saati 6830,58 saat; 2 adet türbin çalışma saati 1935,44 saat hesaplanmıştır. İşletmede 1 adet türbin çalışma saati olarak 6830,58 saat süresince, iki türbin münavebeli (sıra ile) çalıştırılarak eşit düzeyde yıpranmaları sağlanmalıdır.

$0 \leq$ Debi $\leq 0,5$ m³/s debi aralığında yılda çalışılan saat sayısı 3660 saat olup, seçilecek türbin tipinin bu aralıktaki debileri türbinleyecek yeteneğe sahip olmalıdır. 480,00 m brüt düşüye ve 2 * 4,5 m³/s debiye sahip, türbin tipi pelton türbini olacağı, H (m), Q (m³/s) karakteristiklerinden ilk bakışta belirlenmektedir. Pelton türbini konfigürasyonu (eksen tipi, çark adedi, jet adedi vb.) ekonomik ve teknik analiz sonucu belirlenecektir.

Sonuç: Santral iki adet (2*4,5 m³/s) pelton türbin-jeneratör ünitesi ile donatılacaktır.

4.2.1.6. Santral Toplam Verimi ve Barada Kurulu Güç

4.2.1.6.1. Santral Toplam Verimi

Santral toplam verimi aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanacaktır.

$$e = e_t * e_g * e_{tr} * e_b \quad (4.1)$$

Burada ;

e_t : Tam güçte türbin verimi,

e_g : Tam güçte jeneratör verimi,

e_{tr} : Tam güçte transformatör verimi,

e_b : Bara verimi (1 alınmaktadır).

Türbin tipinin Pelton olacağı, jeneratör kapasitesi ve trafo kapasitesinin orta-büyük ölçekli olacakları dikkate alınarak; $e_t = 0,90$, $e_g = 0,97$, $e_{tr} = 0,99$ ve $e_b = 1,0$ alınmıştır. Buna göre;

$e = 0,90 * 0,97 * 0,99 * 1,0 = 0,864$ alınmıştır.

Santral toplam verimi, aynı kapasitedeki Francis türbin-jeneratör ünitesine göre %1~2 daha düşük olmakla beraber, kısmi yüklerdeki verim eğrisinin düz oluşu nedeniyle, üretim açısından nehir-kanal tipi santrallerde daha avantajlıdır.

4.2.1.6.2. Barada Kurulu Güç

Barada kurulu güç aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanabilir.

$$P_{bara} = g*Q_{p*}\ H_{n*}e\ (kW) \qquad (4.2)$$

Burada;

g (m/s²) : Yer çekimi ivmesi

P_{bara} (kw) : Barada kurulu güç

H_n (m) : Net düşü

Q_p (m³/s) : Proje debisi

P_{bara} = 9,81 * 9 * 464,60 * 0,864 = 35451,99 kW = <u>35,45 MW_b'dir.</u>

4.2.1.6.3. Santral Yük Faktörü

Santralde baradaki yük faktörü (Y.F.) aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanabilir.

$$Y.F. = \frac{Yillik\ \ toplam\ \ enerji\ \ üretimi\ (kWh)}{Kurulu\ \ güç\ (kW) * 8766\ saat} \qquad (4.3)$$

Yılda üretilen toplam enerji 83,83 GWh/yıl ve barada kurulu güç 35452 kW olmak üzere;

$$Y.F. = \frac{83{,}83 * 10^6}{35452 * 8766} = 0{,}2697 \text{ veya } \%26{,}97 \text{ bulunur.}$$

Hidrolik projeler yük faktörlerine göre %35 altında olanlar ve üstünde olanlar olmak üzere puant ve baz santralleri olarak iki grup altında tanımlanmaktadır. Özlüce HES, bir nehir-kanal tipi, biriktirmesiz bir santral olmakla beraber, % 26,97 yük faktörü ile **puant** ve **baz karakterli** bir santral konumuna sahiptir.

4.2.1.6.4. Brüt Düşü, Statik Düşü, Düşü Kaybı ve Net Düşü

Özlüce Regülatörü ve HES'ine ait brüt düşü, statik düşü, düşü kaybı ve net düşü değerleri hesap edilmiş ve Tablo 4.13, 4.14, 4.15 ve 4.16'da gösterilmiştir.

4.2.1.6.4.1. Brüt Düşü

Pelton tipi türbin seçildiğinden brüt düşünün tamamını değerlendirmek mümkün değildir. Bu husus Pelton türbininin avantajlarına karşın, bir dezavantaj olarak sayılmaktadır. Bu nedenle türbin çarkında oluşan statik düşü esas alınacaktır.

Tablo 4.13. Ünitelerin farklı yüklerde çalışması halinde brüt düşü değerleri

Çalışan Ünite	**Debi(m³/s)**	Serbest Yüzeyli Akışta		Basınçlı Akışta	
		HWL (m)	H_b (m)	HWL (m)	H_b (m)
2 ünite tam yükte	Q_p=9,00	1790,91	470,91	1798,11	478,11
1 ünite tam yükte	Q_1= 4,50	1789,84	469,84	1799,53	479,53
1 ünite min debide	Q_{min} =0,340	1788,62	468,62	1799,99	479,99

*HWL (Yükleme havuzu su yüzeyi kotu)

4.2.1.6.4.2. Statik Düşü

Düşey eksenli Pelton türbinlerinde (H_{st}) statik düşü aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$H_{st} = H_b - H_s \text{ (m)} \quad (4.4)$$

Burada;

H_b (m) : Brüt düşü,

H_{st} (m) : Statik düşü,

H_s : Türbin çark ekseni ile kuyruksuyu seviyesi arasındaki mesafedir.

Pelton türbinlerinde havalandırma ve jet akımlarının geri tepmesini önlemek için gerekli H_s (m) mesafesi aşağıdaki formül yardımıyla yaklaşık olarak hesap edilebilir.

$$H_s = 1{,}87 + (2{,}24 * Q/n_s) \quad (4.5)$$

Burada;

Q = 4,50 m^3/s,

n_s = 19,2 m-Kw (Özgül hız, 4.2.1.6.6. nolu bölümde hesaplanmıştır.) olmak üzere,

H_s (m) : 1,87 + (2,24 x 4,50 / 19,2) = 2,395 m olarak hesap edilmiş ve konstrüksiyon gereği 2,50 m alınmıştır. Buna göre türbin eksen kotu ,

TWL + H_s = 1320,00 + 2,50 = 1322,50 m alınmıştır.

Basınçlı akış koşullarında statik düşü (H_{st}) değerleri Tablo 4.14'te gösterilmiştir.

Tablo 4.14. Basınçlı akış koşulunda statik düşü

Çalışan Ünite	**Debi (m^3/s)**	HWL (m)	TWL (m)	H_b (m)	H_s (m)	H_{st} (m)
2 ünite tam yükte	Q_p=9,00	1798,11	1320,00	478,11	-2,5	475,61
1 ünite tam yükte	Q_1= 4,50	1799,53	1320,00	479,53	-2,5	477,03
1 ünite min debide	Q_{min} =0,340	1799,99	1320,00	479,99	-2,5	477,49

*TWL (Kuyruksuyu su yüzeyi kotu)

4.2.1.6.4.3. Düşü Kaybı

Düşü kaybı, cebri boru ve branşman sürtünme kaybı ile lokal kayıpların toplamından oluşmakta olup aşağıda sıralanmıştır.

- Cebri boru ve branşman boru sürtünme kaybı,
- Izgara kaybı,
- Giriş kaybı,
- Batardo kapak yuvası kaybı,
- Tranzisyon kaybı,
- Cebri boru giriş vanası kaybı (kelebek vana tipinde),
- Kurb kayıpları,
- Branşmana geçiş kaybı ,
- Türbin giriş vanası kaybı (küresel tipte).

Tablo 4.15. Düşü kaybı hesabı

Debi (m³/s)	9,00
Cebri Boru Çapı (m)	1,60
Alan (m²)	2,011
Hız (m/s)	4,48
R^(4/3)	0,29472252
I	0,009789815
Branşman Debisi (m³/s)	4,5
Branşman Çapı (m)	0,9
Alan (m²)	0,636
Hız (m/s)	7,07
R^(4/3)	0,136849545
I	0,052649513
Vana Çapı (m)	1,75
Vana Alanı (m²)	2,405
Vanada Hız (m/s)	3,74
Izgara Kaybı (m)	0,15
Giriş Kaybı (m)	0,26
Vana Kaybı (m)	0,19
Kurp Kaybı (m)	0,36
Diğer Kayıplar (m)	0,26
Cebri Boru Sürtünme Kaybı (m)	8,32
Branşmana Kadar Toplam Kayıp (m)	**9,53**
Banşman Kaybı (m)	0,51
Banşman Sürtünme Kaybı (m)	0,79
Banşman Kurp Kaybı (m)	0,18
Banşman Vana Kaybı (m)	0
Toplam Branşman Kaybı (m)	**1,48**
Toplam Kayıp (m)	**11,01**
Q² Kayıp (m)	0,1359073614

- İki (2) ünite nominal debide düşü kaybı $\Delta h_2 = 11,01$ m
- Tek (1) ünite nominal debide (4,5 m³/s) çalışırken düşü kaybı

  $\Delta h_1 = [9,53/9^2 * 4,5^2] + 1,48 – 0,26 = 3,6025$ m

  $\Delta h_1 = 3,63$ m alınmıştır.
- Tek (1) ünite minimum debide (0,340 m³/s) çalışırken düşü kaybı

  $\Delta h_1 = [9,53/9^2 * 0,34^2] + 1,48/4,5^2 * 0,34^2 = 0,022$ m

  $\Delta h_{min} = 0,09$ m alınmıştır.

4.2.1.6.4.4. Net Düşü

Net düşü değerleri (H_n) hesap edilerek Tablo 4.16'da gösterilmiştir.

$$H_n = H_{st} - \Delta h \ (m) \qquad (4.6)$$

Burada;

H_n (m) : Net düşü,

H_{st} (m) : Statik düşü,

Δh (m) : Düşü kaybını göstermektedir.

Tablo 4.16. Basınçlı akışta net düşü (m)

Çalışan Ünite	Debi (m^3/s)	H_{st} (m)	Δh (m)	H_n (m)
2 ünite tam yükte	Q_p=9,00	475,61	11,01	464,6
1 ünite tam yükte	Q_1= 4,50	477,03	3,63	473,4
1 ünite min debide	Q_{min} =0,34	477,49	0,09	477,4

Buna göre, serbest yüzeyli akış şartları dâhil üç (3) adet net düşü esas alınacaktır.

- Nominal net düşü H_n = 464,60 m (iki ünite çalışırken)
- Maksimum net düşü H_{max} = 473,40 m (bir ünite çalışırken)
- Minimum debi düşüsü H_{Qmin} = 477,40 m (bir ünite Q_{min} = 0,340 m^3/s debi ile çalışırken)

4.2.1.6.5. Türbin Tipinin Sorgulanması

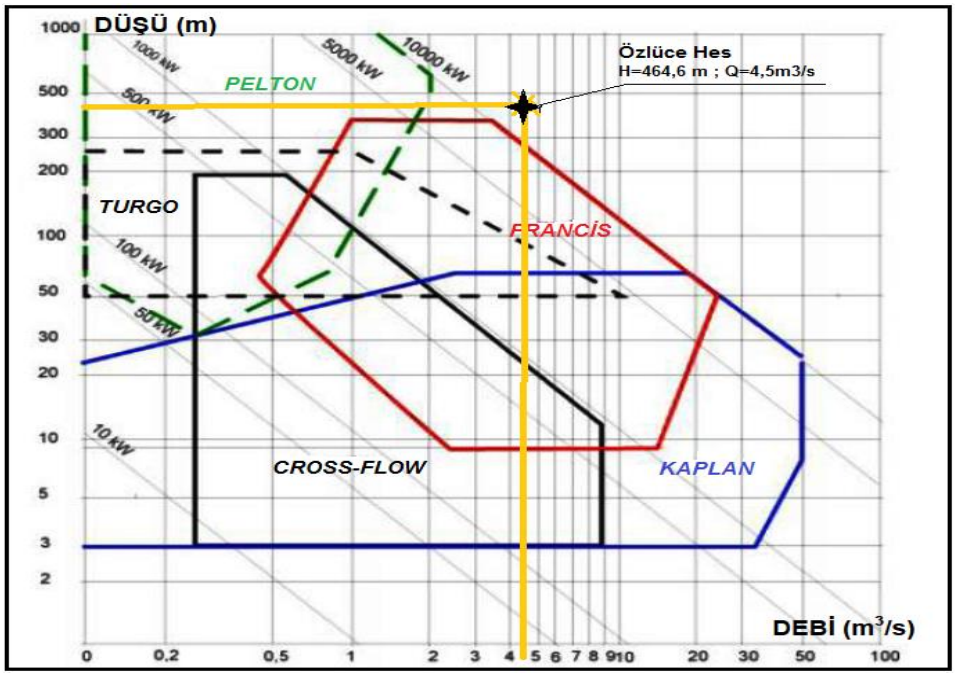
Düşü ve debi karakteristiklerine göre türbin tipinin sorgulanmasına gerek görülmüştür. Türbin tipi, geometrisi ve boyutları aşağıdaki kıstaslarla belirlenmektedir.

- Net düşü,
- Türbinden geçen debinin miktarı ve değişimi,
- Ünite hızı,
- Kavitasyon problemi,
- Fiyatı.

Türbin seçiminde dikkate alınması gerekli ilk kıstas net düşü değeridir. Layman's Guide Book'un tavsiyesine göre, H_n (m) net düşüyü göstermek üzere;

Türbin tipi	Düşü sınırları
Kaplan	2 < H < 40
Francis	10 < H < 350
Pelton	50 < H < 1300
Michell-Banki	3 < H < 250
Turgo	50 < H < 250

Genellikle küçük ve orta kapasiteli türbinlere uygulanan yukarıdaki düşü kıstaslarına göre, nominal net düşüsü 464,60 m, maksimum net düşüsü 473,40 m olan Özlüce HES türbinleri Pelton (50 < H < 1300) sınırları içinde kalmaktadır. Şekil 3.16, Şekil 3.18 ve Şekil 3.19'daki türbin seçim diyagramlarında Özlüce HES için Pelton türbin seçimi doğrulanmakta, yalnız aşağıdaki diyagramda tüm sınırların dışında kalmasına rağmen yine de Pelton ve Francis sınırlarına yakın olduğu görülmektedir. Pelton türbinleri minimum debi koşullarına daha uyum sağlamaktadır. Francis türbinlerinde genelde %45 nominal debi altına inilmemesi karşısında Pelton türbinleri, 2 jetli olanlarda %20, çok jetli olanlarda %10 nominal debilere kadar çalışabilmektedir.



Şekil 4.6. Türbin tipi seçim diyagramı

Abak yardımıyla düşü ve debi kriterlerine göre seçilecek türbin tipi incelendiğinde Francis türbin tipi Pelton'a alternatif olarak gözükse de proje sahasında yapılan incelemeler sonucu;

Su alma yapısı sağ sahilinden Özlüce Köyü'ne ait ulaşım yolu ve sol sahilinden ise İspir-Rize karayolu geçmektedir. Bir depolama haznesi tesis etmek düşünüldüğünde bu yolların deplasesi söz konusu olmakta fakat arazi jeolojisi sebebiyle yapılacak depolama haznesi bu deplasenin getireceği mali yüke değer bir katkı sağlamamaktadır. Ayrıca mevcut jeolojik koşullarda sağlanabilecek depolama ile elde edilecek yıllık ilave enerji geliri ile de mukayese edildiğinde bu yatırımın ekonomik olmadığı tespiti yapılmıştır. Bu sebeple tesis kısmi yüklerde çalıştırılmayarak sadece puant saatlerde çalıştırılan ve proje debisinde verim e=0,95 değerlerine kadar ulaşabilen Francis tipi bir türbin uygulamasına müsaade etmemektedir. Buna karşılık, gelen akımlara göre çalışan ve kısmi yüklerde Francis türbinlere nazaran daha yüksek verim eğrisine sahip olan pelton tipi türbin seçimi uygun olmaktadır. Ayrıca enerji santrali, yüksek hafriyat maliyetinden kaçmak ve zaman tasarrufu elde etmek maksadıyla derenin üst kotuna dağın yamacına inşa edilecek şekilde projelendirilmiştir. Oysa tesis pelton tip yerine Francis tip türbine göre projelendirilseydi, türbinde oluşacak kavitasyon olayı ile birlikte vuruntular ve titreşimin önüne geçebilmek adına kuyruksuyu yapısı bölgesine türbin çıkış suyunun alt kotlarda kalmasını sağlayacak bir kapalı havuz inşa etmek veya kazı miktarı artırılarak santrali gömülü çalıştırmak gerekecekti. Bu havuz inşası maliyeti bir yana bunun yapılabilmesi için santral yerini dağın içine doğru ötelemek söz konusu olacak ve bu durumda da ekstra kazı maliyetleri oluşacaktı. Francis tip türbinin getirmiş olduğu tüm bu maliyet artışlarının yanında uygulama zorlukları da mevcuttur. Bu öngörülerin doğruluğunu teyit ve tespit etmek amacıyla aşağıda Pelton ve Francis türbinleri enerji üretimi karşılaştırılması yapılmıştır. Her iki türbin tipi hesabında da minimum debilerin enerji üretimine katkısını sağlayabilmek için çift ünite olarak tasarlanmıştır.

Özlüce Regülatörü yerinde 0,375 m³/s yatak suyu çıkılmış debi değerleri Tablo 4.17'de gösterilmiştir.

Tablo 4.17. Özlüce regülatörü yerinde can suyu düşülmüş debi değerleri

ÖZLÜCE CANSUYU DÜŞÜLMÜŞ SU (m³/s)													
YIL	EKM	KSM	ARLK	OCK	ŞBT	MRT	NSN	MYS	HZRN	TMZ	AĞS	EYL	Y.ORT
1983	0,5	0,25	0,03	0	0	0,39	2,06	16,85	17,93	9,45	1,22	0,61	4,1
1984	0,32	2,08	0,64	0,02	0,05	0,32	3,75	16,72	18,51	11,28	1,37	0,5	4,63
1985	0,32	0,15	0	0	0	0,26	3,01	10,3	9,09	1,76	0,33	0,06	2,1
1986	0,31	0,39	0,37	0,17	0,59	2,05	7,93	8,36	17,47	8,47	1,79	0,7	4,05
1987	0,89	0,7	0,48	1,11	0,89	0,73	4,66	12,35	18,39	6,45	2,15	1,32	4,17
1988	0,93	1,06	0,56	0,17	0,15	0,52	3,12	8,9	17,15	10,84	4,49	1,87	4,14
1989	1,57	2,14	1,56	0,51	0,38	1,55	6,36	11,01	6,08	3,14	0,92	0,29	2,95
1990	0,48	0,48	0,47	0,32	0,08	0,8	3,28	9,07	8,15	2,69	0,75	0,24	2,23
1991	0,23	0,38	0,35	0,21	0	0,64	3,45	15,16	18,9	7,06	1,07	0,15	3,96
1992	0,19	0,72	0,65	0,24	0,09	0,24	3,27	9,91	21,7	17,91	2,94	0,78	4,88
1993	0,93	0,98	0,42	0,34	0,23	1,32	5,88	12,55	23,45	8,49	2,85	0,34	4,81
1994	0,4	1,07	0,63	0,41	0	0,69	5,31	12,23	12,04	3,64	1,15	0,04	3,13
1995	0,24	0,68	0,13	0,16	0,18	1,11	2,99	18,59	20,64	4,93	1,03	0,38	4,25
1996	0,66	0,95	0,03	0	0	0,12	1,5	22,02	7,73	4,17	0,92	0,53	3,22
1997	0,41	0,48	0,24	0,25	0,09	0,07	2,79	7,64	8,48	4,01	0,98	0,41	2,15
1998	0,76	0,24	0	0	0,22	0,51	7,87	11,41	8,06	1,32	0,65	0,27	2,61
1999	0,15	0,26	0,46	0	0	0,26	2,76	12,41	10,88	5,09	0,41	0,19	2,74
2000	0,51	0,42	0,07	0	0,01	0,24	4,14	5,6	5,92	1,85	0,59	0,49	1,65
2001	0,42	0,35	0,1	0	0,08	0,86	2,2	3,22	7,43	3,06	0,73	0,06	1,54
2002	0,07	0,13	0,01	0	0,12	0,92	5,8	14,48	11,19	9,41	3,19	0,97	3,85
2003	0,93	0,19	0	0	0	0	9,59	13,21	3,65	3,31	0,77	0,36	2,66
2004	0,45	0,79	0,46	0,21	0,21	3,32	3,74	8,04	20,76	5,46	1,9	0,46	3,81
2005	0,38	0,27	0,18	0,15	0,09	1,01	6,34	14,53	15,46	4,97	1,39	0,37	3,76
2006	1,64	0,88	0	0	0,25	0,67	8,74	18,39	12,79	2,76	0,18	0	3,85
2007	0,53	1,31	0,72	0,16	0,21	0,59	1,58	18,69	21,79	3,41	1,28	0,19	4,2
2008	0,3	1,39	0,58	0,2	0,23	1,79	3,68	4,35	6,89	4,39	1,87	1,15	2,23
2009	0,56	0,36	0,15	0	0	0,32	1,83	6,53	8,23	2,54	0,51	0,83	1,82
2010	0,42	0,85	0,56	0,67	0,91	3,6	6,71	19,53	22,94	5,05	0,92	0,43	5,21
ORT.	0,55	0,71	0,35	0,19	0,18	0,88	4,44	12,21	13,63	5,6	1,36	0,49	3,38

4.2.1.6.5.1. Pelton Türbin Tercih Edilmesi Halinde

Pelton türbin tipi seçilmesi halinde değişken debi değerleri karşısında oluşacak net düşü yüksekliği ve türbin verimleri Tablo 4.18'de hesap edilmiştir.

Tablo 4.18. Özlüce HES'de pelton türbin seçilmesi halinde oluşacak net düşü ve türbin verimleri

DEBİ (m^3/s)	ANA BORU KAYBI (m)	TEK TÜRBİN DEBİSİ (m^3/s)	DİĞER KAYIPLAR (m)	TOPLAM KAYIP (m)	STATİK DÜŞÜ (m)	NET DÜŞÜ (m)	VERİM
9	9,53	4,5	1,48	11,01	475,61	464,6	0,9
8,5	8,5	4,25	1,32	9,82	475,82	465,99	0,9
8	7,53	4	1,17	8,7	476,01	467,31	0,9
7,5	6,62	3,75	1,03	7,65	476,19	468,54	0,9
7	5,77	3,5	0,9	6,66	476,36	469,7	0,9
6,5	4,97	3,25	0,77	5,74	476,52	470,77	0,9
6	4,24	3	0,66	4,89	476,66	471,77	0,89
5,5	3,56	2,75	0,55	4,11	476,8	472,69	0,89
5	2,94	2,5	0,46	3,4	476,92	473,52	0,89
4,5	2,38	4,5	1,22	3,6	477,03	473,43	0,9
4	1,88	4	0,91	2,79	477,13	474,34	0,9
3,5	1,44	3,5	0,9	2,34	477,22	474,88	0,9
3	1,06	3	0,66	1,72	477,29	475,57	0,89
2,5	0,74	2,5	0,46	1,19	477,35	476,16	0,89
2	0,47	2	0,29	0,76	477,4	476,64	0,88
1,5	0,26	1,5	0,16	0,43	477,44	477,01	0,87
1	0,12	1	0,07	0,19	477,47	477,28	0,87
0,5	0,03	0,5	0,02	0,05	477,49	477,44	0,85
0,35	0,01	0,35	0,01	0,02	477,49	477,47	0,81

Özlüce Regülatörü yerinde aylık ortalama gelen sudan yatak suyu çıkarıldıktan sonra, tasarımı yapılan pelton türbinin minimum işletme debisi 0,35 m^3/s'nin altında gelen debiler kullanılamayacağından, bu aylardaki debi değerleri 0 m^3/s olarak alınmıştır. Kullanılabilecek su değerleri Tablo 4.19'da gösterilmiştir.

Tablo 4.19. Özlüce HES'de türbinlenebilecek su miktarı

ÖZLÜCE KULLANILABİLEN SU (m³/s)													
YIL	EKM	KSM	ARLK	OCK	ŞBT	MRT	NSN	MYS	HZRN	TMZ	AĞS	EYL	Y.ORT
1983	0,5	0	0	0	0	0,39	2,06	9	9	9	1,22	0,61	2,65
1984	0	2,08	0,64	0	0	0	3,75	9	9	9	1,37	0,5	2,94
1985	0	0	0	0	0	0	3,01	9	9	1,76	0	0	1,9
1986	0	0,39	0,37	0	0,59	2,05	7,93	8,36	9	8,47	1,79	0,7	3,3
1987	0,89	0,7	0,48	1,11	0,89	0,73	4,66	9	9	6,45	2,15	1,32	3,11
1988	0,93	1,06	0,56	0	0	0,52	3,12	8,9	9	9	4,49	1,87	3,28
1989	1,57	2,14	1,56	0,51	0,38	1,55	6,36	9	6,08	3,14	0,92	0	2,76
1990	0,48	0,48	0,47	0	0	0,8	3,28	9	8,15	2,69	0,75	0	2,17
1991	0	0,38	0	0	0	0,64	3,45	9	9	7,06	1,07	0	2,55
1992	0	0,72	0,65	0	0	0	3,27	9	9	9	2,94	0,78	2,94
1993	0,93	0,98	0,42	0	0	1,32	5,88	9	9	8,49	2,85	0	3,24
1994	0,4	1,07	0,63	0,41	0	0,69	5,31	9	9	3,64	1,15	0	2,61
1995	0	0,68	0	0	0	1,11	2,99	9	9	4,93	1,03	0,38	2,42
1996	0,66	0,95	0	0	0	0	1,5	9	7,73	4,17	0,92	0,53	2,12
1997	0,41	0,48	0	0	0	0	2,79	7,64	8,48	4,01	0,98	0,41	2,1
1998	0,76	0	0	0	0	0,51	7,87	9	8,06	1,32	0,65	0	2,35
1999	0	0	0,46	0	0	0	2,76	9	9	5,09	0,41	0	2,23
2000	0,51	0,42	0	0	0	0	4,14	5,6	5,92	1,85	0,59	0,49	1,62
2001	0,42	0	0	0	0	0,86	2,2	3,22	7,43	3,06	0,73	0	1,49
2002	0	0	0	0	0	0,92	5,8	9	9	9	3,19	0,97	3,16
2003	0,93	0	0	0	0	0	9	9	3,65	3,31	0,77	0,36	2,25
2004	0,45	0,79	0,46	0	0	3,32	3,74	8,04	9	5,46	1,9	0,46	2,8
2005	0,38	0	0	0	0	1,01	6,34	9	9	4,97	1,39	0,37	2,7
2006	1,64	0,88	0	0	0	0,67	8,74	9	9	2,76	0	0	2,72
2007	0,53	1,31	0,72	0	0	0,59	1,58	9	9	3,41	1,28	0	2,28
2008	0	1,39	0,58	0	0	1,79	3,68	4,35	6,89	4,39	1,87	1,15	2,17
2009	0,56	0,36	0	0	0	0	1,83	6,53	8,23	2,54	0,51	0,83	1,78
2010	0,42	0,85	0,56	0,67	0,91	3,6	6,71	9	9	5,05	0,92	0,43	3,17
ORT.	0,47	0,64	0,3	0,1	0,1	0,82	4,41	8,31	8,31	5,1	1,35	0,43	2,53

Bulunan net debiler kullanılarak Özlüce HES pelton türbine ait net düşüler, türbin verimleri ve üretilen enerji miktarları aşağıdaki tablolarda gösterilmiştir.

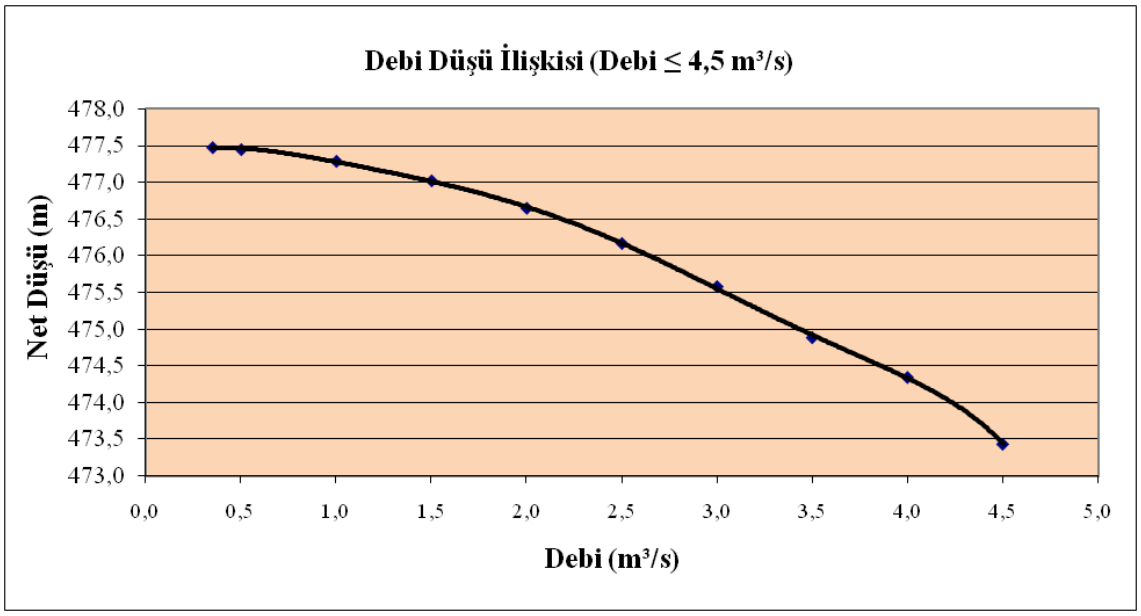
Tablo 4.20. Özlüce HES'de değişken debi değerlerinde oluşan net düşü değerleri

ÖZLÜCE NET DÜŞÜLER (m)													
YIL	EKM	KSM	ARLK	OCK	ŞBT	MRT	NSN	MYS	HZRN	TMZ	AĞS	EYL	Y.ORT
1983	477,5	477,2	477,2	477,2	477,2	477,5	476,6	464,6	464,6	464,6	477,2	477,4	474,1
1984	477,2	476,6	477,4	477,2	477,2	477,2	474,6	464,6	464,6	464,6	477,1	477,5	473,8
1985	477,2	477,2	477,2	477,2	477,2	477,2	475,5	464,6	464,6	476,8	477,2	477,2	474,9
1986	477,2	477,5	477,5	477,2	477,4	476,6	467,5	466,4	464,6	466,1	476,8	477,4	473,5
1987	477,3	477,4	477,5	477,2	477,3	477,4	474,1	464,6	464,6	470,9	476,5	477,1	474,3
1988	477,3	477,2	477,4	477,2	477,2	477,5	475,4	464,9	464,6	464,6	473,5	476,8	473,6
1989	477	476,5	477	477,5	477,5	477	471,1	464,6	471,6	475,4	477,3	477,2	475
1990	477,5	477,5	477,5	477,2	477,2	477,4	475,2	464,6	466,9	475,9	477,4	477,2	475,1
1991	477,2	477,5	477,2	477,2	477,2	477,4	475	464,6	464,6	469,6	477,2	477,2	474,3
1992	477,2	477,4	477,4	477,2	477,2	477,2	475,2	464,6	464,6	464,6	475,6	477,4	473,8
1993	477,3	477,3	477,5	477,2	477,2	477,1	472	464,6	464,6	466	475,7	477,2	473,6
1994	477,5	477,2	477,4	477,5	477,2	477,4	473	464,6	464,6	474,8	477,2	477,2	474,6
1995	477,2	477,4	477,2	477,2	477,2	477,2	475,6	464,6	464,6	473,6	477,3	477,5	474,7
1996	477,4	477,3	477,2	477,2	477,2	477,2	477	464,6	468	474,1	477,3	477,5	475,2
1997	477,5	477,5	477,2	477,2	477,2	477,2	475,8	468,2	466,1	474,3	477,3	477,5	475,2
1998	477,4	477,2	477,2	477,2	477,2	477,5	467,7	464,6	467,2	477,1	477,4	477,2	474,6
1999	477,2	477,2	477,5	477,2	477,2	477,2	475,9	464,6	464,6	473,4	477,5	477,2	474,7
2000	477,5	477,5	477,2	477,2	477,2	477,2	474,1	472,5	471,9	476,8	477,4	477,5	476,2
2001	477,5	477,2	477,2	477,2	477,2	477,3	476,5	475,3	468,7	475,5	477,4	477,2	476,2
2002	477,2	477,2	477,2	477,2	477,2	477,3	472,2	464,6	464,6	464,6	475,3	477,3	473,5
2003	477,3	477,2	477,2	477,2	477,2	477,2	464,6	464,6	474,7	475,2	477,4	477,5	474,8
2004	477,5	477,4	477,5	477,2	477,2	475,1	474,6	467,2	464,6	472,8	476,7	477,5	474,6
2005	477,5	477,2	477,2	477,2	477,2	477,3	471,1	464,6	464,6	473,6	477,1	477,5	474,3
2006	476,9	477,3	477,2	477,2	477,2	477,4	465,3	464,6	464,6	475,9	477,2	477,2	474
2007	477,5	477,1	477,4	477,2	477,2	477,4	477	464,6	464,6	475	477,1	477,2	474,9
2008	477,2	477,1	477,4	477,2	477,2	476,8	474,7	473,8	470	473,7	476,8	477,2	475,7
2009	477,4	477,5	477,2	477,2	477,2	477,2	476,8	470,7	466,7	476,1	477,5	477,4	475,7
2010	477,5	477,3	477,4	477,4	477,3	474,8	470,3	464,6	464,6	473,4	477,3	477,5	474,1
ORT.	477,3	477,2	477,3	477,2	477,2	477,1	473,4	466,1	466,2	472,1	476,9	477,3	474,6

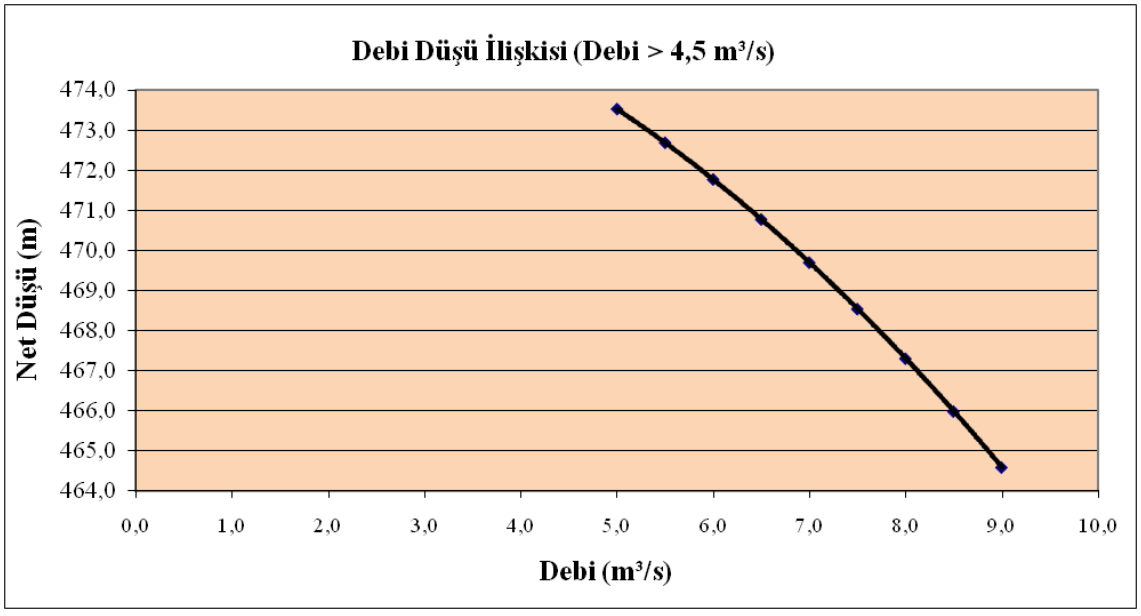
Tablo 4.21. Özlüce HES'de değişken debi değerlerinde oluşan verim değerleri

ÖZLÜCE TÜRBİN VERİMLERİ													
YIL	EKM	KSM	ARLK	OCK	ŞBT	MRT	NSN	MYS	HZRN	TMZ	AĞS	EYL	Y.ORT
1983	0,84	0	0	0	0	0,82	0,88	0,9	0,9	0,9	0,87	0,86	0,58
1984	0	0,88	0,86	0	0	0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,87	0,84	0,59
1985	0	0	0	0	0	0	0,89	0,9	0,9	0,87	0	0	0,3
1986	0	0,82	0,81	0	0,85	0,88	0,9	0,9	0,9	0,9	0,88	0,86	0,72
1987	0,87	0,86	0,84	0,87	0,87	0,87	0,88	0,9	0,9	0,9	0,88	0,87	0,88
1988	0,87	0,87	0,85	0	0	0,84	0,89	0,9	0,9	0,9	0,9	0,88	0,73
1989	0,87	0,88	0,87	0,84	0,81	0,87	0,9	0,9	0,89	0,89	0,87	0	0,8
1990	0,84	0,84	0,83	0	0	0,87	0,89	0,9	0,9	0,89	0,87	0	0,65
1991	0	0,81	0	0	0	0,86	0,89	0,9	0,9	0,9	0,87	0	0,51
1992	0	0,87	0,86	0	0	0	0,89	0,9	0,9	0,9	0,89	0,87	0,59
1993	0,87	0,87	0,82	0	0	0,87	0,89	0,9	0,9	0,9	0,89	0	0,66
1994	0,82	0,87	0,86	0,82	0	0,86	0,89	0,9	0,9	0,9	0,87	0	0,72
1995	0	0,86	0	0	0	0,87	0,89	0,9	0,9	0,89	0,87	0,81	0,58
1996	0,86	0,87	0	0	0	0	0,87	0,9	0,9	0,9	0,87	0,85	0,59
1997	0,82	0,84	0	0	0	0	0,89	0,9	0,9	0,9	0,87	0,82	0,58
1998	0,87	0	0	0	0	0,84	0,9	0,9	0,9	0,87	0,86	0	0,51
1999	0	0	0,83	0	0	0	0,89	0,9	0,9	0,89	0,82	0	0,44
2000	0,84	0,82	0	0	0	0	0,9	0,89	0,89	0,88	0,85	0,84	0,58
2001	0,82	0	0	0	0	0,87	0,88	0,89	0,9	0,89	0,87	0	0,51
2002	0	0	0	0	0	0,87	0,89	0,9	0,9	0,9	0,89	0,87	0,52
2003	0,87	0	0	0	0	0	0,9	0,9	0,9	0,89	0,87	0,81	0,51
2004	0,83	0,87	0,83	0	0	0,89	0,9	0,9	0,9	0,89	0,88	0,83	0,73
2005	0,81	0	0	0	0	0,87	0,9	0,9	0,9	0,89	0,87	0,81	0,58
2006	0,87	0,87	0	0	0	0,86	0,9	0,9	0,9	0,89	0	0	0,52
2007	0,85	0,87	0,87	0	0	0,85	0,87	0,9	0,9	0,89	0,87	0	0,66
2008	0	0,87	0,85	0	0	0,88	0,9	0,9	0,9	0,9	0,88	0,87	0,66
2009	0,85	0,81	0	0	0	0	0,88	0,9	0,9	0,89	0,84	0,87	0,58
2010	0,82	0,87	0,85	0,86	0,87	0,9	0,9	0,9	0,9	0,89	0,87	0,83	0,87
ORT.	0,58	0,61	0,42	0,12	0,12	0,59	0,89	0,9	0,9	0,89	0,81	0,51	0,61

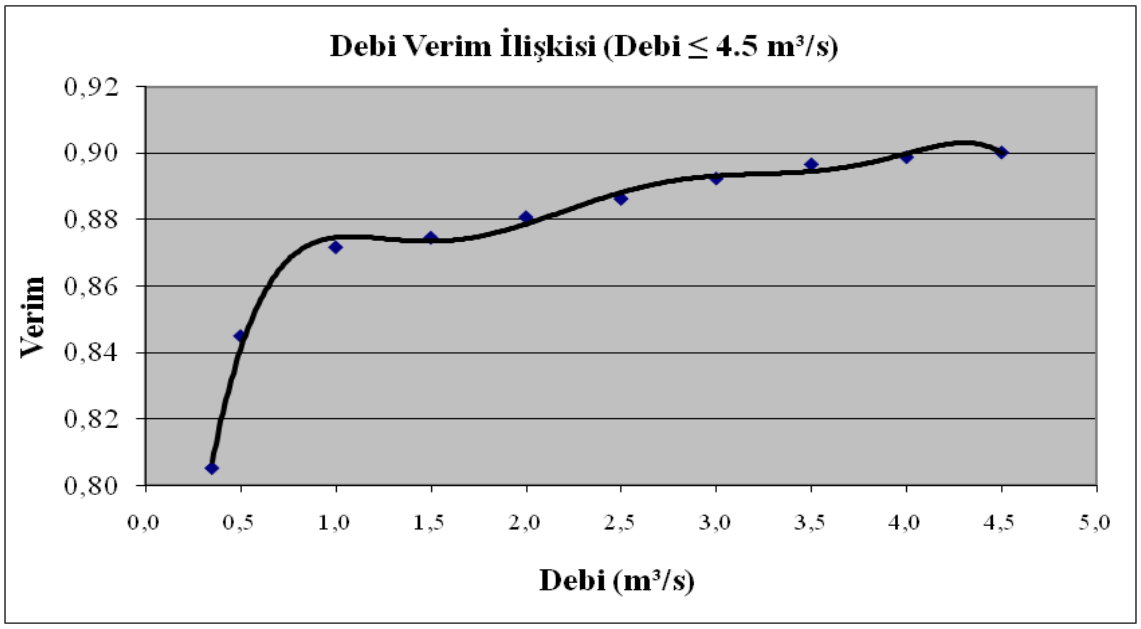
Hesap edilen net düşü, debi ve verim verileri kullanılarak aşağıda pelton türbine ait debi-düşü ve debi-verim ilişkilerini gösteren grafikler çizilmiştir.



Şekil 4.7. Pelton türbini debi-düşü ilişkisi (Debi ≤ 4,5 m³/s)

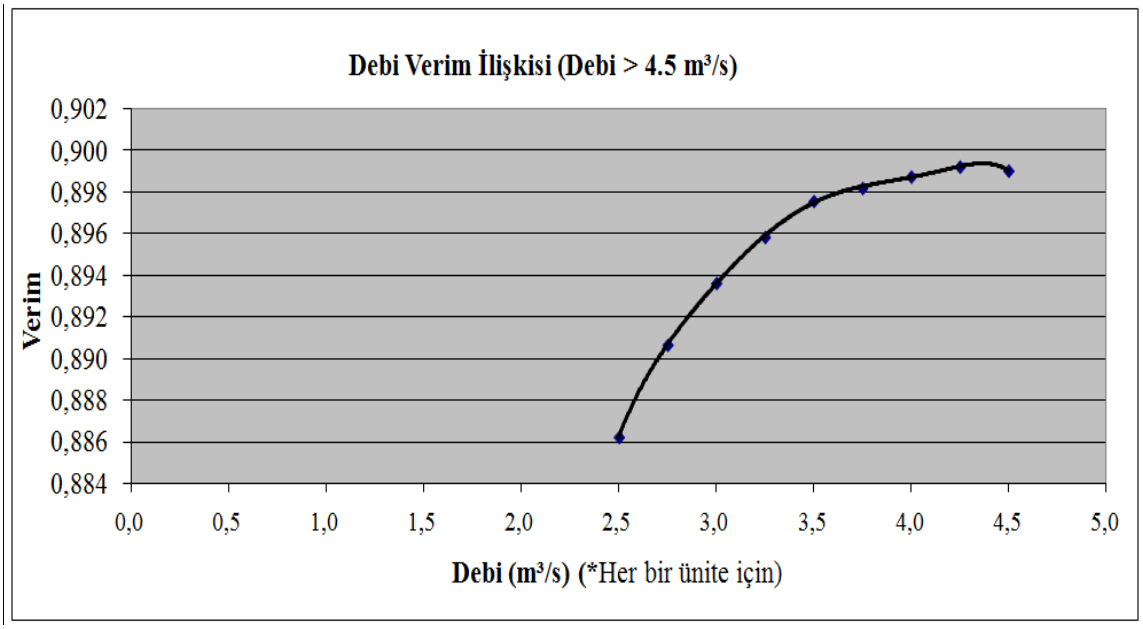


Şekil 4.8. Pelton türbini debi-düşü ilişkisi (Debi > 4,5 m³/s)



Şekil 4.9. Pelton türbini debi-verim ilişkisi (Debi ≤ 4,5 m³/s)

Gelen debi, 4,5m³/s'nin altında kaldığı takdirde tek ünite; üzerine çıktığı zaman 2. ünite devreye girecek şekilde tasarlanmıştır.



Şekil 4.10. Pelton türbini debi-verim ilişkisi (Debi > 4,5 m³/s)

Tablo 4.22. Özlüce HES'de üretilen enerji değerleri

ÖZLÜCE TÜRBİN ENERJİ ÜRETİMLERİ (GWh/Ay)													
YIL	EKM	KSM	ARLK	OCK	ŞBT	MRT	NSN	MYS	HZRN	TMZ	AĞS	EYL	Y.TOP
1983	1,38	0	0	0	0	1,05	5,81	26,21	25,36	26,21	3,53	1,67	91,22
1984	0	5,87	1,82	0	0	0	10,75	26,21	25,36	26,21	3,97	1,34	101,52
1985	0	0	0	0	0	0	8,61	26,21	25,36	5,1	0	0	65,28
1986	0	1,01	0,99	0	1,5	5,98	22,46	24,42	25,36	24,73	5,19	1,94	113,58
1987	2,57	1,94	1,32	3,22	2,32	2,09	13,11	26,21	25,36	18,95	6,28	3,7	107,06
1988	2,69	2,97	1,57	0	0	1,45	8,93	25,92	25,36	26,21	13,33	5,26	113,68
1989	4,55	6,05	4,52	1,42	0,92	4,49	18,08	26,21	17,28	9,28	2,66	0	95,44
1990	1,32	1,28	1,29	0	0	2,3	9,38	26,21	23,06	7,94	2,15	0	74,94
1991	0	0,98	0	0	0	1,82	9,87	26,21	25,36	20,73	3,1	0	88,07
1992	0	1,99	1,85	0	0	0	9,36	26,21	25,36	26,21	8,69	2,17	101,83
1993	2,69	2,75	1,14	0	0	3,82	16,7	26,21	25,36	24,79	8,42	0	111,87
1994	1,08	3	1,79	1,11	0	1,97	15,05	26,21	25,36	10,77	3,33	0	89,66
1995	0	1,88	0	0	0	3,22	8,55	26,21	25,36	14,4	2,98	0,98	83,57
1996	1,88	2,66	0	0	0	0	4,2	26,21	21,91	12,42	2,66	1,43	73,37
1997	1,11	1,28	0	0	0	0	7,97	22,39	23,96	11,92	2,84	1,07	72,54
1998	2,18	0	0	0	0	1,42	22,3	26,21	22,82	3,82	1,85	0	80,59
1999	0	0	1,26	0	0	0	7,88	26,21	25,36	14,89	1,11	0	76,71
2000	1,42	1,1	0	0	0	0	11,93	16,43	16,82	5,37	1,66	1,31	56,04
2001	1,14	0	0	0	0	2,48	6,23	9,52	21,09	9,05	2,09	0	51,59
2002	0	0	0	0	0	2,66	16,47	26,21	25,36	26,21	9,43	2,72	109,05
2003	2,69	0	0	0	0	0	25,36	26,21	10,45	9,79	2,21	0,92	77,63
2004	1,23	2,2	1,26	0	0	9,81	10,72	23,52	25,36	16,01	5,52	1,22	96,86
2005	1,02	0	0	0	0	2,92	18,02	26,21	25,36	14,52	4,02	0,95	93,03
2006	4,75	2,46	0	0	0	1,91	24,66	26,21	25,36	8,15	0	0	93,5
2007	1,48	3,67	2,06	0	0	1,66	4,43	26,21	25,36	10,08	3,71	0	78,65
2008	0	3,89	1,63	0	0	5,19	10,54	12,96	19,58	13,07	5,43	3,22	75,53
2009	1,57	0,92	0	0	0	0	5,14	19,19	23,28	7,48	1,42	2,32	61,31
2010	1,14	2,37	1,57	1,91	2,38	10,65	19,08	26,21	25,36	14,77	2,66	1,13	109,22
ORT.	1,35	1,8	0,86	0,27	0,25	2,39	12,56	24,23	23,46	14,97	3,94	1,19	***87,26***

4.2.1.6.5.2. Francis Türbin Tercih Edilmesi Halinde

Pelton türbin kullanılması halinde yapılan çalışmaların tamamı Francis türbin için de yapılmıştır. Ancak suyun 1 m³/s'nin altında gelmesi durumunda türbin kavitasyon uyarısı verdiğinden peltondan farklı olarak minimum işletme debisi 1m³/s seçilmiştir. Bunun yanında aksiyon tipi olan pelton çarkı eksen kotu altında bırakılan 2,5 m hava boşluğu, karşı basınçlı çalışan Francis türbinde bırakılmamıştır.

Tablo 4.23. Özlüce HES'de Francis türbin seçilmesi halinde oluşacak net düşü ve türbin verimleri

DEBİ (m³/s)	ANA BORU KAYBI (m)	TEK TÜRBİN DEBİSİ (m³/s)	DİĞER KAYIPLAR (m)	TOPLAM KAYIP (m)	STATİK DÜŞÜ (m)	NET DÜŞÜ (m)	TURBIN NET DÜŞÜSÜ (m) *	VERİM
9	9,53	4,5	1,48	11,01	475,61	464,6	467,1	0,9
8,5	8,5	4,25	1,32	9,82	475,82	465,99	468,49	0,9
8	7,53	4	1,17	8,7	476,01	467,31	469,81	0,9
7,5	6,62	3,75	1,03	7,65	476,19	468,54	471,04	0,9
7	5,77	3,5	0,9	6,66	476,36	469,7	472,2	0,9
6,5	4,97	3,25	0,77	5,74	476,52	470,77	473,27	0,89
6	4,24	3	0,66	4,89	476,66	471,77	474,27	0,88
5,5	3,56	2,75	0,55	4,11	476,8	472,69	475,19	0,87
5	2,94	2,5	0,46	3,4	476,92	473,52	476,02	0,85
4,5	2,38	4,5	1,22	3,6	477,03	473,43	475,93	0,9
4	1,88	4	0,91	2,79	477,13	474,34	476,84	0,9
3,5	1,44	3,5	0,9	2,34	477,22	474,88	477,38	0,89
3	1,06	3	0,66	1,72	477,29	475,57	478,07	0,88
2,5	0,74	2,5	0,46	1,19	477,35	476,16	478,66	0,85
2	0,47	2	0,29	0,76	477,4	476,64	479,14	0,81
1,5	0,26	1,5	0,16	0,43	477,44	477,01	479,51	0,74
1	0,12	1	0,07	0,19	477,47	477,28	479,78	0,62

Özlüce Regülatörü yerinde aylık ortalama gelen sudan yatak suyu çıkarıldıktan sonra, tasarımı yapılan Francis türbinin minimum işletme debisi 1 m³/s'nin altında gelen

debiler kullanılamayacağından, bu aylardaki debi değerleri 0 m³/s olarak alınmıştır. Kullanılabilecek su değerleri Tablo 4.24'te gösterilmiştir.

Tablo 4.24. Özlüce HES'de türbinlenebilecek su miktarı

ÖZLÜCE KULLANILABİLEN SU (m³/s)													
YIL	EKM	KSM	ARLK	OCK	ŞBT	MRT	NSN	MYS	HZRN	TMZ	AĞS	EYL	Y.ORT
1983	0	0	0	0	0	0	2,06	9	9	9	1,22	0	2,52
1984	0	2,08	0	0	0	0	3,75	9	9	9	1,37	0	2,85
1985	0	0	0	0	0	0	3,01	9	9	1,76	0	0	1,9
1986	0	0	0	0	0	2,05	7,93	8,36	9	8,47	1,79	0	3,13
1987	0	0	0	1,11	0	0	4,66	9	9	6,45	2,15	1,32	2,81
1988	0	1,06	0	0	0	0	3,12	8,9	9	9	4,49	1,87	3,12
1989	1,57	2,14	1,56	0	0	1,55	6,36	9	6,08	3,14	0	0	2,61
1990	0	0	0	0	0	0	3,28	9	8,15	2,69	0	0	1,93
1991	0	0	0	0	0	0	3,45	9	9	7,06	1,07	0	2,46
1992	0	0	0	0	0	0	3,27	9	9	9	2,94	0	2,77
1993	0	0	0	0	0	1,32	5,88	9	9	8,49	2,85	0	3,04
1994	0	1,07	0	0	0	0	5,31	9	9	3,64	1,15	0	2,43
1995	0	0	0	0	0	1,11	2,99	9	9	4,93	1,03	0	2,34
1996	0	0	0	0	0	0	1,5	9	7,73	4,17	0	0	1,87
1997	0	0	0	0	0	0	2,79	7,64	8,48	4,01	0	0	1,91
1998	0	0	0	0	0	0	7,87	9	8,06	1,32	0	0	2,19
1999	0	0	0	0	0	0	2,76	9	9	5,09	0	0	2,15
2000	0	0	0	0	0	0	4,14	5,6	5,92	1,85	0	0	1,46
2001	0	0	0	0	0	0	2,2	3,22	7,43	3,06	0	0	1,32
2002	0	0	0	0	0	0	5,8	9	9	9	3,19	0	3
2003	0	0	0	0	0	0	9	9	3,65	3,31	0	0	2,08
2004	0	0	0	0	0	3,32	3,74	8,04	9	5,46	1,9	0	2,62
2005	0	0	0	0	0	1,01	6,34	9	9	4,97	1,39	0	2,64
2006	1,64	0	0	0	0	0	8,74	9	9	2,76	0	0	2,59
2007	0	1,31	0	0	0	0	1,58	9	9	3,41	1,28	0	2,13
2008	0	1,39	0	0	0	1,79	3,68	4,35	6,89	4,39	1,87	1,15	2,12
2009	0	0	0	0	0	0	1,83	6,53	8,23	2,54	0	0	1,59
2010	0	0	0	0	0	3,6	6,71	9	9	5,05	0	0	2,78
ORT.	0,11	0,32	0,06	0,04	0	0,56	4,41	8,31	8,31	5,1	1,06	0,15	2,37

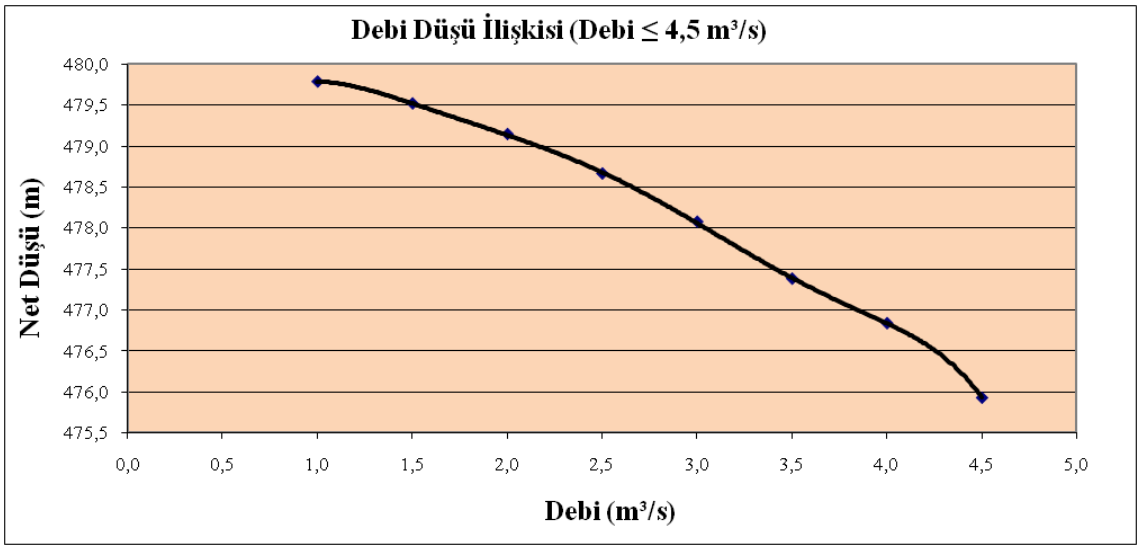
Tablo 4.25. Özlüce HES'de değişken debi değerlerinde oluşan net düşü değerleri

ÖZLÜCE NET DÜŞÜLER (m)													
YIL	EKM	KSM	ARLK	OCK	ŞBT	MRT	NSN	MYS	HZRN	TMZ	AĞS	EYL	Y.ORT
1983	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	479,1	467,1	467,1	467,1	479,7	473,2	472,7
1984	473,2	479,1	473,2	473,2	473,2	473,2	477,1	467,1	467,1	467,1	479,6	473,2	473
1985	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	478,1	467,1	467,1	479,3	473,2	473,2	473,1
1986	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	479,1	470	468,9	467,1	468,6	479,3	473,2	472,7
1987	473,2	473,2	473,2	479,8	473,2	473,2	476,6	467,1	467,1	473,4	479	479,7	474
1988	473,2	479,8	473,2	473,2	473,2	473,2	477,9	467,4	467,1	467,1	476	479,2	473,4
1989	479,5	479	479,5	473,2	473,2	479,5	473,6	467,1	474,1	477,9	473,2	473,2	475,2
1990	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	477,7	467,1	469,4	478,5	473,2	473,2	473,2
1991	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	477,5	467,1	467,1	472,1	479,8	473,2	473
1992	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	477,7	467,1	467,1	467,1	478,1	473,2	472,4
1993	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	479,7	474,5	467,1	467,1	468,5	478,3	473,2	472,8
1994	473,2	479,8	473,2	473,2	473,2	473,2	475,5	467,1	467,1	477,2	479,7	473,2	473,8
1995	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	479,8	478,1	467,1	467,1	476,1	479,8	473,2	473,9
1996	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	479,5	467,1	470,5	476,6	473,2	473,2	473,3
1997	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	478,3	470,7	468,6	476,8	473,2	473,2	473,3
1998	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	470,2	467,1	469,7	479,7	473,2	473,2	472,7
1999	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	478,4	467,1	467,1	475,9	473,2	473,2	472,8
2000	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	476,7	475	474,4	479,3	473,2	473,2	474,2
2001	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	479	477,8	471,2	478	473,2	473,2	474,3
2002	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	474,7	467,1	467,1	467,1	477,8	473,2	472,2
2003	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	467,1	467,1	477,2	477,6	473,2	473,2	472,9
2004	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	477,6	477,1	469,7	467,1	475,3	479,2	473,2	473,8
2005	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	479,8	473,6	467,1	467,1	476,1	479,6	473,2	473,5
2006	479,4	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	467,8	467,1	467,1	478,4	473,2	473,2	472,7
2007	473,2	479,7	473,2	473,2	473,2	473,2	479,5	467,1	467,1	477,5	479,7	473,2	474,1
2008	473,2	479,6	473,2	473,2	473,2	479,3	477,2	476,3	472,5	476,2	479,2	479,7	476,1
2009	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	479,3	473,2	469,2	478,6	473,2	473,2	473,8
2010	473,2	473,2	473,2	473,2	473,2	477,3	472,8	467,1	467,1	475,9	473,2	473,2	472,7
ORT.	473,6	474,5	473,4	473,4	473,2	474,8	475,9	468,6	468,7	474,6	476,3	473,8	473,4

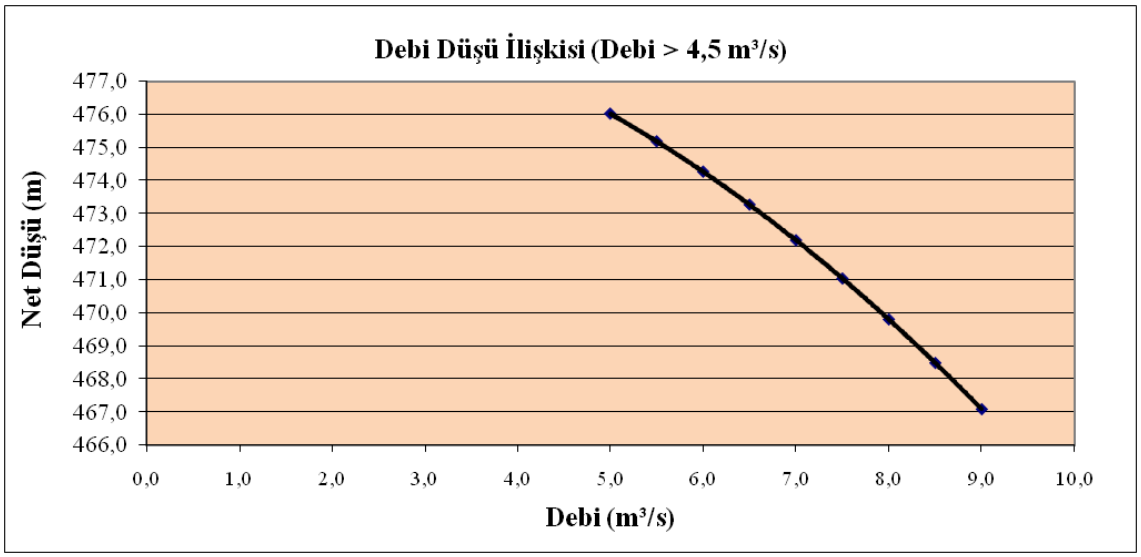
Tablo 4.26. Özlüce HES'de değişken debi değerlerinde oluşan verim değerleri

ÖZLÜCE TÜRBİN VERİMLERİ													
YIL	EKM	KSM	ARLK	OCK	ŞBT	MRT	NSN	MYS	HZRN	TMZ	AĞS	EYL	Y.ORT
1983	0	0	0	0	0	0	0,81	0,9	0,9	0,9	0,69	0	0,35
1984	0	0,81	0	0	0	0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,72	0	0,43
1985	0	0	0	0	0	0	0,88	0,9	0,9	0,78	0	0	0,29
1986	0	0	0	0	0	0,81	0,9	0,9	0,9	0,9	0,78	0	0,43
1987	0	0	0	0,66	0	0	0,83	0,9	0,9	0,89	0,82	0,71	0,48
1988	0	0,64	0	0	0	0	0,88	0,9	0,9	0,9	0,9	0,79	0,49
1989	0,75	0,82	0,75	0	0	0,75	0,89	0,9	0,88	0,88	0	0	0,55
1990	0	0	0	0	0	0	0,89	0,9	0,9	0,86	0	0	0,3
1991	0	0	0	0	0	0	0,89	0,9	0,9	0,9	0,65	0	0,35
1992	0	0	0	0	0	0	0,89	0,9	0,9	0,9	0,88	0	0,37
1993	0	0	0	0	0	0,71	0,88	0,9	0,9	0,9	0,87	0	0,43
1994	0	0,65	0	0	0	0	0,86	0,9	0,9	0,9	0,67	0	0,41
1995	0	0	0	0	0	0,66	0,88	0,9	0,9	0,85	0,63	0	0,4
1996	0	0	0	0	0	0	0,74	0,9	0,9	0,9	0	0	0,29
1997	0	0	0	0	0	0	0,87	0,9	0,9	0,9	0	0	0,3
1998	0	0	0	0	0	0	0,9	0,9	0,9	0,71	0	0	0,28
1999	0	0	0	0	0	0	0,87	0,9	0,9	0,85	0	0	0,29
2000	0	0	0	0	0	0	0,9	0,87	0,88	0,79	0	0	0,29
2001	0	0	0	0	0	0	0,83	0,89	0,9	0,88	0	0	0,29
2002	0	0	0	0	0	0	0,88	0,9	0,9	0,9	0,89	0	0,37
2003	0	0	0	0	0	0	0,9	0,9	0,9	0,89	0	0	0,3
2004	0	0	0	0	0	0,89	0,9	0,9	0,9	0,87	0,8	0	0,44
2005	0	0	0	0	0	0,63	0,89	0,9	0,9	0,85	0,72	0	0,41
2006	0,76	0	0	0	0	0	0,9	0,9	0,9	0,87	0	0	0,36
2007	0	0,71	0	0	0	0	0,75	0,9	0,9	0,89	0,7	0	0,4
2008	0	0,72	0	0	0	0,78	0,9	0,9	0,89	0,9	0,79	0,67	0,55
2009	0	0	0	0	0	0	0,79	0,89	0,9	0,85	0	0	0,29
2010	0	0	0	0	0	0,9	0,89	0,9	0,9	0,85	0	0	0,37
ORT.	0,05	0,16	0,03	0,02	0	0,22	0,87	0,9	0,9	0,87	0,41	0,08	0,38

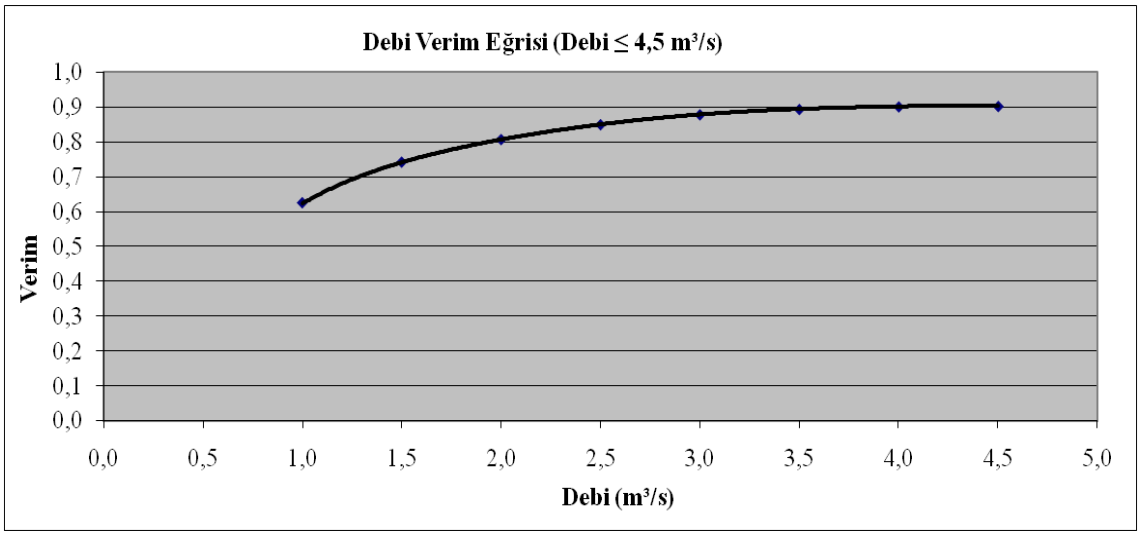
Hesap edilen net düşü, debi ve verim verileri kullanılarak aşağıda Francis türbine ait debi-düşü ve debi-verim ilişkilerini gösteren grafikler çizilmiştir.



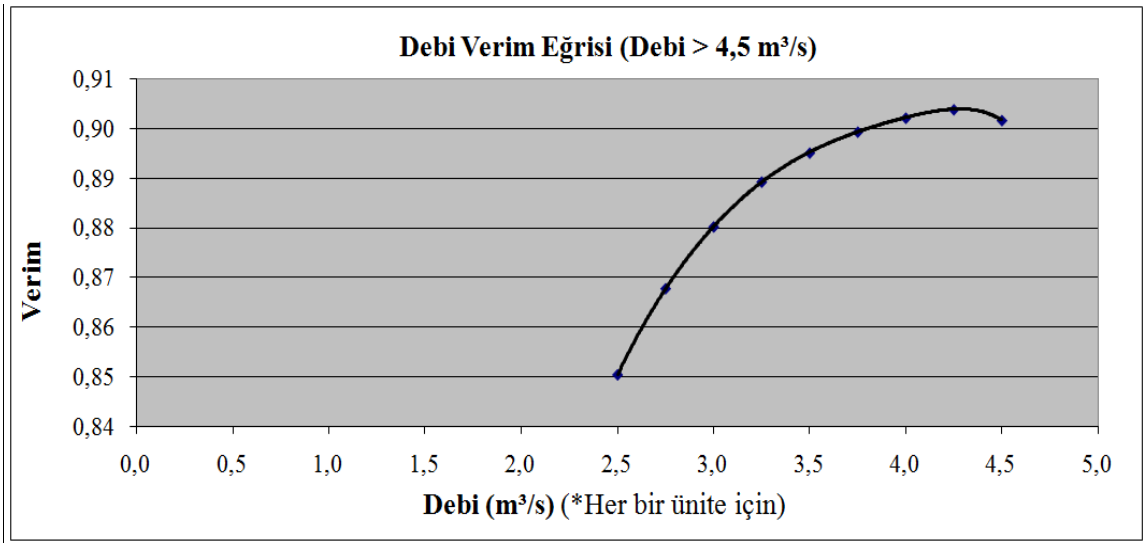
Şekil 4.11. Francis türbini debi-düşü ilişkisi (Debi ≤ 4,5 m³/s)



Şekil 4.12. Francis türbini debi-düşü ilişkisi (Debi > 4,5 m³/s)



Şekil 4.13. Francis türbini debi-verim ilişkisi (Debi ≤ 4,5 m³/s)



Şekil 4.14. Francis türbini debi-verim ilişkisi (Debi > 4,5 m³/s)

Tablo 4.27. Özlüce HES'de üretilen enerji değerleri

ÖZLÜCE TÜRBİN ENERJİ ÜRETİMLERİ (GWh/Ay)													
YIL	EKM	KSM	ARLK	OCK	ŞBT	MRT	NSN	MYS	HZRN	TMZ	AĞS	EYL	Y.TOP
1983	0	0	0	0	0	0	5,4	26,42	25,57	26,42	2,79	0	86,6
1984	0	5,46	0	0	0	0	10,83	26,42	25,57	26,42	3,28	0	98
1985	0	0	0	0	0	0	8,52	26,42	25,57	4,57	0	0	65,08
1986	0	0	0	0	0	5,55	22,66	24,68	25,57	24,99	4,67	0	108,12
1987	0	0	0	2,43	0	0	12,48	26,42	25,57	18,89	5,88	3,01	94,7
1988	0	2,19	0	0	0	0	8,87	26,16	25,57	26,42	13,44	4,78	107,44
1989	3,94	5,66	3,9	0	0	3,87	18,01	26,42	17,13	9,23	0	0	88,17
1990	0	0	0	0	0	0	9,38	26,42	23,29	7,73	0	0	66,82
1991	0	0	0	0	0	0	9,91	26,42	25,57	20,8	2,3	0	85
1992	0	0	0	0	0	0	9,35	26,42	25,57	26,42	8,57	0	96,34
1993	0	0	0	0	0	3,11	16,5	26,42	25,57	25,05	8,27	0	104,93
1994	0	2,22	0	0	0	0	14,66	26,42	25,57	10,85	2,56	0	82,29
1995	0	0	0	0	0	2,43	8,45	26,42	25,57	13,85	2,17	0	78,9
1996	0	0	0	0	0	0	3,59	26,42	22,08	12,5	0	0	64,59
1997	0	0	0	0	0	0	7,8	22,55	24,21	12,01	0	0	66,58
1998	0	0	0	0	0	0	22,49	26,42	23,03	3,11	0	0	75,06
1999	0	0	0	0	0	0	7,71	26,42	25,57	14,4	0	0	74,1
2000	0	0	0	0	0	0	12,01	16,13	16,63	4,87	0	0	49,63
2001	0	0	0	0	0	0	5,86	9,5	21,21	8,97	0	0	45,54
2002	0	0	0	0	0	0	16,25	26,42	25,57	26,42	9,4	0	104,07
2003	0	0	0	0	0	0	25,57	26,42	10,53	9,79	0	0	72,31
2004	0	0	0	0	0	9,82	10,8	23,74	25,57	15,66	5,04	0	90,64
2005	0	0	0	0	0	2,11	17,95	26,42	25,57	13,99	3,34	0	89,38
2006	4,17	0	0	0	0	0	24,91	26,42	25,57	7,96	0	0	89,04
2007	0	2,98	0	0	0	0	3,84	26,42	25,57	10,11	2,98	0	71,91
2008	0	3,23	0	0	0	4,67	10,62	13,04	19,62	13,16	4,94	2,47	71,75
2009	0	0	0	0	0	0	4,65	19,15	23,51	7,21	0	0	54,53
2010	0	0	0	0	0	10,72	19,08	26,42	25,57	14,26	0	0	96,06
ORT.	0,29	0,78	0,14	0,09	0	1,51	12,43	24,41	23,63	14,86	2,84	0,37	***81,34***

4.2.1.6.5.3. Pelton ve Francis Türbinin Enerji Üretiminin Karşılaştırılması

Yapılan çalışmalar neticesinde pelton türbin enerji üretim değeri 87,26 GWh/yıl; Francis türbin enerji üretim değeri ise 81,34 GWh/yıl olarak hesaplanmıştır. Jeneratör ve transformatör verimleri sonrasında üretilen baradaki enerjiler sırasıyla 83,83 GWh/yıl ve

78,14 GWh/yıl olarak hesap edilmiştir. Türbinlerin ünite birim maliyetlerini çıkarmak için alınan teklifler pelton için kW*500$, Francis için kW*350$'dır. Tablo 4.28'de bu türbinlerin enerji üretim değerleri ile birlikte maliyetleri karşılaştırılmıştır.

Tablo 4.28. Pelton ve Francis türbinlerin maliyetlerinin karşılaştırılması

PELTON	Kurulu Gücü (kW)	35450
	Enerji Üretimi (Gwh/Yıl)	83,83
	Toplam Maliyet ($)	17.725.000,00
FRANCİS	Kurulu Gücü (kW)	35796
	Enerji Üretimi (Gwh/Yıl)	78,14
	Toplam Maliyet ($)	12.528.600,00
FARK	Enerji Üretimi (Gwh/Yıl)	5,69
	Toplam Maliyet ($)	5.196.400,00
	Enerji Geliri ($/YIL)	437.509,79
	Geri Dönüş Süresi (Yıl)	11,88

Yapılan karşılaştırmadan görüleceği üzere, pelton tipi türbin seçimi ile yapılan elektromekanik teçhizat ek yatırım maliyeti yaklaşık olarak 12 yıl içerisinde geri dönmektedir. Bundan sonraki üretim süresince her yıl ortalama 5,69 GWh ek enerji üretilebilecektir. Ayrıca, Francis türbin tercih edilmesi halinde enerji santrali inşaatında ilave kazı ve/veya imalattan kaynaklı ek yatırım maliyeti söz konusu olacaktır. Tüm bu sebepler neticesinde Özlüce Regülatörü ve HES'i için Pelton tipi türbin uygulaması uygun görülmüştür.

Tesisde kullanılabilecek Pelton türbin, jeneratör tipinin çeşitli konfigürasyonları aşağıda verilen Tablo 4.29'da gösterilmiştir.

Tablo 4.29. Türbin ekseni, jet ve çark konfigürasyonu

Türbin Tipi		Santral Jeneratör Kurulu Gücü (MW)	Türbin Pik Verimi	Şalt hariç E+M Donanım Fiyatı, İzafi (%)
1	Yatay eksen, 2 jet, 1 çarklı Pelton türbini	35765	0,905	100
2	Yatay eksen, 1 jet, 2 çarklı Pelton türbini	35823	0,913	121
3	Yatay eksen, 2 jet, 2 çarklı Pelton türbini	35686	0,903	106
4	Düşey eksen, 1 jet, 1 çarklı Pelton türbini	35775	0,911	185
5	Düşey eksen, 2 jet, 1 çarklı Pelton türbini	35679	0,908	139
6	Düşey eksen, 3 jet, 1 çarklı Pelton türbini	35743	0,911	115
7	Düşey eksen, 1 jet, 4 çarklı Pelton türbini	35744	0,911	102
8	Düşey eksen, 5 jet, 1 çarklı Pelton Türbini	35707	0,91	111

*Q = 2 * 4,50 m^3/s; H_n =464,60 m; TWL=1320,00 m; 50 Hz, Cos φ = 0,85

Bu tabloya göre Özlüce HES için en ekonomik çözüm 1. sırada yazılı "Yatay eksenli, 2 jet, 1 çarklı Pelton türbin" jeneratör ünite seçeneği, ikinci seçenek ise toplam fiyat itibariyle izafi olarak 7. sırada yazılı "Düşey eksenli, 4 jet, 1 çarklı Pelton türbin" jeneratör ünitesidir. 2. seçenek toplam maliyeti ilk seçeneğe göre %2~%3 dolayında daha pahalıdır. Seçime esas olacak karşılaştırma aşağıdaki Tablo 4.30'da verilmiştir.

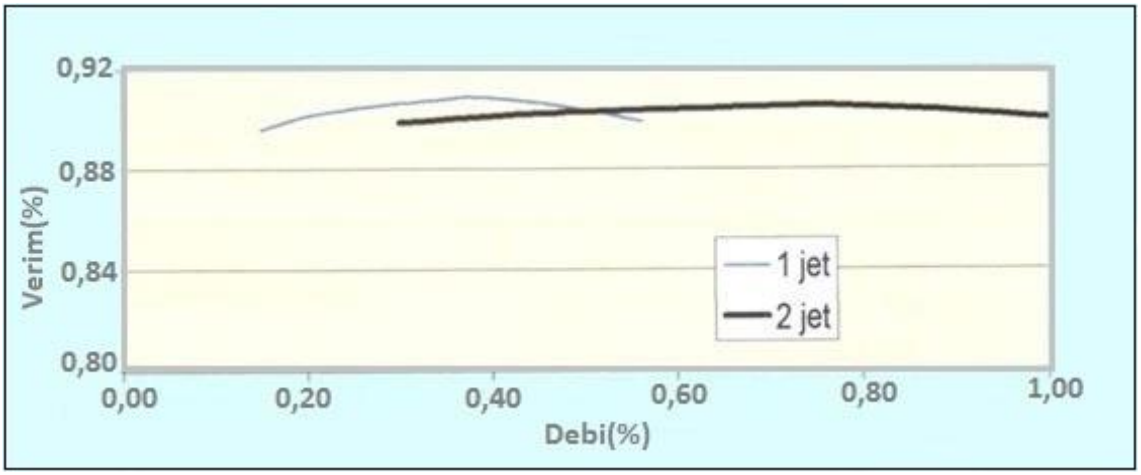
Tablo 4.30. Yatay ve düşey eksenli pelton türbin-jeneratör karşılaştırması

No	Tanım	Birim	Yatay Eksenli Pelton	Düşey Eksenli Pelton
1	Proje Debisi	m^3/s	9	9
2	Ünite Sayısı	Adet	2 (iki)	2 (iki)
3	Türbin nominal debisi	m^3/s	4,5	4,5
4	Türbin minimum debisi	m^3/s	0,9	0,245
5	Nominal net düşü	m	464,6	464,6
6	Nominal düşü ve debide türbin gücü	kW	18 460	18 450
7	Jet sayısı	Adet	2 (iki)	4(dört)
8	Her bir jet debisi	m^3/s	2,25	1,13
9	Senkron hızı	d/dk	500	600
10	Özgül (spesifik) hızı Nq , n_s	m-akış m-kW	7,5 22,5	6,4 19,2
11	Kepçe eksen çapı (pitch circle)	mm	1700	1437
12	Pelton çarkı dış çapı	mm	2159	1825
13	Jet çapı	mm	176	124
14	Türbin pik verimi, bütün jetler çalışırken	-	0,905	0,911
15	Yüksüz dönüş debisi	m^3/s	0,016	0,016
16	Pik verim debisi/her jet için	m^3/s	1,688	0,709
17	Vana tipi ve çapı	mm	Küresel/975	Küresel/800
18	Sistem frekansı	Hz	50	50
19	Jeneratör verimi	-	0,97	0,97
20	Jeneratör gücü (Nominal türbin gücüne	kW	17 882	17 872
21	Rotor ağırlığı	ton	35,8	44,7
22	Toplam jeneratör ağırlığı	ton	(*) 57,4	75
23	Santral kren kapasitesi (minimum)	ton	60	50
24	Türbin eksen kotu	mds	1322,5	1322,5

(*) Yatak eksenli jeneratör tek parça (komple) monte edilecektir.

Türbin Verim Eğrileri

Seçimi yapılan bu iki türbin ünitesinin debi-verim ve güç-verim grafikleri aşağıdaki gibidir.

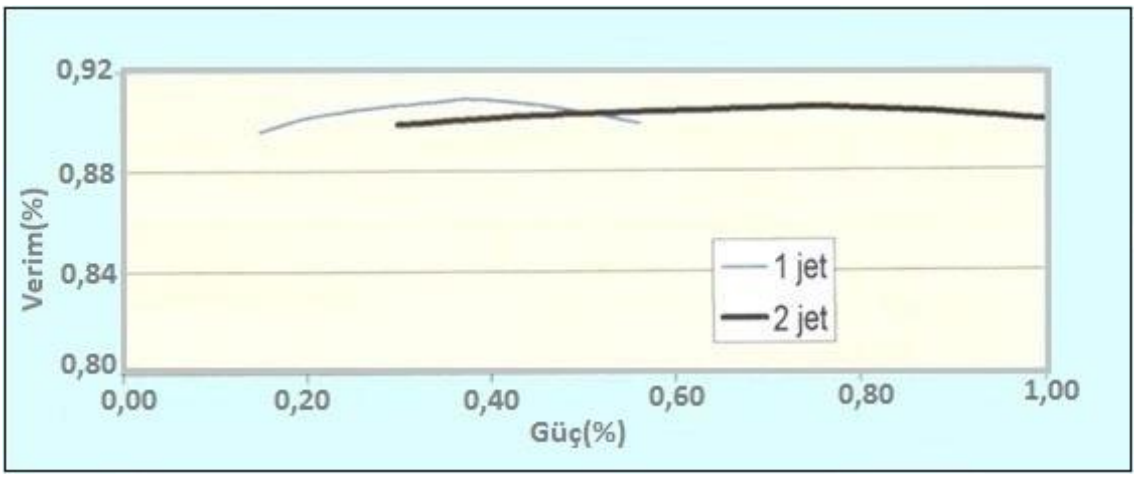


Şekil 4.15. Yatay eksenli, 2 jet, 1 çarklı Pelton türbini debi-verim ilişkisi

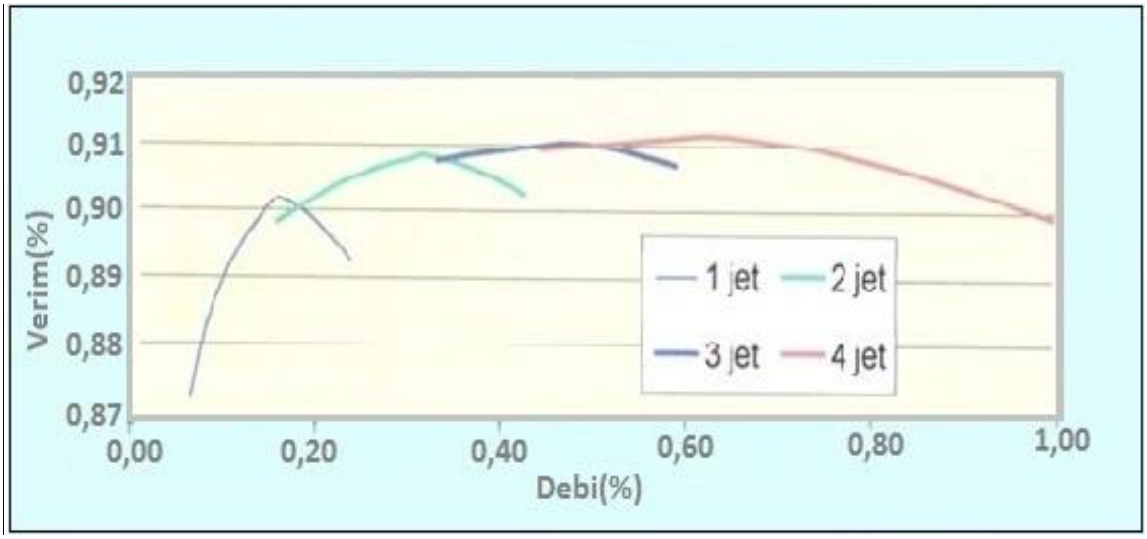
Q_{min} = 0,675 m³/s

H_n = 464,60 m Q_t = 4,50 m^3/s e_t = 0,90 N= 18460 kW

e_{pik} = 0,905 Q_{pik} = 1,688 m^3/s (her bir jet için)



Şekil 4.16. Yatay eksenli, 2 jet, 1 çarklı Pelton türbini güç-verim ilişkisi

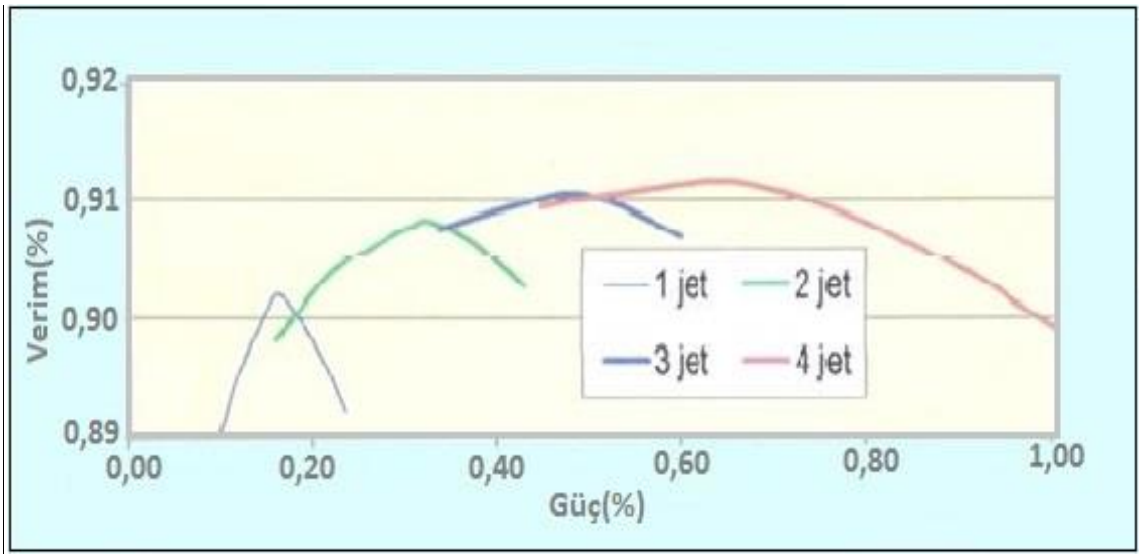


Şekil 4.17. Düşey eksenli, 4 jet, 1 çarklı Pelton türbini debi-verim ilişkisi

Q_{min} = 0,245 m³/s

H_n = 464,60 m Q_t = 4,50 m^3/s e_t = 0,90 N= 18450 kW

e_{pik} = 0,911 Q_{pik} = 0,709 m^3/s (her bir jet için)



Şekil 4.18. Düşey eksenli, 4 jet, 1 çarklı Pelton türbini güç-verim ilişkisi

Her iki tip ‘’Yatay eksenli (YE) ve Düşey eksenli (DE)’’ Pelton türbini karşılaştırıldığında,

- Minimum debi bakımından YE (0,900 m^3/s), DE (0,245 m^3/s) sağlandığı, DE lehine üretim artışı sağlanacağı,
- Türbin nominal gücü bakımından YE (18460 kW), DE (18450 kW) YE lehine sadece 10 kW fark bulunduğu, üretim miktarına etkisinin ihmal edilebilir boyutta olduğu,
- Türbin pik verimlerinde DE lehine %0,6 dolayında fark bulunduğu, üretim miktarına etkisinin kısmen bulunduğu,
- Türbin ve jeneratör senkron hızlarının eşit olmadığı, boyutların birbirine yakın olmadığı, ancak YE halinde santral boyunun ve eninin artacağı, DE halinde ise santral yüksekliğinin artacağı, farkın DE lehine olduğu,
- Türbin eksen kotlarının eşit olduğu (1322,50 m), ancak statik düşünün 0,40 m dolayında YE lehine olduğu, 10 kW güç farkının buradan kaynaklandığı,
- Jeneratör verim ve nominal kapasitelerinin eşit olduğu, ancak DE halinde jeneratör toplam ağırlığının, dizayndan kaynaklanan, yaklaşık 15 ton fazla olacağı, ancak rotor ve stator ayrı ayrı monte edileceği için kren kapasitesinin daha küçük olacağı, bunun DE lehine fiyat farkı yaratacağı,
- YE halinde türbin giriş vanası çapının daha büyük olacağı, bunun YE aleyhine fiyat farkı yaratacağı.

İşletme ve özellikle bakım-onarım açısından, yatay eksenli halinde daha az komplike, çarka ve enjektörlere daha kolay ulaşılacağı, tamamen türbin jeneratör katında olması dolayısıyla daha az sürede yapılabileceği vb. yatay eksenli lehine avantaj sağlayacağı; buna karşın düşey eksenli halinde daha sağlam bir yapıya sahip olacağı, distribütör betona gömüleceği, yataklamanın daha iyi olacağı, titreşim ve gürültü (ses) seviyesi yönünden daha uygun olacağı, vb. kanaatine varılmıştır.

Fiyat farkının yaklaşık 200.000$ olması beklenen bu karşılaştırmada "Yatay eksenli, 2 jet, 1 çarklı pelton türbin jeneratör seçeneği" ekonomik açıdan daha uygun gözükmekle beraber, hidrolik şartlara uyum ve teknik açıdan, "Düşey eksenli, 4 jet, tek çarklı Pelton türbin jeneratör seçeneği" Özlüce HES için daha uygun bulunmuştur.

4.2.1.6.6. Türbin Özgül (Spesifik) Hızı ve Senkron Hızı

- Türbin özgül (spesifik) hızı aşağıdaki bağıntı yardımıyla bulunmaktadır.

$$n_s \text{ (1 jet)} = \frac{85,49}{H_n^{0,243}} \qquad (4.7)$$

H_n = 464,60 m; $\quad n_s$ (1 jet) = $\frac{85,49}{464,60^{0,243}}$ = 19,22 m-kW (geçici özgül hız)

- Senkron devir sayısı–Türbin devir sayısı ile aşağıdaki bağıntılar bulunmaktadır.

$$n = n_s * H_n^{1,25} / (N/j)^{0,5} \qquad (4.8)$$

$$n = N_q * H_n^{0,75} / (Q/j)^{0,5} \qquad (4.9)$$

$$N_q = \frac{ns}{3} = \frac{19,2}{3} = 6,4 \text{ (m-akış)}$$

Burada;

n (d/dk) türbin devir sayısı, n_s (m-kW) özgül hız = 19,2 m-kW,

N_q (m-akış)= 6,4 (m-akış) H_n (m) net düşü= 464,60 m

N (kW) türbin gücü= 18460 kW Q (m³/s) tek türbin debisi= 4,50 m^3/s

J (adet) jet sayısı= 4 adet

$n = 19,2 * 464,60^{1,25} / (18460/4)^{0,5}$ = 609,6 d/dk

$n = 6,4 * 464,6^{0,75} / (4,5/4)^{0,5}$ = 604,2 d/dk

Bulunan devirlere en yakın senkron hız : 500 d/dk, 50 Hz, 2p=12 ve 600 d/dk, 50 Hz, 2p = 10 dur. Yapılan ilave araştırmada, daha ekonomik olması nedeniyle 600 d/dk senkron hızın seçilebileceği görülmüştür. Dolayısıyla ünite hızı 600 d/dk seçilmiştir. Bu hıza tekabül eden özgül (spesifik) hız ise,

$n_s = n * (N/j)^{0,5} / H_n^{1,25} = 600 * (18460/4)^{0,5} / 464,6^{1,25}$ = 18,89 m-kW

$N_q = 600 * (4,50/4)^{0,5} / 464,6^{0,75}$ = 6,559 (m-akış) ≅ 6,4 (m-akış) alınmıştır.

$n_s = 3 * 6,4$ = 19,2 m-kW

Nominal düşüde özgül hız,

N_q = 6,4 (m-akış) n_s = 19,2 m-kW ve n = 600 d/dk'dır.

4.2.1.6.7. Türbin Çarkı Eksen Kotu ve Türbin Boyutları

Türbin çarkı ekseni ile maksimum kuyruk suyu su seviyesi (kararlı durumda) arasındaki mesafeyi gösteren H_s parametresi, başlıca debi (Q) ile bağımlıdır ve onunla artar. İkinci etken havalandırma ile ilgilidir. Havalandırma ise türbin dönüş sayısından (hızından) etkilenir. Aşağıdaki ampirik fonksiyon oldukça uygun bir değer vermektedir.

$$H_s = (1,87 + 2,24) * Q/n_s \quad (4.10)$$

Burada;

Q = 4,50 m^3/s

n_s = 19,2 m-kW için

H_s = (1,87 + 2,24) * 4,50/19,2 = 2,395 m

Konstrüksiyon gereği H_s = 2,50 m alınmıştır.

Buna göre türbin çark eksen kotu = TWL + H_s

= 1320,00 + 2,50

= 1322,50 m alınmıştır.

Türbin boyutlarının hesabında nominal düşü koşulları yanında maksimum düşü koşulları da dikkate alınacaktır.

Pelton türbin çarkı boyutları, çevresel hız katsayısı (Ku) yardımıyla hesaplanabilir.

$$Ku = 0,5445 - 0,0039 * n_s \quad (4.11)$$

n_s = 19,2 m-kW

Ku =0,5445 – 0,0039 * 19,2 = 0,46962

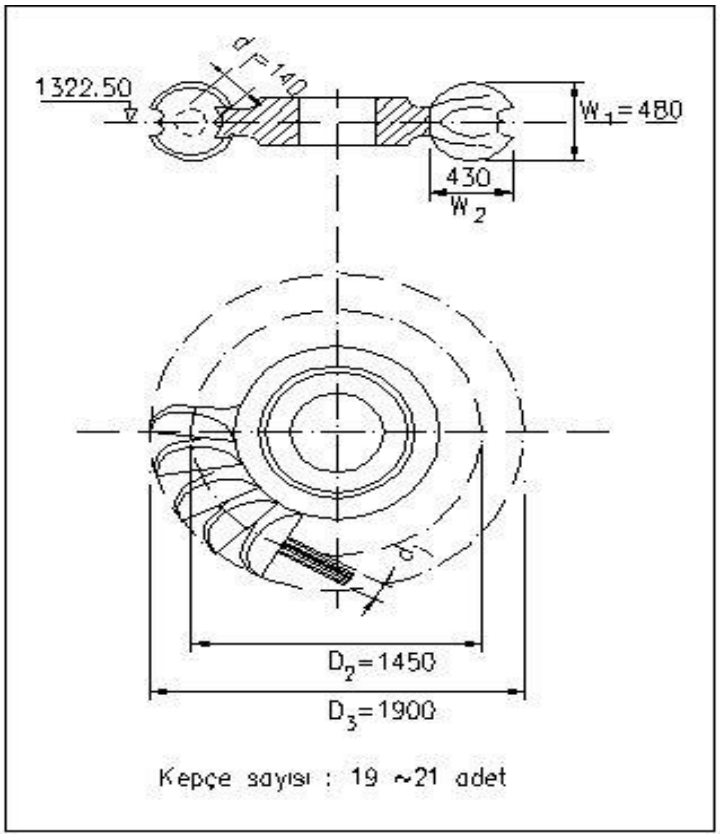
$$Ku = \pi * D_2 * n / \left[60\sqrt{(2 * g * H_n)}\ \right] \quad (4.12)$$

H_n = 464,60 m; n = 600 d/dk

$$0,46962 = \pi * D_2 * n / \left[60\sqrt{(2 * 9,81 * 464,60}\ \right]$$

D_2 = 1,427 m ilave araştırmayla

D_2 = 1,450 m alınmıştır.



Şekil 4.19. Özlüce HES Pelton çarkı

d_J = Jet çapı olmak üzere

$$d_J / D_2 = n_s / (250{,}74 - 1{,}796 * n_s) \quad (4.13)$$

d_J /1,45 = 19,2 / (250,74 – 1,796 * 19,2)

d_J = 0,129 m

d_J = 130 ~ 140 mm

d_J = 140 mm alınmıştır.

Dış çap = D_3

D_3/D_2 = 1,028 + 0,0137 * 19,2

D_3 = 1,872 m

D_3 =1900 mm alınmıştır.

$W_1 = 3{,}20 * 0{,}140^{0{,}96} = 0{,}484$ m

W_1 = 480 mm alınmıştır.

D_2/W_1 = 1450 / 480 = 3,02 O.K.

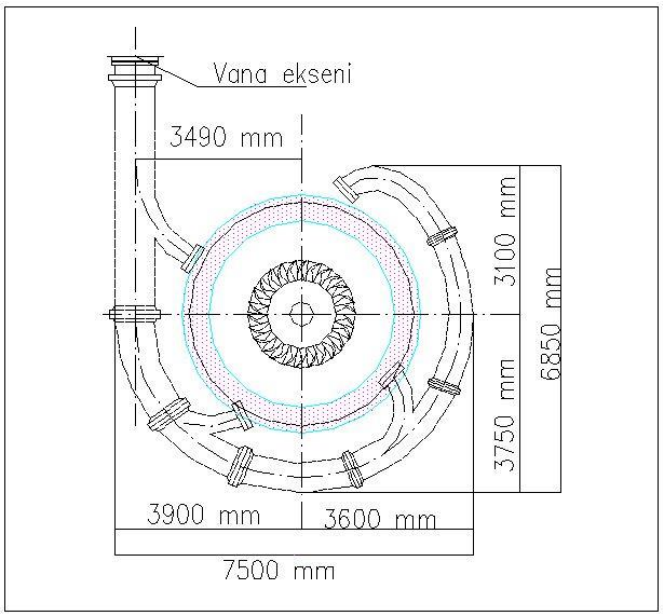
$W_2 = 3{,}23 * 0{,}140^{1{,}02} = 0{,}434$ m

W_2 = 430 mm alınmıştır.

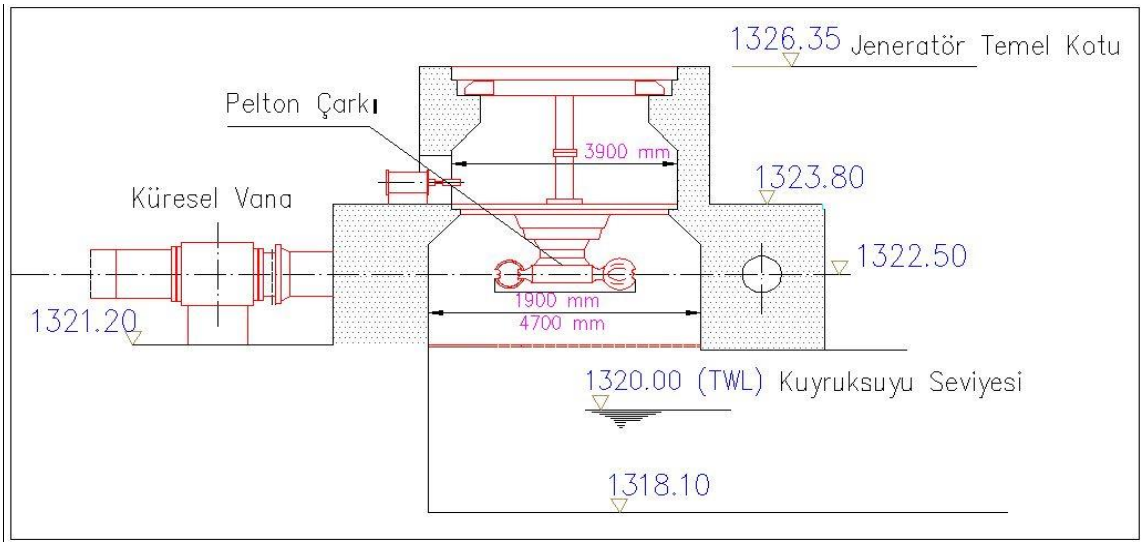
Kepçe sayısı, özgül hızla bağıntılıdır.

n_s = 19,2 m-kW

Özgül hız 19~22 m-kW arasında olduğundan kepçe sayısı 19~21 adet olacaktır.



Şekil 4.20. Türbin boyutları

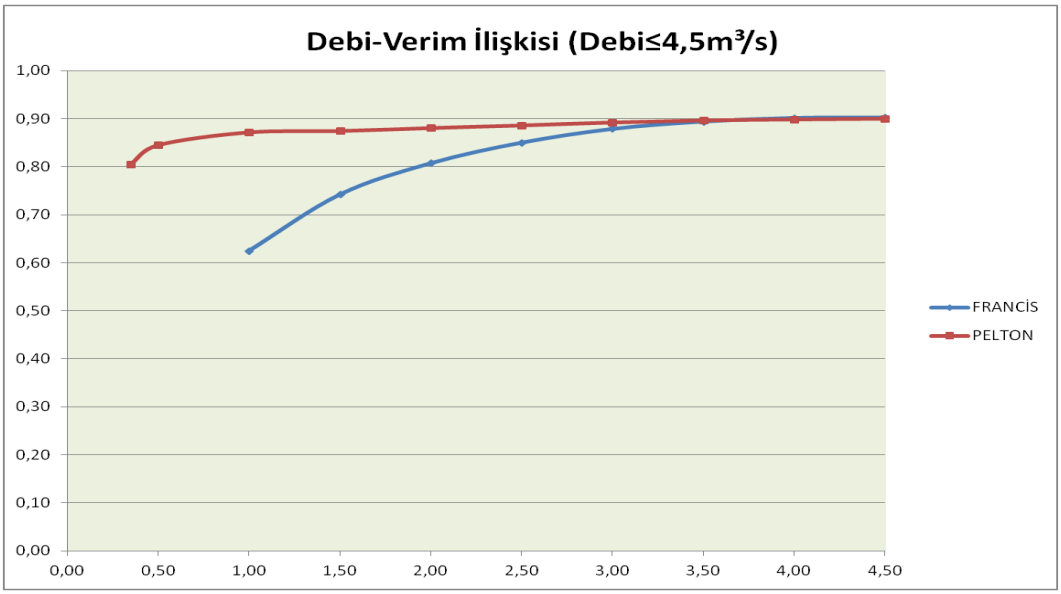


Şekil 4.21. Türbin yerleşim detayı

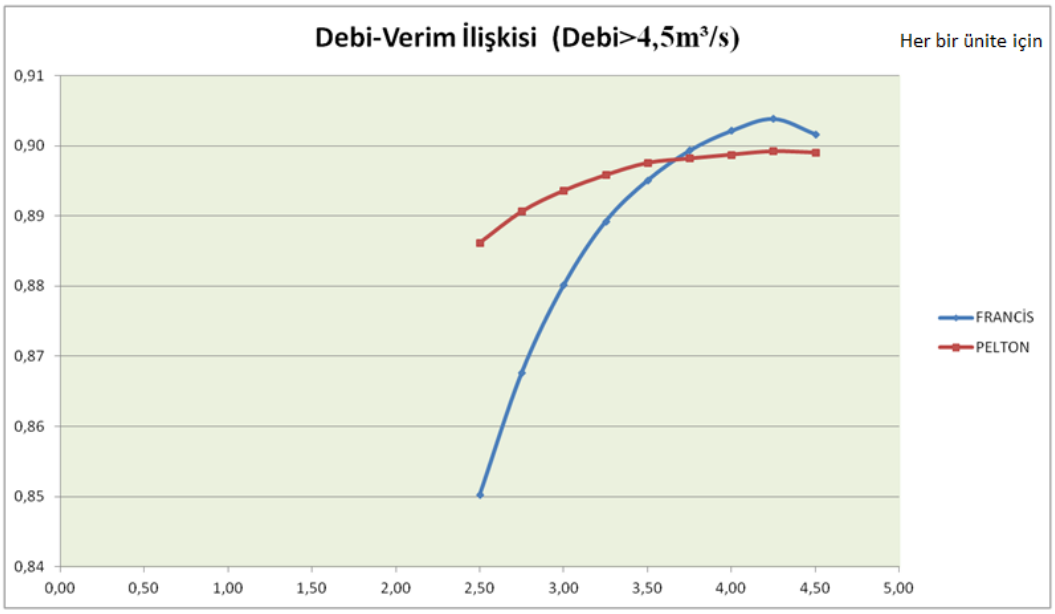
5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

- Hidrolik türbin tipleri farklı hidrolik koşullarda maksimum enerji eldesini sağlamak amacıyla farklı teknik özelliklerde tasarlanmaktadır. Kaplan, Francis ve Pelton türbinleri geçmişten bugüne en çok gelişme kaydeden ve en çok kullanım alanı bulan türbin tipleri olmuşlardır. Özlüce Regülatörü ve HES'in hidrolik koşullarının da işaretlendiği türbin tipi seçim diyagramında (Şekil 4.6) görüldüğü üzere Pelton yüksek düşü ve düşük debi koşullarında, Francis ortalama debi ve düşü koşullarında, Kaplan türbin ise alçak düşü ve geniş debi aralıklarında yüksek verim sağlamakta ve kullanım alanı bulabilmektedir. Bu diyagrama bakarak Özlüce Regülatörü ve HES'i için türbin tipi seçimi yapılacak olursa;

Özlüce Regülatörü ve HES'i yerinde su potansiyelinin değerlendirileceği kotlar arası düşü değerinin yüksek olması, debinin küçük ve zaman içinde gelen akım değerleri farkının yüksek olması, proje debisi üzerinde gelecek suların depolanarak akımın düzenlenmesi için arazinin uygun olmayışı ve bunun için yapılacak ilave masrafın, sağlayacağı faydadan çok daha fazla olacağı anlaşıldığından bu projeye en uygun türbin tipinin Pelton olduğu, aynı şartlarda alternatif olarak çalışabilecek en ideal türbin tipinin ise Francis olduğu düşünülmektedir. Karşılaştırmalı olarak Pelton ve Francis türbinlere ait debi verim grafikleri Şekil 4.22 ve Şekil 4.23' te belirtilmektedir.



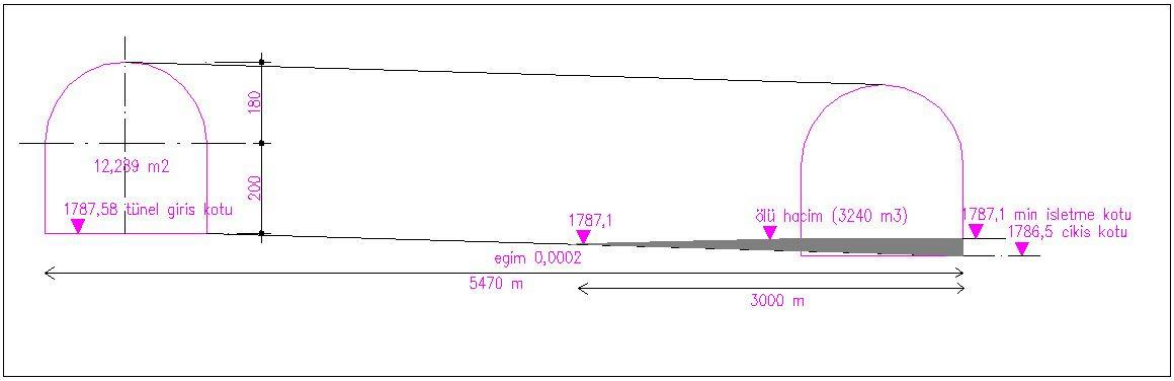
Şekil 4.22. Francis ve pelton türbini karşılaştırmalı debi-verim ilişkisi (Q≤4,5m³/s)



Şekil 4.23. Francis ve pelton türbini karşılaştırmalı debi-verim ilişkisi (Q>4,5m³/s)

Bu grafikler incelendiğinde tek ünitenin çalıştığı durum ile iki ünite devredeyken her bir ünite için 3,5 m³/s'den düşük debi değerlerinde Pelton türbin veriminin Francis türbin veriminden fazla olduğu görülmektedir. Ancak iki ünite devredeyken debinin 7 m³/s'nin üzerine çıktığı zamanlarda (her bir ünite için 3,5 m³/s), Francis türbin daha yüksek verim sağlamaktadır. Tablo 4.12'de görüleceği üzere tesisin 1 yılda 7 m³/s'nin üzerinde debi koşullarında çalışma süresi 1395,43 saat'dir. Bu da toplam çalışma zamanın %16'sı kadardır. Bu şartlarda Pelton türbin seçimi uygun görülmüştür. Ancak Tablo 4.28'de Pelton ve Francis türbinler için yapılan karşılaştırmalı enerji üretimi hesabında ikisi arasında çok fazla fark olmadığı görülmüştür. Dolayısıyla debinin her bir ünite için 3,5 m³/s'nin üzerinde gelme yoğunluğu daha fazla olsaydı mevcut kriterlere göre ilk bakışta pelton türbin tipi seçimi uygun görülmesine rağmen Francis türbin seçimi daha doğru olacaktı.

- Bu çalışmada depolamasız olarak tasarlanmış Özlüce HES Tesisi için türbin tipi soruşturması yapılmış ve Pelton türbin seçiminin uygun olduğu değerlendirilmiştir. Ancak tesisin 12,289 m² kesit alanına sahip 5470 m iletim hattına sahip olduğu ve toplam iletim hattı hacminden (67223 m³) minimum işletme kotu altında kalan ölü hacim (3240 m³) çıkarıldıktan sonra kalan 63983 m³'ün depolama alanı olarak kullanılabileceği Şekil 4.24'te görülmektedir.



Şekil 4.24. Özlüce HES iletim hattı genel görünümü

Bu durumda, tesisin depolamalı olarak tasarlanabileceği ve gelen debinin 7 m³/s'nin altında olduğu durumlarda suyun iletim hattı içerisinde depolanarak her bir ünite için Francis türbin veriminin daha yüksek olduğu 3,5 m³/s debi ile türbinlenmesi alternatif olarak düşünülmelidir. Ayrıca düşük debi gelmesi durumunda minimum debiyi türbinleyebilecek bir Pelton ve yüksek debi gelmesi durumunda maksimum verim sağlayacak bir Francis türbin ile bu tür tesislerin kompleks olarak donatılması veya ikiden fazla Pelton ile donatılması durumu için teknik olarak uygulanabilirliği ve fayda-maliyet analizi araştırılmalıdır.

- 26/06/2003 tarihli ve 25150 sayılı 'Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik'te yapılan son değişiklik ile "can suyu" kavramına yer verilmiştir. Doğal hayat için dere yatağına bırakılacak suyun miktar ve zamanlaması, kurulacak hidroelektrik enerji üretim tesisleri ile ilgili şirket tarafından hazırlanarak Bakanlık onayına sunulmaktadır. Yönetmeliğin 4. Maddesine göre "doğal hayatın devamı için bırakılacak su miktarı projeye esas olarak alınan son on yıllık ortalama akımın en az %10'u kadar olacaktır" denilmektedir. Bu maddeye göre, dereye bırakılacak su miktarı ve zamanlamasının tespiti şirkete, onayı ise Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'na bırakılmıştır. Doğal hayatın devamını güvence altına almak için "son on yıllık ortalama akımın en az %10'u" kriteri yerine DSİ tarafından her akarsu için havzasının doğal dengesini devam ettirebilecek ve diğer su haklarını güvenceye alacak bir oranı önceden belirleyip HES inşaatı yapmaya talip olacaklara ilan etmesi ve işletme sırasında da bizzat kontrolünü yapması gerekmektedir.

- Detaylı fizibilite çalışmaları yapılmamış olup ilk hesap ve tasarımlar üzerinden Özlüce Regülatörü ve HES projesi tamamlanmış olsaydı 52,20 GWh/yıl elektrik üretilebileceği hesaplanmıştır. Kapasite artışı ile birlikte şu an için üretebileceği enerji miktarı ise 83,83 GWh/yıl olarak hesap edilmiştir. Yılda üretilecek 31,63 GWh fazla enerjinin parasal karşılığı ise EİE'den alınan elektrik satış fiyatıyla hesap edildiğinde ise 2.432.091,00 $/Yıl olarak hesaplanmıştır.

- Bir akarsu enerji potansiyelinden maksimum düzeyde faydalanmak için yapılması gerekli olan ilk çalışma, o akarsu üzerinde gözlem ve ölçümlere başlamak; ikinci olarak ise bu ölçüm verilerini kullanarak detaylı bir çalışma yapmaktır. Gözlem ve ölçümlere başlamak için ihtiyaç doğuncaya kadar beklemek bir hata olur. Çünkü bir akarsudan doğru ve verimli bir şekilde istifade edilebilmesi, uzun süreli akım donelerinin toplanmasına bağlı bulunduğuna göre, bunun önceden başlatılmış olması gerekmektedir. Şekil 4.1'de de görüldüğü üzere Ülkemizde bu bölgedekine benzer pek çok akarsu ve yan kollar üzerinde A.G.İ. bulunmamaktadır. Bu kollar üzerinde çok sayıda nehir tipi hidroelektrik santraller projelendirilmiş olması dolayısıyla akım ölçümleri olmayan veya yetersiz olan havzalarda su kaynakları potansiyelinin belirlenmesi ve değerlendirilmesi giderek önem kazanmaktadır. Aksi takdirde, ihtiyaç anından itibaren senelerce beklemek mecburiyeti doğacak veya yeterli veri olmadan yapılan hidrolojik tasarımlar güvenilir olmaktan çıkacaktır.

- Son 10 yılda elektrik enerjisi üretmek için iç ihtiyaca 81833 GWh enerji harcanmıştır. Yine enerjinin nakledilmesi sırasında son 10 yılda 41840 GWh, dağıtılması esnasında ise 230056 GWh enerji kaybı söz konusudur. Bu 10 yıllık süreçte nakil esnasında ve dağıtım esnasında oluşan toplam kayıp-kaçak enerji miktarı (271896 GWh), 2012 yılı Türkiye brüt enerji talebi değerinden (241903 GWh) %12,39 daha fazladır ve ülkemiz ekonomisine maliyeti açıkça ortadadır. Enerji üretim tesislerinin gelişen teknolojiye göre bakım-onarım ve rehabilitasyonunun yapılarak verimlerinin artırılması; endüstriyel tesislerin atıl ısılarından faydalanılması veya enerji üretilmesi yönünde çalışmaların yapılması gerekmektedir. Türkiye elektrik piyasasının, üretim ve dağıtımı içeren kapsamlı bir düzenlemeye ve yeniden yapılandırmaya ihtiyacı vardır.

- Artan elektrik ihtiyacını karşılamak için ülkemizde atılacak ilk adımın çok sayıda yeni elektrik üretim tesisi kurmak yerine, insanların eğitimi ve bilinçlendirilmesi

çalışmalarını temel alan talebi yönetecek, enerjiyi daha verimli kullanarak sağlanacak tasarrufla talep artışlarını karşılayacak bir politikanın belirlenmesi gerekmektedir. Bu çalışmalar, bir defaya mahsus olmayıp gelişen teknolojiye paralel olarak bir hayat boyu sürmesi gerekmektedir. Bilinçlendirmeyle halkta davranış değişikliğinin kalıcılığı sağlanmadıkça da başarılı olunmuş sayılmaz. TÜRKBESD ve EİE tarafından yapılmış olan bir çalışmaya göre;

Halkı enerji verimli ev aletlerinin kullanımına yönelterek bu üst sınıfa geçiş dönüşüm programıyla 8 milyar kWh enerji tasarrufu olacağı tahmin edilmektedir ki bu rakam yaklaşık olarak toplam elektrik tüketimimizin %3,5'ine tekabül etmektedir.

- Enerji ihtiyacının karşılanmasında kendi öz kaynaklarımıza öncelik vererek, yenilenebilir kaynaklara yönelmek geleceğe dönük planlarda büyük önem arz edecektir. Yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelim, aynı zamanda çevrenin korunması açısından da önemlidir. Yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirilmesine öncelik ve ağırlık veren, enerji ekipmanlarının yerli üretimine destek veren kurumsal politika ve uygulamaların bir an önce hayata geçirilmesi ve desteklenmesi, değerlendirilemeyen yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının en kısa zamanda enerji arzına katkısının sağlanması gerekmektedir.

- Yerel kaynaklara dayalı enerji üretimine fiyat desteği kendi ekonomi ve teknolojimizi geliştirecektir. Bu amaçla 8 Ocak 2011 tarihinde yürürlüğe giren 5346 sayılı kanunda değişiklik yapan 6094 sayılı kanun kapsamında yerel kaynaklara dayalı enerji üretimine fiyat desteği sağlanmış ayrıca yurt içinde gerçekleşen imalat için de teşvik mekanizması geliştirilmiştir. Ancak Türkiye'nin yabancı firmalardan destek almadan türbinlerin tasarım ve imalatlarını gerçekleştirdiği ilk %100 yerli hidroelektrik santrali 26.07.2012 tarihinde geçici kabulü yapılan Trabzon ilindeki 8,97 MW kurulu güce sahip Cuniş HES'tir. Dolayısıyla enerjide dışa bağımlılığı bitirmek amacıyla yerli kaynaklardan enerji üretirken kullandığımız teçhizat yerli değilse, dışa bağımlılık büyük ölçüde devam ediyor demektir.

- TÜBİTAK, ETKB, TEMSAN, üniversiteler ve diğer araştırma kuruluşları işbirliği içerisinde; yenilenebilir enerji alanında dünyadaki teknolojik gelişmeleri analiz ederek ülkemiz şartlarında teknik ve ekonomik açıdan uygulanabilir olarak belirlenen teknoloji alternatiflerinin tespitini yapmalıdır. Uygulanabilme potansiyeline sahip teknoloji

yatırımlarına yönelik çalışma programlarını (Ar-Ge çalışmaları, pilot uygulamalar, proje finansmanı vb.), gereksinim duyulan yasal ve organizasyonel düzenlemeleri belirlemesi gerekmektedir.

- Teknolojik değişikliklerin takibini yapıp enerji sektörüne hızlı bir şekilde tatbik edip alt yapıyı değiştirmek gerekmektedir.

Geçmiş dönemlerde üretime geçen santrallerde, günümüzde özel sektör yatırımıyla üretime geçen hidroelektrik santrallere kıyasla eski teknolojiler kullanılmış olup verimleri bu santrallere göre %3-5 mertebesinde daha düşüktür. Bununla beraber yıllarca işletmede olan tesislerin yıpranmasından kaynaklı ayrıca bir verim kaybına uğradığı bilinmektedir. TEİAŞ verilerine göre ülkemizde 1956 yılından bu yana devreye alınan hidroelektrik santraller mevcuttur. Bu santrallerin verimlilik değerlerini ölçen bir çalışma başlatılmalıdır. Bu ölçümler sonucunda verim artışı sağlanabilecek santrallerin tespiti yapılmalıdır. Yenileme ve bakım-onarım çalışmalarının yapılacağı santrallerin bu dönemdeki üretim kaybının maliyeti ile bakım sonrası sağlanacak verim artışı sayesinde gerçekleşecek faydanın karşılaştırması yapılarak faydası yüksek olan santrallerin üretim programına göre en düşük kayıpların gerçekleşeceği dönemlerde rehabilitasyona alınması gerekmektedir.

- Giderek artan enerji tüketimi dünyada ve Türkiye'de yeni, yenilenebilir ve alternatif enerji kaynaklarından yararlanılmasını zorunlu hale getirmiştir. Hidroelektrik enerji, Türkiye'nin kullanılabilir en önemli yerli ve yenilenebilir enerji kaynağını oluşturmaktadır. Hidroelektrik enerjinin payının artan bir şekilde Türkiye'nin enerji politikasında yer alması, termik enerji kaynakları açısından büyük ölçüde dışa bağımlı olan ülkemiz için oldukça önemlidir. Bu doğrultuda elinde bulundurdukları hidrolik kaynaklı elektrik üretim lisanslarını ticari amaç güderek yüksek fiyatlarla satışa çıkaran ve ülkenin bir an evvel bu potansiyelden faydalanmasına engel olan kişi ve kurumların, enerji yatırımına başlamadıkları takdirde lisanslarının iptal edilmesi gerekmektedir.

- 2020 yılındaki elektrik talebi 440 milyar KWh'in üzerinde tahmin edilmektedir. Bu ihtiyacın ithal kömür ve ithal doğal gaz ile kapatılması önemli mali problemleri ortaya çıkaracaktır. Bu nedenle önümüzdeki 20 yıl içinde Türkiye hidroelektrik potansiyelini en iyi şekilde değerlendirmesi zorunlu hale gelmiştir.

6. KAYNAKLAR

Akdoğar, M., 2006. Enerji Kaynakları ve Doğu Karadeniz'in Hidroelektrik Potansiyel Dengesi Etüdü, Yüksek Lisans Tezi, Karadeniz Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Trabzon, 71s.

Başeşme, H., Mayıs 2003. Hidroelektrik Santraller ve Hidroelektrik Santral Tesisleri, Ankara, 696s.

Berkün, M., 2007. Su Yapıları (Barajlar, Savaklar ve Su Kuvvetler Tesisleri) Kitabı,Birsen Yayınevi, 667s.

Bozkurt, A. U., 2008. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Enerji Verimliliği Açısından Değerlendirilmesi, Yüksek Lisans Tezi, Dokuz Eylül Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, İzmir, 132s.

Cebeci, M., Gençoğlu, M. T., Özdemir, M. T., 26-28 Mayıs 2004. V. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, Fırat Üniversitesi Elektrik&Elektronik Mühendisliği Bölümü, Elazığ.

Cingi, U., 2010. Hidroelektrik Santral Tesisleri ve İşletilmesi, ucingi@epdk.org.tr

Demirhan, A. Y., 2006. Küçük Hidroelektrik Santrallerde Türbin Tasarımı, Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 123s.

DSİ Genel Müdürlüğü, Ekim 2012. Barajlar ve Hidroelektrik Santraller Yapısal Tasarım Rehberi 1. Barajlar Kongresi, Rehber No:006, Ankara.

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Aralık 2011. Enerji Raporu, DEK-TMK Yayın No:0019/2011, ISSN:1301-6318 Ankara, 233s.

EPDK, 2012. Elektrik Piyasası Sektör Raporu 2011.

EPDK, 2012. Eletrik Piyasası Gelişim Raporu 2011.

EPDK, Mavi Kitap, 2012. Enerji Ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı İle Bağlı ve İlgili Kuruluşların Amaç ve Faaliyetleri, Ankara.

Erdem, M., Aralık 2006. Küçük Hidroelektrik Santrallerin Tasarım Ölçütleri, Yüksek Lisans Tezi, Pamukkale Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Denizli, 201s.

Eroğlu, M., Haziran 2011. Enerji Çeşitliliği ve Gümüşhane İli Su Potansiyelinin Hidroelektrik Enerji Üretimi Yönünden İncelenmesi, Yüksek Lisans Tezi, Gümüşhane Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Gümüşhane, 105s.

ETKB, 2012. 2013 Yılı Bütçesini TBMM Genel Kurulu'na Sunuş Metni, Ankara.

ETKB Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, 2013. 2012 Yılı Faaliyet Raporu, Ankara.

Gülay, A. N., 2008. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Açısından Türkiye'nin Geleceği ve Avrupa Birliği ile Karşılaştırılması, Yüksek Lisans Tezi, Dokuz Eylül Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, İzmir, 305s.

Issı, O., 2008. Alternatif Enerji Kaynakları ve Türkiye'de Uygulanabilirliği, Yüksek Lisans Tezi, Ege Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, İzmir, 118s.

Karakuş, S., Ocak 2013. DSİ Genel Müdürlüğü Hidroelektrik Enerji Sunumu, rsekan@dsi.gov.tr

Özdemir, M.T., 2002. Küçük Hidroelektrik Santrallerde Düşü, Debi, Yük, Verim İlişkisi, Yüksek Lisans Tezi, Fırat Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Elazığ, 60s.

Özkök, V., 2006. Hidroelektrik Potansiyel Belirleme Metodları, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 65s.

Pala, R., Haziran 2007. Hidroelektrik Santrallerde Türbin Verimliliğinin Termodinamik Metodla Ölçülmesi, Yüksek Lisans Tezi, Karadeniz Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Trabzon, 131s.

Pamir, A. N., Ekim 2003. Dünyada ve Türkiye'de Doğal Kaynaklar ve Enerji Politikaları, İzmir.

Serdar Mühendislik Çevre ve Atık Yönetimi İnş., 2012. Özlüce Regülatörü ve Hidroelektrik Santralı Kapasite Artışı Nihai ÇED Raporu, Ankara.

Su Yapı Müh. ve Müşavirlik A.Ş., Ocak 2011. Özlüce Regülatörü ve Hidroelektrik Santralı Revize Fizibilite Raporu, Ankara.

TEİAŞ Genel Müdürlüğü APK Dairesi Başkanlığı, Temmuz 2012. Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık (2012-2021) Üretim Kapasite Projeksiyonu, Ankara.

TMMOB Makine Mühendisleri Odası, Nisan 2012. Türkiye'nin Enerji Görünümü, Yayın No MMO 588, ISBN:978-605-01-0358-8, Ankara, 242 s.

URL-1, Ayğan, K., Filimci, S., Güneli, S.S., Enerji Politikalarına Genel Bakış ve Alternatif Enerji Politikaları, http://www.emo.org.tr/ekler/52cf38361a20908_ek.pdf. 05 Temmuz 2013.

URL-2, Cofcof, Ş., 2008, Kanal Santrallarında Su İletim Hattı ve Yükleme Havuzları, http://www.dsi.gov.tr/docs/yayinlarimiz/kanal-santrallar%C4%B1nda-su-iletim-hatt%C4%B1.pdf?sfvrsn=4. 05 Temmuz 2013.

URL-3, Deketelaere K., Avrupa Birliği Yenilenebilir Enerji Politikası ve Hukukuna Bakış, http://www.cedbik.org/images/kaynak/3AbYenilebilirEnerjiPolitikasi.pdf. 05 Temmuz 2013.

URL-4,Deloitte, 2010. Türkiye Enerji Sektörü Raporu, http://www.invest.gov.tr/tr-TR/infocenter/publications/Documents/ENERJI.SEKTORU.PDF. 05 Temmuz 2013.

URL-5,Özgiresun, C., Türkyılmaz O., Mayıs 2012. Türkiye'nin Enerji Görünümü Konferansı,http://www.mmo.org.tr/resimler/dosya_ekler/3dd95fb5aa7f3be_ek.pdf?tipi=2&turu=X&sube=18. 05 Temmuz 2013.

URL-6,Pasin, S., Tutuş, A., Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santraller, http://www.dektmk.org.tr/pdf/enerji_kongresi_10/aylatutus.pdf. 05 Temmuz 2013.

URL-7,Tekno Tasarım, Hidroelektrik Enerji ve Türbinler, http://download.teknotasarim.com/urun_katalog/HIDROELEKTRIK_ENERJI_TURBINLER.pdf. 05 Temmuz 2013.

URL-8,YEGM, 2010, Hane Halkına Yönelik Enerji Verimliliği Araştırma Raporu, www.eie.gov.tr/document/YEGM_enerji_ver_anket_deg_raporu.pps. 05 Temmuz 2013.

URL-9,Yüksel, S., Hidroelektrik Santrallerde Elektromekanik Teçhizat, Yardımcı Elektrik Sistemleri ve Hidromekanik Teçhizat, http://www2.ce.metu.edu.tr/~ce571/links/announcement/ELEKTROMEKANIK SUNUM_08.12.2011.pdf. 05 Temmuz 2013.

URL-10,5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun'da Değişiklik Getiren 6094 Sayılı Kanun, http://www.tbmm.gov.tr/kanunlar/k6094.html. 05 Temmuz 2013.

URL-11, http://www.teias.gov.tr/TurkiyeElektrikIstatistikleri.aspx. 05 Temmuz 2013.

URL-12,http://www.epdk.gov.tr/index.php/elektrik-piyasasi/yayinlar-raporlar. 05 Temmuz 2013.

URL-13, http://enerjienstitusu.com/category/yesil-enerji/hidroelektrik/. 05 Temmuz 2013.

URL-14, http://eng.harran.edu.tr/~ccetiner/hidro_elektrik_enerji_2.pdf. 05 Temmuz 2013.

URL-15, http://www.geobilim.com/su-dongusu.html. 05 Temmuz 2013.

URL-16, http://www.temsan.gov.tr/enerji_uretme2.aspx. 05 Temmuz 2013.

URL-17, http://www.eie.gov.tr/yenilenebilir/h_hidrolik_nedir.aspx. 05 Temmuz 2013.

URL-18, http://www.globalenerji.com.tr/. 05 Temmuz 2013.

URL-19, http://topraksuenerji.org/?p=829. 05 Temmuz 2013.

URL-20,http://www.elektrikport.com/teknik-kutuphane/dosya-gelgit-enerjisinden-elektrik-elde-edilmesi/4357#ad-image-0. 05 Temmuz 2013.

URL-21, http://www.dalgaenerjisi.com/tr/?Sayfa=FotoGaleri. 05 Temmuz 2013.

URL-22, http://frmsinsi.com/showthread.php?t=82687. 05 Temmuz 2013.

URL-23,http://www.yesilplatform.com/2011/09/19/bolum-1-okyanuslarin-termal-cilginligi/. 05 Temmuz 2013.

URL-24,http://download.teknotasarim.com/urun_katalog/HIDROELEKTRIK_ENERJI_TURBINLER.pdf. 05 Temmuz 2013.

URL-25, http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=anasayfa. 05 Temmuz 2013.

URL-26, http://www.eie.gov.tr/. 05 Temmuz 2013.

URL-27, http://www.yegm.gov.tr/. 05 Temmuz 2013.

URL-28, http://www.evudp.net/. 05 Temmuz 2013.

URL-29, http://enerjienstitusu.com/sorucevap/. 05 Temmuz 2013.

URL-30, http://www.temsan.gov.tr/. 05 Temmuz 2013.

URL-31,http://teknotasarim.com/HIDROELEKTRIK_ENERJI_TURBINLER. 05 Temmuz 2013.

URL-32, http://www.ewetel.net/~h.janning/wasserktaft.html. 05 Temmuz 2013.

URL-33, http://www.teknikvideo.net/kategori/hidrolik-santral. 05 Temmuz 2013.

URL-34, http://www.teknikvideo.net/kategori/elektrik. 05 Temmuz 2013.

URL-35, http://frmsinsi.com/showthread.php?t=82687. 05 Temmuz 2013.

URL-36,http://www.dsi.gov.tr/docs/yayinlarimiz/kanal-santraller%C4%B1nda-su-iletim-hatt%C4%B1.pdf?sfvrsn=4. 05 Temmuz 2013.

URL-37, http://www.cink-hydro-energy.com/tr. 05 Temmuz 2013.

URL-38,http://www.cedbik.org/images/kaynak/3AbYenilebilirEnerjiPolitikasi.pdf. 05 Temmuz 2013.

URL-39,http://ga.water.usgs.gov/edu/hyhowworks.html#.T7BdaZ9YtyM. 05 Temmuz 2013.

URL-40, http://www.teknikvideo.net/francis-turbin-3d-animasyon.html. 05 Temmuz 2013.

URL-41, http://www.eie.gov.tr/projeler/p_uygulamalar.aspx 05 Temmuz 2013.

URL-42, http://www.dsi.gov.tr/ 05 Temmuz 2013.

URL-43,Yeni Enerji, Ocak-Şubat 2010, Sayı 14, Hidrolik Türbinlerin Verim Artışlarındaki Fayda Analizi, http://www.yenienerji.info/?pid=22432. 05 Temmuz 2013.

URL-44,http://www.bloomberght.com/yorum/mustafa-salih/1216177-2014te-elektriksiz-kalabiliriz. 05 Temmuz 2013.

URL-45,http://www.ensonhaber.com/turk-mucitler-uretti-15-tlye-isinma-elektrik-sogutma-2013-02-20.html. 05 Temmuz 2013.

URL-46,http://ekonomi.haberturk.com/makro-ekonomi/haber/712625-elektrik-hiz-kesmiyor. 05 Temmuz 2013.

URL-47,http://www.ensonhaber.com/taner-yildiz-herkes-elektrik-uretebilecek-2013-02-22.html. 05 Temmuz 2013.

URL-48,http://enerjienstitusu.com/2013/03/13/yildiz-enerji-tasarrufu-hedeflerini-acikladi/?utm_source=dlvr.it&utm_medium. 05 Temmuz 2013.

URL-49,http://www.ensonhaber.com/turkiyenin-ilk-gunes-enerjisi-kulesi-kuruldu-2013-04-24.html. 05 Temmuz 2013.

URL-50,http://enerjienstitusu.com/2013/07/19/heslerden-6-ayda-6-1-milyar-lira-gelir/?utm_source=dlvr.it&utm_medium=facebook 19 Temmuz 2013.

URL-51, http://www.denizhaber.com/HABER/19860/1/dogu-karadeniz-mikro-hes.html 05 Temmuz 2013.

ÖZGEÇMİŞ

Adı: Miraç

Soyadı: BULUT

Doğum yılı, yeri: Trabzon-Merkez, 1984

Baba adı: Murat

Trabzon/Merkez/Aktoprak Köyü'nde 1995 yılında Aktoprak Köyü İlkokulu'ndan, 1998 yılında Yavuz Selim İlköğretim Okulu'ndan, 2002 yılında Kanuni Anadolu Lisesi'nden mezun oldu. 2004 yılında Karadeniz Teknik Üniversitesi Gümüşhane Mühendislik Fakültesi İnşaat Mühendisliği Bölümüne kayıt yaptırdı. Bu bölümden 2008 yılında mezun oldu. 2009 yılında Kars İl Merkez Jandarma Komutanlığı'nda askerlik görevini tamamladı. 2009 yılında Kayseri ilinde Çamlıca 3 Barajı'nda meslek hayatına giriş yaptı. Buradaki görevinin ardından çalıştığı firmanın Giresun ilindeki Yüce HES Şantiyesi'nde görevine devam etti. Sonrasında Trabzon'un Sürmene ilçesinde Vizara HES Şantiyesi'nde başladığı görevini projenin işletmeye geçmesiyle birlikte tamamladı. Şu an Erzurum İspir'de Özlüce Regülatörü ve HES Projesi'nde meslek hayatına devam etmektedir.

İletişim Bilgileri:

Aktoprak Köyü Saraylar Mah. Yukarı Mevki No:13/A

Merkez/Trabzon

Cep Tel: 0534 234 19 84

e-posta adresi (1): miracbulut@hotmail.com

e-posta adresi (2): miracbulut@hotmail.com.tr