

**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ**

**ORTA ÖLÇEKLİ HİDROELEKTRİK ENERJİ TESİSLERİNİN İNCELENMESİ  
İÇİN ÖRNEK BİR ÇALIŞMA-  
BAĞIŞLI REGÜLATÖRÜ VE HES**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Baver MERCAN**

**Yenilenebilir Enerji Anabilim Dalı**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Programı**

**OCAK 2014**



**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ**

**ORTA ÖLÇEKLİ HİDROELEKTRİK ENERJİ TESİSLERİNİN İNCELENMESİ  
İÇİN ÖRNEK BİR ÇALIŞMA-  
BAĞIŞLI REGÜLATÖRÜ VE HES**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Baver MERCAN  
301101006**

**Yenilenebilir Enerji Anabilim Dalı**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Programı**

**Tez Danışmanı: Prof. Dr. Bihrat ÖNÖZ**

**OCAK 2014**



İTÜ, Enerji Enstitüsü'nün 301101006 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Baver MERCAN**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “**ORTA ÖLÇEKLİ HİDROELEKTRİK ENERJİ TESİSLERİNİN İNCELENMESİ İÇİN ÖRNEK BİR ÇALIŞMA – BAĞIŞLI REGÜLATÖRÜ VE HES**” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

**Tez Danışmanı :**      **Prof. Dr. Bihrat ÖNÖZ**      .....

İstanbul Teknik Üniversitesi

**Jüri Üyeleri :**      **Prof. Dr. Şevket ÇOKGÖR**      .....

İstanbul Teknik Üniversitesi

**Yrd. Doç. Dr. Burak BARUTÇU**      .....

İstanbul Teknik Üniversitesi

**Teslim Tarihi :**      **9 Aralık 2013**

**Savunma Tarihi :**      **22 Ocak 2014**



*Anneme,*





## ÖNSÖZ

Tarih boyunca yaşanan bütün büyük savaşların enerji ihtiyacından ve buna bağlı kaynak arayışlarından meydana geldiği düşünülürken ülkelerin enerji politikalarına gösterdikleri önem ve hassasiyet rahatlıkla anlaşılabilir. Bununla birlikte günümüzde petrol ve doğal gaz rezervlerine sahip ülkelerin bu varlıkları siyasi tehdit unsuru gibi kullanması, enerji ithalatı yapan ülkeler için yenilenebilir enerji kaynaklarının önemini arttırmıştır.

Bu çalışmada ülkemizin emre amadeliğe en yakın ve potansiyeli en yüksek yenilenebilir enerji kaynağı olan hidroelektrik enerji ele alınmıştır. Bu bağlamda inşaatı 2008 yılı sonunda tamamlanmış ve beş yıldır üretimde olan orta ölçekli bir hidroelektrik enerji tesisi inşaatından günümüze kadar bütün girdi ve çıktılarıyla değerlendirilmiş; hidrolojik etüt, alternatif işletme çalışmaları yapılmış ve işletme sorunları incelenmiştir. Çalışma sonuçlarının bu alanda çalışan veya çalışacak kişi/kurumlara yardımcı olması beklenmektedir.

Bu çalışmanın gerçekleşmesi için benden desteğini esirgemeyen, engin bilgi ve tecrübelerini paylaşmakta tereddüt etmeyen, tez danışmanım ve saygıdeğer hocam Prof. Dr. Bihrat ÖNÖZ'e teşekkürlerimi sunarım.

Çalışma sırasında bilgisinden ve desteğinden yararlandığım dayım Endüstri Mühendisi Kemal CEYLAN'a; gösterdiği anlayış, sunduğu imkanlar ve sürekli motivasyon sağlayan sözleri için babam Baki MERCAN'a teşekkür ederim.

Çalışmamın ilerlemesinde büyük paya sahip dedem Kamil CEYLAN'a, elli yılı aşkın tecrübesini paylaştığı için teşekkürü bir borç bilirim.

Aralık 2013

Baver Mercan  
Elektrik Elektronik Mühendisi



## İÇİNDEKİLER

### Sayfa

ÖNSÖZ.....	vii
İÇİNDEKİLER .....	ix
KISALTMALAR .....	xi
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xiii
ŞEKİL LİSTESİ.....	xv
ÖZET.....	xvii
SUMMARY .....	xix
<b>1. GİRİŞ .....</b>	<b>1</b>
1.1 Çalışmanın Konusu .....	1
1.2 Çalışmanın Amacı ve Adımları .....	2
1.3 Önceden Yapılmış Çalışmalar .....	3
<b>2. HİDROELEKTRİK ENERJİ .....</b>	<b>5</b>
2.1 Hidroelektriğin Tarihçesi .....	5
2.2 Hidroelektrik Potansiyel .....	6
2.3 Dünya’da Hidroelektrik Enerji .....	7
2.4 Türkiye’de Su Politikası ve Hidroelektrik Enerji.....	8
2.4.1 Strateji ve mevzuat .....	8
2.4.2 Hidroelektrik enerji üretimi .....	10
<b>3. HİDROELEKTRİK ENERJİ TESİSLERİ .....</b>	<b>13</b>
3.1 Hidroelektrik Enerji Tesislerinin Çalışma Prensipleri .....	13
3.2 Hidroelektrik Enerji Tesislerinin Sınıflandırılması .....	15
3.2.1 Düşü yüksekliğine göre sınıflandırma .....	17
3.2.2 Biriktirme yapılıp yapılmadığına göre sınıflandırma.....	17
3.2.3 İsale yapılıp yapılmadığına göre sınıflandırma.....	17
3.3 Biriktirmesiz Orta Ölçekli Hidroelektrik Enerji Tesisleri ve Elemanları.....	17
3.3.1 Su alma yapısı .....	18
3.3.2 Çökeltim havuzu .....	19
3.3.3 İsale hattı .....	20
3.3.4 Yükleme odası.....	21
3.3.5 Cebri boru .....	22
3.3.6 Santral binası ve türbin .....	23
<b>4. RETSCREEN PROJE ANALİZ YAZILIMI .....</b>	<b>29</b>
4.1 Yazılımın Kullanım Amacı .....	29
4.2 Girdiler ve Çıktılar .....	30
4.2.1 Başlangıç .....	30
4.2.2 Enerji modeli.....	31
4.2.3 Emisyon analizi.....	32
4.2.4 Finansal analiz.....	33
<b>5. TAŞKIN TEKERRÜR ANALİZİ.....</b>	<b>35</b>
5.1 Yöntemler.....	35
5.1.1 Gumbel dağılımı .....	36

5.1.2 Log Pearson Tip III dağılımı.....	36
<b>6. UYGULAMA.....</b>	<b>39</b>
6.1 Projenin Tanıtılması .....	39
6.1.1 Proje yeri .....	39
6.1.2 Hidroloji .....	40
6.1.3 Tesisler .....	42
6.1.4 Planlanan üretim projeksiyonu.....	48
6.1.5 Proje finans.....	48
6.2 Güncel Verilerle Projenin Yeniden Değerlendirilmesi .....	48
6.2.1 Yöntem .....	48
6.2.2 Akım gözlem istasyonlarının belirlenmesi.....	49
6.2.3 Akım gözlem istasyonlarına ait debi gidiş eğrileri.....	51
6.2.4 Akım gözlem istasyonların ait debi süreklilik eğrileri .....	54
6.2.5 Akımların regülatör yerine taşınması .....	56
6.2.6 Tasarım debisi ve kurulu güç seçimi.....	57
6.2.6.1 Farklı yaklaşımlarla proje debi süreklilik eğrileri .....	57
6.2.6.2 Farklı yaklaşımlarla proje debi gidiş eğrileri .....	60
6.2.7 İşletme ve optimizasyon çalışmaları .....	61
6.2.7.1 Alternatif debilerle uzun yıllara ait işletme.....	61
6.2.7.2 Gerçekleşen üretim miktarları ve karşılaştırma .....	67
6.3 RETScreen Uygulaması .....	68
6.3.1 Başlangıç .....	68
6.3.2 Enerji modeli .....	69
6.3.3 Emisyon analizi .....	73
6.3.4 Finansal analiz.....	74
6.4 Taşkın Tekerrür Analizi .....	77
6.4.1 Referans değerler.....	77
6.4.2 Yöntem .....	78
6.4.3 Sonuçların karşılaştırılması .....	81
6.5 İşletme Problemleri ve Çözüm Önerileri.....	81
6.5.1 Donma .....	82
6.5.2 Kum birikimi .....	86
6.6 SWOT Analizi .....	88
<b>7. SONUÇ VE ÖNERİLER.....</b>	<b>91</b>
<b>KAYNAKLAR.....</b>	<b>95</b>
<b>EKLER.....</b>	<b>99</b>
<b>ÖZGEÇMİŞ.....</b>	<b>113</b>

## **KISALTMALAR (A'dan Z'ye olacak)**

<b>AGİ</b>	: Akım Gözlem İstasyonu
<b>DSİ</b>	: Devlet Su İşleri
<b>EİE</b>	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
<b>EPDK</b>	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
<b>ETKB</b>	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
<b>GWh</b>	: Gigavatsaat
<b>HES</b>	: Hidroelektrik Santral
<b>HET</b>	: Hidroelektrik Tesis
<b>IEA</b>	: Uluslararası Enerji Ajansı
<b>kW</b>	: Kilovat
<b>kWh</b>	: Kilovatsaat
<b>MW</b>	: Megavat
<b>TEİAŞ</b>	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
<b>TWh</b>	: Teravatsaat
<b>YEK</b>	: Yenilenebilir Enerji Kanunu
<b>YEGM</b>	: Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü



## ÇİZELGE LİSTESİ

### Sayfa

Çizelge 2.1 : Ekonomik olarak yapılabilir projelerin durumu.....	12
Çizelge 3.1 : Düşü uygulama yükseklikleri.....	26
Çizelge 6.1 : Fizibilitede yer alan taşkın analizi.....	42
Çizelge 6.2 : AGİ'lere ait yağış alanları ve gözlem yılları .....	51
Çizelge 6.3 : Uygulanan tasarım debisi için uzun yıllara ait işletme.....	63
Çizelge 6.4 : Alternatif tasarım debisi için uzun yıllara ait işletme.....	64
Çizelge 6.5 : Uygulanan tasarım debisi için gözlenen yıllarla uzun yıllara ait işletme .....	65
Çizelge 6.6 : Alternatif tasarım debisi için gözlenen yıllarla uzun yıllara ait işletme .....	66
Çizelge 6.7 : Bağışlı HES dört yıllık üretim bilgileri .....	67
Çizelge 6.8 : Bağışlı projesine ait tekerrür analizi sonuçları .....	78
Çizelge 6.9 : 2621 ve 2630 Gumbel analiz sonuçları .....	79
Çizelge 6.10 : 2621 ve 2630 Log Pearson analiz sonuçları.....	79





## ŞEKİL LİSTESİ

### Sayfa

Şekil 1.1 : Çalışmanın adımları .....	2
Şekil 2.1 : Ülkelerin teknik ve ekonomik hidroelektrik potansiyelleri.....	7
Şekil 2.2 : Türkiye’de hidroelektrik enerji mevzuatının tarihsel gelişimi.....	10
Şekil 2.3 : Kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı.....	11
Şekil 2.4 : Üretimin kaynaklara göre dağılımı.....	11
Şekil 2.5 : HES lisans gelişimi .....	12
Şekil 3.1 : Hidroelektrik enerji üretim şeması .....	13
Şekil 3.2 : Hidroelektrik enerji santralinde enerji üretimi .....	15
Şekil 3.3 : Akım tipleri: a) Serbest yüzeyli akım. b) Basınçlı akım .....	17
Şekil 3.4 : Biriktirmesiz hidroelektrik santral kesiti.....	18
Şekil 3.5 : Çift gözlü bir çökeltim havuzunun plan ve boykesiti.....	20
Şekil 3.6 : Trapez kanal enkesiti.....	20
Şekil 3.7 : Düşey eksen Francis türbini .....	25
Şekil 3.8 : Kaplan türbini.....	25
Şekil 3.9 : Pelton türbini çalışma prensibi .....	26
Şekil 3.10 : Kısmi yüklerde çalışma verimleri .....	27
Şekil 3.11 : Debi ve düşü değerlerine göre türbin seçimi.....	27
Şekil 4.1 : RETScreen başlangıç kısmı.....	30
Şekil 4.2 : RETScreen enerji modeli-1 .....	31
Şekil 4.3 : RETScreen enerji modeli-2 .....	32
Şekil 4.4 : RETScreen emisyon analizi .....	32
Şekil 4.5 : RETScreen finansal analiz .....	33
Şekil 6.1 : Bağışlı köyü uydu görüntüsü.....	40
Şekil 6.2 : Van-Hakkari karayolu ve Zap suyu görünümü.....	40
Şekil 6.3 : Zap suyu havzası, regülatör yeri ve AGİ’ler .....	41
Şekil 6.4 : Regülatör yeri genel vaziyet planı.....	44
Şekil 6.5 : Santral binası ve cebri boru genel yerleşim planı.....	45
Şekil 6.6 : 3D arazi modeli ile menbada manşaba bakış .....	46
Şekil 6.7 : 3D arazi modeli ile mansaptan manbaya bakış .....	47
Şekil 6.8 : 2630, 2622 ve 2621 AGİ’leri .....	50
Şekil 6.9 : 2621 debi gidiş eğrisi .....	51
Şekil 6.10 : 2621 boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	52
Şekil 6.11 : 2622 debi gidiş eğrisi .....	53
Şekil 6.12 : 2622 boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	53
Şekil 6.13 : 2630 debi gidiş eğrisi .....	54
Şekil 6.14 : 2630 boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	54
Şekil 6.15 : 2621 debi süreklilik eğrisi .....	55
Şekil 6.16 : 2622 debi süreklilik eğrisi .....	56
Şekil 6.17 : 2630 debi süreklilik eğrisi .....	56
Şekil 6.18 : Debi süreklilik eğrileri: projede uygulanan, 2621 korelasyonu, 2630- 2622 korelasyonu .....	59

Şekil 6.19 : Gözlenen verilerle Kasım ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	60
Şekil 6.20 : Tamamlanan verilerle Kasım ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi.....	61
Şekil 6.21 : RETScreen proje bilgileri sayfası.....	68
Şekil 6.22 : RETScreen saha referans koşulları sayfası.....	69
Şekil 6.23 : RETScreen saha referans koşulları sayfası.....	70
Şekil 6.24 : RETScreen türbin verimliliği çıktısı.....	71
Şekil 6.25 : RETScreen normalleştirilmiş debi değerleri .....	71
Şekil 6.26 : RETScreen normalleştirilmiş debi değerleri .....	72
Şekil 6.27 : RETScreen enerji modeli özet çıktısı .....	73
Şekil 6.28 : RETScreen emisyon analizi .....	73
Şekil 6.29 : RETScreen finansal analizi .....	74
Şekil 6.30 : RETScreen kısa vadeli kümülatif nakit akışı .....	76
Şekil 6.31 : RETScreen proje ömrüne göre kümülatif nakit akışı .....	76
Şekil 6.32 : 2621 istasyonu gözlenen maksimum akımlar.....	77
Şekil 6.33 : 2630 istasyonu gözlenen maksimum akımlar.....	78
Şekil 6.34 : Taşkın analizi zarf eğrileri.....	80
Şekil 6.35 : Su alma yapısında gerçekleşen donma .....	83
Şekil 6.36 : Donmuş çökeltim havuzu .....	83
Şekil 6.37 : İsale kanalında gerçekleşen donma .....	83
Şekil 6.38 : Çalışmalar sonucu su akışı sağlanan çökeltim havuzu.....	84
Şekil 6.39 : Ay bazında üretim bilgileri.....	85
Şekil 6.40 : Çökeltim havuzu kum birikimi-2009 .....	86
Şekil 6.41 : Çökeltim havuzu kum birikimi-2010 .....	87
Şekil 6.42 : Zarar gören türbin çarkları.....	87
Şekil 6.43 : Bağışlı HES SWOT analizi .....	89
Şekil B.1 : Gözlenen verilerle Ekim ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	102
Şekil B.2 : Tamamlanan verilerle Ekim ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi.....	102
Şekil B.3 : Gözlenen verilerle Aralık ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi.....	103
Şekil B.4 : Tamamlanan verilerle Aralık ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	103
Şekil B.5 : Gözlenen verilerle Ocak ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	104
Şekil B.6 : Tamamlanan verilerle Ocak ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	104
Şekil B.7 : Gözlenen verilerle Şubat ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi.....	105
Şekil B.8 : Tamamlanan verilerle Şubat ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	105
Şekil B.9 : Gözlenen verilerle Mart ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	106
Şekil B.10 : Tamamlanan verilerle Mart ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi.....	106
Şekil B.11 : Gözlenen verilerle Nisan ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi.....	107
Şekil B.12 : Tamamlanan verilerle Nisan ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	107
Şekil B.13 : Gözlenen verilerle Mayıs ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	108
Şekil B.14 : Tamamlanan verilerle Mayıs ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	108
Şekil B.15 : Gözlenen verilerle Haziran ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	109
Şekil B.16 : Tamamlanan verilerle Haziran ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi.....	109
Şekil B.17 : Gözlenen verilerle Temmuz ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi.....	110
Şekil B.18 : Tamamlanan verilerle Temmuz ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	110
Şekil B.19 : Gözlenen verilerle Ağustos ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi.....	111
Şekil B.20 : Tamamlanan verilerle Ağustos ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	111
Şekil B.21 : Gözlenen verilerle Eylül ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi .....	112
Şekil B.22 : Tamamlanan verilerle Eylül ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi.....	112

## **ORTA ÖLÇEKLİ HİDROELEKTRİK ENERJİ TESİSLERİNİN İNCELENMESİ İÇİN ÖRNEK BİR ÇALIŞMA-BAĞIŞLI REGÜLATÖRÜ VE HES**

### **ÖZET**

Yenilenebilir enerji kaynakları ve bu kaynakların verimli kullanılması gelişmekte olan ülkelerin sosyo ekonomik durumunu ve refah düzeyini doğrudan etkileyebilmektedir. Bu kaynakların içerisinde fosil yakıtlarla emre amadelik bakımından rekabet edebilecek birincil kaynak türü hidroelektrik enerjidir.

Ülkemiz hidroelektrik potansiyel bakımından birçok gelişmiş ülkenin önünde yer almaktadır. Ancak pratikte su kaynaklarının kullanılmasında yaşanan planlama hataları, üretim seviyesinin potansiyelimizin uzağında kalmasına neden olmaktadır. Projelerin ülke ekonomisine katkı verebilmesi ve enerjide dışa bağımlılığın azaltılması; ancak doğru planlama ve optimize edilmiş mühendislik uygulamaları ile mümkün olabilir.

Ülkemizde yapılması planlanan veya işletmeye alınmış hidroelektrik santral projeleri arasında en yaygın olan tesisler orta ölçekli biriktirmesiz tip santrallerdir. Özellikle biriktirme yapılmadığından tesisin inşaatında farklı yöntemler kullanmak mümkündür. Bu yöntemlerin seçimlerinde her proje birbirinden farklı olarak değerlendirilmeli, geçmiş yıllara ait akım verileri titizlikle incelenmeli ve oluşturulacak eğilim analizleri ile geleceğe dair bilimsel sonuçlar ortaya konmalıdır. Bu sonuçlardan en önemlisi tasarım debisinin belirlenmesidir. Tasarım debisi tesis elemanlarının (su alma yapısı, regülatör, çökeltim havuzu, isale hattı, yükleme odası, cebri boru, türbin) projelendirilmesindeki en önemli değişkendir. Doğru hesaplanamayan tasarım debisi yanlış işletme stratejilerini, önceden tahmin edilemeyen maliyetleri ve kayıpları beraberinde getirir.

Bu çalışmada verimli çalıştığına ülke ekonomisine önemli katkılar sağlayabilecek orta ölçekli biriktirmesiz tip “Bağışlı Regülatörü ve Hidroelektrik Santrali (HES)” projesi inşaatından başlanarak mevcut işletme sistemine kadar incelenmiştir. Santral inşa edilmeden önce proje yerinde herhangi bir akım ölçümü yapılmadığından tesis projesi hazırlanırken kullanılan verilerin doğruluğu sorgulanmış; farklı yöntem ve yaklaşımlarla alternatif tasarım debisi saptama ve işletme çalışmaları yapılmıştır. Bununla birlikte RETScreen yazılımı yardımıyla yatırımcı firmaya katkı sunacak karar verme algoritması oluşturulması hedeflenmiştir. Çalışma taşkın analizleri ile desteklenmiş, mevcut işletme sorunlarının başında gelen donma ve kum birikimi ile ilgili tespit ve öneriler ortaya konmuştur. Son olarak SWOT analizi ile tesis irdelenmiştir.

Çalışmanın sonunda elde edilen veriler ve ortaya konan tespitler tatmin edicidir. Bu sonuçlar hem çalışma esnasında hemde çalışma sonunda tesisin işletmesini yapan firma tarafından temin edilmiş ve kullanılmıştır.



## **A CASE STUDY ON FEASIBILITY ASSESMENT OF MID-SIZE HYDROELECTRICITY POWER PLANTS-BAĞIŞLI WEIR AND HEPP**

### **SUMMARY**

Efficient use of renewable energy sources in developing countries can directly affect the level of socio-economic status and well-being in a positive way. Among these resources, hydroelectric energy is the primary source that can compete with fossil fuels in terms of availability.

Turkey can be listed as one of the top countries, which have great hydropower potential. However, in practice, due to political and engineering mistakes in use of water resources, production level stays far away from potential. Make projects able to contribute to the country's economy and reduce dependency can be only possible with excellent planning and optimized engineering.

Among the hydroelectric power plant projects planned or taken into operation in Turkey, the most common type is mid-size run-of-river power plants. In construction of these facilities, different methods can be use as there is no accumulation. While making a decision about these methods, each project should be considered as different from others. Discharge data of the river should be examined carefully and scientific expectation for near future should be established by trend analysis. From these results to determine, the most crucial one is design flow of turbines. Design flow rate is the most important variable in preparing a project of all parts of facility including weir, water intake structure, settling basin, transmission line, forebay, penstock and turbine. Miscalculation of design flow rate brings wrong operation strategies, unexpected costs and losses with itself.

In this study, mid-size and run-of-river type “Bağışlı Weir and Hyroelectric Power Plant”, which can provide contributions to the country's economy while running efficiently, analysed from beginning of construction to the current operating system. There are no river flow records or measurements held on the project site. Thus, in this case study not only accuracy of the data used in project is questioned also different methods and alternative approaches to the design and operation were carried out to determine the flow rate. In addition, RETScreen project analyse software is used to help investor in creating decision-making algorithm. Study supported with flood analysis. Identification and recommendations about the two main problem freezing and sand accumulation are expressed. As last bu not least, a SWOT analyse used to reveal last situation of the facility.

At the end of the study, results and data obtained are satisfactory. These results are shared with operating company both during and at the end of the study.



# 1. GİRİŞ

## 1.1 Çalışmanın Konusu

Dünyamızda hayatın devamı için en önemli unsur sudur. Günümüzde yenilenebilir enerji denildiğinde akla gelen ilk kaynak emre amadeliğinin diğer yenilenebilir kaynaklara göre fazla olması nedeniyle hidroelektrik enerjidir. Dünya genelinde artan elektrik enerjisi talebi göz önünde bulundurulduğunda fosil yakıtlardan vazgeçmek elbette mümkün değildir. Ancak hidroelektrik enerji, özellikle biriktirmeli tesislerle, bu talebin karşılanmasında kilit rol oynayabilmektedir.

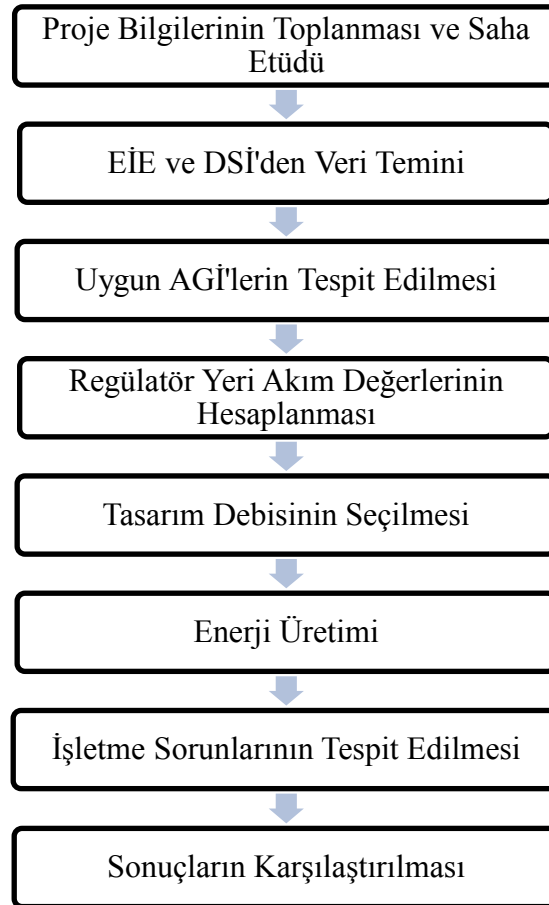
Ülkemiz, Avrupa'da Norveç'ten sonra en büyük hidroelektrik potansiyele sahip ülkedir. Bu potansiyelin değerlendirilmesi ekonomik sorunları başlıca enerji kaynaklı olan Türkiye için elzemdir. Hidroelektrik enerji; pik talepleri karşılayabilmesi ve uzun ömürlü tesislerle üretilmesi nedeniyle güvenilir enerji arzı sağlamaktadır. Ülkemizde son on yıldır enerji politikalarının oluşturulması konusunda farklı çalışmalar yapılmaktadır. Bunlardan en önemlisi 18 Mayıs 2005 tarihli Resmi Gazete'de yayınlanan "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun (YEK Kanunu)" 'dur. Bu kanun özel sektörün ülkemizin enerji arzında eskiye nazaran daha kilit bir oyuncu haline getirmiştir.

Bu çalışma, verimli çalıştığında ülke ekonomisine önemli katkılar sağlayabilecek Hakkari il sınırları içerisinde, Zap Suyu üzerinde kurulu "Bağışlı Regülatörü ve Hidroelektrik Santrali (HES)" projesini inşaatından başlayarak mevcut işletme sistemine kadar incelemektedir. Tesis inşaa edilmeden önce proje yerinde herhangi bir akım ölçümü yapılmamıştır. Bu nedenle proje hazırlanırken kullanılan verilerin tamamı farklı istatistiksel ve matematiksel yöntemlerle elde edilmiştir. Bu çalışmada tesis projesi hazırlanırken kullanılan verilerin doğruluğu sorgulanmış ve farklı yöntem ve yaklaşımlarla tasarım debisi saptama çalışmaları yapılmıştır. Tasarım debisi, hidroelektrik enerji tesisinde (HET) bütün elemanların (su alma yapısı, regülatör, çökeltim havuzu, isale hattı, yükleme odası, cebri boru, türbin) projelendirilmesindeki en mühim değişkendir. Bunun doğal sonucu olarak proje

maliyetlerine doğrudan etkisi vardır. Bu nedenle tüm debi değerleri güncellenerek yeniden hesaplanmıştır. Bu hesaplamalar çalışmanın temel dayanağıdır. (2012 yılına ait raporlar henüz ilgili kurumlarca tamamlanmadığından hesaplamalarda kullanılan istatistiki birçok verinin en güncel olanları 2011 yılına aittir.)

## 1.2 Çalışmanın Amacı ve Adımları

Bu çalışmada, debisi ve düşüsü göz önünde bulundurulduğunda orta ölçekli HES grubuna giren Bağışlı HES için Kanada menşeli RETScreen yazılımı yardımıyla yatırımcı firmaya katkı sunacak karşılaştırmalı sonuçlar ve alternatifler ortaya konulması hedeflenmiştir. Bu hedef doğrultusunda öncelikle yatırımcı firmadan proje ile ilgili fizibilite ve detaylar temin edilmiş, işletmede ki santral birçok kez ziyaret edilmiştir. Daha sonra eski adıyla Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) (Şimdiki adı ile Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (YEGM)) ve Devlet Su İşleri'nden (DSİ) santrale yakın tüm Akım Gözlem İstasyonları'na (AGİ) ait veriler temin edilmiştir. Çalışmanın diğer adımları Şekil 1.1'de verilmiştir.



Şekil 1.1 : Çalışmanın adımları



### 1.3 Önceden Yapılmış Çalışmalar

Türkiye’de hidroelektrik potansiyelin tahmini için farklı yöntemler kullanılarak bazı çalışmalar yapılmıştır. Bu çalışmalar brüt ve ekonomik potansiyel üzerinde yoğunlaşmıştır. Hidroelektrik potansiyelin değerlendirilmesi amacıyla kurulan ilk kurum 1935’te kurulan EİE’dir (TEİAŞ, 2009). Uzun yıllar boyunca HES projeleri bu kurum tarafından geliştirilmiş ve işletmeye alınmıştır. “Bağışlı Regülatörü ve HES” ile ilgili ilk çalışma Zap Suyu İstikşaf çalışmaları kapsamında 1976 yılında başlamıştır. Bu çalışmaların sonuçları EİE tarafından 1978 yılında yayınlanan “Zap Suyu İstikşaf Raporu” içerisinde yer almıştır (EİE, 1978). İlerleyen yıllarda Fırat-Dicle havzasına bağlı Zap suyu havzasına ait master plan raporlarında (EİE, 1987) Bağışlı projesiyle ilgili çalışmalar devam ettirilmiştir. Bu tarihe kadar yapılan tüm çalışmalarda Bağışlı projesi işletmedeki şeklinin aksine “Baraj” tipi tesis olarak planlanmıştır. Ancak 1996 yılında EİE tarafından hazırlanan “Bağışlı Regülatörü ve Hidroelektrik Santrali Yapılabilirlik Raporu” (EİE, 1996) içeriğinde Bağışlı için baraj planlaması, biriktirmesiz nehir tipi tesis olarak değiştirilmiştir. Bölgenin jeolojik yapısı dikkate alındığında santral yerinin baraj olarak planlanması mümkündür. Ancak membaya yakın yapılması planlanan barajlar nedeniyle yaşanabilecek su tutma problemleri ve proje maliyetleri göz önünde bulundurularak proje revize edilmiştir.

EİE tarafından yapılan çalışmalar dışında Bağışlı projesi özelinde yapılan bir çalışma mevcut değildir. Bunlardan başka (Erdem, 1996) tarafından Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nin hidroelektrik potansiyelinin incelendiği çalışma, (Kaygusuz, 1999) tarafından Türkiye’nin hidroelektrik potansiyelini ve hidroelektrik enerjinin elektrik üretimindeki payını inceleyen çalışma, (Bakış ve Tip, 2007) tarafından Zap suyu havzasının hidroelektrik potansiyelinin incelendiği çalışma Zap havzası geneli için yapılan ve benzer yöntemlerle ortaya konan çalışmalardır.



## **2. HİDROELEKTRİK ENERJİ**

Hidroelektrik enerji suyun potansiyel enerjisinin mekanik enerjiye; mekanik enerjinin de elektrik enerjisine dönüştürülmesi ile elde edilir. HET'lerde temel prensip su kütlelerinin düşey bir mesafeden düşürülmesi sonucu elde edilen enerji kazanımına dayanır. Bu kısımda yenilenebilir ve yerli bir kaynak olması nedeniyle konvansiyonel enerji üretim kaynaklarına alternatif olarak görülen hidroelektrik enerjinin tarihi ile Dünya'daki ve ülkemizdeki mevcut durumu ele alınacaktır.

### **2.1 Hidroelektriğin Tarihçesi**

İnsanoğlunun sudan fayda sağlama çalışmaları iki bin yıllık bir geçmişe dayanmaktadır. İnsanlığın tarihsel gelişimine ve değişen ihtiyacına göre farklı alanlarda kullanılan yöntemler geliştirilmiştir. Diğer tüm enerji hammaddeleri için geçerli olan "En pahalı enerji bulunamayan enerjidir" prensibi sudan elektrik üretiminin gelişimini de anlamaya yardımcı olmaktadır. İlk olarak (M.Ö. 500) ağaçlar kullanılarak yapılan su değirmenleri mısır ve buğday tanelerinden un elde edilmede kullanılmıştır. Sanayi devrimi sonrası 19. Yüzyılın başlarında elektrik enerjisine duyulan ihtiyaç suyun elektrik enerjisi üretimi amacıyla kullanılmasını beraberinde getirmiştir (Tuğrul, 2011). Elektrik enerjisi ilk defa 1878 yılında günlük hayatta kullanılmaya başlanmış, ilk hidroelektrik santral (aynı zamanda ilk elektrik santrali) 1882'de Londra'da işletmeye alınmıştır. Ülkemizde ise ilk elektrik üretim tesisi Tarsus'ta kurulan ve 2 kW gücündeki küçük su türbininden oluşan tesistir (TEİAŞ, 2009). 20. yüzyılın başlarından itibaren hidroelektriğin altın çağı başlamış ve bu yükseliş petrolün öncü enerji hammaddesi olmasına kadar sürmüştür. Bu süreçte hem Avrupa'da hem de Amerika'da büyük barajlar ve HES'ler inşaa edilmiştir. Edinilen bu tecrübe hidroelektrik enerji tesis elemanlarının inşaaasını ve üretimini bir iş kolu haline getirmiş; sonuç olarak tüm dünyaya bilgi ve donanım hizmetleri sunulmuştur.

## 2.2 Hidroelektrik Potansiyel

Hidroelektrik enerji üretiminden bahsedebilmek için öncelikle hidroelektrik potansiyele sahip olunması gerekmektedir. Hidroelektrik potansiyel üç farklı kavramdan oluşmaktadır. Bunlar; brüt hidroelektrik potansiyel, teknik hidroelektrik potansiyel ve ekonomik hidroelektrik potansiyeldir.

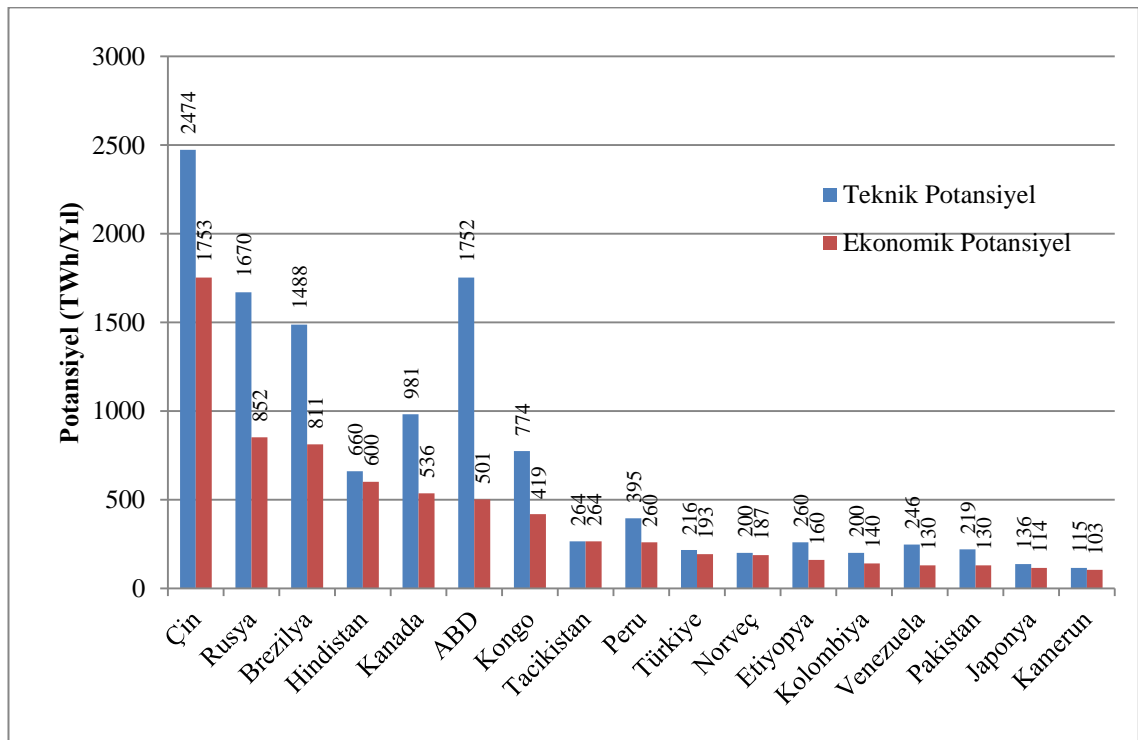
Brüt hidroelektrik potansiyel bir nehrin, havzanın veya ülkedeki tüm suların bütün doğal akışlarının tam verimle değerlendirilmesi varsayımına dayanarak hesaplanır. Bir üst limit tanımıdır. Brüt hidroelektrik potansiyel, mevcut düşü ve ortalama akışlı bir senede gelen akımların tamamının oluşturduğu potansiyeldir. Dolayısıyla bu potansiyeli belirleyen faktörler topografik yapıya ve hidrolojik verilere dayalıdır, değişkenlik göstermez. Türkiye'nin brüt hidroelektrik potansiyeli 433 milyar kWh/yıl olarak ifade edilmektedir (Önöz, 2011).

Hidroelektrik potansiyelin mevcut teknolojiler kullanıldığında değerlendirilebilecek maksimum kısmına teknik hidroelektrik potansiyel denir. Teknik potansiyel, brüt potansiyelin bir fonksiyonudur ve genelde onun yüzdesi olarak ifade edilir. Teknolojiye bağlı olarak brüt potansiyelden bazı temel kayıpların (düşü kayıpları, debi kayıpları, enerji dönüşüm kayıpları) çıkarılmasıyla elde edilir (Öziş, 1991). Türkiye'nin teknik hidroelektrik potansiyeli 216 milyar kWh/yıl olarak belirlenmiştir (Önöz, 2011).

Ekonomik hidroelektrik potansiyel, ekonomik (faydası masrafından fazla olan) ve teknik yapılabilirliği olan tüm hidroelektrik projelerinin toplamı olarak ifade edilir. Ekonomik hidroelektrik potansiyel, üretilecek hidroelektrik enerjinin alternatif kaynaklarla karşılaştırılması ve karşılaştırmalı ekonomik analiz yapılması ile belirlenir. Bu kaynaklar genelde ithal kömüre veya doğal gazı dayalı termik santrallerdir. Bu nedenlerden ötürü ekonomik potansiyel sürekli olarak değişkenlik gösterebilmektedir. Örneğin bizim gibi enerjide dışı bağımlı ülkelerde bu potansiyelin artış halinde olduğu rahatlıkla söylenebilir. DSİ verilerine göre 1978'de 101 milyar kWh/yıl olan ekonomik potansiyelimiz 1985'te 111 milyar kWh/yıl, 2002'de 126 milyar kWh/yıl, 2004'te 128 milyar kWh/yıl ve 2012 yılında 193 milyar kWh/yıl'dır.

### 2.3 Dünya’da Hidroelektrik Enerji

Hidroelektrik enerji dünya elektrik üretiminde en önemli yenilenebilir kaynaktır. Bununla birlikte yeni hidroelektrik santrallerin yapımı için çok fazla potansiyel havzalar bulunmamaktadır. Avrupa ve Kuzey Amerika’da uygun havzaların çoğu geliştirilip işletmeye alınmıştır. Gelişmekte olan ülkelerde ise bu potansiyel henüz değerlendirilmemiştir. Dünyanın brüt hidroelektrik potansiyeli yaklaşık 40.150 TWh/yıl iken teknik uygulanabilir potansiyeli 14.370 TWh/yıl ve ekonomik uygulanabilir potansiyeli 8.080 TWh/yıl’dır (DSİ, 2004). Teknik uygulanabilir potansiyel aynı zamanda günümüzün küresel enerji talebine eşittir. Türkiye dünya brüt potansiyelinin yaklaşık %1’ini, teknik potansiyelinin %1,5’ini ve ekonomik potansiyelinin %1,4’ünü karşılamaktadır. Türkiye’nin de yer aldığı bazı ülkelere ait teknik ve ekonomik hidroelektrik potansiyel verileri Şekil 2.1’de verilmiştir (ERE, 2011). Bu şekilden de anlaşılacağı üzere Çin, Rusya, Brezilya ve ABD teknik hidroelektrik potansiyel bakımından diğer ülkelere nazaran çok yüksek potansiyele sahiptirler.



Şekil 2.1 : Ülkelerin teknik ve ekonomik hidroelektrik potansiyelleri (ERE, 2011)

## **2.4 Türkiye’de Su Politikası ve Hidroelektrik Enerji**

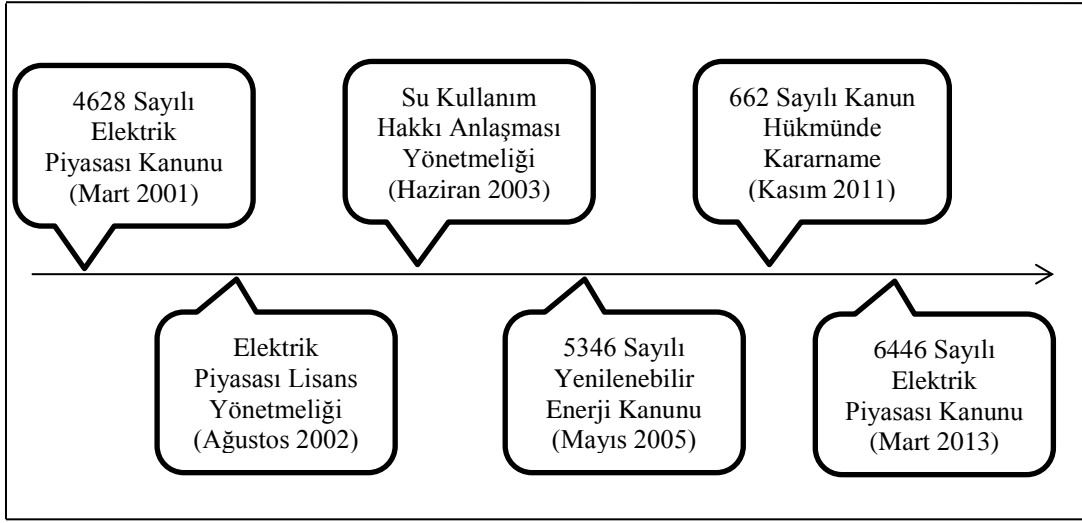
Bir ülkede kişi başına düşen elektrik tüketimi, o ülkenin refah düzeyi ve gelişme seviyesi açısından önemli bir göstergedir. Türkiye’de kişi başına elektrik tüketimi 3.099 kWh mertebesinde olup (TEİAŞ, 2012) bu miktar kalkınmış/kalkınmakta olan ülkelerin ortalamasının altındadır. Uluslararası Enerji Ajansı raporunda Türkiye’nin enerji konusunda dışa bağımlılığının azaltılması için, öncelikle doğru politikaların, uzun vadeli enerji stratejilerinin saptanması ve bu stratejilerde bilimsel hesaplamalara dayanan, bilinçli, kararlı; ekonomi, çevre ve dış politika gibi sahaların çıkarlarını gözeten bir yöntemin takip edilmesi gerektiği belirtilmiştir (IEA, 2005). Ekonomik ve sosyal olarak kalkınmanın sağlanabilmesi için sanayileşme bir hedef olduğundan, bu endüstrinin ve diğer kullanıcıların ihtiyacı olan enerjinin yerinde, zamanında ve güvenilir bir şekilde karşılanması büyük önem arz etmektedir. Bu da ancak sürdürülebilir enerji politikaları ile mümkündür. Türkiye hedeflediği “Enerji Terminali” olma rolünü ancak bu politikaların geliştirilmesiyle üstlenebilir. Bu kısımda geçmişten günümüze Türkiye’de su politikaları, mevzuatı ve hidroelektrik enerjinin ülkemizin enerji arzına olan katkısı örneklerle incelenmiştir.

### **2.4.1 Strateji ve mevzuat**

Cumhuriyet tarihinden günümüze kadar geçen sürede enerji politikaları incelendiğinde uzun yıllar boyunca yapılan çalışmaların odak noktasının su politikaları olduğu görülmektedir. Bir tarım ülkesi olduğumuz düşünüldüğünde suya ve sulamaya olan ihtiyacımız rahatlıkla anlaşılacaktır. Ülkemizde 1902’de Tarsusta başlayan hidroelektrik enerji üretimi 1925’te kurulan DSİ ve 1935’te kurulan EİE’nin çalışmalarıyla devam etmiştir. Hidroelektrik enerji 1970 ve 1983 yılları arasında kamu hakimiyetine girmiştir. Bu dönemde yaşanan elektrik arz düşüklüğü ve kamu kaynaklarının yetersiz kalması neticesinde Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) tekeli kaldırılmış ve özel sektöre yatırım yapma imkanı tanınmıştır. 1980 yılındaki petrol krizinin de etkisiyle ülkede hidroelektrik enerji üretimine olan ihtiyaç ve verilen önem artmıştır (Önöz, 2011). Bu sürecin devamında Yap-İşlet-Devret modeli baz alınarak teşvik kanunları çıkarılmış ve özel sektör daha fazla yatırım yapmaya teşvik edilmiştir. 1990’lı yıllarda ise elektrik sektöründe yeterli yatırımların yapılamaması nedeniyle enerjide arz-talep dengesi sağlanamamış, talebin önemli kısmı enerji ithalatı ile karşılanmıştır. Yine 90’lı yıllarda doğal gaz çevrim

santrallerinin üretimi artırılırken hidrolik üretimde yeterli gelişme kaydedilememiş ve ülkemiz enerjide yüksek oranda dışa bağımlı hale gelmiştir.

Türkiye’de 2000’li yıllar ise enerjide (özelikli yenilenebilir enerjide) yeni bir dönemin başlangıcı olarak kabul edilebilir. Bu tarihten sonra yürürlüğe giren ve Şekil 2.2’de görülen kanunlarla enerji politikaları yeniden düzenlenmiştir. Avrupa Birliği mevzuatından destek alınarak hazırlanan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu 3 Mart 2001 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Bu kanun 6446 sayılı kanun olarak yeniden düzenlenmiş ve 30 Mart 2013’te 28603 No’lu Resmi Gazete’de yayınlanarak yürürlüğe girmiştir. Genel olarak günümüz koşullarına adapte edilen yeni kanun, 4628 sayılı kanuna göre sadece lisanslama konularında köklü değişiklikler getirmiştir. Bu kanunun temel amacı; elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması olmuştur (Resmi Gazete, 2001). İlgili kanun aynı zamanda elektrik piyasasıyla ilgili düzenleme ve denetleme yetkisini Elektrik Piyasası Düzenleme Kurulu’na (EDPK) vermiştir. Bu kanundan sonra 4 Ağustos 2002 tarihinde yayınlanan Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği ve 26 Haziran 2003 tarihli Su Kullanım Hakkı Anlaşması Yönetmeliği’nin devreye girmesiyle 2003 yılına kadar DSİ ve EİE tarafından geliştirilen bütün HES projeleri DSİ’nin internet sayfasında yayınlanarak tüzel kişilerin başvurusuna açılmıştır. Bu adım bir bakıma su kaynaklarının değerlendirilmesinde yaşanan çift başlılığı ortadan kaldırmaya yönelik bir adım olmuş ve EİE’nin hidrolik üretimdeki rolü azaltılmaya başlanmıştır. Nitekim 2 Kasım 2011’de yayınlanan 662 sayılı Kanun Hükmünde Kararname ile EİE kapatılarak yerine YEGM kurulmuş ve kurumun geliştirdiği bütün HES projeleri, diğer projelerle beraber DSİ bünyesinde kurulan Hidroelektrik Enerji Dairesi’nin denetimi ve kontrolüne bırakılmıştır. YEGM ise diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına ve enerji verimliliği konularına odaklanmıştır.



**Şekil 2.2 :** Türkiye’de hidroelektrik enerji mevzuatının tarihsel gelişimi

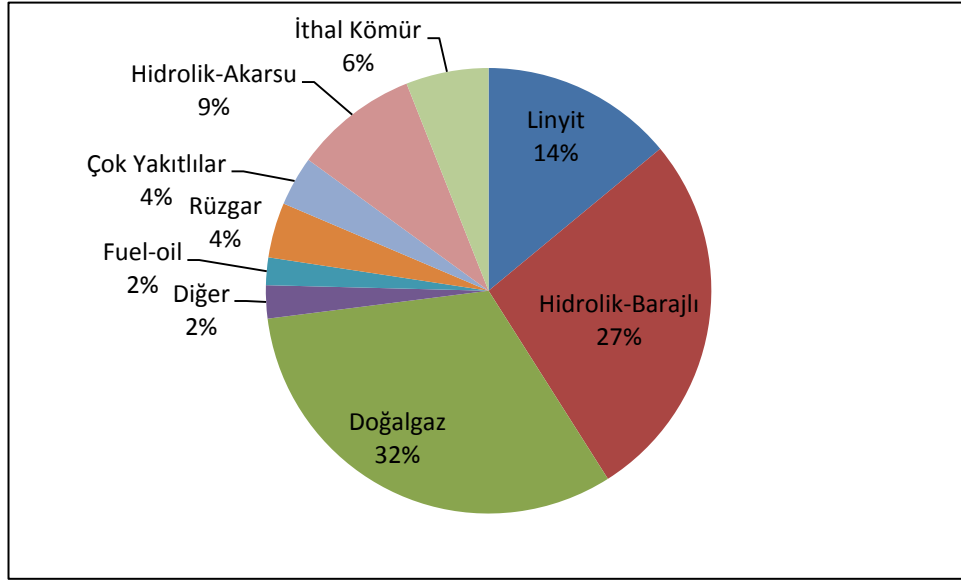
Türkiye enerji politikasının en önemli hedefi yenilenebilir enerjinin toplam enerji arzındaki payını arttırarak sürekli, kaliteli ve güvenilir enerji arzını sağlamak, enerjide dışa bağımlılığı azaltmak ve jeopolitik konumunu güçlendirmektir (Balat, 2008). Bu hedefe ulaşmak için atılan en büyük adımlardan biri 18 Mayıs 2005 tarihinde yayınlanan 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun’dur. Bu kanunda hidrolik, rüzgar, solar, jeotermal, biyokütle gibi kaynaklardan elde edilen elektrik enerjisi yenilenebilir enerji olarak tanımlanmıştır. Her bir kaynaktan üretilen birim (kWh) elektrik enerjisi için belirlenen birim fiyatlarla devlet tarafından on yıllık alım garantisi sağlanmış ve destekleme mekanizması oluşturulmuştur. Hidrolik üretim için verilen katkı payı 7,3 \$cent/kWh olarak belirlenmiştir (Resmi Gazete, 2005). Böylece hidroelektrik enerji yatırımı yapmayı planlayan yatırımcılara iki alternatif sunulmuştur; ürettikleri elektriği gün öncesi piyasasında değerlendirme veya yıllık anlaşmalar yaparak devlete satma. Günümüzde de devam eden uygulama bu şekildedir.

#### **2.4.2 Hidroelektrik enerji üretimi**

2012 yılı sonu itibariyle Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücü bir önceki yıla göre %7,8’e karşılık gelen 4.148 MW artışla 57.059 MW olarak gerçekleşmiştir. Termik santrallerde 2.452 MW, hidrolik santrallerde 3.333 MW, jeotermal ve rüzgar santrallerinde ise 152 MW artış sağlanmıştır (TEİAŞ, 2012). Kurulu gücün

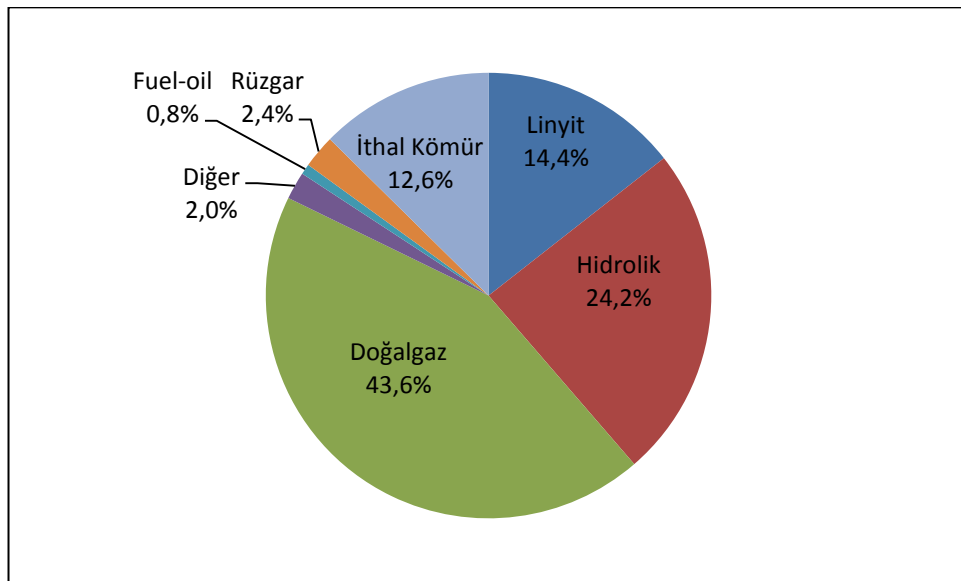


kaynaklara göre dağılımı Şekil 2.3'te verilmiştir. Buna göre hidrolik kaynaklar (Akarsu ve barajlı toplamı) toplam kurulu gücün %36'sını oluşturmaktadır.



**Şekil 2.3 :** Kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı

Yine 2012 yılı sonu itibariyle, toplam elektrik enerjisi üretimi bir önceki yıla göre %4,4'e karşılık gelen 10.101 milyon kWh artış ile 239.496 milyon kWh olarak gerçekleşmiştir (TEİAŞ 2012). Bu üretim miktarının %24,2'sine karşılık gelen 57.865 milyon kWh'lık kısım hidrolik kaynaklardan sağlanmıştır (Şekil 2.4). Bu veriler ışığında; daha önceki kısımlarda belirtilen ekonomik hidroelektrik potansiyelin 2012 yılı sonu itibariyle %29,9'una ulaşılmıştır.



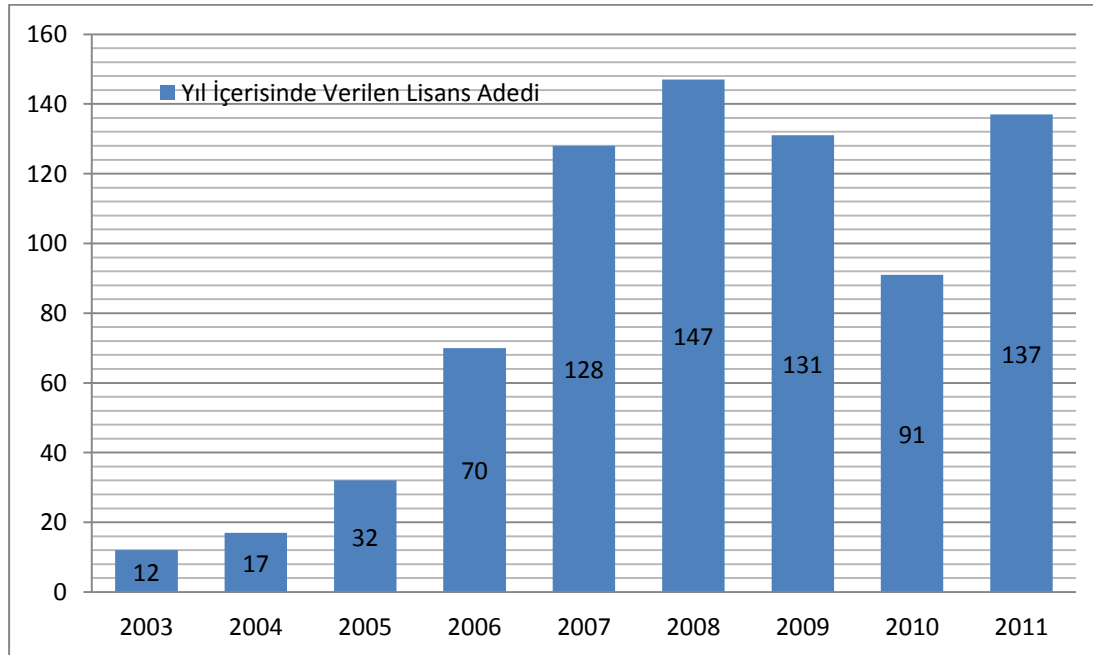
**Şekil 2.4 :** Üretimin kaynaklara göre dağılımı (EPDK, 2012)

Türkiye’de (2012 sonu itibariyle) işletmede toplam 303 adet hidroelektrik santral vardır ve bu santrallerin toplam kurulu gücü 17.143 MW’tır. Bu tesislerin normal koşullarda gerçekleştirmesi beklenen ortalama yıllık üretimleri toplamı ise 62.000 milyon kWh’tir. Çizelge 2.1’de HES projelerinin son durumu verilmiştir (Url-1, 2012).

**Çizelge 2.1 : Ekonomik olarak yapılabilir projelerin durumu.**

Potansiyel	HES Adedi	Toplam Kurulu Kapasite (MW)	Ortalama Yıllık Üretim (GWh/yıl)	Oran (%)
İşletmede	303	17.143	62.000	38
İnşaat Halinde	256	10.590	35.000	21
İnşaatına Henüz Başlanmayan	1.084	19.535	67.000	41
<b>Toplam</b>	<b>1.643</b>	<b>47.268</b>	<b>164.000</b>	<b>100</b>

Hidroelektrik yatırımların özel sektöre açılmasıyla beraber EPDK’ya yapılan lisans başvuruları yıllar geçtikçe artmıştır. 2003 yılından itibaren kurum tarafından verilen lisans adetlerinin yıllara göre dağılımı Şekil 2.5’te verilmiştir. 2008 yılından itibaren yaşanan düşüş ve duraklama; bu yıldan sonra henüz lisans verilmeyen tesislerin çoğunun ekonomik açıdan yüksek verimli tesisler olmamasıyla açıklanabilir.

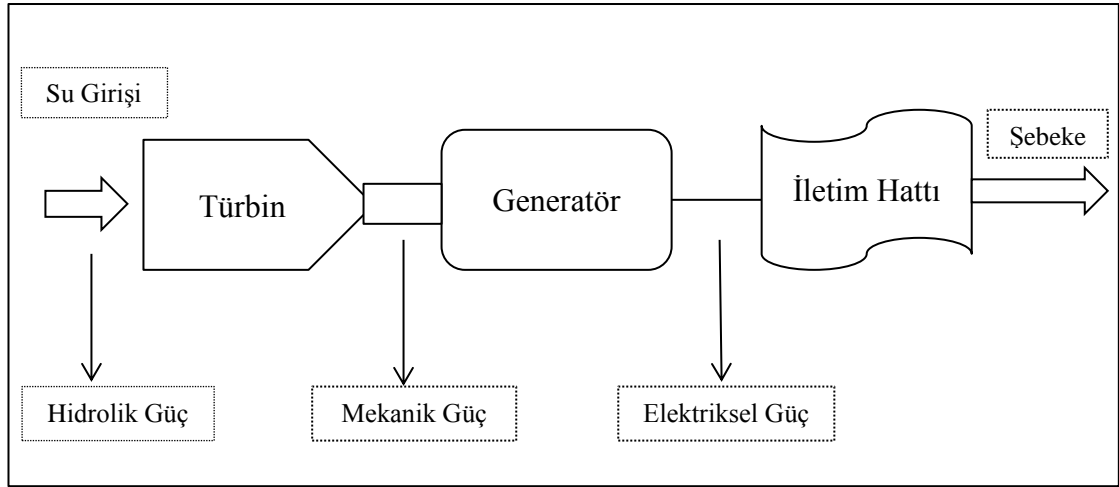


**Şekil 2.5 : HES lisans gelişimi (Url-2, 2011)**

### 3. HİDROELEKTRİK ENERJİ TESİSLERİ

#### 3.1 Hidroelektrik Enerji Tesislerinin Çalışma Prensipleri

Hidroelektrik santrallerin amacı akarsu yatağında sürtünmeye harcanan enerjiyi değerlendirmektir (Önöz, 2011). Prensipte olarak; suyun akım enerjisinin su türbinleri vasıtasıyla mekanik enerjiye, bu mekanik enerjinin de su türbinlerinin tahrik ettiği generatörler vasıtasıyla elektrik enerjisine çevrilmesine dayanır. Elde edilen elektrik enerjisi, enerji iletim hatları vasıtasıyla şebekeye nakledilerek kullanıcılara dağıtılmaktadır. Hidroelektrik tesislerden elektrik üretim şeması Şekil 3.1’de verilmiştir.



Şekil 3.1 : Hidroelektrik enerji üretim şeması.

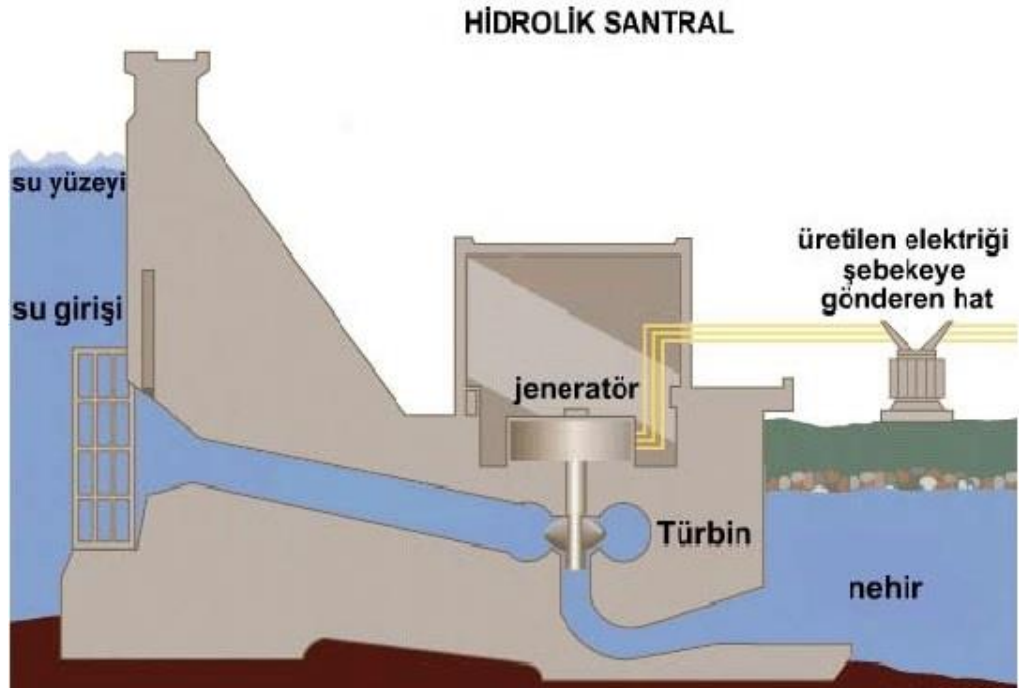
Bir su türbininden su kuvveti yardımı ile enerji üretebilmek için gerekli olan su hızını elde etmek üzere mutlaka bir düşme yüksekliğine veya suyun kinetik ve basınç enerjisine ihtiyaç vardır. Hidrolik santral tesisinde su düşüsü; üst su yüzeyi ile alt su yüzeyi arasındaki yükseklik farkıdır. Bu düşüye brüt hidrolik düşü denir ( $H_b$ ). Hidrolik güç hesaplamada kullanılan terim ise; suyun iletimi esnasında meydana gelen kayıpların brüt düşüden çıkarılması ile elde edilen net düşüdür ( $H_n$ ). Güç hesaplarında kullanılan bir diğer önemli değişken ise santralin tüm elemanlarının boyutlandırılmasında etkisi olan proje debisidir ( $Q$ ).

Bir tesisin üretebileceği maksimum aktif hidrolik güç (kurulu güç) kapasitesi aşağıdaki formülde ifade edilmiştir (3.1) :

$$P=\eta.\rho.g.Q.H_n \quad (3.1)$$

Burada P gücü (Watt),  $\eta$  türbin verimini (%),  $\rho$  suyun yoğunluğunu ( $1000 \text{ kg/m}^3$ ),  $g$  yer çekiminini ( $9,81 \text{ m/s}^2$ ),  $Q$  suyun debisini ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) ve  $H_n$  net düşüyü (m) ifade eder.

Bir hidroelektrik santralde belirli bir zaman diliminde ideal işletme şartlarında üretilmesi mümkün olan enerjiye üretilebilir enerji denir. Üretilebilir enerji güvenilir (firm) enerji (zamanın %95'inde bulunan su miktarı ile üretilebilen enerji) ve sekonder enerjinin (zamanın geri kalanında bulunan su miktarı ile üretilebilen enerji) toplamıdır. Hidroelektrik tesislerde elektrik enerjisi üretimi basit haliyle Şekil 3.2'de verilmiştir. Görüldüğü gibi su bir nehirden veya rezervuardan alınarak isale yapısına (veya etek tipi santrallerde doğrudan cebri boruya), burdan da cebri boruya aktarılır. Cebri borudan santral binası içerisinde yer alan türbinlere gelen su türbin bıçaklarını çevirerek shaftın dönmesine neden olur. Shaftın dönüş hızı ve türbinlerin dönüş hızı aynıdır. Bu shaft türbini generatöre bağlar. Dönen shaftın manyetik etkisiyle hareket eden elektronlar elektrik enerjisi üretir. Üretilen bu elektrik enerjisinin gerilim değeri transformatör yardımı ile yükseltilir ve iletim hattına verilir. Bu işlemin sonunda cebri borudan giren suyun tamamı akarsuya geri bırakılır.



Şekil 3.2 : Hidroelektrik enerji santralinde enerji üretimi (Önöz, 2011)

### 3.2 Hidroelektrik Enerji Tesislerinin Sınıflandırılması

Hidroelektrik tesisler birçok farklı kıstasa göre sınıflandırılmaktadır. Örneğin Başeşme (2003) bu tesisleri düşülerine, kurulu güçlerine, depolama durumlarına, gövde tipine, santral binası konumuna, çalışma durumuna (baz-pik) ve türbinli-pompajlı olma durumlarına göre yedi farklı kategoride incelerken; (Nicolet ve Vesligaj, 1999) sadece depolama durumlarına göre (Baraj, pompaj, nehir tipi) incelemiştir. Yine benzer çalışmalarda her bir sınıflandırma kriteri için farklı ölçütler ve sınır değerler kullanılmıştır. Bu çalışmada ise Önöz (2011) tarafından da incelenen ve günümüz literatüründe yaygın olarak kullanılan üç kritere göre sınıflandırma yapılmıştır. Bu kriterler; düşü yüksekliği, biriktirme yapılıp yapılmadığı ve isale yapılıp yapılmadığı olarak sıralanır.

#### 3.2.1 Düşü yüksekliğine göre sınıflandırma

Bu sınıflandırma ölçütünde tesisler yüksek, orta ve alçak düşülü olarak üç grupta incelenir. Düşüler arttıkça donatım debi değerleri azalır.

Brüt düşüleri 200 m'den büyük olan tesisler yüksek düşülü tesislerdir. Genelde debi düzenlemelerini sağlayabilmek için bir biriktirme haznesi kullanılır. Taban eğimleri

yüsekler. Beslenme havzaları nedeniyle debileri 1-10 m<sup>3</sup>/s mertebelerindedir (Önöz 2011). Bu tip tesislerde Pelton ve Francis tipi türbinler yaygın olarak kullanılır.

Düşüleri 30 m ile 200 m arasında değişen ve tezin örnek çalmasını oluşturan Bağışlı Regülatörü ve HES projesinde dahil olduğu bu tip tesis grupları orta düşülü tesislerdir. Biriktirmeli veya nehir tipi olabilirler. Daha düşük rakımlı yerlerde bulduklarından büyük düşülü tesislere göre debileri daha büyük, taban eğimleri daha küçüktür. Orta düşülü tesislerde yaygın olarak kullanılan türbin tipi Francis olmakla beraber proje esaslarına göre Kaplan ve Pelton tipi türbinlerin de kullanıldığı görülür.

Düşüleri 30 m'den küçük olan tesisler alçak düşülü olarak sınıflandırılır. Bu santraller tabii debili (nehir tipi) santraller olarakta adlandırılır. Debileri yüksektir. Kabartma seviyesi (regülatör) pratik olarak sabit tutulduğundan, taşkın sırasında açılmak üzere inşa edilmiş bir hareketli bağlama bulunması zorunludur (Önöz, 2011). Bu tip tesisler için yaygın olarak kullanılan türbinler Francis ve Kaplan'dır.

### **3.2.2 Biriktirme yapıp yapılmadığına göre sınıflandırma**

Biriktirmesiz santraller suyun doğal debisinden faydalanarak elektrik enerjisi üreten tesislerdir. Akarsu yatağı genelde bir bağlama yapısı ile kapatılır. Bağlamanın bir uzantısı olan santral; su alma ağız ve iletim (kanal veya tünel) tesisiyle bir bütünlük oluşturur. Su, topografik olarak uygun şekilde derine edilerek santral binasına cebri borular vesilesiyle ulaştırılır.

Biriktirmeli tip santraller ise genelde su rejimlerinin düzensiz olduğu akarsular üzerinde kurulur ve suyun biriktirilmesini sağlar. En yaygın uygulanan biriktirmeli tip santraller barajlardır. Planlamasına göre aynı anda sulama içinde kullanılabilen barajlarda akım fazla iken biriktirilen sular akım düşük olduğunda kullanılır ve proje debisi önemli ölçüde dengelenmiş olur. Biriktirmeli santraller baraj olabileceği gibi pompaj biriktirmelide olabilmektedir. Bu tip tesisler enerji ihtiyacının azaldığı saatlerde suyu pompa yardımıyla yukarı kottaki bir rezervuara taşır. Pik saatlerde ise doğal düşüm ile su türbinlenerek elektrik üretilir. Böylece düşük maliyetle yukarı kota taşınan su, elektriğin pahalı olduğu saatte üretimde kullanılır. Son dönemde bu tip santrallerde (suyun yukarı kota çıkarılması için) rüzgar enerjisinden faydalanılmaktadır.

### 3.2.3 İsale yapılp yapılmadığına göre sınıflandırma

İsale yapılan, yani derivasyonlu santrallerde su; biriktirme haznesinden veya kabartma tesisinden alınarak istenilen düşüyü sağlayabilmek için çevrilir. İsale hatları serbest yüzeyli veya basınçlı olmak üzere ikiye ayrılır. Basınçlı akımda suyun atmosferle hiçbir teması olmazken, serbest yüzeyli akımda su atmosfer ile temas halindedir. Şekil 3.3.a'da görüldüğü gibi serbest yüzeyli akımda su seviyesini gözlemlenmek mümkündür. Diğer taraftan basınçlı akımda suyun atmosferle teması olmadığından belli bir seviye gözlemlenmemektedir.



**Şekil 3.3 :** Akım tipleri; a) Serbest yüzeyli akım b) Basınçlı akım (Önöz, 2011)

Basınçlı akımlar sistemin ataleti ve inşaat süresi göz önünde bulundurulduğunda avantajlı olmakla birlikte; inşa edildikleri kayada çok büyük basınçlar doğururlar. Bu durum basıncın sıkışarak patlama yapmasına neden olabilir. Bununla birlikte isale hattında inceleme gerektiren durumlarda veya bakım onarım çalışmalarında basınçlı akım yapılan tesise müdahale etmek daha zordur.

Etek santraller ise biriktirme haznesinden isale hattı olmaksızın cebri boru vasıtasıyla suyun santral binasına ve türbinlere ulaştırılması prensibiyle çalışır. Bu santrallerin ülkemizdeki en bilinen örnekleri Keban, Karakaya ve Atatürk barajlarıdır. Örnek verilen santrallerin büyüklükleri göz önünde bulundurulduğunda etek tipi tesislerin genelde büyük kapasiteli santraller oldukları anlaşılabilir.

### 3.3 Biriktirmesiz Orta Ölçekli Hidroelektrik Enerji Tesisleri ve Elemanları

Biriktirmesiz ve orta ölçekli tesisler düşüleri 30 m ve 200 m, kurulu güçleri ise 5 MW ile 50 MW arasında değişen doğal tebili tesisler olarak adlandırılır (ABS Energy Research, 2009). Bu tesisler inşaat işleri ve elektromekanik işler olmak üzere iki ana kalemde incelenir. Başlıca elemanları Şekil 3.4'te de görüldüğü gibi; su alma yapısı, çökeltim havuzu, isale hattı (açık kanal, serbest yüzeyli galeri veya basınçlı

galeri), yükleme havuzu (basınçlı tesislerde benzer görevi gören denge bacası), cebri boru ve türbinlerin yer aldığı santral binalarıdır.



Şekil 3.4 : Biriktirmesiz hidroelektrik santral kesiti (nz, 2009)

### 3.3.1 Su alma yapısı

Su alma yapıları biriktirmesiz tesislerde suyun nehir yatağında alınarak keltim havuzlarına veya doğrudan iletim kanallarına sevkini sağlayan yapılardır. Bu yapılar su rejimini düzenleyen regülatör ve ızgaralardan oluşur. Iızgaralar türbinlere zarar verebilecek yüzen katı cisimlerin isale hattına veya cebri boruya geçmesini ve türbinlere ulaşmasını engeller. Bu nedenle su alma yapısı ızgaralarının aralıkları türbinlerin rotor kanat çıkış aralıklarından dar olmalıdır. Su alma yapıları topografik duruma ve akarsuyun sürüklediği sediment cinsine ve miktarına göre değişiklik göstermektedir. Su alma yapıları toplam proje maliyetleri içerisinde en düşük kalemdir. Ancak arz ettiği önem oldukça fazladır. Doğru planlanmayan su alma yapıları sistemlerin ekonomik ömründe olumsuz etkilere ve sistemin çalışmasında verim düőüklüđüne sebep olur.

Akarsu üzerinde askı halinde taşınan malzeme miktarına sediment konsantrasyonu denir. Bu değer akarsuyun beslendiği havzanın topografik yapısına ve diğer özelliklerine bağlı değişir. Dağlık bölgelerde ve dik eğimli akarsularda bu değer 2-10 kg/m<sup>3</sup> arasındadır. Taşkın sırasında 50-60 kg/m<sup>3</sup> değerlerine çıkabilir. Düz veya eğimi az havzalarda bu değer 0.10-1 kg/m<sup>3</sup> değerlerinde olup, taşkın sırasında 5-10 kg/m<sup>3</sup> değerlerine ulaşabilir (Bayazıt, 2010). Tesisler projelendirilmeden önce belirli aralıklarla tesisin yapılacağı akarsudan sediment örnekleri alınarak konsantrasyon analizleri yapılır.

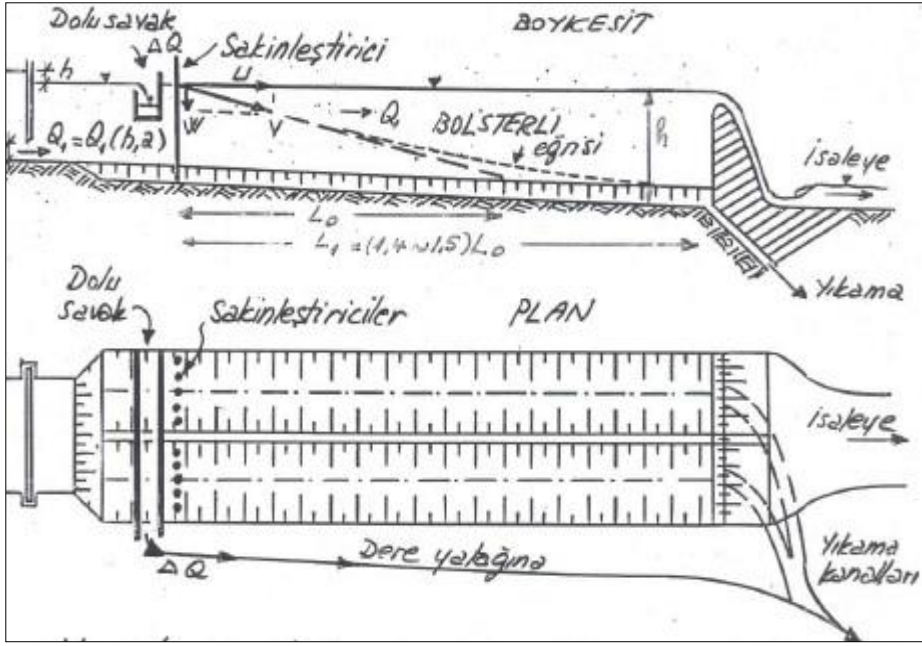


### 3.3.2 Çökeltim havuzu

Hidrolik tesislerde isale edilen debinin sürüntü maddesi içermemesi için bir dizi önlemler alınmalıdır. Bunların başında dere yatağı kontrolleri, yönlendirici yapılar ve çökeltim havuzları yer alır. Çökeltim havuzları kabartma tesislerinden (regülatör) alınan sudan gelen ince kumun tutulması için inşa edilir. Çökeltim havuzlarının boyutları ve göz sayıları; ızgaradan çökeltme havuzuna verilen suyun hızıyla aynı hızda olan askı malzemesinin, çökeltme havuzunun sonuna varmadan dibe çökmesi gerektiği esasına göre hesaplanır. Çökeltim havuzları projelendirilirken aşağıdaki unsurlar göz önünde bulundurulmalıdır (Önöz, 2011);

- a) Çökeltilecek dane çapı
- b) Sediment konsantrasyonu
- c) Sediment danesinin jeolojik özellikleri
- d) Bölgenin topoğrafyası
- e) Yapım ve işletme koşullarına bağlı ekonomik koşullar

Sediment miktarının yoğun olduğu tesis yerlerinde kendinden yıkamalı havuzlar yaygın olarak kullanılır. Şekil 3.5'te çift gözlü bir çökeltim havuzuna ait plan ve boykesit verilmiştir. Yıkama kanalı ve dere yatağının eğimleri şekilde gösterilmiştir. Bu tesislerde havuza alınan suyun belli bir miktarı yıkama kanalından akarsu mansabına verilir. Burada en önemli husus bu işlemin en az miktarda su kullanılarak en verimli yıkama programı ile yapılmasıdır. Akımın mümkün mertebe uniform olması için Şekil 3.5'te de görülen sakinleştirici çubuklar kullanılır. Tabanda çökelen malzemenin deşarj edilmesi için toplama kanalı akım yönüne eğim verilerek projelendirilir.

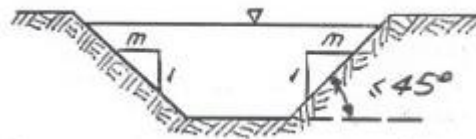


Şekil 3.5 : Çift gözlü bir çökeltim havuzunun plan ve boykesiti (Önöz, 2011)

### 3.3.3 İsale hattı

İsale (iletim) hatları çökeltim havuzundan alınan suyun yükleme odaları vasıtasıyla cebri borulara aktarılmasını sağlayan yapılardır. Sebest yüzeyli kanal veya tünel (galeri) olarak tasarlanabileceği gibi basınçlı tünel olarak da projelendirilebilirler. Kanal yapıları inşa edilirken tevsiyeye eğrileri takip edilir. Tünelde ise böyle bir kısıtlama söz konusu değildir. Bu nedenle kuşbakışı olarak aynı mesafeyi kat etmesi gereken kanalların boyları tünellere göre daha uzundur. Ancak inşaat maliyetleri karşılaştırıldığında tüneller daha maliyetlidir.

Serbest yüzeyli kanallar inşa edilirken önce kazı daha sonra dolgu malzemesi ile sıkıştırma yapılır ve betonla yapı tamamlanır. Pratikte hidrolik bakımdan en uygun kesit yarım daire olmasına karşın, inşaat ve bakım zorlukları genelde bu kesitin kullanılmasını engeller (Önöz, 2011). Pratikte en çok Şekil 3.6'da enkesiti görülen trapez kesit kullanılır.



Şekil 3.6 : Trapez kanal enkesiti

Açık kanal enkesitlerinin belirlenmesi sırasında aşağıdaki hususlara dikkat edilmelidir (Cofcof 2008);

- a) İstenilen debi akıtılabilmelidir.
- b) Kamulaştırılacak veya satın alınacak arazinin az olması için trapez kesit taban genişliğinin mümkün olan en küçük değerde seçilmesi gerekir.
- c) Bakım kolaylığı, hafriyat bedelinin fazla olmaması ve sızma kaynaklı kayıpları engellemek için enkesit alanı mümkün olan en küçük değerde seçilmelidir.
- d) Kanal içinde oluşacak akım hızı çökelmelere sebep olmayacak kadar büyük, aşındırmaya sebep olmayacak kadar küçük olmalıdır.
- e) Su iletim kanalları yükleme havuzuna gittikçe genişleyip derinleşerek bağlanmalıdır. Böylece yük kayıpları minimuma indirgenmiş olur.

Açık kanalların don, heyelan, sel suları gibi doğa kaynaklı olaylardan ve yamaçlardan taş vs. gibi cisimlerin yuvarlanması gibi dış etkenlerden etkilendikleri yerlerde bu yapıların yerine galeriler kullanılır. Galeriler oldukça maliyetli yapılar olduklarından sadece gereken yerlerde, gereken çap uzunluklarında inşa edilirler.

Kanallarda taban eğimleri arazi topografyası ve kanal toprak cinsine bağlı hızlarla ilişkilidir. Genelde kanal taban eğimleri (I) 0.0001 mertebelerindedir. Serbest yüzeyli akım isale edilen tünellerde ise bu değer 0.0015-0.0005 arasındadır (Başışme, 2003).

### **3.3.4 Yükleme odası**

Yükleme odaları serbest yüzeyli kanalların veya galerilerin sonuna, cebri boruların başına inşaa edilen yapılardır. Basınçlı isale yapılan bir tesiste bu yapının karşılığı benzer görevler gören denge bacasıdır. Yapılan güncel çalışmalardan da görüleceği üzere bu yapılar bir HET'te en önemli ve kritik yapılardır. Hidalgo ve diğerleri (2010) bir HET'te işletme stratejisinin belirlenmesinde yükleme odaları ve kuyruk suyu su seviyesinin en önemli unsurlar olduğu sonucuna ulaşmışlardır. Bir başka çalışmada ise Li ve Zheng (2011) yaptıkları optimizasyon çalışmasında doğru boyutlandırılan yükleme odalarının akım rejimini geliştirdiğini ve işletme veriminin arttığını gözlemlemişlerdir.

Yükleme odalarının görevleri (Önöz 2011);

- a) Açılma anında ve debi değişimlerinde, isale edilecek debi gelinceye kadar türbinleri besler.
- b) Türbinler durduğunda gelen suyu depolayarak suyun galeriye intikalini önler.
- c) Küçük salınımların sönümlenmesini sağlayarak sabit devirde çalışmayı mümkün kılar.

Yükleme odası cebri boruyu iyi ve eşit besleyebilmelidir. İşletme esnasında basınçlı borulara hava kaçması veya boru içindeki bir noktada basıncın atmosfer basıncının altına düşmesi istenmez. Aksi bir durumda; suyun içinde erimiş halde bulunan hava açığa çıkar, hava cepleri oluşur, akım kesintili olmaya başlar, yük kayıpları artar ve debi azalır.

Yükleme odasının boyutlandırılmasında maksimum debi çekilmeye başlandığında oluşacak en düşük seviye; yükleme odasında müsaade edilen minimum seviye olarak kabul edilir (Önöz, 2011). Ayrıca yükleme odasının türbinleri en az bir dakika besleyecek kadar su hacmine sahip olması istenir.

Yükleme odalarında dikkat edilmesi gereken bir diğer husus yıkama kanalı oluşturulmasıdır. Bu yıkama kanalı yapıdaki suyun boşaltılması ve tabanda birikecek sürüntü malzemesinin yıkanıp atılabilmesi için gereklidir. Bu melzemeler kanaldan gelebileceği gibi, yükleme odasına yakın yamaçlardan da gelebilir. Bu nedenle yükleme odasının tabanı, yıkama kanalı girişine doğru eğimli inşa edilmelidir.

Yükleme odası için yer seçiminde bölgenin topografik ve jeolojik koşulları öncelikli olarak düşünülmeyle beraber genelde cebri borunun enerji tüneline yakın bir noktadaki dirsek üzerine inşa edilir.

### **3.3.5 Cebri boru**

Hidroelektrik tesislerin tipine ve topoğrafik durumuna göre; biriktirme haznesi ile türbinler arasındaki basınçlı borulara veya yükleme odası (denge bacası) ile türbinler arasındaki basınçlı borulara cebri boru denir. Bazı projelerde cebri boru sayısı türbin sayısı ile aynı olmakla beraber, cebri borular pahalı yapılar olduklarından bazı projelerde bir cebri borudan birden fazla türbine su nakledilebilir. Bir cebri borudan birden fazla türbine su ileten ve cebri borudan ayrılmış kollara cebri boru branşmanları denir.

Cebri borular genelde çelikten imal edilir. Ancak iç basıncın fazla olmadığı ve sızdırmazlığın sorun teşkil etmediği yerlerde betondan yapılan borular da kullanılır. Orta ve yüksek düşülu tesislerde cebri boru boyları büyük olacağından proje maliyetleri çok yüksek olabilir. Bu nedenle ekonomik cebri boru çapının ve et kalınlığının belirlenmesinde jeolojik etütlerin yanı sıra farklı teknik analizlerde yapılmalıdır. Özellikle yüksek düşülu tesislerde bağlantı noktalarının statik ve dinamik zorlanmaya dayanabilecek şekilde seçilmesi zorunludur.

Cebri borular projelendirilirken göz önünde bulundurulması gereken diğer unsurlar; su darbeleri ve aşırı basınca karşı dayanımlı olmaları, elik borularda ağırlıklar, ekonomik boru sayısı, dış basınca karşı mukavemetleri, sıcaklık değişimlerine karşı karakteristikleri ve don tesirlerinin minimuma indirgenmesi olarak sıralanabilir.

### **3.3.6 Santral binası ve türbin**

Cebri borudan isale edilen su santral binasında bulunan türbinlere gelir. Türbinler akışkanın potansiyel veya kinetik enerjisini dönen çarklar (rotor) yardımı ile mekanik enerjiye çeviren hidrolik makinalardır. Üretilen mekanik enerji generatörler vasıtasıyla elektrik enerjisine çevrilir.

İlk hidrolik türbinlerin kullanımı 1830'larda Fransa'da üretilen türbinlerle başlamıştır (Global Hydro Power Report, 2011). 19. Yüzyılın başlangıcıyla beraber geliştirilen basit ve küçük güçlü su türbinleri çabuk yayılmış ve üretilen enerjinin iletim hatlarıyla uzak yerlere nakledilmesi 1891 yılında gerçekleştirilmiştir. Günümüzde kullanılan yük/frekans ayarı yapabilen türbinlerin gelişimi ise 1920'lerden sonra başlamıştır. Bu türbinler hala yaygın olarak kullanılmakta ve verimleri %95 veya üstü mertebelerine erişebilmektedir.

Modern türbinin temel elemanları; türbine sevkedilen debiyi ayarlayan distribütör, kinetik enerji veya potansiyel enerjiyi mekanik enerjiye çeviren ark ve türbinlenen suyun akarsuya geri verilmesini sağlayan iade düzeninden oluşur.

Bir tesiste hangi tip türbin kullanılacağı; proje debisi, düşüsü ve türbin özgül dönme hızıyla belirlenir. Özgül dönme hızı düşü ile ters orantılıdır. Özgül dönme hızı türbinin 1 m düşü altında 1 buhar basıncı (736 Watt) güç üretebilmesi için dakikada yaptığı devir sayısına denir ve aşağıdaki denklemle ifade edilir (3.2);

$$n_s = n \cdot N^{1/2} \cdot H_n^{-5/4} \quad (3.2)$$

Burada  $n_s$  özgül dönme sayısını,  $N$  faydalı gücü (buhar basıncı cinsinden) ve  $H_n$  net düşüyü ifade eder.

Bir türbine etki eden güç kW cinsinden aşağıdaki denklemlerle ifade edilir (3.3);

$$N = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n \quad (3.3)$$

Burada  $\rho$  suyun özgül kütle (1000 kg/m<sup>3</sup>),  $g$  yer çekimi ivmesini (9,81 m/s<sup>2</sup>),  $Q$  proje debisini (m<sup>3</sup>/s),  $H_n$  ise net proje düşüsünü ifade eder.

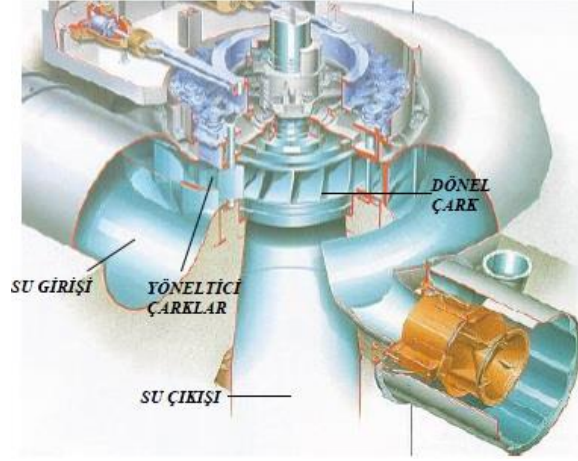
Türbinden elde edilen mekanik güç ( $N_{mek}$ ) ise türbin verimi  $\eta$  ile  $N$  çarpımı ile ifade edilir (3.4);

$$N_{mek} = \eta \cdot N \quad (3.4)$$

Hidrolik türbinler birçok kısıta göre sınıflandırılmakla beraber genelde alçak ve yüksek basınç türbinleri olarak iki ana başlıkta incelenir ve yaygın olarak kullanılan üç tipe ayrılır; Francis, Kaplan, Pelton. Bunlardan Francis ve Kaplan yüksek basınç türbinleridir. Hem kinetik enerji hem de akışkanın basınç enerjisi değerlendirilir ve suda gömülü olarak çalışırlar. Pelton türbinleri ise alçak basınç türbinleridir. Sadece akışkanın kinetik enerjisi değerlendirilmek suretiyle enerji elde edilir ve havada çalışırlar.

Türbinler yatay ve dikey eksenli olmak üzere iki şekilde uygulanırlar. Kolay ve hızlı montaj yapılması, büyük güç üretimlerinde yüksek verim elde edilmesi ve iki türbin için bir generatör kullanılması özelliklerinden dolayı yatay eksenli uygulama günümüzde daha yaygındır.

Francis türbinler debi ve düşü değerlerine göre bakıldığında kullanım alanı en geniş türbinlerdir. Uygulama düşü yükseklikleri 350 ile 10 metre arasındadır. Proje debisinin çok fazla değişkenlik gösterdiği tesislerde pek fazla tercih edilmezler. Bunun nedeni; türbinlenen debi, maksimum türbin tasarım debilerinin %40'ının aşağısına düşerse, verimleri çok azaldığından çalıştırılmamalarıdır. Şekil 3.7'de dikey eksenli Francis türbini ve elemanları görülmektedir.



**Şekil 3.7 :** Düşey eksen Francis türbini

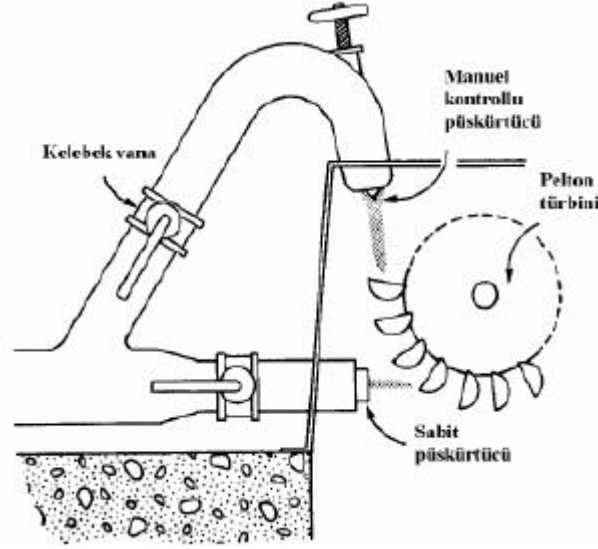
Bir diğer yüksek basınç türbini ise Şekil 3.8’de görülen Kaplan türbinidir. Uygulama düşü yükseklikleri 20 m ile 3 m arasında değişir. Buna karşılık  $50 \text{ m}^3/\text{s}$ ’lere kadar olan yüksek debilerde çalışabilirler. Bu türbinler çarkın çevresinden geçen suyun etkisiyle döner. Kanatları ayarlanabilir olarak imal edilir ve kanat sayıları değişken olabilir. Buradaki ayar, hidrolik servomotorlar vasıtasıyla sağlanır. Tasarım debilerinin %25’ine kadar yüksek verimle çalışabilirler. Francis türbinlerine göre daha hızlı dönerler ancak yapımları daha zor olduğundan ve değişken debilerde düşük verim verdiklerinden Francis’e nazaran çok daha az kullanılır.



**Şekil 3.8 :** Kaplan türbini

Üçüncü tip türbinler ise Pelton tipi alçak basınç türbinleridir. Oldukça geniş olan uygulama düşü yükseklik değerleri 1000 m ile 50 m arasında değişir. Ancak  $2 \text{ m}^3/\text{s}$ ’nin üzerindeki debi değerlerinde verim vermezler. Bu tip türbinlerde suyun enerjisi önce uygun şekile sahip bir borudan geçirilip, çıkış ağzında su jeti haline

getirilerek, kinetik enerjiye dönüştürülür. Daha sonra bu jet, rotor kanatlarına püskürtülür ve türbinin dönmesi sağlanır. Pelton türbini çalışma prensibi Şekil 3.9’da verilmiştir.



**Şekil 3.9 :** Pelton türbini çalışma prensibi

Pelton türbinleri alçak basınç türbinleri olarak yaygın kullanılmamakla beraber Turgo ve Crossflow (Michell Banki) türbinleri de HET’lerde zaman zaman uygulanır.

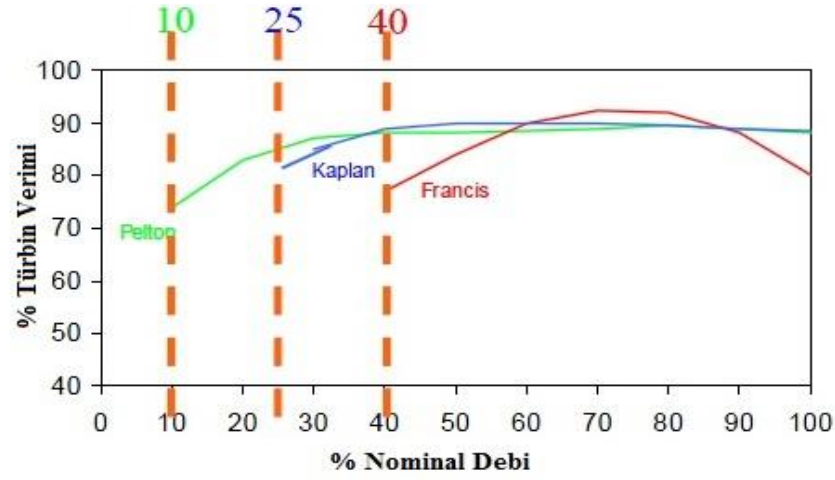
Pelton, Francis ve Kaplan türbinlerinin uygulama düşü yükseklikleri Çizelge 3.1’de verilmiştir.

**Çizelge 3.1 :** Düşü uygulama yükseklikleri.

Türbin tipi	Düşü uygulama yüksekliği (m)
Kaplan	$20 > H > 3$
Francis	$350 > H > 10$
Pelton	$1000 > H > 50$

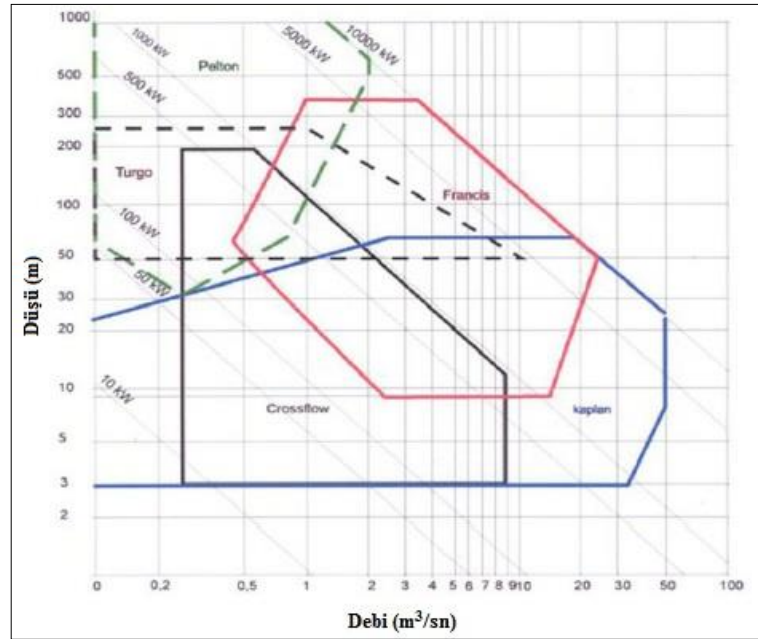
Francis, Kaplan ve Pelton türbinleri için türbin özellikleri açıklanırken bahsedilen kısmi yüklerde çalışma verimleri Şekil 3.10’daki grafikte açıklanmıştır. Burada görüleceği üzere, Francis tipi türbinler nominal debi değerinin yüksek olduğu projelerde tercih edilmelidirler. Farklı debiler için istikrarlı verimi sağlayabilen türbinler ise Pelton tipi türbinlerdir. Bunun nedeni tüm debilerde püskürtme prensibi ile çalışmaları ve asgari bir verimde sabit kalabilmeleridir.





**Şekil 3.10 :** Kısmi yüklerde çalışma verimleri (Barrero ve diğerleri, 2011)

Hidroelektrik tesislerde türbin seçimi bir bakıma işletme stratejisinin belirlenmesiyle ilgilidir. Seçilecek türbinin gücü ve türbinleyebileceği minimum ve maksimum debiler, santralin yıllık çalışma periyotlarını da belirler. Yüksek debiyi türbinleyecek türbinler seçilirse; yılın önemli bir kısmında santral çalıştırılmaz ancak çalışılan dönemde fazla enerji elde edilir. Bunun tam tersi olarak; düşük debi kapasiteli türbinler seçildiğinde ise; yıllık çalışma süresi artar ancak büyük debilerden avantaj sağlanamaz ve fazla debi savaklanır. Bu nedenle tesisler projelendirilirken hidroloji verileri detaylı olarak gözden geçirilmelidir. Şekil 3.10'da tüm dünyada kabul görmüş türbin seçim grafiği verilmiştir. Bu şekilde yatay eksen türbin tasarım debisini, dikey eksen ise net düşüyü vermektedir.



**Şekil 3.11 :** Debi ve düşü değerlerine göre türbin seçimi (Url-3, 2013)



## **4. RETSCREEN PROJE ANALİZ YAZILIMI**

### **4.1 Yazılımın Kullanım Amacı**

RETScreen enerji proje yazılım programı, RETScreen Uluslararası Temiz Enerji Karar Destek Merkezi tarafından geliştirilmiştir (RETScreen International, 2012). Bu merkez yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği projelerini gerçekleştirmek üzere planlamacı, karar verici olmaya ve sanayi hacmi oluşturmaya çalışmaktadır. Bu amaç doğrultusunda; fizibilite öncesi çalışmaların maliyetini düşürecek karar verme araçları geliştirmek, insanların daha iyi kararlar vermelerine yardımcı olacak bilgileri yaymak ve olası projelerin teknik ve finansal uygulanabilirliklerini daha iyi analiz etmek için bu yazılım geliştirilmiştir. RETScreen temiz enerji proje analiz yazılımı, hem sanayiden hemde akademik çevrelerden sayısız uzmanın katkısıyla geliştirilmiştir. Kanada orjinli bu program Natural Resources Canada'nın liderliği ve finansal desteği ile yürütülmektedir.

Bu çalışmada RETScreen yazılımlarının dördüncü (4.) ve son sürümü kullanılmıştır. RETScreen 4, Microsoft Excel tabanlı temiz enerji proje analiz yazılım aracı olup; karar mercilerine potansiyel yenilenebilir enerji, enerji verimliliği ve kojenerasyon projelerinde teknik ve finansal sürdürülebilirliğin çabuk ve düşük masrafla belirlenmesinde yardımcı olur. Bu karar destek aracı, uluslararası alanda ilgi çekiciliğini kısa zamanda arttırmış ve dünyanın yaklaşık üçte ikisinde kullanılan, Türkçe dahil, 36 dile çevrilmiştir. Yapılan incelemede yazılımda yer alan Türkçe terimlerin çok iyi ifade edilmemesine rağmen kullanım ve anlama açısından yeterli olduğu gözlemlenmiştir. Bu nedenle uygulamada Türkçe dil seçeneği tercih edilmiştir.

Programın temel hedefi ve beklenen sonucu, 2013 yılı sonuna kadar 300.000 profesyonel/karar vericiye ulaşmak ve aktarılmış olan bilgilerin sonucu olarak kullanıcıların daha iyi karar verme yetkisi edinmiş olmalarını sağlamaktır.

## 4.2 Girdiler ve Çıktılar

RETScreen-4 ile hidroelektrik proje analizi yapmak bir bakıma kolay bir bakıma da çok zordur. Kolaylığı istenilen veriler girildiğinde sizi büyük bir yükten kurtararak hesaplamaları, tabloları ve grafikleri kendiliğinden oluşturmasıdır. Zor olan kısmı ise girdilerin oldukça kapsamlı olmasıdır. Bir önceki versiyonda (RETScreen-3.0) daha az veri girişi kullanılmış ve varsayımlar sonucu elde edilen verilere daha sık yer verilmiştir. Ancak program yeni sürümde gerçeğe daha yakın analizler yapabilmek için kullanıcıdan kapsamlı veri girişi talep etmektedir. Bu verilerin herhangi birinin eksik olması programın eksik çalışmasına veya çalışmamasına neden olmaktadır. RETScreen-4 dört ana kısımdan oluşur. Bunlar başlangıç, enerji modeli, emisyon analizi ve finansal analiz kısımlarıdır.

### 4.2.1 Başlangıç

İlk kısım “Başlangıç” olarak adlandırılır ve proje genel bilgileri ile iklim verileri bu kısımda yer alır. RETScreen-4 ile hidroloji analizlerinde kullanıcıya iki farklı analiz yöntemi sunulur. Başlangıç kısmına ait ekran çıktıları Şekil 4.1’de yer almaktadır.

Proje bilgileri		<a href="#">Proje veritabanına bakınız</a>
Proje adı	<input type="text"/>	
Proje yeri	<input type="text"/>	
Hazırlatan	<input type="text"/>	
Hazırlayan	<input type="text"/>	
Proje tipi	<input type="text" value="Elektrik"/>	
Teknoloji	<input type="text" value="Su türbini"/>	
Şebeke tipi	<input type="text" value="Merkezi Şebeke"/>	
Analiz türü	<input type="text" value="Yöntem 1"/>	
Isıl değer referansı	<input type="text" value="Üst Isıl Değer (ÜİD)"/>	
Ayarları göster	<input type="checkbox"/>	

Saha referans koşulları		<a href="#">İklim verileri yerini seçiniz</a>
İklim verisi yeri	<input type="text" value="Ottawa Int'l Airport"/>	
Verileri göster	<input type="checkbox"/>	

Şekil 4.1 : RETScreen başlangıç kısmı

Proje bilgileri, projenin türü (elektrik, ısıtma, kojenerasyon), bağlantı durumu (şebeke, şebeke harici) ve analiz yöntemi bu kısımda seçilir. Hidroelektrik tesisler için “Teknoloji” kısmında su türbini seçilir. Bunun dışında saha referans koşullarından iklim verileri seçilir. Oldukça geniş bir iklim veritabanına sahip olan yazılımda Türkiye’nin neredeyse tüm il ve ilçelerine ait iklim verileri mevcuttur. Eksik olan verilerin tamamlanması içinde farklı veritabanı dosyaları bulunmaktadır.

#### 4.2.2 Enerji modeli

Yazılımın ikinci kısmı enerji modelinden oluşmaktadır. Bu kısımda öncelikle önerilen tesise ilişkin bazı hidroloji verilerinin ve türbin bilgilerinin girilmesi istenir ve ortalama akış hesaplanır (Şekil 4.2). Tasarım debisi ile birlikte türbin tipi ve imalatçısı belirlendikten sonra veritabanında kayıtlı olan türbin özellikleri ve formülleri yazılım tarafından hesaplanmaktadır.

Analiz türü		○ Yöntem 1	⊙ Yöntem 2
<b>Kaynak değerlendirme</b>			
Önerilen proje			Nehir akışı
Hidroloji yöntemi			Özgül akış
Brüt düşü	M		
Maksimum kuyruk suyu etkisi	M		
Ortalama akış yöntemi			Hesaplanan
Drenaj alanı	km <sup>2</sup>		
Özgül akış	m <sup>3</sup> /s/km <sup>2</sup>		
Ortalama akış	m <sup>3</sup> /s		0,0
Artık akış	m <sup>3</sup> /s		
Akış-süre eğrisi türü / proxy ölçüm aleti #			
Karatlı akışın mevcut olduğu zaman yüzdesi	%		
Kararlı akış	m <sup>3</sup> /s		0,00
<b>Su türbini</b>			
Dizayn akışı	m <sup>3</sup> /s		
Tip			Kaplan
Türbin verimliliği			Standart
Türbin sayısı			
İmalatçı			
Model			
Dizayn katsayısı			
Verimlilik düzeltme	%		
Türbin maksimum verimliliği	%		#SAYV0!
Maksimum verimlilikte akış	m <sup>3</sup> /s		0,0
Dizayn akışında türbin verimliliği	%		0,0%

Şekil 4.2 : RETScreen enerji modeli-1

Enerji modelinde ele alınan bir diğer uygulama ise debi süreklilik ve güç eğrilerinin oluşturulmasıdır (Şekil 4.3). Zamanın belirli yüzdelere ait akım değerlerinin yazılıma girilmesi sonucunda debi süreklilik eğrisi oluşturulur. Bununla beraber çeşitli kayıplar ve verimlerin sisteme girilmesi sonucu kurulu güç ve şebekeye verilecek elektrik enerjisi miktarı hesaplanır. Bu kısımda ayrıca finansal analiz bölümünde kullanılmak üzere kullanıcıdan ortalama elektrik satış fiyatı istenir.

		Normalleştirilmiş akış m <sup>3</sup> /s	Akış m <sup>3</sup> /s		Türbin verimliliği	Türbin sayısı	Bileşik verimlilik
0%			0,00		#SAYV0!	0	0,00
5%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
10%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
15%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
20%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
25%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
30%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
35%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
40%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
45%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
50%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
55%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
60%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
65%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
70%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
75%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
80%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
85%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
90%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
95%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
100%			0,00		#SAYV0!	#SAYV0!	#SAYV0!
Maksimum hidrolik kayıp	%						
Çeşitli kayıplar	%						
Jeneratör verimliliği	%						
Kullanılabilirlik	%						
<b>Özet</b>				Kararlı			
Güç kapasitesi	kW		0				0
Emreamide akış düzeltme faktörü							
Kapasite faktörü	%		0,0%				
Şebekeye verilen elektrik	MWh		0				

Şekil 4.3 : RETScreen enerji modeli-2

#### 4.2.3 Emisyon analizi

Emisyon analizi çalışma sayfasında hidrolik enerji üretimi sonucu azaltılan yıllık sera gazı emisyon miktarları hesaplanır. Emisyon analizi kısmında program tarafından kullanıcıya üç farklı yöntem (basit, özel, standart) sunulmaktadır. Bunlardan standart yöntem tercih edilmiştir. Şekil 4.4'te görüldüğü gibi bu kısımda sadece opsiyonel olarak “sera gazı kredileri işlem ücreti” kullanıcıdan istenmiştir. Bunun dışında görülen tüm emisyon değerleri yazılım tarafından hesaplanmaktadır.

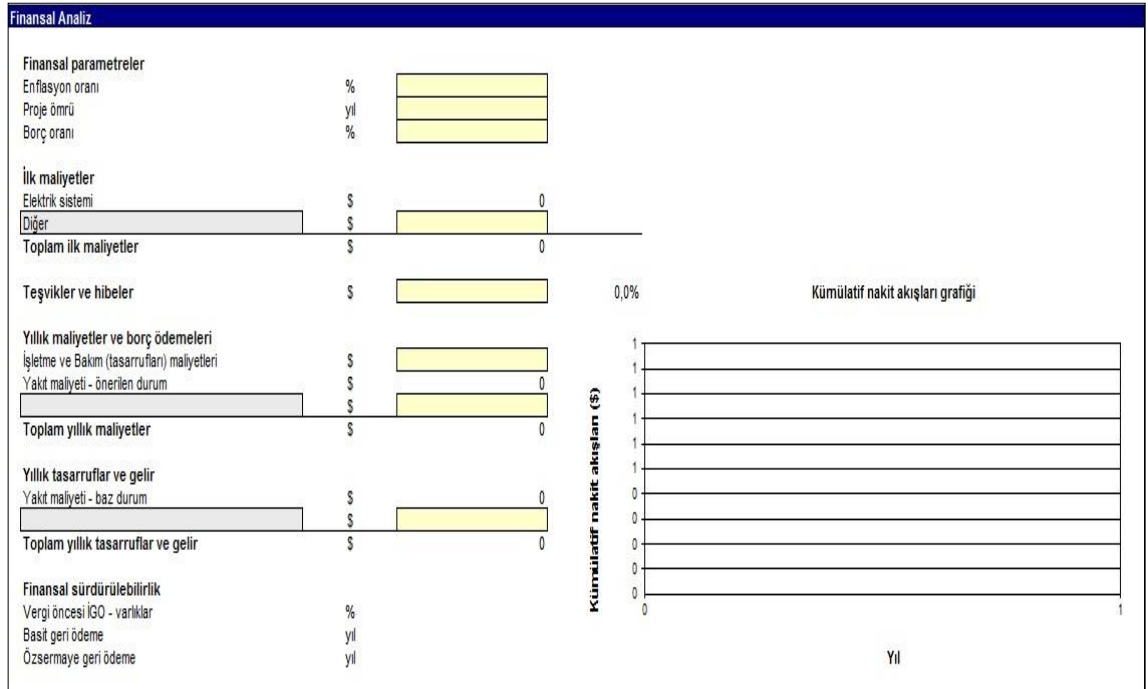
Emisyon Analizi							
<b>Seragazı emisyonu</b>							
Baz durum	tCO2		0,0				
Önerilen durum	tCO2		0,0				
<b>Brüt yıllık seragazı emisyonu azaltımı</b>	tCO2		0,0				
Seragazı kredileri işlem ücreti	%						
<b>Net yıllık seragazı emisyonu azalması</b>	tCO2		0,0	eşdeğeri	0,0		Kullanılmayan araba ve kamyonetler
<b>Seragazı azaltma geliri</b>							
Seragazı azaltma kredi oranı	\$/tCO2						

Şekil 4.4 : RETScreen emisyon analizi

Emisyon analizine bir önceki sürümde daha az yer veren RETScreen, yeni sürümde bu konuyla ilgili yenilikler getirmiştir. Bu eklentiler program yaratıcılarının seragazi emisyonu gibi geleceğimizi ve sürdürülebilir çevreyi tehdit eden bir konuyu ne denli önemsediklerinin göstergesidir. Özellikle “sera gazı emisyon azalması eşdeğerleri” kısmında verilen örnekler kullanıcıların bu konu hakkında bilinçlenmesine yardımcı olmaktadır.

#### 4.2.4 Finansal analiz

Finansal analiz çalışma sayfası, maliyet analizini temel alarak oluşturulan bir bölümdür. Finansal parametreler ve yıllık gelir-gider dengeleri esas alınarak proje maliyetleri ve tasarruf/gelir özeti, işletme boyunca ortaya çıkacak nakit akışı ve finansal sürdürülebilirlik gibi kavramlar hesaplanır.



Şekil 4.5 : RETScreen finansal analiz

Finansal sürdürülebilirlik; yatırım düşünülen bütün projeler için künye özelliği taşır. Temel proje ekonomisine dayalı sonuçları içeren bu kısımda projenin yapılabilir olup olmadığı kullanıcıya sunulur. Bu bağlamda basit geri ödeme ve öz sermaye geri ödeme süreleri, net bugünkü değer ve maliyet-fayda oranı, enerji üretim maliyeti gibi ekonomik sonuçlar finansal analiz kısmında özetlenir.





## 5. TAŞKIN TEKERRÜR ANALİZİ

Akarsu veya yan derelerin şiddetli yağışlar sonucu yüksek değerlere ulaşan debileri yataklarında taşıyamamaları ile düşük kotlu alanların su baskınına uğraması olayına taşkın denir. Bir yıl içerisinde meydana gelen taşkın piklerinin en büyük değeri ise “yıllık taşkın piki” olarak adlandırılır. Taşkınlara neden olan doğal etkiler çok çeşitli ve rastgele iklimsel faktörler olduğundan, taşkınlar rastgele olaylar olarak kabul edilirler.

Taşkın frekans analizi, ele alınacak verilerin homojen ve bağımsız olmasını şart koşar. Homojenlik özelliği, bir serideki tüm gözlem değerlerinin aynı topluma ait olmasının göstergesidir. Bağımsızlık özelliği ise, bir hidrolojik olayda, örneğin bir tekil büyük fırtına sisteminin eldeki veri grubuna birden fazla girmemesinin göstergesidir (Haan, 1977).

Su yapıları projelendirilirken hidrolik yapı elemanlarının imalatında seçilecek proje debisinin tahmini, hem maliyet hem de can güvenliği bakımından önemli bir etkiye sahiptir. Bu nedenle taşkın tekerrür analizinin en hassas yöntemlerle yapılması mühimdir. Taşkın frekans analizindeki temel amaç istenilen herhangi bir geri dönüş periyoduna karşılık gelen taşkın büyüklüğünün tahmin edilmesidir (WMO, 1964).

### 5.1 Yöntemler

Taşkın tekerrür (sıklık, frekans) analizlerinde kaydedilmiş akım verileri kullanılarak, değişik tekrarlama sıklıklarındaki akım değerlerinin hesaplanması yapılır. Bundan dolayı, analiz için geçmiş yıllara ait kayıtlar ne kadar geriye giderse daha sağlıklı sonuçlara ulaşılır. Taşkın tekerrür analizleri farklı istatistiksel yöntemlerle yapılabilmektedir. Her bir yöntemin kendisine ait avantaj ve dezavantajları bulunmaktadır. Taşkın frekans analizinde sık kullanılan olasılık dağılımları Gumbel ve Log-Pearson Tip III dağılımlarıdır.

### 5.1.1 Gumbel dağılımı

Taşkın debilerinin hesaplanmasında en sık kullanılan dağılım Gumbel dağılımıdır (Gumbel, 1958). Bu dağılım yıllık ekstrem akım değerlerine bağlı bir istatistiksel metod olup, aşağıdaki formül ile hesaplanır (5.1) (Gumbel, 1958);

$$X_T = \bar{X} + K * \sigma \quad (5.2)$$

Burada  $X_T$  tekrarlama sıklığındaki taşkın değerini,  $\bar{X}$  değişkenin ortalama değerini,  $K$  frekans faktörü katsayısını,  $\sigma$  ise değişkenin standart sapmasını belirtir.

Frekans faktörü olan  $K$ 'yı bulmak için (5.2) numaralı formül kullanılır;

$$K = \frac{y_T - \bar{y}_n}{S_n} \quad (5.2)$$

Bu formülde yer alan  $\bar{y}_n$ , indirgenmiş ortalama değer olup ele alınan yılların sayısına bağlı olarak değişiklik gösterir.  $S_n$  indirgenmiş standart sapma değeri olup kullanılan yılların sayısına bağlı olarak değişir. Formüldeki son değişken olan  $y_T$  ise indirgenmiş değişken değeridir ve (5.3) formülü ile gösterilir;

$$y_T = -(\text{LN} * \text{LN} \frac{T}{T-1}) \quad (5.3)$$

Formülde yer alan  $T$  tekrarlanma sıklığı,  $\text{LN}$  ise doğal logaritmadır.

### 5.1.2 Log-Pearson Tip III dağılımı

Log Pearson Tip III dağılımı Gumbel gibi yıllık maksimum akım verilerine uygulanan istatistiksel bir teknik olup, akarsular üzerinde farklı aralıktaki taşkın sıklıklarını tahmin etmede kullanılır. Bu dağılımda kullanılan üç parametre vardır. Bunlar akım verilerinin logaritmalarının ortalaması, standart sapması ve çarpıklık değerleridir. Log Pearson Tip III için kullanılan formül aşağıdaki gibidir (5.4) (USACE, 1993);

$$Z_T = \bar{X}_{\log x} + K * \sigma_{\log x} \quad (5.4)$$

Formülde yer alan  $\bar{X}_{logx}$  yıllara ait akım verilerinin logaritmik ortalamalarını, **K** taşkın frekans faktörünü ve  $\sigma_{logx}$  yıllara ait akım verilerinin logaritmalarının standart sapma değerini gösterir.



## **6. UYGULAMA**

Çalışmanın uygulama kısmında Bağışlı Regülatörü ve HES projesi literatüre uygun şekilde incelenmiştir. Bu kapsamda öncelikle tesis ziyaret edilmiş ve su kullanım hakkı çerçevesinde işletme yapan firma ile görüşülmüştür. Verimli çalışmadığı üretim sonuçları ve yaşanan sorunlarla teyit edilen santral; tasarım debisinin seçiminden başlanarak işletme koşullarına kadar incelenmiş, uzun yıllara ait akım gözlem istasyonları verileri ile debi gidiş ve debi süreklilik eğrileri oluşturulmuş, RETScreen programı ile analiz yapılmış ve eleştirel bir yaklaşımla mevcut durum ve problemlerin çözümü için sonuçlar ortaya konmuştur. Bu sonuçlar SWOT analizi ile desteklenmiştir.

### **6.1 Projenin Tanıtılması**

Bağışlı projesinin yapımına 2006 yılında başlanılmış ve 2009 yılı Mart ayı itibariyle tesis devreye alınmıştır. Proje enerji amaçlı olup, proje kapsamında kullanılan Zap suyunun başka kullanım amacı yoktur. Bu kısımda projeye ilgili saha tanıtımı, hidroloji bilgileri, kurulması planlanan ve kurulan tesisler, planlanan üretim projeksiyonu ve proje finans bilgilerine yer verilmiştir. Bu bilgiler tesisin yapımında dikkate alınmış ve uygulanmış bilgilerden oluşmaktadır.

#### **6.1.1 Proje yeri**

Çalışmaya konu Bağışlı Regülatörü ve HES projesi Güneydoğu Anadolu Bölgesi, Hakkari ili sınırları içerisinde, 37° 42' 49" ile 37° 43' 55" kuzey enlemleri ile 44° 03' 17" ile 44° 05' 09" doğu boylamları arasında; Zap Suyu havzası ana kolu üzerinde 1578m ile 1700m kotları arasında (Zap suyunun Bağışlı köyü içerisinde geçen kısmında) yer almaktadır. Tesis her mevsim açık ve stabilize olmuş Van-Hakkari devlet yolu üzerinde yer aldığından alana ulaşım oldukça rahattır. Şekil 6.1'de Bağışlı köyünün uydu görüntüsü, Şekil 6.2'de ise proje yerinden çekilmiş görüntüde Van-Hakkari karayolu ve Zap suyu yer almaktadır.



**Şekil 6.1:** Bağışlı köyü uydu görüntüsü

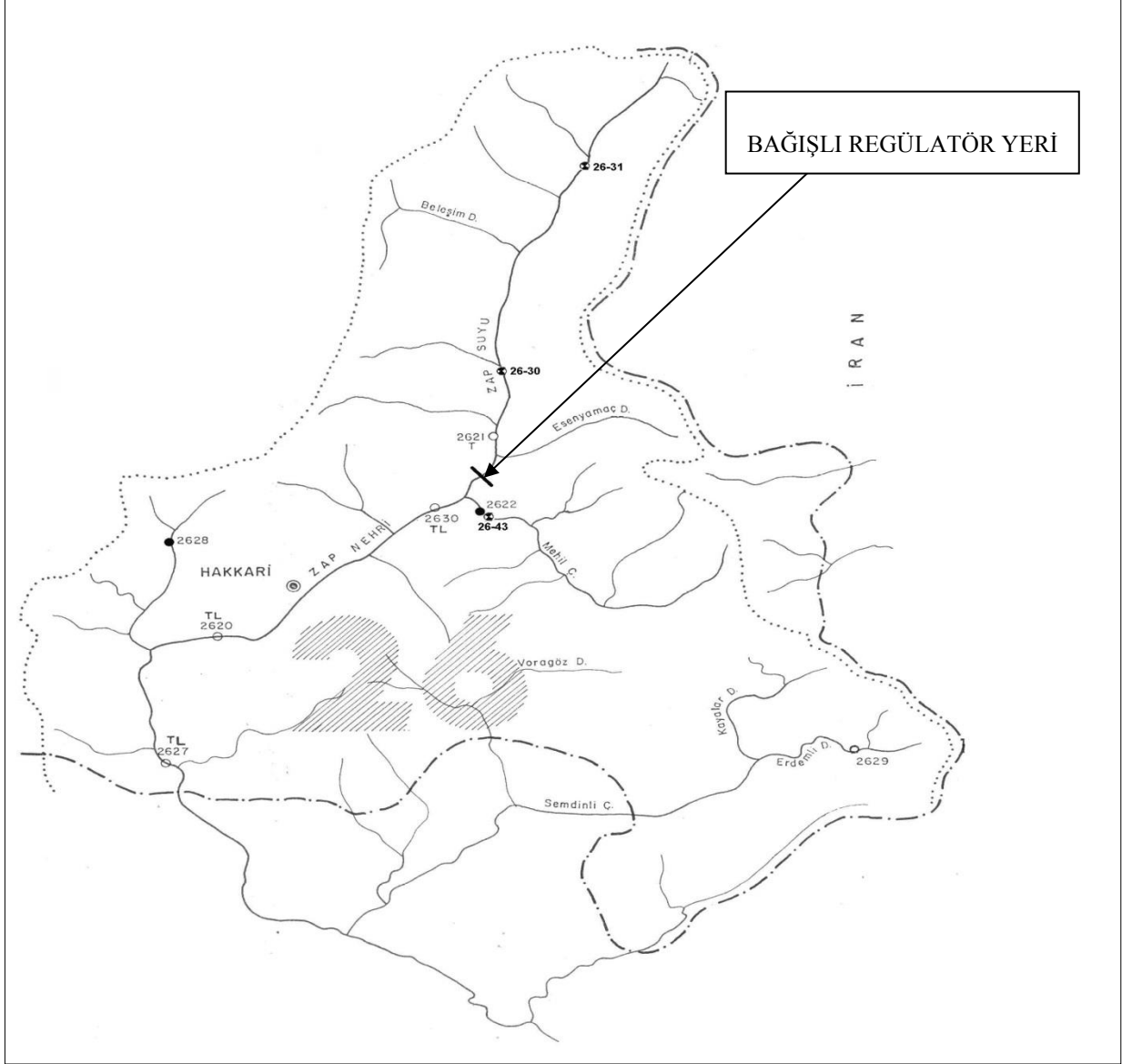


**Şekil 6.2:** Van-Hakkari karayolu ve Zap suyu görünümü

### 6.1.2 Hidroloji

Bu kısımda proje yapılırken dikkate alınan hidroloji bilgileri paylaşılmıştır. Projenin üzerine kurulu olduğu havza Zap suyu havzasıdır. Türkiye hidrojeolojik bakımdan yirmi altı adet havzaya ayrılmıştır. Zap Suyu havzası 26 nolu Dicle havzasının bir alt havzasıdır. Toplam alanı 6780 km<sup>2</sup> olup Türkiye yüzölçümünün %0.87'sini

kaplamaktadır (Bakış ve Tip, 2007). Havza, Hakkari ilinin çok büyük bir kısmı, Van ve Siirt illerinin küçük bir kısmını kapsamaktadır. Şekil 6.3'te Dicle havzası içerisinde Zap suyu havzası, regülatör yeri ve tesise yakın akarsu gözlem istasyonları (AGİ) görülmektedir.



**Şekil 6.3:** Zap suyu havzası, regülatör yeri ve AGİ'ler

Projeye ait yağış alanı (Regülatör yeri baz alınarak) 2889 km<sup>2</sup> olarak hesaplanmıştır. Proje tasarım debisinin hesaplanması için yağış alanı içerisinde yer alan bazı akım gözlem istasyonları 1947-1999 periyodunda incelenmiştir (Proje henüz başlamadan tamamlanan son yapılabirlik raporu 2000 yılında hazırlandığından uygulamada kullanılan veriler 1999 yılına kadar temin edilmiş olanlardır). Bu amaçla yapılan korelasyon analizlerinde Şekil 6.3'te de görülen EİE'ye ait 2620 (Zap Suyu-

Üzümcü), 2630 (Zap Suyu-Teknisyenler), 2622 (Nehil Çayı-Konak) ve 2621 (Zap Suyu-Musahan) nolu AGİ'ler değerlendirmeye alınmıştır. Yapılan alan ve yağış rejimi değerlendirmeleri sonucunda debi süreklilik eğrisinde zamanın %12'sine denk gelen 31,24 m<sup>3</sup>/s'lik debi, proje debisi olarak kabul edilmiştir. Ortalama debi ise zamanın %27.79'una denk gelen 15,16 m<sup>3</sup>/s olarak belirlenmiştir (Ceykar Elektrik Üretim A.Ş., 2000).

Proje taşkın hesabında ise tekerrürlü debi değerlerini hesaplayabilmek için yukarıda belirtilen AGİ'ler kullanılarak bölgesel taşkın frekans analizi yapılmıştır. Yapılan hesaplamalar sonucunda elde edilen pik debi değerleri Çizelge 6.1'de verilmiştir (Ceykar Elektrik Üretim A.Ş., 2000). Bu analizin detayları Bölüm 6.4'te anlatılmıştır.

**Çizelge 6.1:** Fizibilitede yer alan taşkın analizi.

Tekerrür Yılı	Taşkın Debisi (m <sup>3</sup> /s)
Q2	140.4
Q5	204.2
Q10	248.5
Q25	306.7
Q50	351.8
Q100	369.3
Q500	511.2

### 6.1.3 Tesisler

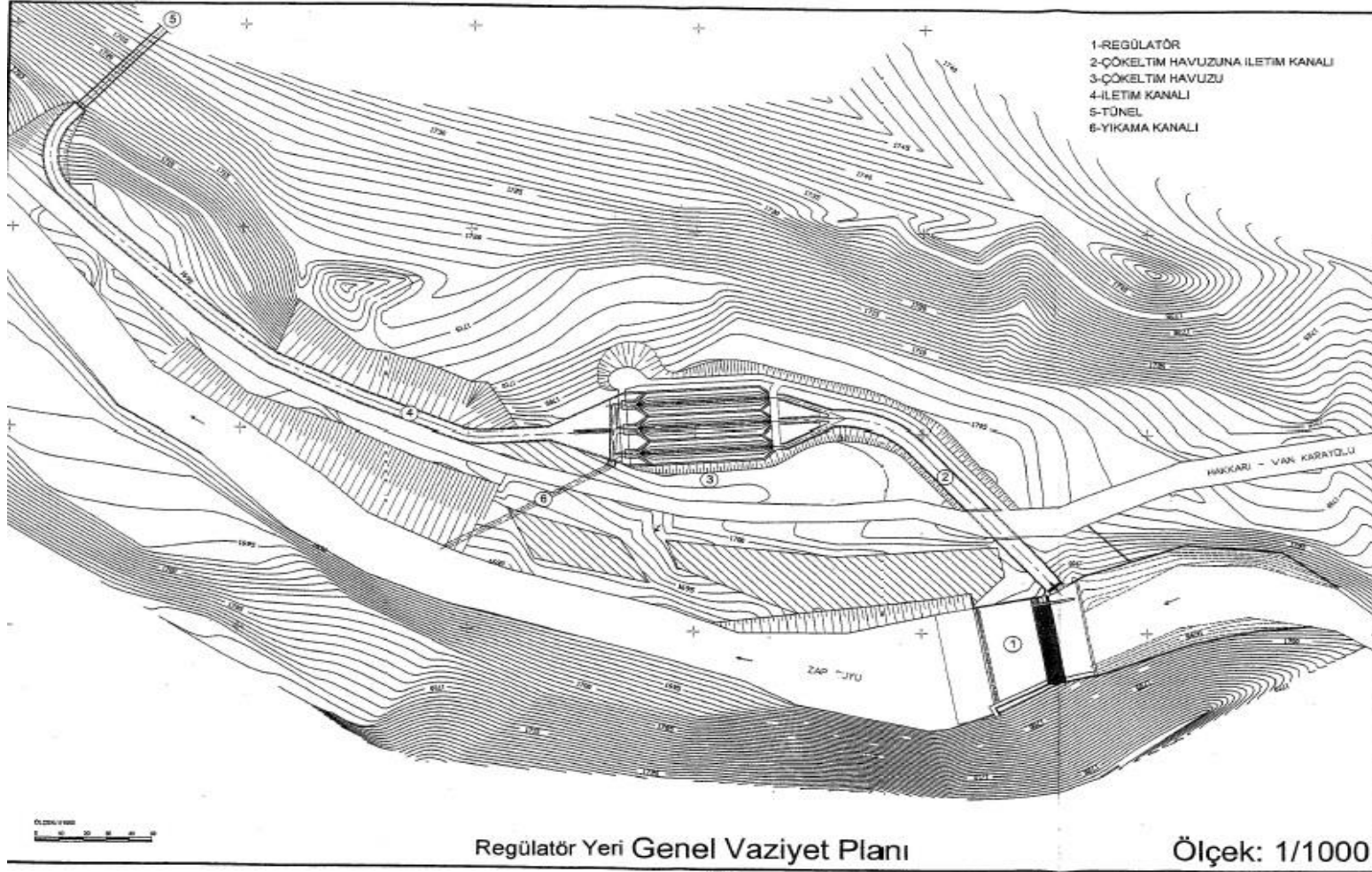
Nehir tipi biriktirmesiz tesislerin bir örneği olan Bağışlı projesi 30 MW kurulu güce sahip olup suyun isale sırasına göre; su alma yapısı (regülatör), çökeltim havuzu, iletim kanalı, iletim tüneli, yükleme odası, cebri boru ve santral binasında yer alan türbinlerden oluşur. Bu tesislere ait detaylı projelendirme bilgileri EK A'da verilmiştir.

Proje bünyesinde yer alan tesislerle ilgili olarak regülatör yeri genel vaziyet planı Şekil 6.4'te verilmiştir. Burada görüldüğü gibi Zap Suyu akışı Van-Hakkari karayoluna paralel, Hakkari yönünde ve yolun sol sahilindedir. Sol sahilde yer alan regülatör ile rejimi düzenlenen su; su alma ağızı ve küçük bir iletim kanalı yardımı ile sağ sahilde yer alan çökeltim havuzuna iletilir. Çökeltim havuzundan sonra su kapalı iletim kanalı vastasıyla basınçsız galeriye intikal eder. Devamında ise Şekil 6.5'te

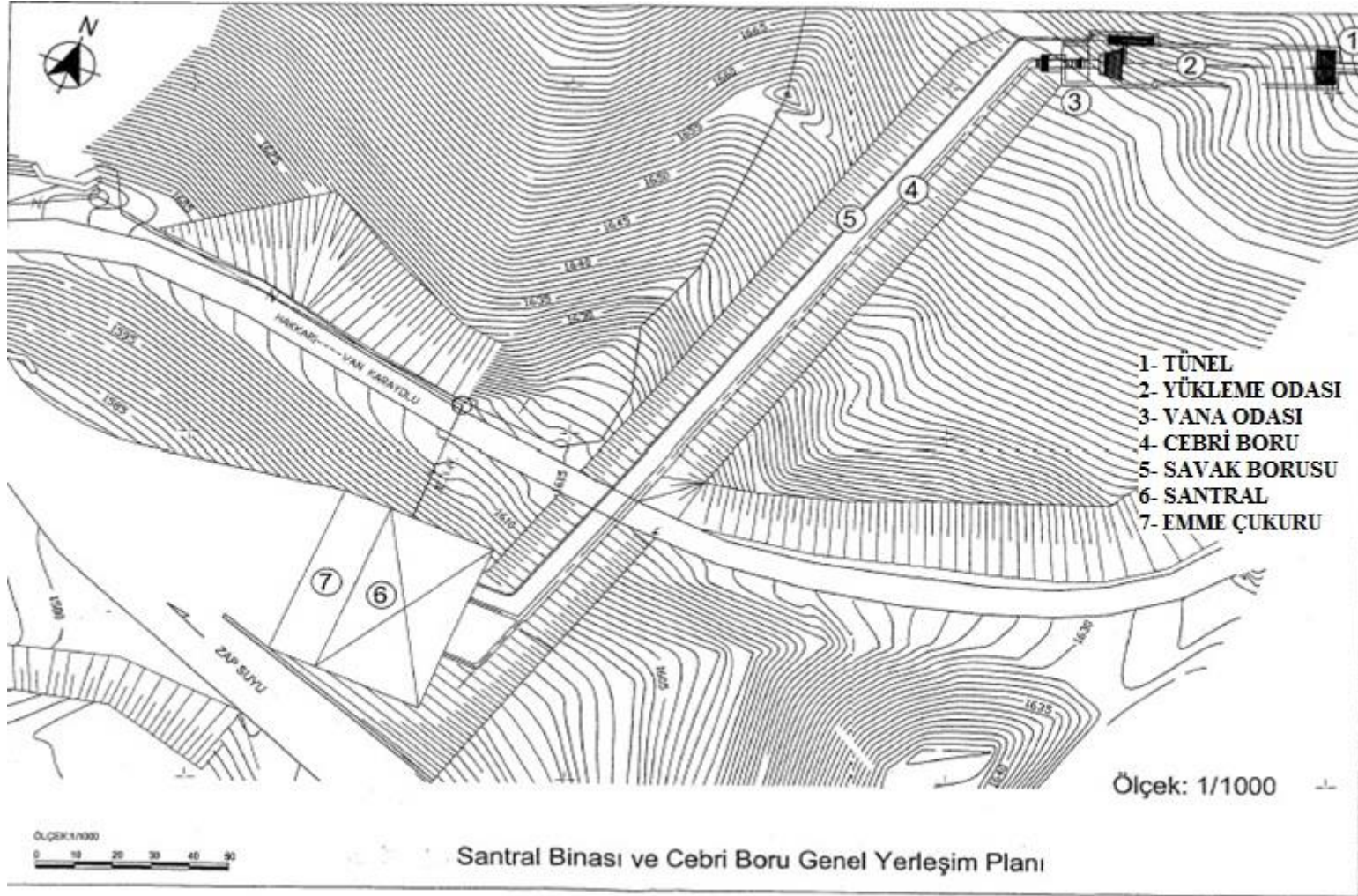


verilen vaziyet planında görüldüğü gibi isale edilen su yükleme odasına ulaştıktan sonra cebri borular ile tekrar sol sahilde bulunan santrale gelir ve türbinleme sağlanır.

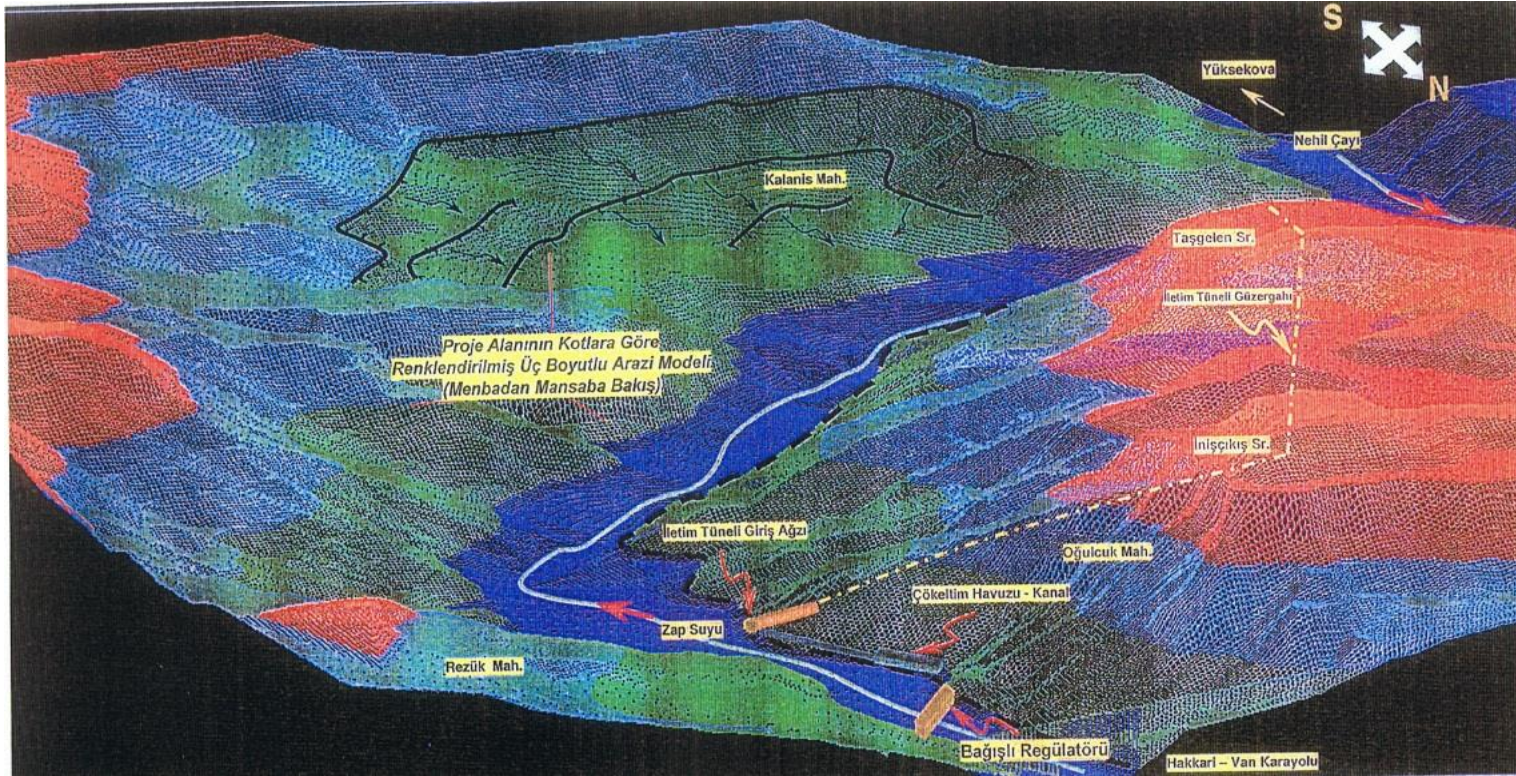
Proje firmasından temin edilen vaziyet planları dışında, projede yer alan tesislerle ilgili farklı bir çalışma daha yapılmıştır. Bu çalışma üç boyutlu arazi modelinin oluşturulmasıdır. Projenin daha iyi etüt edilebilmesi hedefi ile gerçekleştirilen bu çalışma sonucunda Şekil 6.6'da menbadan mansaba bakış ve Şekil 6.7'de mansaptan menbaya bakış olmak üzere iki farklı model ortaya çıkarılmıştır. Her iki şekilde de ilgili tesisler ve coğrafi konum belirten yerler isimlendirilmiştir.



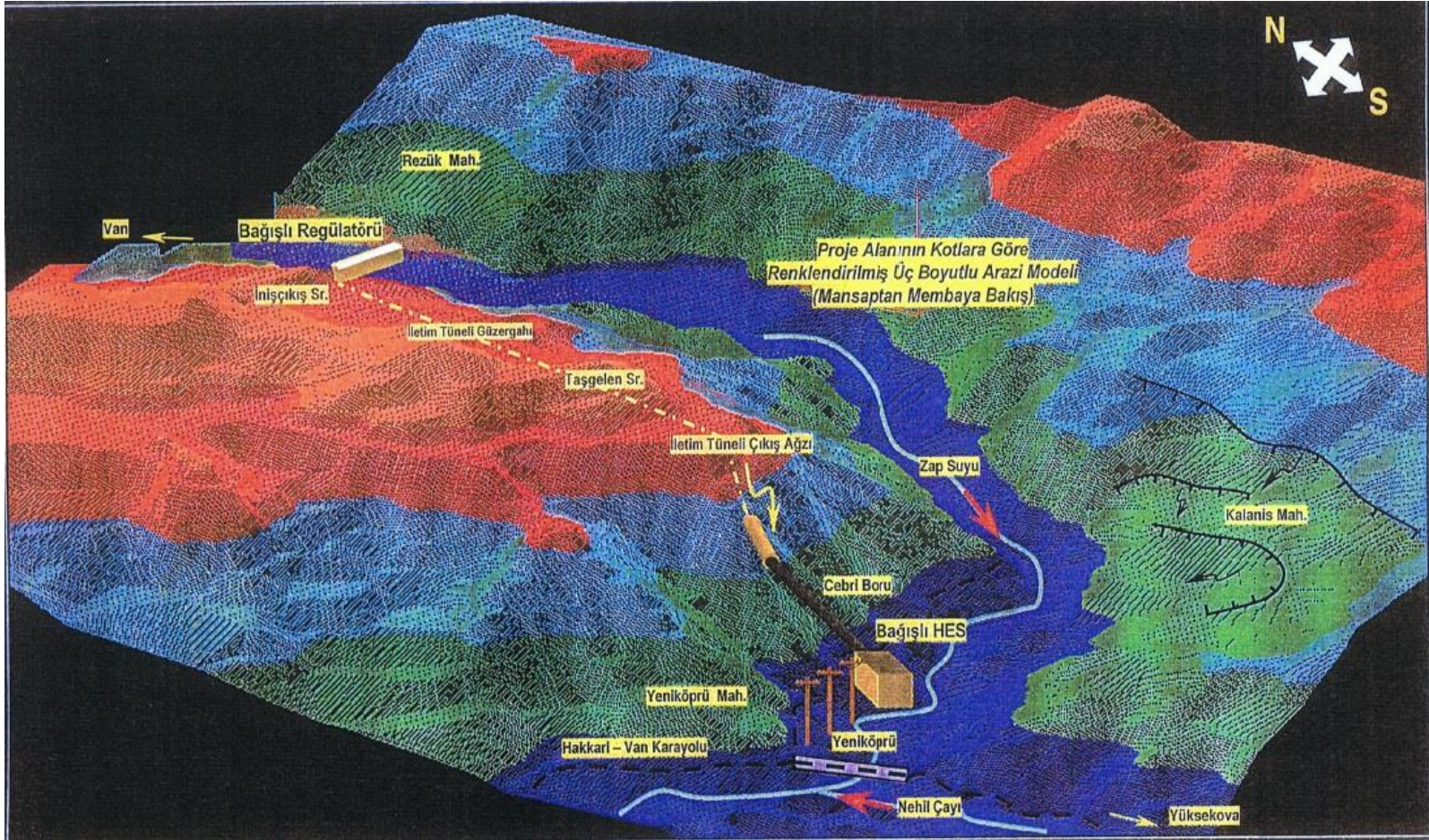
Şekil 6.4: Regülatör yeri genel vaziyet planı



Şekil 6.5: Santral binası ve cebri boru genel yerleşim planı



Şekil 6.6: 3D arazi modeli ile menbadan mansaba bakış



Şekil 6.7: 3D arazi modeli ile mansaptan menbaya bakış

#### **6.1.4 Planlanan üretim projeksiyonu**

Bağışlı HES projesi için planlanan ve ilgili kurumlarca kabul sırasında onaylanmış elektrik enerjisi üretim miktarı yıllık 99 milyon kWh'tir. Bu tutar Türkiye'de 2012 yılında hidrolik kaynaklardan üretilen yıllık elektrik enerjisi miktarının %0,15'ine, aynı yıl gerçekleşen toplam üretimin ise binde 0,43'üne denk gelmektedir. Bu rakamlardan da görüleceği gibi tesis ülke ekonomisi ve enerji dengesinin sağlanabilmesi açısından oldukça önemlidir.

#### **6.1.5 Proje finans**

Bir HES projesi değerlendirilirken proje finans analizlerinin yapılması elzemdir. Sadece üretilen elektrik enerjisi düşünülerek proje hazırlanmamalıdır. Ekonomik yapılabilirliği olmayan projelerin hayata geçirilmesi hem doğayı hemde doğal kaynakları olumsuz yönde etkiler. Bu nedenle teze konu Bağışlı projesiyle ilgili maliyetler işletmeci firmadan talep edilmiştir. Buna göre tesisin toplam maliyeti (2008 yılı fiyatlarıyla) 36.188.032 TL'dir. Bu tutarın %40'ını yaklaşık 2700 metre uzunluğundaki enerji tüneli maliyeti, %37'sini ise türbin-jeneratör-trafo grubunun dahil olduğu elektromekanik kalemlerin maliyeti oluşturmaktadır. Yatırım belli bir oranda özsermaye yapısına sahip proje kredisiyle tamamlanmıştır. Proje finans analizleriyle ilgili detaylar bölüm 6.3.4'te RETScreen uygulamasında değerlendirilmiştir.

### **6.2 Güncel Verilerle Projenin Yeniden Değerlendirilmesi**

#### **6.2.1 Yöntem**

Bağışlı projesi, 2000 yılında hazırlanan fizibilite raporunda yer alan verilere göre hayata geçirilmiştir. Her ne kadar 2007 yılında yapılan revize çalışmada bazı inşaat kalemlerinde gerekli düzenlemeler yapılmış olsada proje tasarım debisinin seçiminde ilk çalışma esas alınmıştır. Bu durum; inşaat başlangıcına kadar aradan geçen yedi yılda oluşan hidrolik kayıtların göz ardı edilmesi sonucunu ortaya çıkarmıştır. Ölçüm yapılmayan yıllarda çeşitli korelasyonlarla ve istatistiki yöntemlerle hesaplamalar yapıldığı ve 2000 yılı öncesine ait ölçülmüş veri bulunan yıl sayısının oldukça az olduğu göz önünde bulundurulduğunda, hesaplanmayan yedi yılın önemi kolaylıkla anlaşılabilir. Bu çalışmada tasarım debisinin tekrar hesaplanması için öncelikle tesise

yakın akarsu gözlem istasyonları belirlenmiş (bölüm 6.1.2’de belirtilen) daha sonra ise bu istasyonlara ait geçmişten (ilk ölçümler 1947 yılında başlamıştır ve en eski veriler bu yıla aittir.) 2012 yılına kadar gözlenen tüm veriler ilgili devlet kurumlarından ve bazı özel kurumlardan elde edilmiştir.

Bunların yanında santrali işleten firmadan tesise ait bütün girdiler-çıktılar eksiksiz olarak temin edilmiştir. Bu projeye ait ve çalışmanın sonuçlarını etkileyebilecek her detay ivedilikle göz önünde bulundurulmuştur. Temel hidrolojik yöntemlere dayanan çalışma sonuçları gerçekleşen verilerle de karşılaştırılmış ve sonuçlar ortaya konmuştur.

### **6.2.2 Akım gözlem istasyonlarının belirlenmesi**

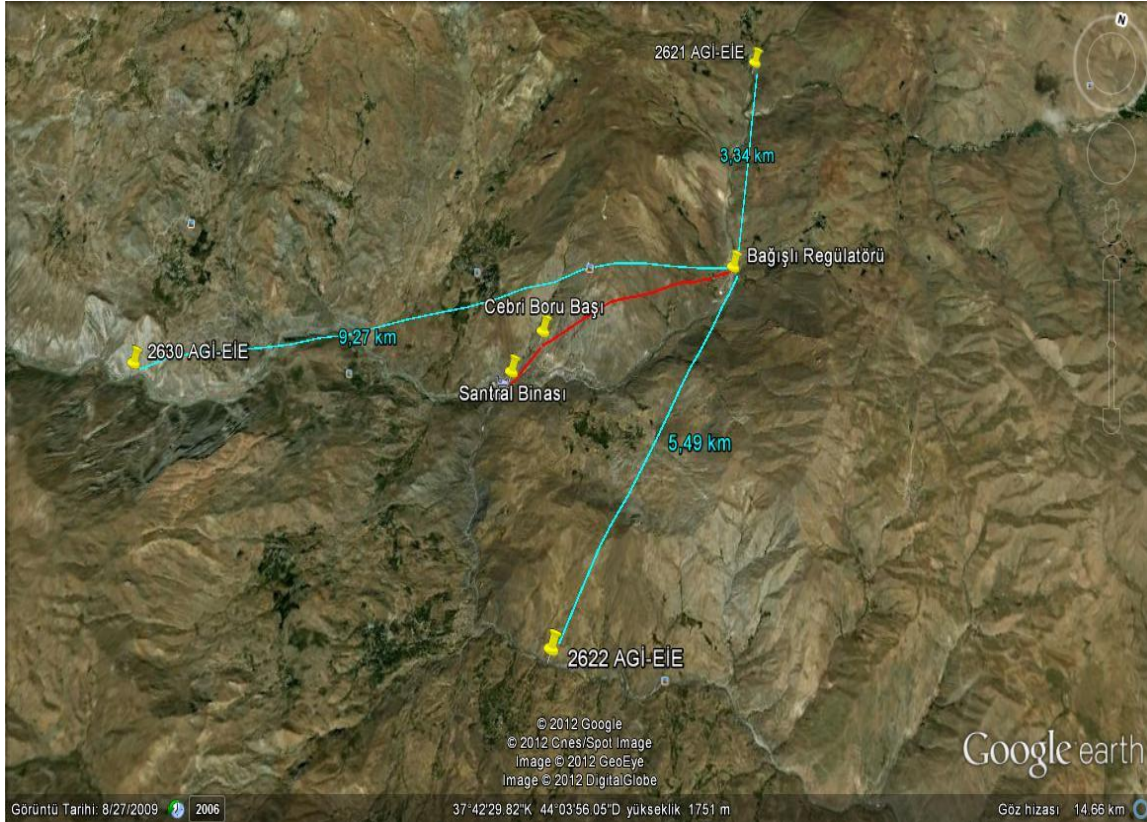
Akım gözlem istasyonlarının seçimi ve gözlem değerleri proje analizleri yapılırken bir başlangıç noktasıdır. Ülkemizde aktif AGİ’lerin sayısı oldukça azdır. Bunun dışında sürekli ve sürdürülebilir bir ölçüm politikası olmadığından, tesislerin kurulacağı yerlere yakın AGİ bulma konusunda çeşitli zorluklar yaşanmaktadır. Bu nedenlerden dolayı istasyonların seçimi çok hassas olarak ele alınması gereken bir konudur. Bu aşamada gözden kaçacak ufak bir detay bile tesisin yanlış planlanması ve verimsiz çalışması sonuçlarını doğuracaktır. Bu çalışmada, Zap havzasındaki akım gözlem istasyonları ve buna ait gözlem değerleri incelenmiş; aşağıdaki kriterler sağlanacak şekilde istasyonlar seçilmiştir.

1. Veri sayısının istatistiki anlamda nicelik bakımından yeterli örnek oluşturması.
2. Akım değerlerinin, hazne işletmesinden bağımsız olarak görülebilmesi için baraj/tesis çıkış noktasında bulunmaması.
3. Tüm havza alanını temsil etmesi bakımından havza alanında homojen dağılmış olması.
4. Gözlem yıllarında kesiklik ve düzensizlik olmaması.
5. Güncel eğilim değerlerini bulmak bakımından günümüze yakın verileri bulunan istasyonların seçilmesi.

Bir önceki bölümde hidroloji başlığı altında belirtildiği gibi proje yapılabilirlik raporunda dört adet AGİ kullanılmıştır. Bunların içerisinde 2620 (Zap Suyu-Üzümcü) AGİ’si bu çalışmada değerlendirme dışı bırakılmıştır. Bu AGİ projenin yer aldığı Zap Suyu üzerinde bulunmasına rağmen proje mansabından 55 km aşağıda yer

almaktadır. Bu mesafeden verileri regülatör yerine taşımak yanlısamalara ve su rejimi hakkında karar vermede teredütlerin yaşanmasına sebep olacaktır. Ayrıca regülatör yerinden 10 km aşağıda yer alan 2630 (Zap Suyu-Teknisyenler) AGİ'sinin hesaplara dahil edilmesi ve 2630 ile 2620 numaralı AGİ'lerden daha sağlıklı gözlemler yapılabileceği düşünülmüştür.

Geriye kalan 2630, 2622 (Nehil Çayı-Konak) ve 2621 (Zap Suyu-Musahan) AGİ'lerinin regülatör yerlerine olan uzaklıkları Şekil 6.8'de görülmektedir.



**Şekil 6.8:** 2630, 2622 ve 2621 AGİ'leri

2621 numaralı AGİ projeden membaya doğru 3,3 km uzaklıktadır ve en geçerli veriler bu istasyondan temin edilmiştir. 2630 numaralı AGİ ise santral kuyruk suyuna 4 km uzaklıktadır ve konumu nedeniyle değerlendirilmeye alınmıştır. Bunların dışında 2622 numaralı AGİ, Zap'a dökülen kollardan Nehil Çayı üzerindedir. Santralin kuyruk suyu çıkışının hemen sonunda Zap suyu ile birleşen Nehil Çayı üzerindeki tek AGİ olması sebebiyle çalışmaya fayda sağlayacağı düşünülmüş ve değerlendirmeye dahil edilmiştir.

Çalışmada kullanılan AGİ'lere ait yağış alanları ve gözlem yılları Çizelge 6.2'de verilmiştir. Bu gözlem yılları dışında kalan yıllar istatistiksel olarak tamamlanmıştır.



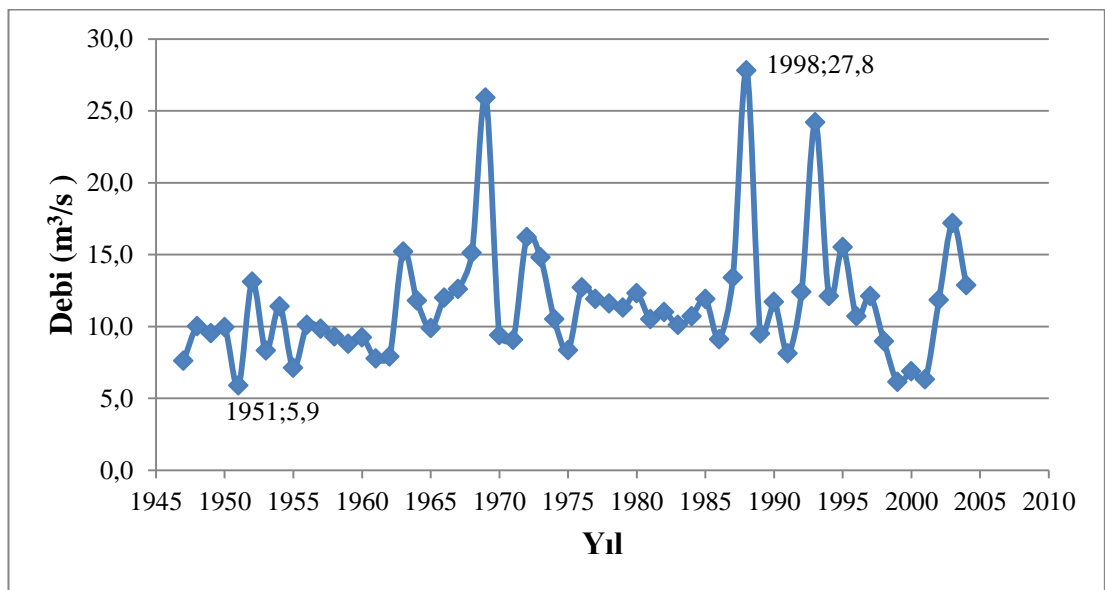
**Çizelge 6.2:** AGİ'lere ait yağış alanları ve gözlem yılları.

AGİ	Yağış Alanı (km <sup>2</sup> )	Gözlem Periyodu
2621	2504	1969, 1971-89, 1993, 2000-04
2622	1136	1989, 1993-98, 2002-04
2630	4172	1986-89, 1991-2009

### 6.2.3 Akım gözlem istasyonlarına ait debi gidiş eğrileri

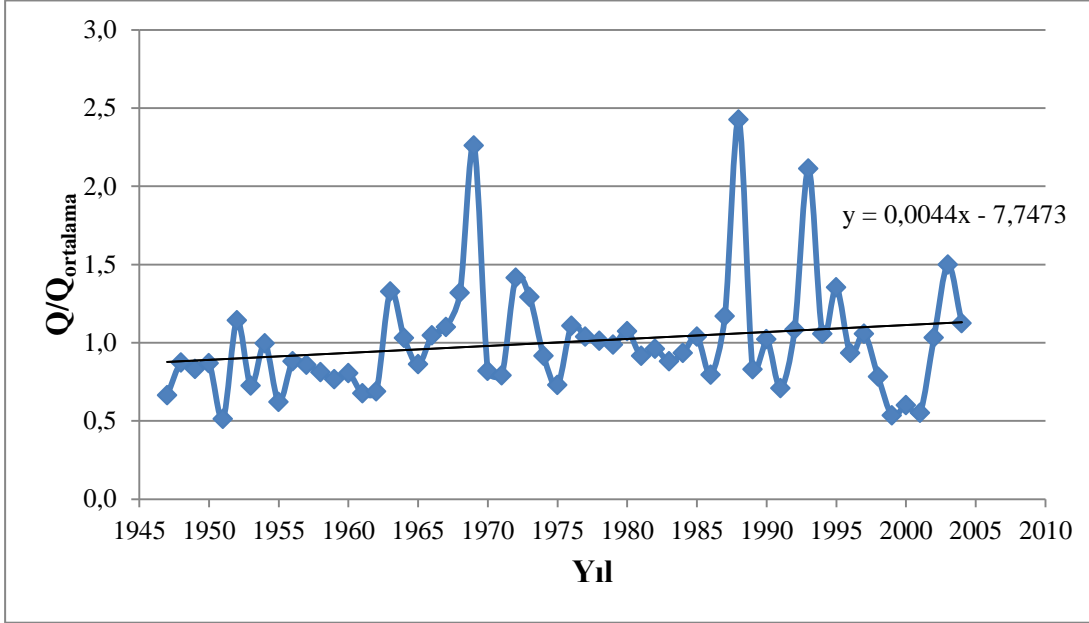
Debi gidiş eğrileri debilerin kronolojik zaman sırasına göre işaretlendiği çizgilerdir. (Önöz, 2011). Genel olarak yağış seviyeleri ve suyun hangi dönemlerde hangi miktarda geldiğiyle ilgili bilgi verir. Örneğin belli bir havzanın uzun yıllara ait verileri debi gidiş eğrilerine işlendiğinde, o havzaya ait kurak ve sulak yılların gözlenebilmesi mümkündür. Debi gidiş çizgileri günlük akım verilerinden elde edilebileceği gibi uzun yıllara dayanan çalışmalarda verilerin oldukça fazla olması nedeniyle aylık ortalama veriler de sıklıkla kullanılır.

Bu çalışmada öncelikle belirlenen üç gözlem istasyonu için bu eğriler oluşturulmuştur. İstasyonlara ait 1947 yılından 2011 yılına kadar (veri mevcut olan yıllar) aylık ortalama veriler kullanılmıştır. İlk olarak Şekil 6.9'da 2621 numaralı istasyona ait debi gidiş eğrisi görülmektedir. Bu istasyondan gözlemlenen sonuç en sulak yılın 1988, en kurak yılın ise 1951 yılı olduğudur. Bu istasyon için uzun yıllar ortalama debisi ise 11,46 m<sup>3</sup>/s olarak hesaplanmıştır.



**Şekil 6.9:** 2621 debi gidiş eğrisi

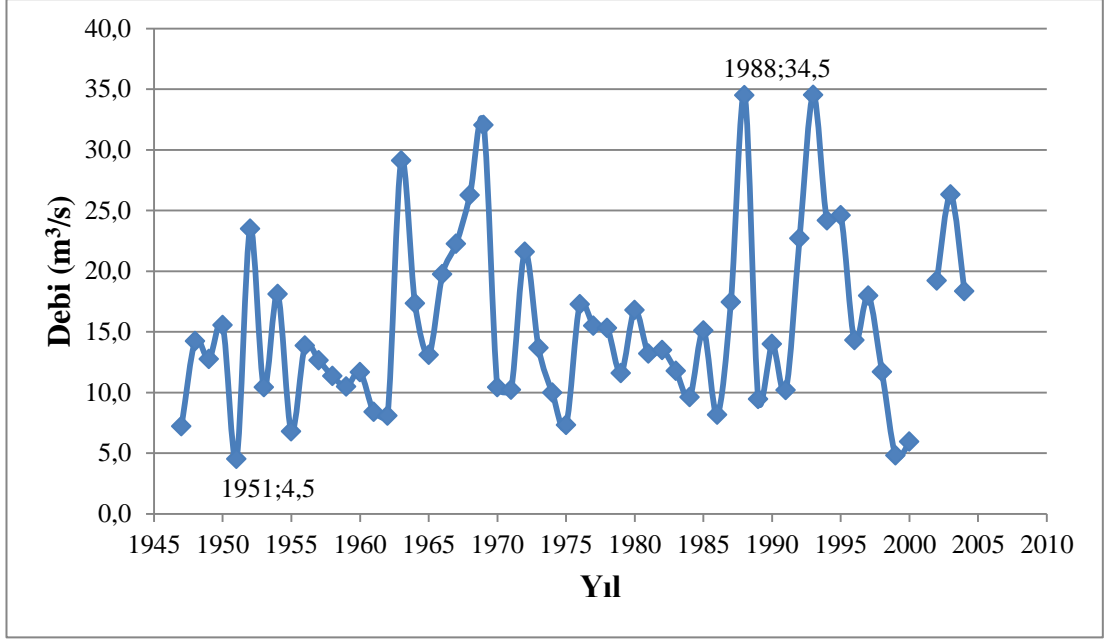
Debi gidiş eğrilerinde bir diğer yöntemde bu eğrileri boyutsuz (yıllık debi değerleri ortalama debiye bölünerek bulunur ( $Q/Q_{ortalama}$ )) çizerek eğilim çizgileri vasıtasıyla havza yağış durumuyla ilgili yorumlar yapmaktır. 2621 için hesaplanan boyutsuz debi gidiş eğrisi Şekil 6.10'da belirtilmiştir. Bu grafikten anlaşılacağı gibi eğim artmaktadır. Bu durum istasyonun olduğu bölgede yağış miktarının geçmişten günümüze arttığını göstermektedir.



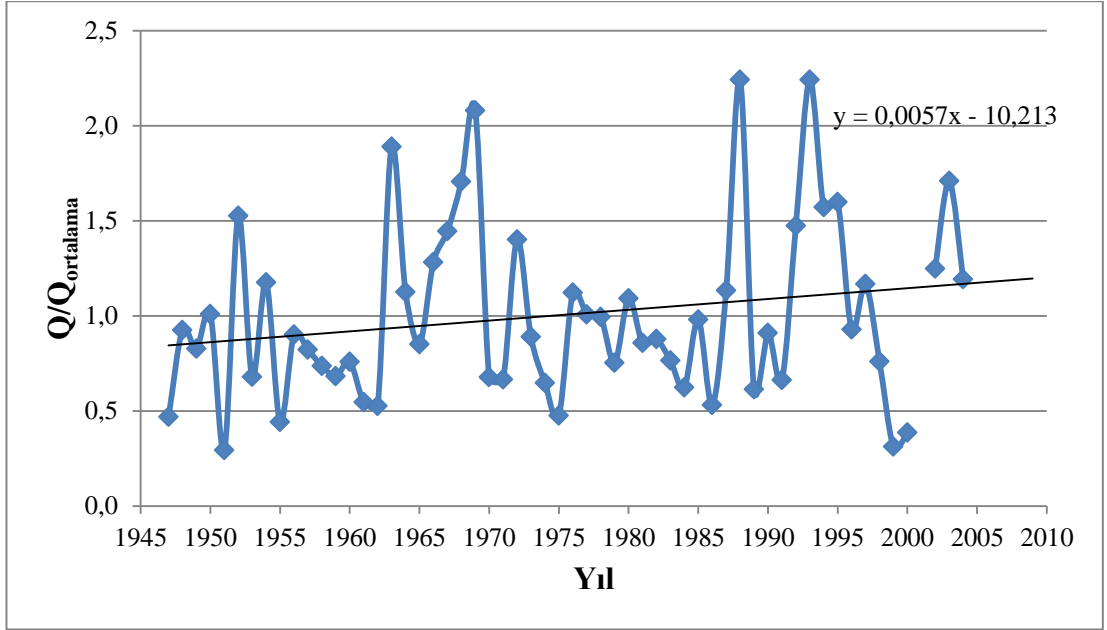
**Şekil 6.10:** 2621 boyutsuz debi gidiş eğrisi

2621 için yapılan çalışma aynı şekilde 2622 ve 2630 numaralı istasyonlar içinde yapılmış ve sırasıyla Şekil 6.11'de 2622 için debi gidiş, Şekil 6.12'de 2622 için boyutsuz debi gidiş, Şekil 6.13'te 2630 için debi gidiş ve Şekil 6.14'te 2630 için boyutsuz debi gidiş çizgileri ifade edilmiştir. Her iki AGİ içinde kurak yıllar 1951, sulak yıllar ise 1988 olarak gerçekleşmiştir. Bu durum Zap havzasında ölçüm yapılan yıllar içinde yağışı en fazla olan yılın 1988, en az olan yılın ise 1951 olduğunu ortaya koymaktadır. 2622 için ortalama debi 15,4 m<sup>3</sup>/s, 2630 için ise 33,7 m<sup>3</sup>/s olarak hesaplanmıştır.

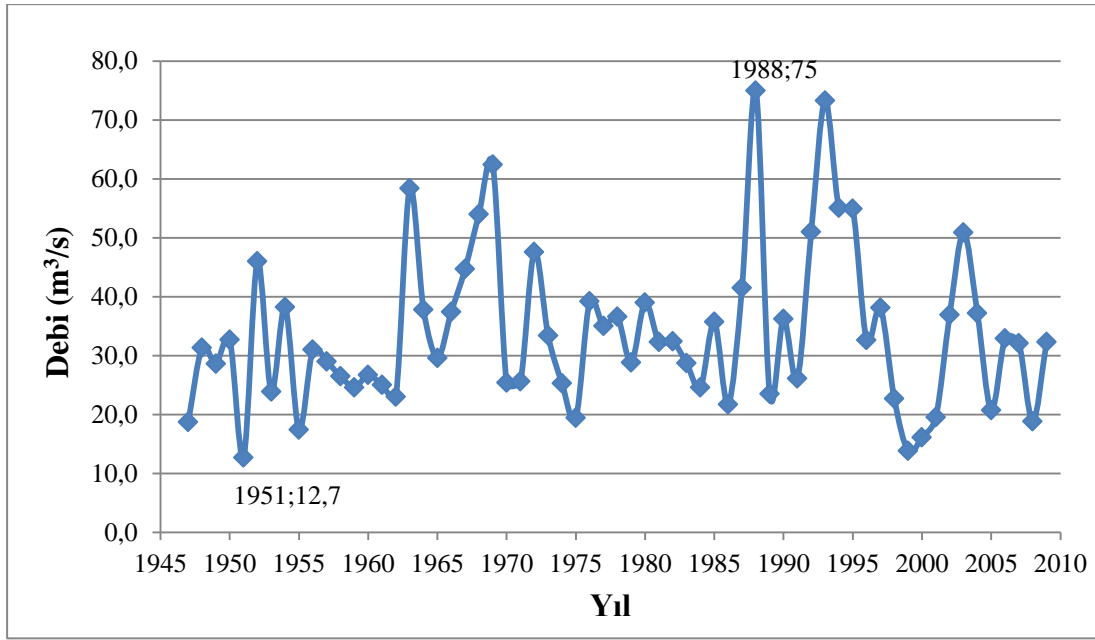
Bu çizelgelerde vurgulanması gereken durum, eksik olan yılların korelasyon ile tamamlanmasıdır (2622'nin son yılları hariç). Bu yöntem teorik olarak doğru bir yöntem olmakla birlikte çalışmaların seyrini etkileyebilmektedir. Bunun ne kadar doğru bir yöntem olduğu ilerki bölümlerde tasarım debisi seçiminden sonra hesaplanan ve regülatör yeri debi gidiş eğrisi baz alınarak hazırlanan örneklerde karşılaştırmalı olarak belirtilmiştir.



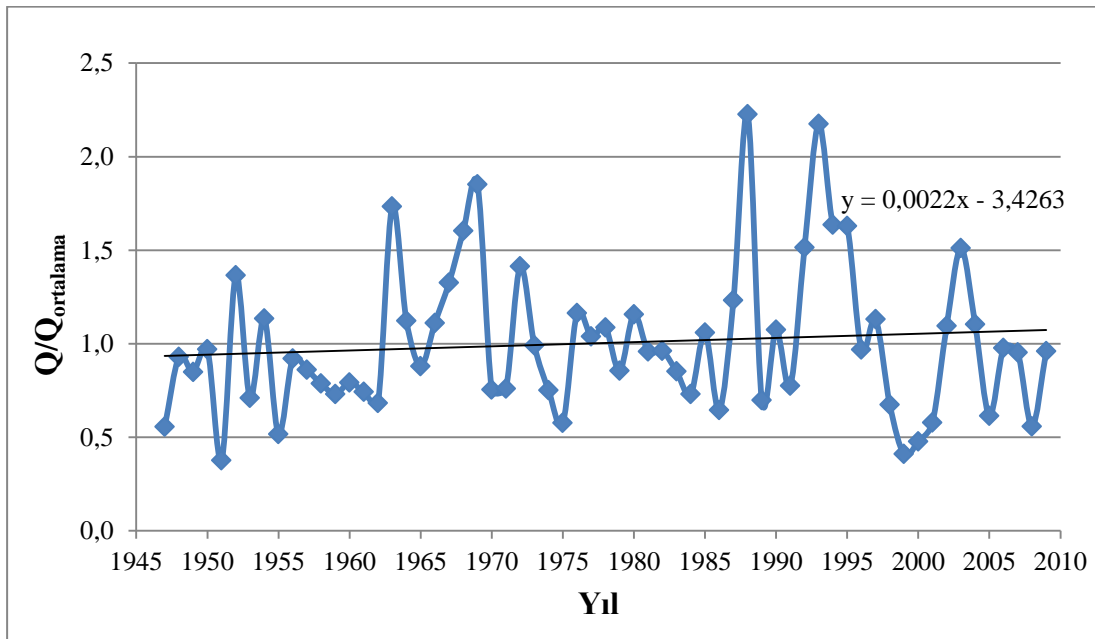
Şekil 6.11: 2622 debi gidiş eğrisi



Şekil 6.12: 2622 boyutsuz debi gidiş eğrisi



Şekil 6.13: 2630 debi gidiş eğrisi



Şekil 6.14: 2630 boyutsuz debi gidiş eğrisi

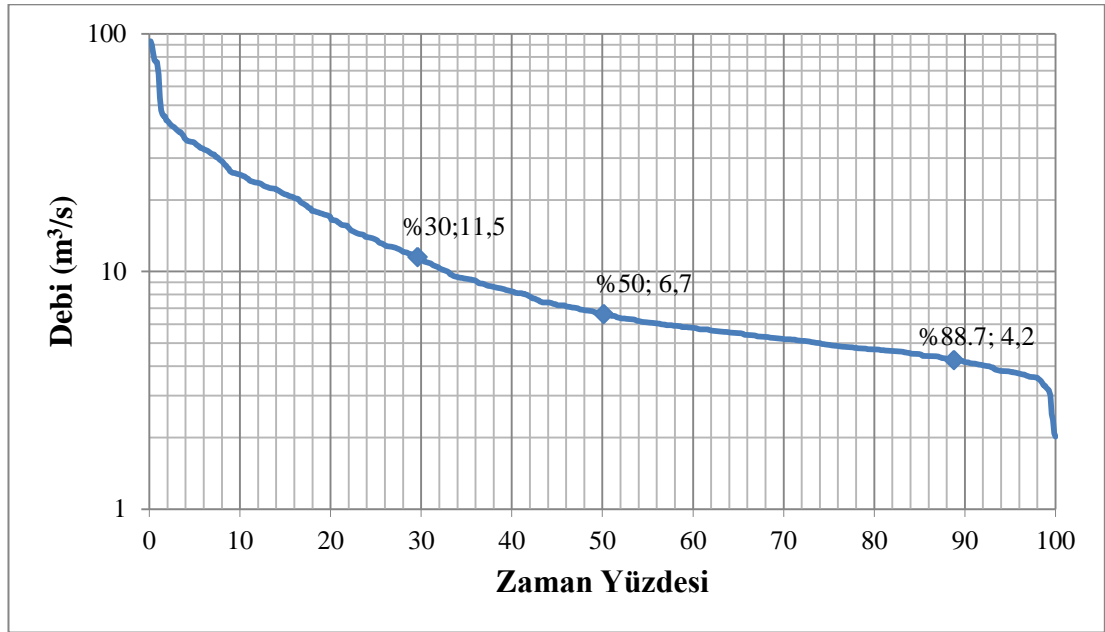
#### 6.2.4 Akım gözlem istasyonlarına ait debi süreklilik eğrileri

Debi süreklilik eğrisi, düşey eksene debiler yatay eksene ise debinin belli bir değere eşit veya büyük olduğu zaman yüzdelerinin işaretlenmesiyle elde edilir. Bu eğriden zamanın belli bir yüzdesine karşılık gelen debi okunabilir (Bayazıt, 1999). Bu debi kullanılarak tesisin hidrolik kapasitesi (tasarım debisi) saptanır. Daha sonra bu hidrolik kapasiteye uygun şekilde net düşümden de faydalanılarak 3.1 numaralı güç denklemi uygulanır ve güç süreklilik eğrisi elde edilir. Bu eğri altında kalan bölgenin

alanı da hidroelektrik enerji potansiyelini verir. Tesisin sağlayabileceği maksimum güç bu şekilde hidrolik kapasite kullanılarak bulunur.

Bu çalışmada debi gidiş eğrilerine benzer şekilde, belirlenen üç istasyon için debi süreklilik eğrileri elde edilmiştir. Bu eğriler elde edilirken aylık ortalama veriler kullanılmıştır.

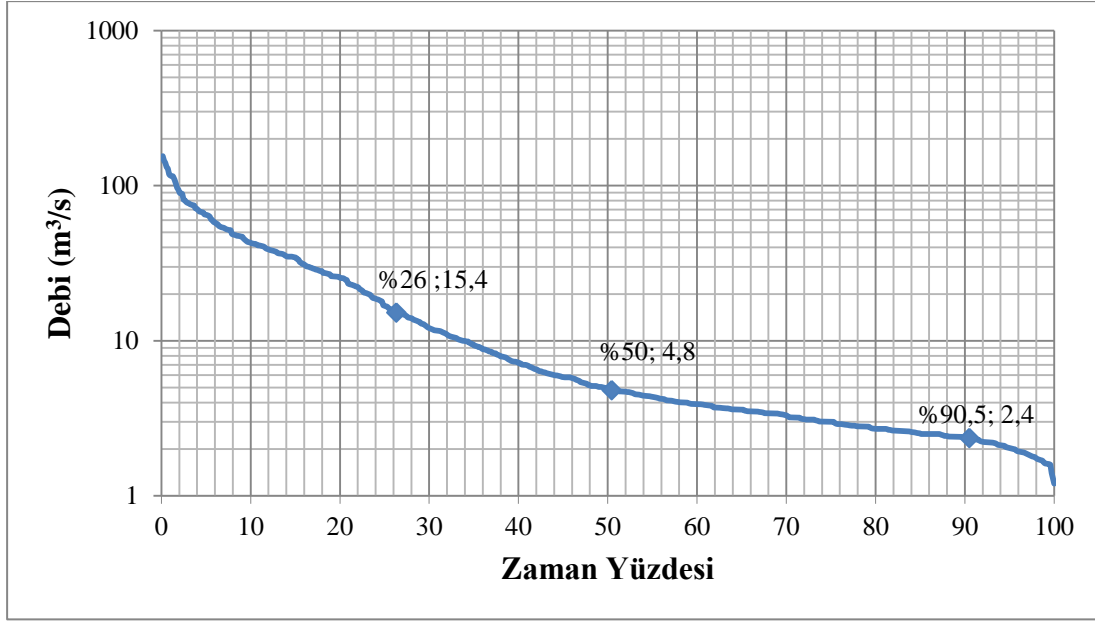
Şekil 6.15'te 2621 numaralı AGİ'ye ait debi süreklilik eğrisi görülmektedir. Toplam 696 ayın ortalamaları ile hazırlanan eğride bu istasyona ait ortalama debi  $11,5 \text{ m}^3/\text{s}$  olup, zamanın %30'unda mevcuttur. Güvenilir enerji sınırı olarak ise zamanın %88.7'sinde varolan  $4,2 \text{ m}^3/\text{s}$ 'lik debi belirlenmiştir. Zamanın %50'sinde ise  $6,7 \text{ m}^3/\text{s}$ 'lik debi gözlenmiştir.



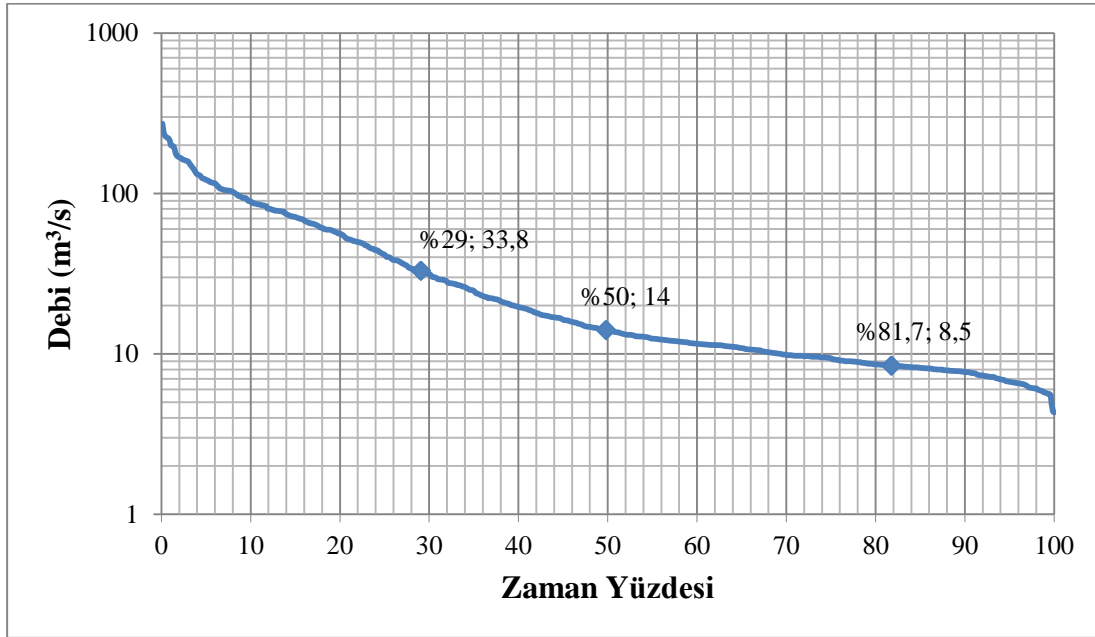
**Şekil 6.15:** 2621 debi süreklilik eğrisi

İkinci olarak incelenen 2622 numaralı AGİ için toplamda 684 ayın verisi kullanılmış ve ortalama debi zamanın %26'sında varolan  $15,4 \text{ m}^3/\text{s}$  olarak hesaplanmıştır. Güvenilir enerji sınırı olarak ise zamanın %90'ında varolan  $2,4 \text{ m}^3/\text{s}$ 'lik debi belirlenmiştir. Zamanın %50'sinde ise  $4,8 \text{ m}^3/\text{s}$ 'lik debi gözlenmiştir.

Son olarak incelenen 2630 numaralı istasyonda 757 aylık veri hesaba dahil edilmiştir. Ortalama debi  $33,8 \text{ m}^3/\text{s}$ 'dir ve bu debi zamanın %29'unda mevcuttur. Güvenilir enerji sınır debisi ise zamanın %81,7'sinde görülen  $8,5 \text{ m}^3/\text{s}$ 'lik debidir.



Şekil 6.16: 2622 debi süreklilik eğrisi



Şekil 6.17: 2630 debi süreklilik eğrisi

### 6.2.5 Akımların regülatör yerine taşınması

Bir önceki bölümde incelenen üç istasyon bizlere regülatör yerine ait değerleri elde etmede yardımcı olacak temel verileri vermektedir. Bu veriler ışığında projeye ait tasarım debisi belirlemede kullanılan yöntem; topolojik koşulların ve havza durumunun müsait olması nedeniyle hidrolojide sıkça kullanılan yağış alanları oranlarına göre akımların taşınması yöntemidir. Bu yöntemin tercih edilmesindeki en büyük etken, seçilen istasyonların regülatör yerine olan uzaklıklarının yağış alanı

oranlaması için faydalanılabilir mesafede olmalarıdır.

Bu istasyonlardan 2622 numaralı istasyon Zap'a dökülen kollardan Nehil Çayı üzerindedir. Bu AGİ, 2630 ile beraber değerlendirilmiştir. Bunun nedeni proje yerinden gelen suyun bir kısmının bu kol ile birleşmesi ve Zap üzerinden devam etmesidir. Şekil 6.3'te de görüldüğü gibi 2622'nin bulunduğu su, tesisin kuyruk suyu çıkışında Zap koluna dökülmektedir. Bu nedenle öncelikle 2630 akım verilerinden 2622'nin akımları çıkarılmıştır. Daha sonra; önceden ölçülmüş ve doğruluğu fizibiliteden bağımsız olarak harita mühendislerince teyit edilen regülatör yeri yağış alanı (2889 km<sup>2</sup>), 2630 yağış alanı ile oranlanmış ve akımlar regülatör yerine taşınmıştır.

Çalışmada kullanılan bir diğer yaklaşım da 2621 numaralı istasyonun yağış alanı ile oranlama yapılarak uygulanan akım taşıma yöntemidir. Bu yöntemden diğer yaklaşıma göre daha doğru sonuç elde edilmesi beklenmektedir. Çünkü bu AGİ regülatör yerine sadece 3,5 km uzaklıktadır ve topografik olarak proje yerine oldukça benzer karakteristiğe sahiptir.

### **6.2.6 Tasarım debisi ve kurulu güç seçimi**

Çalışmaya konu Bağışlı projesi için tasarım debisi EK-A'da görüldüğü gibi 31,24 m<sup>3</sup>/s olarak hesaplanmıştır. Kurulu güç seçimi, proje düşüsü bilindiğinden sadece tasarım debisine bağlı bir seçimdir. Projede kurulu güç buna bağlı hesaplardan 30,3 MW olarak belirlenmiştir. Mevcut tesis bu verilere göre inşaa edilmiş ve ekipman seçimi yapılmıştır. Bu kısımda tasarım debisi hesaplamaları seçilen akım gözlem istasyonları kullanılarak projede uygulananlardan farklı olarak hesaplanmış ve sonuçlar karşılaştırılmıştır.

Bölüm 6.2.4'te belirtildiği gibi tasarım debisinin yeniden hesaplanmasında iki farklı yaklaşım ortaya konmuştur. Bu yaklaşımlar bundan böyle "2621 korelasyonu" ve "2630-2622 korelasyonu" olarak adlandırılacaktır.

#### **6.2.6.1 Farklı yaklaşımlarla proje debi süreklilik eğrileri**

Tasarım debisi ve buna bağlı kurulu güç seçiminin değerlendirilebilmesi için öncelikle hem projeye ait hemde yapılan diğer iki yaklaşıma ait debi süreklilik eğrileri çizilmelidir. Buna istinaden her bir istasyon için toplanan değerlerden ve yağış alanlarından yararlanılmış ve ilgili debi süreklilik eğrileri ortaya konmuştur.

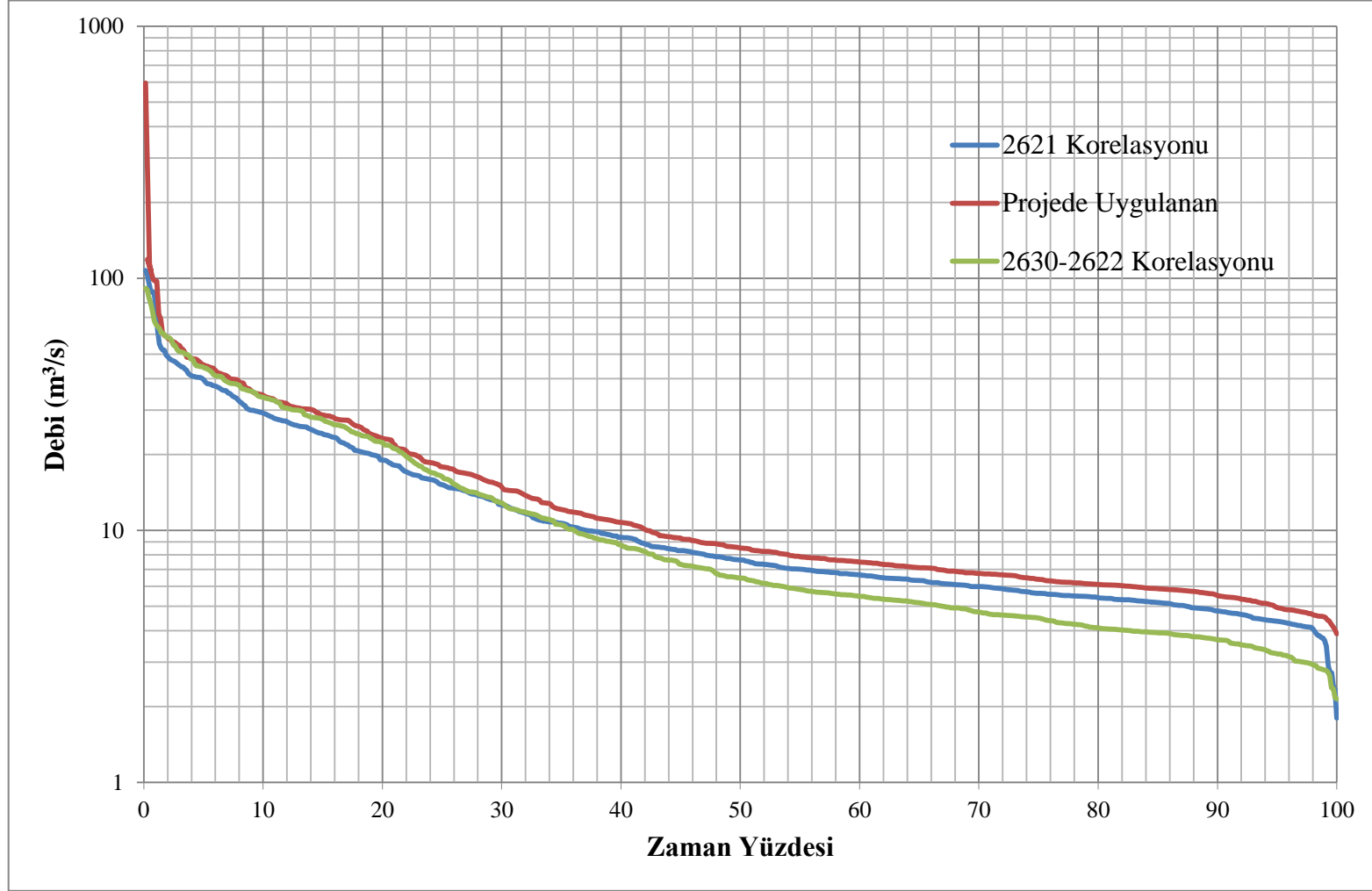
Şekil 6.18’de tesis yapımında baz alınan toplamda 636 aya ait günlük ortalama veriler kullanılarak hesaplanan debi süreklilik eğrisi, 2621 korelasyonu için 696 aya ait günlük ortalama veriler kullanılarak hesaplanan debi süreklilik eğrisi ve 2630-2622 korelasyonu için 684 aya ait günlük ortalama veriler kullanılarak hesaplanan debi süreklilik eğrisi yer almaktadır. Görüldüğü gibi debi süreklilik eğrileri birbirine oldukça yakındır. Ancak burada dikkat edilmesi gereken husus proje tasarım debisinin zamanın yüzde kaçına denk gelen değerden seçildiğidir. Şekilde görüldüğü gibi 31,24 m<sup>3</sup>/s’lik debi zamanın %12’sinde varolan debidir. Teorik olarak tasarım debileri en az zamanın %15’inde var olan debilerden seçilmelidir (Önöz, 2011). Bu bilgi ışığında yapılan seçimin kapasite seçimini azda olsa arttırdığını söylemek mümkündür.

Beklendiği gibi 2621 korelasyonu istenen değerlere en yakın grafiği vermiştir. “2621 korelasyonu” ve “projede uygulanan” eğrileri arasındaki farkın temeli uygulanan istatistikî yöntemlerdir. Proje yapılırken 2620 numaralı AGİ’nin değerlendirmeye alınması ve akımların yüksek katsayı değerleri ile çarpılarak taşınması Şekil 6.18’deki grafikte görülen sonucu doğurmuştur. Proje uygulanırken hesaplamalar 2621 korelasyonu yöntemiyle yapılsaydı; zamanın %12’sinde var olan debi 28 m<sup>3</sup>/s olarak belirlenecek ve kurulu güç 27 MW olarak bulunacaktı. Bu hesaba göre mevcut tesis ile bu varsayım arasında yaklaşık 3 MW’lık fazla bir kapasite mevcuttur.

Değerlendirilen bir diğer yaklaşım “2630-2622 korelasyonu” ise Şekil 6.18’de görüldüğü gibi zamanın %40 ve üstündeki yüzdelerde ciddi bir sapma yapmış ve değerlendirme dışı bırakılmıştır.

Üç egride göz önünde bulundurulduğunda bu kısımdan sonra yapılan çalışmalarda ve karşılaştırmalarda 2621 korelasyonunun kullanılması sonucu ortaya konmuştur.



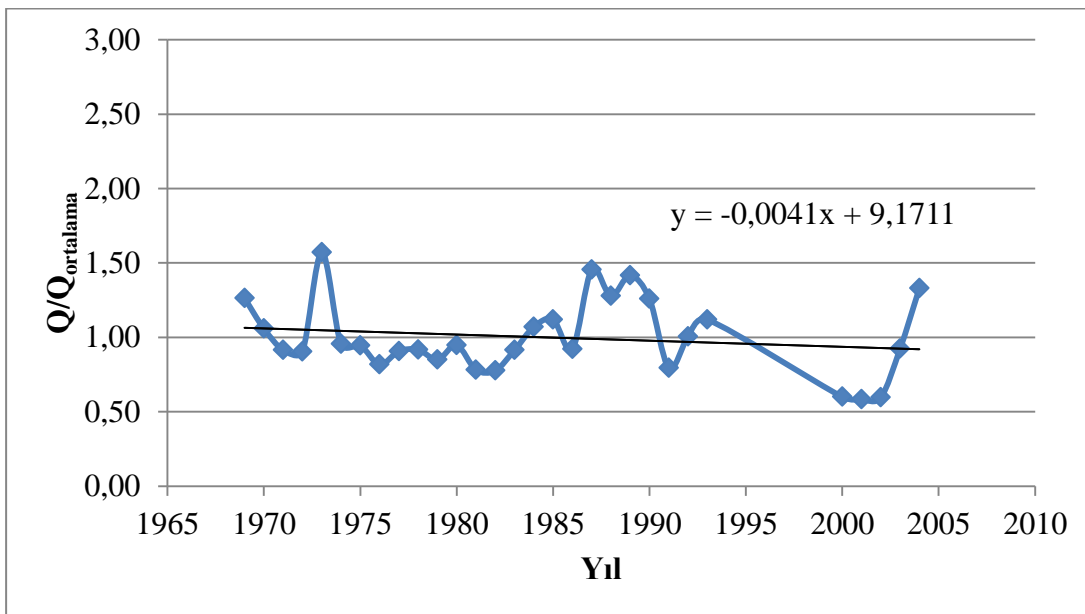


Şekil 6.18: Debi süreklilik eğrileri: Projede Uygulanan, 2621 Korelasyonu, 2630-2622 Korelasyonu

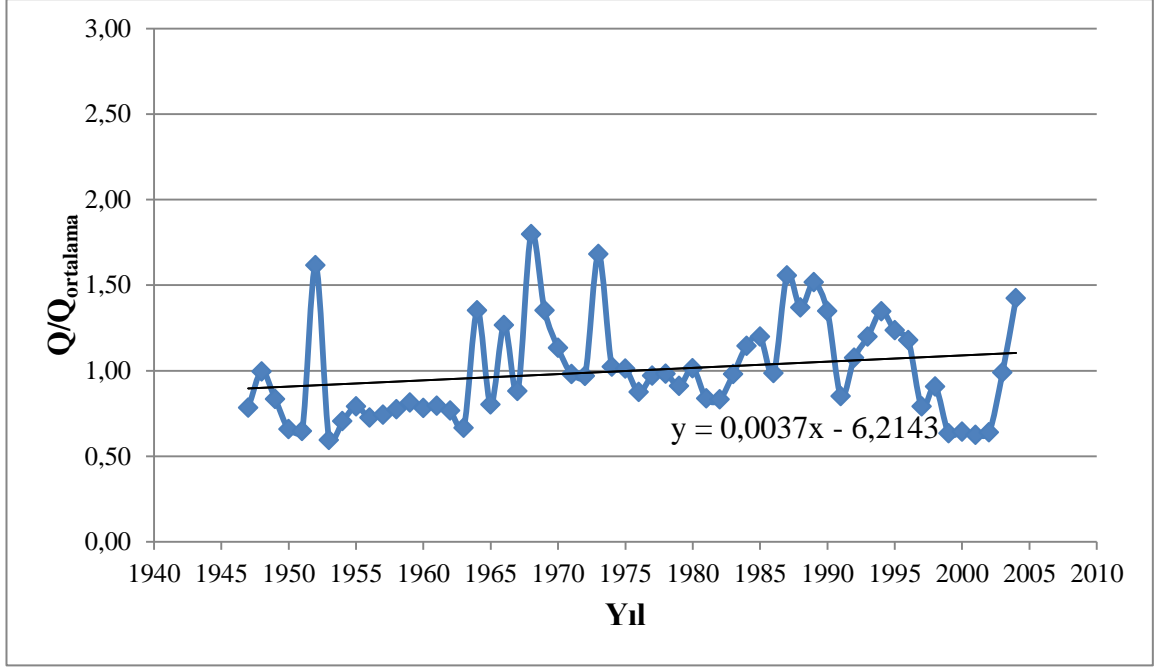
### 6.2.6.2 Farklı yaklaşımlarla proje debi gidiş eğrileri

Hidrolojik çalışmalarda ve özellikle de tesislerin analizi yapılırken verilerin yetersizliği nedeniyle çoğu zaman korelasyon kullanılır. Eksik olan yılların korelasyon ile tamamlanarak hazırlanması yöntemi teorik olarak doğru bir yöntem olmakla birlikte bazı varsayımlar çalışmaların seyrini etkilemektedir.

Bir önceki kısımda ortaya konan veriler ışığında çalışmaya konu tesisin değerlendirilmesinde ortaya çıkan en doğru yaklaşımın 2621 korelasyonu olduğu kabul edilmiştir. Bu doğrultuda 2621 korelasyonu ile elde edilen verilerden iki farklı kabul ile her ay için uzun yıllara ait debi gidiş eğrileri ortaya çıkarılmıştır. İlk olarak korelasyon ile tamamlanan eksik yıllar çalışmaya dahil edilmiş ve her ay için 1947-2004 yılları arası debi gidiş eğrileri boyutsuz olarak oluşturulmuştur. İkinci çalışmada ise eksik yıllar hesaba katılmamış ve sadece gerçek (yerinde ölçüm yapılan, gözlenen) veriler kullanılmıştır. Şekil 6.19'da Kasım ayı için yapılan ve sadece ölçülen değerler kullanılan debi gidiş eğrisi verilmiştir. Şekil 6.20'de ise yine aynı ay için korelasyon verilerinin hesaba katıldığı debi gidiş eğrisi çıkarılmıştır. Her iki eğride boyutsuzdur ( $Q/Q_{ortalama}$ ). Görüldüğü üzere sadece ölçüm yapılan (gözlenen) verilerin oluşturduğu şekilde eğim azalırken diğer şekilde eğim artmaktadır. Bu durum gerçekten ölçülen verilere göre havzadaki toplam su miktarının azaldığını, ancak kayıtlı olmayan yıllar için varsayım (tamamlama) yapılarak elde edilen veriler kullanıldığında su miktarının arttığını göstermektedir.



Şekil 6.19: Gözlenen verilerle Kasım ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



**Şekil 6.20:** Tamamlanan verilerle Kasım ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi

Şekil 6.19 ve 6.20’de Kasım ayı için incelenen bu durumun Şubat ve Mart dışındaki tüm aylar için benzer şekilde olduğu gözlemlenmiştir (EK B).

### 6.2.7 İşletme ve optimizasyon çalışmaları

Çalışmanın bu kısmında, geçmişe ait gözlenen verilerden yararlanılarak tesisin işletme ve optimizasyon çalışmaları yapılmıştır. Burada amaç; çalışır durumdaki tesisin dört yıllık (2009-2010-2011-2012) üretim miktarlarını yaptığımız çalışmaların sonuçlarıyla karşılaştırmak ve tesisin verimli çalışıp çalışmadığını farklı tasarım debileri yaklaşımlarıyla araştırmaktır.

#### 6.2.7.1 Alternatif debilerle uzun yıllara ait işletme

Bu kısımda diğer bölümlerden farklı olarak çalışmalarımız sonucu bulduğumuz akım verileri yerine 1999 yılında hazırlanan ve projenin yapımında esas kabul edilen yapılabirlik raporu sonuçları ve sadece gözlenen akımlar dikkate alınmıştır. Bu şekilde çalışılmasının nedeni, mevcut enerji üretim sonuçları ile karşılaştırma yapılacağından, tesis hangi veriler baz alınarak kurulmuşsa yine o verilerden yola çıkılması gerekliliği ve korele edilen verilerin gözlenen verilerle karşılaştırılması isteğidir. Öncelikle regülatör yeri aylık ortalama akımlarıyla 1947 ile 1999 yılları arası (toplamda elli üç yıl) için aylık ortalama akım değerleri baz alınarak hesaplamalar yapılmıştır. Bu yıllar su yılı olarak değil, takvim yılı olarak dikkate

alınmıştır. Ayrıca üretim hesaplamalarının tamamında can suyu, yürürlükteki mevzuat gereği %10 düşülmüştür (Mevcut santralde de düşülmektedir.).

İncelemeye konu olan Bağışlı projesi tanıtılırken tasarım debisinin 31,24 m<sup>3</sup>/s olduğu belirtilmişti. Bu debi zamanın %12'sinde varolan debidir. İşletme çalışmalarının ilkinde seçilen bu debiye alternatif olarak 21 m<sup>3</sup>/s'lik debi (zamanın %20'sinde mevcut) ile çalışmalar yapılmıştır. Tasarım debisi seçiminde her ne kadar teorik doğrular varsa da, seçimin işletme stratejisiyle doğru orantılı olarak yapılması da mümkündür. Örneğin aynı hidrolojik verilere sahip başka bir tesis için yılın daha az bölümünde çalışması ve daha büyük debileri türbinlemesi öngörülmüş ise zamanın %10'unda var olan 34 m<sup>3</sup>/s'lik debi seçiminde kabul görülebilir. Bu tamamen tesisin üzerinde bulunduğu akarsuyun rejimine ve yapılan optimizasyon çalışmalarına bağlıdır. Tasarım debisine alternatif olarak seçilen 21 m<sup>3</sup>/s'lik debi, (türbinlerin yine Francis olduğu kabul edilirse) tesisin minimum türbinleyebildiği debi değerini 4,16 m<sup>3</sup>/s'den, 2,8 m<sup>3</sup>/s'ye indirmektedir. Çünkü Francis türbinler tasarım debi değerinin %40'ına kadar türbinleme yapmaktadır (Barrero ve diğerleri, 2011). Bu durumda tesis yıl içerisinde daha çok çalışır ancak büyük debiler türbinlenememiş olur. Daha düşük debi seçiminde çoğu zaman daha az enerji üretileceği aşikardır, ancak bu üretim kaybının yanında tesis maliyetlerinde bir kazanım oluşacaktır. Bu kısımda bu maliyetlerde dikkate alınarak bir optimizasyon yapılmıştır.

Öncelikle Çizelge 6.3'te 31,24 m<sup>3</sup>/s için yapılan ve korelasyon yöntemiyle tamamlanan işletme çalışmaları sonucu görülmektedir. Çalışma yapılan yılların karşısında o yıla ait üretim verileri mevcuttur. Bu çizelge şu sorunun cevabı olarak yorumlanabilir; "Tesis o yıl kurulmuş olsa, ne kadar enerji üretti?". Elli üç yılı kapsayan verilerde ortalama enerji üretimi 100.601.822 kWh olarak ortaya çıkmıştır. Tesis planlanırken hedeflenen 99.000.000 kWh'lik yıllık üretim miktarının ortaya çıkan bu ortalama ile örtüştüğü görülmektedir.

Aynı debi için yapılan çalışma kurak ve sulak yıllar bakımından karşılaştırıldığında ise; 1951 yılı 57.081.637 kWh'lik üretim ile ortalama üretimin neredeyse yarısında kalmış ve en kurak yıl olarak değerlendirilmiştir. Havza geneline baktığımızda da bu yılın Zap havzası için oldukça kurak geçtiğini söylemek mümkündür. En sulak yıl ise 147.288.329 kWh'lik yıllık üretim ile 1988 yılı olmuştur. Üretimin; ortalama üretimden %50 daha fazla gerçekleştiği görülmektedir. Hem debi gidiş eğrilerine hem de genel havza akımlarına ve yağış miktarlarına bakıldığında 1988 yılının

bölgenin en sulak yılı olduğu gözlenmektedir. Bu veriler çalışmanın sonuçlarının gerçek verilerle örtüştüğünü göstermektedir.

**Çizelge 6.3:** Uygulanan tasarım debisi (31,24 m<sup>3</sup>/s) için uzun yıllara ait işletme.

<b>Yıl</b>	<b>Toplam Enerji Üretimi (kWh)</b>	<b>Yıl</b>	<b>Toplam Enerji Üretimi (kWh)</b>
<b>1947</b>	71.834.470	<b>1974</b>	96.180.449
<b>1948</b>	94.095.132	<b>1975</b>	76.994.849
<b>1949</b>	92.202.786	<b>1976</b>	104.130.241
<b>1950</b>	85.150.060	<b>1977</b>	103.812.774
<b>1951</b>	57.081.637	<b>1978</b>	105.686.447
<b>1952</b>	117.948.658	<b>1979</b>	100.706.587
<b>1953</b>	76.459.514	<b>1980</b>	102.405.273
<b>1954</b>	108.219.258	<b>1981</b>	99.666.350
<b>1955</b>	87.720.913	<b>1982</b>	96.019.295
<b>1956</b>	100.842.150	<b>1983</b>	84.247.461
<b>1957</b>	97.455.846	<b>1984</b>	96.174.224
<b>1958</b>	92.052.698	<b>1985</b>	101.216.331
<b>1959</b>	86.637.102	<b>1986</b>	86.942.118
<b>1960</b>	90.957.821	<b>1987</b>	110.435.987
<b>1961</b>	76.254.095	<b>1988</b>	147.288.329
<b>1962</b>	77.636.006	<b>1989</b>	88.093.710
<b>1963</b>	125.563.001	<b>1990</b>	107.746.172
<b>1964</b>	114.699.300	<b>1991</b>	91.363.126
<b>1965</b>	97.674.406	<b>1992</b>	112.098.015
<b>1966</b>	119.392.818	<b>1993</b>	138.666.256
<b>1967</b>	110.927.057	<b>1994</b>	124.678.385
<b>1968</b>	135.795.921	<b>1995</b>	128.911.957
<b>1969</b>	149.610.189	<b>1996</b>	98.950.495
<b>1970</b>	92.550.684	<b>1997</b>	106.743.975
<b>1971</b>	86.618.427	<b>1998</b>	83.923.078
<b>1972</b>	121.192.483	<b>1999</b>	52.313.422
<b>1973</b>	119.928.844		

Çizelge 6.4'te ise alternatif yaklaşımımız olan (21 m<sup>3</sup>/s) tasarım debisi için yapılan çalışmanın sonucu görülmektedir. Benzer şekilde elli üç yılı kapsayan verilerde ortalama enerji üretimi 88.823.268 kWh olarak hesaplanmıştır.

Kuraklık bakımından Çizelge 6.3'e benzer şekilde 1951 ve 1988 yılları sırasıyla en kurak ve en sulak yıl olarak görülmektedir. 1951 yılı dahil bazı yıllarda iki tesisin

aynı enerji üretim miktarlarına sahip olması, gelen su debilerinin sürekli olarak ortalama değerlere yakın ve uç değerlerden uzak olmasından kaynaklanmaktadır.

**Çizelge 6.4:** Alternatif tasarım debisi (21 m<sup>3</sup>/s) için uzun yıllara ait işletme.

<b>Yıl</b>	<b>Toplam Enerji Üretimi (kWh)</b>	<b>Yıl</b>	<b>Toplam Enerji Üretimi (kWh)</b>
<b>1947</b>	74.691.664	<b>1974</b>	86.068.568
<b>1948</b>	85.566.432	<b>1975</b>	77.270.816
<b>1949</b>	83.605.612	<b>1976</b>	89.965.307
<b>1950</b>	80.615.622	<b>1977</b>	89.647.841
<b>1951</b>	57.081.637	<b>1978</b>	91.521.514
<b>1952</b>	103.686.895	<b>1979</b>	86.541.654
<b>1953</b>	73.027.561	<b>1980</b>	88.143.509
<b>1954</b>	91.965.551	<b>1981</b>	88.122.760
<b>1955</b>	80.347.954	<b>1982</b>	81.854.362
<b>1956</b>	87.956.764	<b>1983</b>	74.664.690
<b>1957</b>	88.844.839	<b>1984</b>	85.688.853
<b>1958</b>	85.309.139	<b>1985</b>	85.149.369
<b>1959</b>	79.644.549	<b>1986</b>	79.949.566
<b>1960</b>	81.406.174	<b>1987</b>	95.358.080
<b>1961</b>	73.100.184	<b>1988</b>	115.680.056
<b>1962</b>	77.283.266	<b>1989</b>	82.377.247
<b>1963</b>	104.315.602	<b>1990</b>	88.317.804
<b>1964</b>	101.205.265	<b>1991</b>	82.339.898
<b>1965</b>	88.392.502	<b>1992</b>	95.401.654
<b>1966</b>	106.853.255	<b>1993</b>	110.405.555
<b>1967</b>	93.988.619	<b>1994</b>	104.371.625
<b>1968</b>	116.983.119	<b>1995</b>	107.664.557
<b>1969</b>	121.280.322	<b>1996</b>	88.153.884
<b>1970</b>	89.334.525	<b>1997</b>	88.747.317
<b>1971</b>	77.633.931	<b>1998</b>	78.735.725
<b>1972</b>	99.848.253	<b>1999</b>	57.729.019
<b>1973</b>	103.792.717		

Her iki debi için yapılan çalışmanın sonuçları karşılaştırıldığında, yıllık ortalama üretim değerleri baz alınırca, ortaya yıllık 11.778.555 kWh'lik bir üretim farkı çıkmaktadır. Bunun mali olarak günümüz elektrik piyasasında karşılığı yaklaşık 1.556.000 TL'dir. Bir başka deyişle daha yüksek değerli tasarım debisi seçimi ile yıllık 1.556.000 TL daha fazla gelir sağlanmaktadır. Sağlıklı bir analiz yapabilmek için tesis maliyetleri de incelenmiştir. Düşük debi seçimi için maliyetlerin ne olacağı araştırılmış ve o dönemin fiyatlarına göre türbin, jeneratör gibi elektromekanik kalemlerin yanında inşaat maliyetleride hesaplanmıştır. Örneğin Bağışlı projesi için

temin edilmesi gereken 3 adet Francis türbin fiyatı 3.519.000 TL iken 21 m<sup>3</sup>/s için bu tutar 2.898.000 TL'dir. İnşaat kalemlerinde ise iki tesis arasındaki fark çok fazla değildir. Sonuç olarak bakıldığında Bağışlı projesinin maliyeti 36.188.032 TL, alternatif tesisin maliyeti ise 32.300.129 TL'dir. Aradaki fark 3.887.903 TL'dir. Mevcut tesisin beklenen getirisinin yıllık 1.556.000 TL daha fazla olduğu düşünüldüğünde, oluşan maliyet farkı yaklaşık iki buçuk yıllık bir üretim ile beklenen debiler geldiğinde eritilebilecek bir farktır.

Çizelge 6.3 ve Çizelge 6.4'te korele edilen yıllar için yapılan işletme çalışmaları görülmektedir. Bu kısımda yapılan bir diğer çalışma; 2621 korelasyonu sonucu elde edilen aylık ortalama akım değerleri kullanılarak, tesis tasarım debisi (31,24 m<sup>3</sup>/s) ve alternatif tasarım debimiz (21 m<sup>3</sup>/s) için sadece gözlenen akımlarla yapılan işletme çalışması ve bu çalışma sonucu elde edilen yıllık üretim verilerinin ortaya konmasıdır. Böylece korelasyon yönteminin uzun yıllara ait işletme çalışmasını ne derece etkilediği araştırılmak istenmiştir. İlk olarak 31,24 m<sup>3</sup>/s için gözlenen akım verileri ile yapılan işletme çalışması sonuçları Çizelge 6.5'te görülmektedir.

**Çizelge 6.5:** Uygulanan tasarım debisi (31,24 m<sup>3</sup>/s) için gözlenen yıllarla uzun yıllara ait işletme.

<b>Yıl</b>	<b>Toplam Enerji Üretimi (kWh)</b>	<b>Yıl</b>	<b>Toplam Enerji Üretimi (kWh)</b>
<b>1969</b>	133.704.380	<b>1984</b>	53.010.602
<b>1970</b>	67.396.170	<b>1985</b>	51.143.155
<b>1971</b>	65.391.777	<b>1986</b>	54.983.871
<b>1972</b>	87.303.849	<b>1987</b>	77.736.295
<b>1973</b>	85.841.016	<b>1988</b>	126.185.484
<b>1974</b>	66.151.205	<b>1989</b>	60.530.189
<b>1975</b>	46.785.778	<b>1990</b>	80.138.385
<b>1976</b>	64.202.836	<b>1991</b>	52.313.422
<b>1977</b>	73.198.398	<b>1992</b>	78.669.327
<b>1978</b>	69.736.704	<b>1993</b>	110.062.498
<b>1979</b>	68.192.948	<b>2000</b>	28.889.409
<b>1980</b>	71.978.332	<b>2001</b>	23.990.472
<b>1981</b>	64.607.449	<b>2002</b>	52.282.989
<b>1982</b>	66.151.897	<b>2003</b>	83.507.398
<b>1983</b>	52.961.495	<b>2004</b>	80.381.153

Çizelge 6.6'da ise aynı çalışma alternatif tasarım debisi olan 21 m<sup>3</sup>/s için yapılmıştır.

**Çizelge 6.6:** Alternatif tasarım debisi (21 m<sup>3</sup>/s) için gözlenen yıllarla uzun yıllara ait işletme.

Yıl	Toplam Enerji Üretimi (kWh)	Yıl	Toplam Enerji Üretimi (kWh)
1969	107.504.787	1984	61.320.742
1970	70.054.170	1985	51.143.155
1971	67.039.280	1986	54.983.871
1972	82.607.565	1987	70.653.828
1973	78.758.549	1988	104.938.084
1974	62.872.798	1989	67.958.479
1975	53.489.913	1990	78.851.922
1976	57.127.286	1991	57.274.606
1977	66.115.931	1992	74.067.107
1978	67.267.524	1993	93.552.881
1979	62.735.852	2000	43.194.054
1980	64.895.866	2001	36.340.523
1981	64.254.709	2002	57.152.185
1982	59.069.431	2003	69.342.465
1983	52.159.876	2004	75.608.788

Çizelge 6.5 ve 6.6'da görüldüğü gibi işletme çalışmasına dahil edilen yıllar korelasyon sonucu oluşan Çizelge 6.3 ve 6.4'e göre oldukça azdır. Korelasyon ile 1947-1999 yılları arası toplam elli üç (53) yıllık üretim bilgileri elde edilebilirken; gözlenen verilerle yapılan çalışma 1969-1993 ve 2000-2004 yılları arası toplam otuz (30) yılı kapsamaktadır.

Aynı tasarım debileri için, gözlenen ve korele edilen akım verilerinin işletme sonuçları karşılaştırıldığında; 31,24 m<sup>3</sup>/s için korelasyon ile yapılan (Çizelge 6.3) uzun yıllar üretimlerin ortalaması 100.601.822 kWh iken gözlenen verilerin (Çizelge 6.5) yıllık ortalaması 69.214.296 kWh'tir. Görüldüğü gibi gözlenen veriler sonucu ortaya çıkan yıllık ortalama enerji üretimi, korelasyon yöntemi ile elde edilen yıllık ortalamanın yaklaşık %70'i kadardır.

Alternatif tasarım debisi seçimi olan 21 m<sup>3</sup>/s için ise korelasyon ile taşınan verilerle yapılan (Çizelge 6.4) uzun yıllar üretim ortalaması 88.823.268 kWh, gözlenen verilerle yapılan (Çizelge 6.6) aynı işletmenin yıllık ortalaması 67.077.874 kWh'tir.



Arada oluşan fark yaklaşık 20.000.000 kWh'tir. Yani alternatif debi seçimi yapılarak kurulacak olan Bağışlı projesinde, sadece gözlenen yıllar için bir değerlendirme yapılmış olsaydı, projenin yıllık enerji üretimi 67.077.874 kWh olacaktı.

#### **6.2.7.2 Gerçekleşen üretim miktarları ve karşılaştırma**

Bağışlı Regülatörü ve HES projesi 2009 yılının Mart ayında üretime başlamıştır. 2009 yılından günümüze (2013 yılı verileri henüz belli olmadığından en son 2012 yılı verileri çalışmada yer almaktadır.) santralin yıllık enerji üretimleri Çizelge 6.7'de verilmiştir. Bu yıllar su yılı olarak değil, takvim yılı olarak hesaplanmıştır. Çizelgede görüldüğü gibi hedeflenen 99.000.000 kWh'lik üretim kapasitesine hiçbir yıl içinde ulaşamamıştır. Sadece 2010 yılında 90.000.000 kWh seviyesi aşılmıştır. Bunun nedenleri Bölüm 6.5.'te detaylı olarak incelenmiştir.

Santral tasarım debisine göre uzun yıllar için yapılan ve korele edilmiş veriler kullanılan (Çizelge 6.3) çalışma sonuçları ile Çizelge 6.7'de yer alan sonuçlar kıyaslandığında santralin hedeflenen seviyelerde çalışmadığı gözlenmektedir. 1943-1999 yılları arası gerçekleşmesi muhtemel ortalama yıllık enerji üretimi 100.000.000 kWh seviyesinde iken, dört yıllık ortalama 71.017.989 kWh olarak gerçekleşmiştir. Ancak sadece gözlenen yıllar için yapılan işletme çalışması (Çizelge 6.5) sonucunda yıllık ortalama enerji üretimi 69.214.269 kWh olarak belirlenmiştir. Bu durumda ortaya çıkan dört yıllık üretimin ortalamasının, sadece gözlenen akımlarla oluşturulan uzun yıllar üretim ortalaması ile çok iyi örtüştüğü görülmektedir.

**Çizelge 6.7:** Bağışlı HES dört yıllık üretim bilgileri.

<b>Yıl</b>	<b>Bağışlı Gerçekleşen Enerji Üretimleri (kWh)</b>
2009	62.834.350
2010	90.288.080
2011	74.374.096
2012	56.575.430

## 6.3 RETScreen Uygulaması

RETScreen kullanımı oldukça pratik bir programdır. Bilgilendirme kitapçığını okumak, kullanılacak girdileri doğru seçmek ve “Hangi girdilerden hangi çıktıları elde etmek istiyoruz?” sorusuna cevap verebilmek programı kullanmak için yeterlidir. Bölüm 4’te özellikleri, kullanım amaçları ve kullanım şekli anlatılan RETScreen yazılımı bu bölümde gözlenmiş verilerden yararlanılarak Bağışlı Regülatörü ve HES projesi için uygulanmıştır (proje ile ilgili yazılıma girilen bilgiler için tesisi işleten firmanın onayı alınmıştır.). Daha önce belirtildiği gibi yazılımda yer alan Türkçe dil seçeneği tercih edilmiştir. Yazılımın anlaşılabilirliği açısından; arka fonu sarı olan hücreler kullanıcı tarafından girilmektedir. Arka fonunda renk olmayan (beyaz olan) hücreler ise yazılım tarafından hesaplanmaktadır.

### 6.3.1 Başlangıç

Başlangıç kısmında ilk olarak “Proje Bilgileri” alt başlığı mevcuttur. Şekil 6.21’de görüldüğü gibi buraya proje adı, proje konumu, proje tipi gibi temel bilgiler girilmiştir. Santral merkez sisteme bağlı olduğundan şebeke tipi olarak merkezi şebeke seçilmiştir. Yöntem ve ısı değer referansı kullanıcıya sunulan öneriler olup çalışma sonuçlarını etkilememektedir.

The screenshot shows the RETScreen International software interface. At the top, there are logos for Natural Resources Canada and the Canadian flag. The main header reads 'RETScreen® International' with the website 'www.etscreen.net'. Below this, the title 'Temiz Enerji Projesi Analiz Yazılımı' is displayed. The main content area is divided into two sections: 'Proje bilgileri' (Project Information) and 'Saha referans koşulları' (Site Reference Conditions). The 'Proje bilgileri' section includes fields for 'Proje adı' (Bağışlı Regülatörü ve HES), 'Proje yeri' (Hakkari-Yüksekova), 'Hazırlayan' (Bever Mercan), 'Proje tipi' (Elektrik), 'Teknoloji' (Su türbini), 'Şebeke tipi' (Merkezi Şebeke), 'Analiz türü' (Yöntem 1), and 'Isıl değer referansı' (Alt Isıl Değer (AID)). There is also a checkbox for 'Ayarları göster'. The 'Saha referans koşulları' section includes a field for 'İklim verisi yeri' (Yüksekova) and a checkbox for 'Verileri göster'.

Şekil 6.21: RETScreen proje bilgileri sayfası

İkinci olarak ise Şekil 6.22’de yer alan saha referans koşulları sayfası doldurulmuştur. Bu kısımda projenin iklim verilerinin referans değerleri seçilmiştir. Yazılımın veritabanında Hakkari ili Yüksekova ilçesine ait veriler bulunmuştur. Bu veriler Meteoroloji Genel Müdürlüğü (MGM) verileri ile karşılaştırılmış; %99 doğru olduğu teyit edilmiş ve kullanılması uygun görülmüştür. Uygun enlem ve boylam değerleri girilerek aylara ait hava sıcaklıkları, bağıl nem yüzdeleri, güneş radyasyonu miktarları, atmosferik basınç, rüzgar hızı, yer sıcaklığı, gün bazında ısıtma ve soğutma dereceleri gibi değerler elde edilmiştir. Bu iklim değerleri programın devamında yapılacak analizler için de önem arz etmektedir.

**Saha referans koşulları** [İklim verileri yerini seçiniz](#)

İklim verisi yeri:

Verileri göster

---

**İklim verisi**

	Birim	yeri	Proje yeri
Enlem	°N	37,4	37,4
Boylam	°E	44,1	44,1
Rakım	M	1.701	1.701
Isıtma tasarım sıcaklığı	°C	-6,9	
Soğutma tasarım sıcaklığı	°C	29,6	
Yer sıcaklığı amplitüdü	°C	25,9	

Ay	Hava sıcaklığı		Bağıl nem		Günlük güneş radyasyonu - yatay		Atmosferik basınç		Rüzgar hızı	Yer sıcaklığı	Isıtma derece-gün	Soğutma derece-gün
	°C	%	kWh/m <sup>2</sup> /d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d				
Ocak	-3,6	84,3%	2,25	84,0	3,8	-3,4	668	0				
Şubat	-2,4	81,7%	3,02	83,8	4,1	-2,0	571	0				
Mart	2,2	73,8%	4,02	83,8	4,2	3,4	489	0				
Nisan	9,0	60,8%	4,96	83,8	4,2	11,0	271	0				
Mayıs	14,7	47,2%	6,11	83,8	4,2	17,7	103	145				
Haziran	20,5	33,0%	7,63	83,6	4,7	24,5	0	315				
Temmuz	24,0	30,8%	7,69	83,6	5,6	28,1	0	435				
Ağustos	22,9	33,1%	6,85	83,7	5,5	26,3	0	399				
Eylül	18,5	37,1%	5,69	84,0	4,6	21,5	0	256				
Ekim	12,2	51,7%	3,79	84,2	4,2	14,1	180	68				
Kasım	4,4	71,8%	2,58	84,2	3,7	5,2	407	0				
Aralık	-1,2	82,1%	1,95	84,1	3,7	-1,0	596	0				
Yıllık	10,2	57,1%	4,71	83,9	4,4	12,2	3.286	1.617				
Ölçüm yeri:	M					10,0	0,0					

Şekil 6.22: RETScreen saha referans koşulları sayfası

### 6.3.2 Enerji modeli

Yazılımın ikinci kısmı enerji modeli olarak adlandırılmıştır. Bu kısımda girilen verilerin ilk kısmı Şekil 6.22’de yazılıma ait arayüzde verilmiştir. İlk olarak yöntem seçimi yapılmıştır. Yöntem 1 daha basit olduğundan ve sistem çıktıları daha az olacağından yöntem 2 tercih edilmiştir.

Yöntem seçimi sonrası “Kaynak Değerlendirmesi” kısmına geçilmiştir. Şekil 6.23’te görüldüğü gibi projenin doğal debili nehir tipi bir tesis olduğu seçilmiş; düşü yüksekliği, drenaj (yağış) alanı, bırakılan can suyu (yazılımda artık akış olarak

adlandırılmış) değerleri girildikten sonra sistem tarafından ortalama debi ve kararlı akış değerleri hesaplanmıştır.

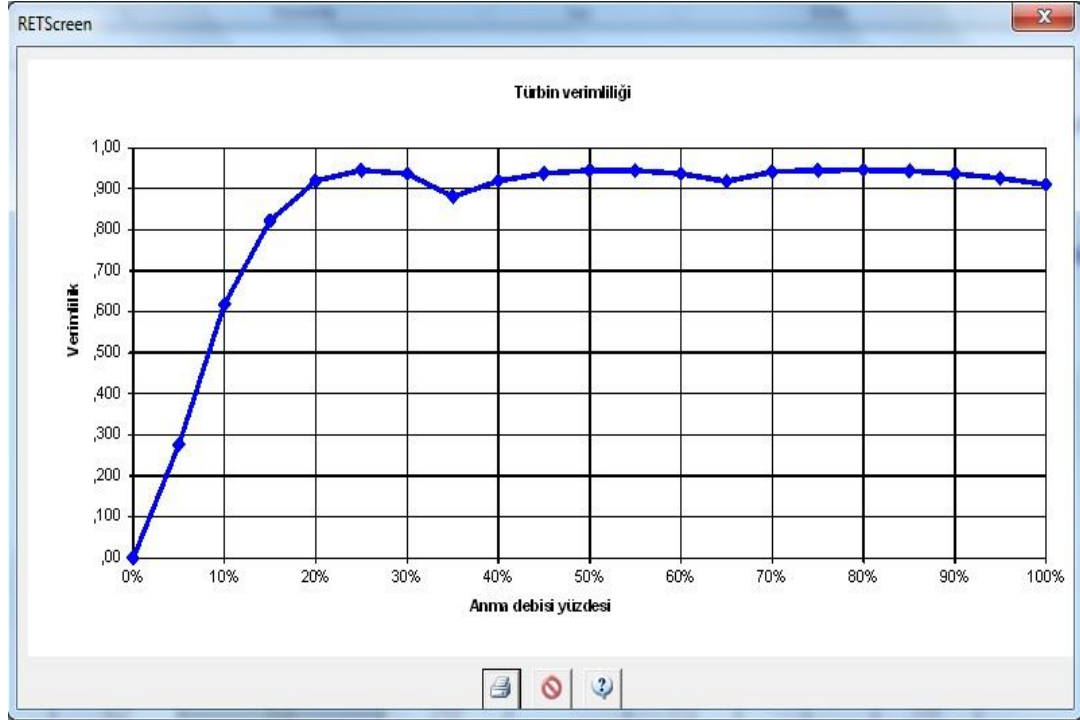
Kaynak değerlendirmesini takiben “Su Türbini” kısmına geçilmiştir. Bu kısımda projenin tasarım debisi ( $31,24 \text{ m}^3/\text{s}$ ), kullanılan türbin adedi, türbin tipi ile birlikte imalatçı ve model özellikleri programa girilmiştir (Şekil 6.23). Burada en önemli detay tasarım katsayısıdır. Tasarım katsayısına göre program türbin verimliliğini hesaplamaktadır. Katsayı olarak 2.8 ve 6.1 arasında değişen değerlerden en yüksek olanı (6.1) alınmıştır. Bunun nedeni yazılıma ait referans tablosunda Voith Francis türbinlerinin en iyi türbin katsayısına sahip olduğunun belirtilmiş olmasıdır (Url-4). Böylece türbin verimliliği ve maksimum verimlilikteki akış değerleri hesaplanmıştır.

RETScreen Enerji Modeli - Elektrik projesi		
Önerilen durum elektrik sistemi		
Teknoloji	Su türbini	
Analiz türü	<input type="radio"/> Yöntem 1 <input checked="" type="radio"/> Yöntem 2	
<b>Kaynak değerlendirmesi</b>		
Önerilen proje		Nehir akışı
Hidroloji yöntemi		Özgül akış
Brüt düşü	M	110,4
Maksimum kuyruk suyu etkisi	M	1,00
Ortalama akış yöntemi		Hesaplanan
Drenaj alanı	km <sup>2</sup>	2889
Özgül akış	m <sup>2</sup> /s/km <sup>2</sup>	0,0053
Ortalama akış	m <sup>2</sup> /s	15,2
Artık akış	m <sup>2</sup> /s	1,530
Akış-süre eğrisi türü / proxy ölçüm aleti #		
Karatlı akışın mevcut olduğu zaman yüzdesi	%	99,0%
Kararlı akış	m <sup>2</sup> /s	3,54
<b>Su türbini</b>		
Dizayn akışı	m <sup>2</sup> /s	31,240
Tip		Francis
Türbin verimliliği		Standart
Türbin sayısı		3
İmalatçı		Siemens
Model		Voith
Dizayn katsayısı		6,1
Verimlilik düzeltme	%	0,1%
Türbin maksimum verimliliği	%	94,5%
Maksimum verimlilikte akış	m <sup>2</sup> /s	25,0
Dizayn akışında türbin verimliliği	%	91,0%

Şekil 6.23: RETScreen saha referans koşulları sayfası

Yukarıda girilen bilgiler ışığında Şekil 6.24'te görülen debi yüzdesine bağlı türbin verimliliği grafiği ortaya çıkmıştır. Bu grafikten anlaşılacağı gibi Francis türbinler tasarım debisinin %40 altındaki değerlerde tam verimle çalışmaz. Bu bilgi çalışmanın içerisinde de teyit edilmiştir.

Bu işlemlerden sonra debi süreklilik eğrisi (yazılımda emre amade akış olarak adlandırılan) ve emre amade güç eğrisini elde etmek için belli yüzdelerdeki normalleştirilmiş debi değerleri Şekil 6.25'teki gibi sisteme girilmiştir.



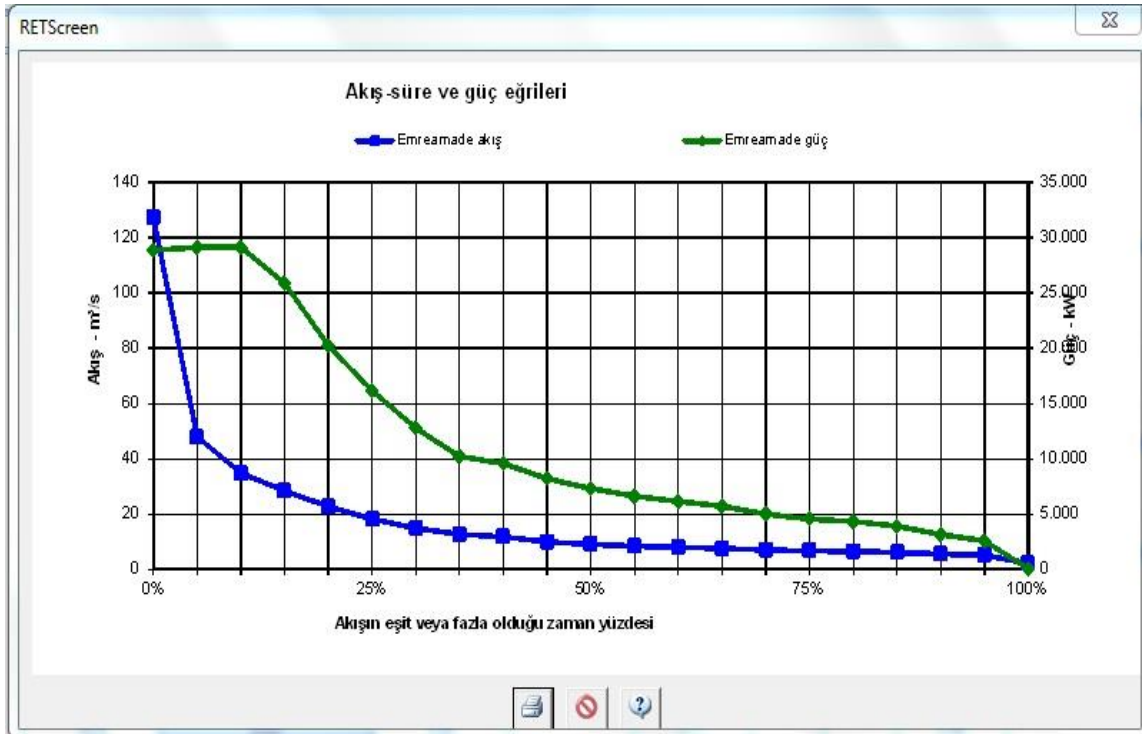
Şekil 6.24: RETScreen türbin verimliliği çıktısı

%	Normalleştirilmiş akış m <sup>3</sup> /s	Akış m <sup>3</sup> /s	Türbin verimliliği	Türbin sayısı	Bileşik verimlilik
0%	7,00	106,17	0,00	0	0,00
5%	2,63	39,89	0,00	1	0,28
10%	1,91	29,00	0,13	1	0,62
15%	1,56	23,66	0,28	1	0,82
20%	1,25	18,96	0,41	1	0,92
25%	1,00	15,17	0,52	1	0,94
30%	0,82	12,44	0,62	1	0,94
35%	0,70	10,62	0,70	2	0,88
40%	0,65	9,86	0,77	2	0,92
45%	0,55	8,34	0,82	2	0,94
50%	0,50	7,58	0,86	2	0,94
55%	0,47	7,05	0,90	2	0,94
60%	0,44	6,67	0,92	2	0,94
65%	0,42	6,37	0,93	2	0,92
70%	0,39	5,92	0,94	3	0,94
75%	0,37	5,61	0,94	3	0,94
80%	0,36	5,46	0,95	3	0,95
85%	0,34	5,16	0,94	3	0,94
90%	0,31	4,70	0,94	3	0,94
95%	0,29	4,32	0,93	3	0,93
100%	0,12	1,82	0,91	3	0,91

Şekil 6.25: RETScreen normalleştirilmiş debi değerleri

Girilen veriler ışığında istenilen grafikler elde edilmiştir. Bu grafikler Şekil 6.26'da görülen emre amade akış (debi süreklilik) ve güç eğrileridir. Ortaya çıkan debi süreklilik eğrisi projeye ait debi süreklilik eğrisine çok yakındır. Örneğin fizibilitede

zamanın %20 sinde varolan debi yaklaşık 21 m<sup>3</sup>/s'dir. Aynı değer, elde ettiğimiz grafikte 21-22 m<sup>3</sup>/s aralığında görülmektedir. Benzer biçimde yine Şekil 6.26'da görülen emre amade güç eğrisi incelendiğinde, zamanın %1'i ile %10'u arasında tam kapasiteye (kurulu gücün tamamına) erişilmiştir. Proje debisi zamanın %12'sinde mevcuttur ve bu değere karşılık gelen emre amade güç değeri 27 MW civarındadır. Dört yıllık işletme dönemi incelendiğinde ortaya çıkan bu verilerin tesiste gerçekleşen verilerle örtüştüğü görülmüştür.



Şekil 6.26: RETScreen normalleştirilmiş debi değerleri

Enerji modelinin son kısmı Şekil 6.27'de görülen "Özet" bölümüdür. Burada çeşitli hidrolik kayıplarla (%1) birlikte projede kullanılan jeneratörün (Indar marka) verimliliği ve 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun doğrultusunda uygulanan ve Bağışlı projesinin tabi olduğu elektrik satış fiyatı (7.3 \$cent/kWh =73 \$/MWh) sisteme girilmiştir (Şekil 6.27). Tüm veriler program tarafından derlenerek projenin güç kapasitesi 28.96 MW, kapasite faktörü %38,9 ve yıllık enerji üretimi 98.68 GWh olarak hesaplanmıştır. Projenin bilinen kurulu gücü 30.3 MW, kapasite faktörü %38 ve yıllık enerji üretiminin 99 GWh'tir.

Maksimum hidrolik kayıp	%	1,0%	
Çeşitli kayıplar	%	1,0%	
Jeneratör verimliliği	%	96,0%	
Kullanılabilirlik	%	100,0%	
<b>Özet</b>			<b>Kararlı</b>
Güç kapasitesi	kW	28.963	2.447
Emreamade akış düzeltme faktörü		1,20	
Kapasite faktörü	%	38,9%	
Şebekeye verilen elektrik	MWh	98.680	
Elektrik ihracat fiyatı	\$/MWh	73,00	

Şekil 6.27: RETScreen enerji modeli özet çıktısı

### 6.3.3 Emisyon analizi

Emisyon analizi yenilenebilir kaynakların kullanılması sonucu azaltılacak sera gazı emisyonlarına dikkat çekmek için tasarlanan bir bölümdür. Yapılan çalışma Şekil 6.28'de görülmektedir. Burada ilk olarak baz durum elektrik sisteminde ülke olarak Türkiye seçilmiş ve sera gazı emisyonu faktörü otomatik olarak ara yüze gelmiştir. Burada iletim ve dağıtım kayıpları %6 olarak girilmiştir. Bu değer Türkiye'de ortalama bir hidroelektrik santraldeki kayıpların oranıdır. Bu oranlar sonucu sera gazı emisyon faktörü 0,478 tCO<sub>2</sub>/MWh olarak hesaplanmıştır.

Emisyon Analizi				
Baz durum elektrik sistemi (Temel)		Sera gazı emisyon faktörü (nakliye ve dağıtım hariç)	İ&D kayıpları	Sera gazı emisyon faktörü
Ülke - bölge	Yakıt türü	tCO <sub>2</sub> /MWh	%	tCO <sub>2</sub> /MWh
Türkiye	Tüm tipler	0,450	6,0%	0,478
Şebekeye verilen elektrik	MWh	98.680	İ&D kayıpları	6,0%
<b>Sera gazı emisyonu</b>				
Baz durum	tCO <sub>2</sub>	47.198,5		
Önerilen durum	tCO <sub>2</sub>	2.831,9		
Brüt yıllık sera gazı emisyonu azaltımı	tCO <sub>2</sub>	44.366,6		
Sera gazı kredileri işlem ücreti	%	0,0%		
Net yıllık sera gazı emisyonu azalması	tCO <sub>2</sub>	44.366,6	eşdeğeri	8.126
				Kullanılmayan araba ve kamyonetler

Şekil 6.28: RETScreen emisyon analizi

Emisyon analizi kısmında kullanıcı tanımlı verilerin sayısı oldukça azdır. Yazılım birçok değeri kendiliğinden hesaplamaktadır. Sistemin tamamının hidroelektrik enerji ürettiği görülen şekilde; toplamda şebekeye verilen elektrik üzerinden sera gazı emisyonu 47.198 tCO<sub>2</sub> ve önerilen sera gazı emisyonu 2.831 tCO<sub>2</sub> olarak hesaplanmıştır. Net yıllık sera gazı emisyonu azalması ise 44.366 tCO<sub>2</sub> olarak belirlenmiştir. Bu değerlerin karşılığını belirtmek ve daha anlaşılır kılmak amacıyla program kullanıcıya sistemin CO<sub>2</sub> salınımı azalmasına eşdeğer yedi farklı durum ve

birim sunmaktadır. Bunlar proje için uygulanan ve sonuçlandırılan karşılıklarıyla beraber; 8.126 adet “kullanılmayan araba ve kamyonet”, 19.063.082 litre “tüketilmeyen benzin”, 103.178 varil “tüketilmeyen ham petrol”, 44.367 adet “enerji kullanımını %20 azaltan insan”, 10.083 dönüm veya 4.081 hektar “karbon emen orman arazisi” ve 15.299 ton “geri kazanılan atık” şeklindedir.

#### 6.3.4 Finansal analiz

Bağışlı projesine ait finansal analiz çalışmaları bu bölümde RETScreen yardımıyla yapılmıştır. İlk kısımda enflasyon oranı, proje ömrü, teşvikler, kredi oranı, kullanılan kredi-öz kaynak oranları, borç vadesi gibi bazı parametreleri içerir. Enflasyon oranı %10, proje ömrü 49 yıl (projenin tabi olduğu 26 Haziran 2003 tarihli Su Kullanım Hakkı Anlaşması Yönetmeliği gereği) olarak belirlenmiştir. Proje gerçekleştirilirken kredi kullanılmıştır. Bu kredinin faiz oranı %5, vadesi ise 8 yıldır. Kredi oranı toplam yatırımın %70’i olarak gerçekleşmiştir (Şekil 6.29).

Finansal Analiz		
<b>Finansal parametreler</b>		
Enflasyon oranı	%	15,0%
Proje ömrü	yıl	49
Borç oranı	%	70%
Borç faiz oranı	%	5,00%
Borç vadesi	yıl	8
<b>İlk maliyetler</b>		
Elektrik sistemi	\$	0
Diğer	\$	28.177.092
<b>Toplam ilk maliyetler</b>	\$	28.177.092
<b>Teşvikler ve hibeler</b>		
	\$	0
<b>Yıllık maliyetler ve borç ödemeleri</b>		
İşletme ve Bakım (tasarrufları) maliyetleri	\$	770.000
Yakıt maliyeti - önerilen durum	\$	0
Borç ödemeleri - 8 yıl	\$	3.051.728
<b>Toplam yıllık maliyetler</b>	\$	3.821.728
<b>Yıllık tasarruflar ve gelir</b>		
Yakıt maliyeti - baz durum	\$	0
Elektrik ihracat geliri	\$	7.203.648
<b>Toplam yıllık tasarruflar ve gelir</b>	\$	7.203.648
<b>Finansal sürdürülebilirlik</b>		
Vergi öncesi İGO - özsermaye	%	74,1%
Vergi öncesi İGO - varlıklar	%	35,5%
Basit geri ödeme	yıl	4,4
Özsermaye geri ödeme	yıl	1,8

Şekil 6.29: RETScreen finansal analizi



Projenin yatırım maliyetleri de Şekil 6.29'da görüldüğü gibi 2008 yılı fiyatlarıyla sisteme girilmiştir. Burada maliyetlerin bir kısmı TL bir kısmı döviz olarak gerçekleşmiştir. Özellikle inşaat kalemlerinde döviz cinsi harcamalar mevcut değildir. Ancak devlet alım garantisi kapsamında, santralde üretilen elektriğin Amerikan doları cinsinden satışı gerçekleştiğinden üretim geliri kayıtlara dolar olarak geçmektedir. Mali analizlerin doğru yapılabilmesi için gelir-gider tablosunda aynı para cinsinin kullanılması gerekir. Bu nedenle bazı yatırım kalemleri, yatırımın yapıldığı yılın kuru göz önünde bulundurularak dolara çevrilmiştir.

Bu maliyetler sırasıyla; fizibilite maliyeti, proje geliştirme maliyeti, mühendislik (proje hazırlama) maliyeti, elektrik sistemi kurulması maliyeti, tesis elemanları ile inşaat maliyeti ve yedek parça maliyetleridir. Bunlar öngörülmeleyen diğer giderle beraber ilk maliyeti oluşturmaktadır. Toplam maliyetin %26'sını elektromekanik aksam (türbinler ve ona bağlı ekipmanlar), %44'ünü regülatör, çökeltim havuzu, cebri boru gibi tesis elemanlarının satın alınması ve inşaat maliyetleri oluşturmaktadır. Bir başka deyişle toplam yatırımın %70'i bu iki kalemden oluşmaktadır. Bu bilgilerin benzer kapasitelerde yapılacak yeni yatırımlar için bir yol haritası olarak kullanılması amaçlanmaktadır.

Tesisin inşasında ve işletmesinde herhangi bir teşvikten yararlanılmadığından bu kısım boş bırakılmıştır (Şekil 6.29).

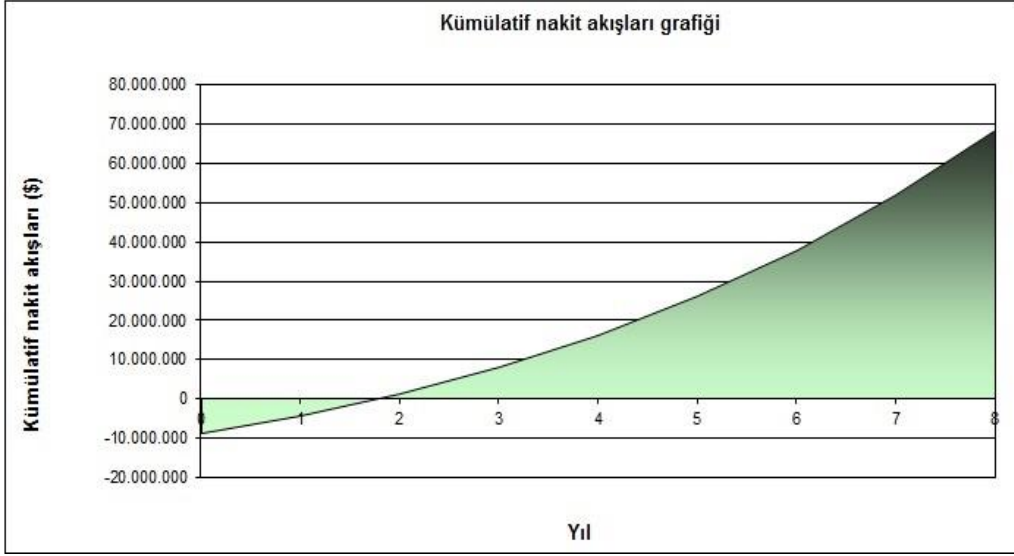
Yıllık maliyetleri işletme ve bakım maliyetleri oluşturmaktadır. Bu kısımda parçalar ve iş gücü ile birlikte %10 olarak belirlenen öngörülmeleyen giderler mevcuttur. Bu giderlerin toplamı 770.000 \$ olarak belirlenmiştir. Bu yaklaşım yapılırken santralin kayıtlı yıllık giderleri baz alınmıştır (Şekil 6.29).

Sonuç olarak ilk yatırım tutarı 28.177.092 \$ ve yıllık gider 770.000 \$ olarak hesaplanmıştır. Bu veriler finansal analiz sayfasında birçok hesabın temelini oluşturmaktadır. Kullanıcı için gelir-gider tablosu oluşturulması açısından önemlidir.

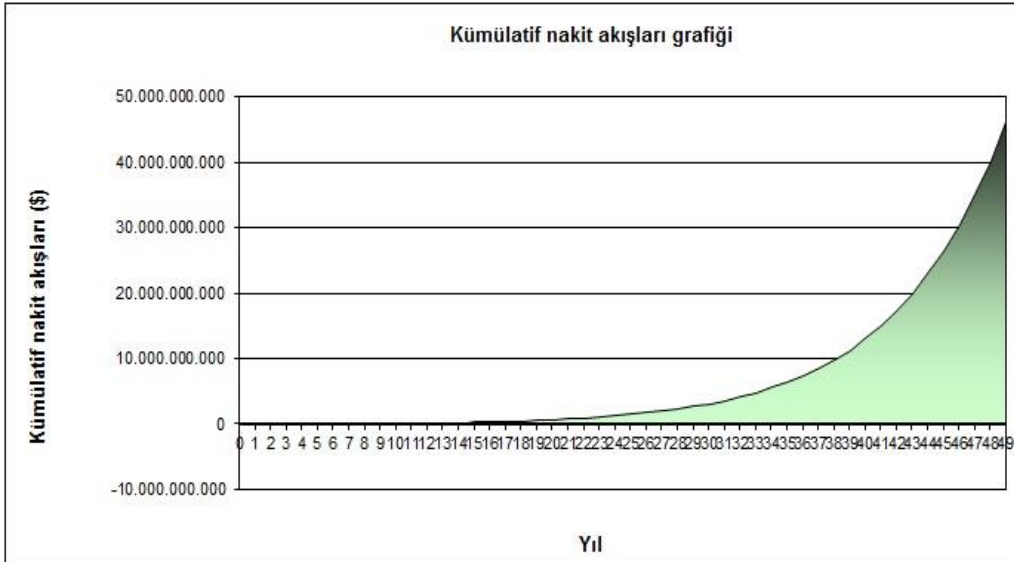
Şekil 6.29'da görüldüğü gibi yıllık tasarruf ve gelir hesabı da yazılım tarafından yapılmıştır. Bu kısımda maliyet analizi ve finansal analizde girilen değerler özetlenmiş ve kredi oranları/vadeleri dikkate alınarak yıllık brüt gelir hesaplanmıştır.

Finansal analiz kısmının sonuçları finansal sürdürülebilirlik kısmında görülmektedir (Şekil 6.29). Projenin basit geri ödeme süresi 4,4 yıl, özsermayenin geri ödeme süresi ise 1,8 yıl olarak hesaplanmıştır.

Finansal analiz kısmının sonunda geri ödeme süresinin daha iyi anlaşılabilmesi için kısa ve uzun vadeli iki farklı kümülatif nakit akışı hazırlanmıştır. İlk grafikte (Şekil 6.30) sekiz yıllık kısa vadeli nakit akışı görülmektedir. Burada ortaya çıkan verilere uygun olarak ikinci yıla gelmeden projeye aktarılan özkaynağın tamamı geri kazanılmıştır. Dördüncü yıldan sonra da proje pozitif değerlere ulaşmaya başlamıştır. Şekil 6.31’de görülen uzun vadeli nakit akışında ise işletme dönemi boyunca beklenen gelir projeksiyonu ortaya konmuştur.



**Şekil 6.30:** RETScreen kısa vadeli kümülatif nakit akışı



**Şekil 6.31:** RETScreen proje ömrüne göre kümülatif nakit akışı

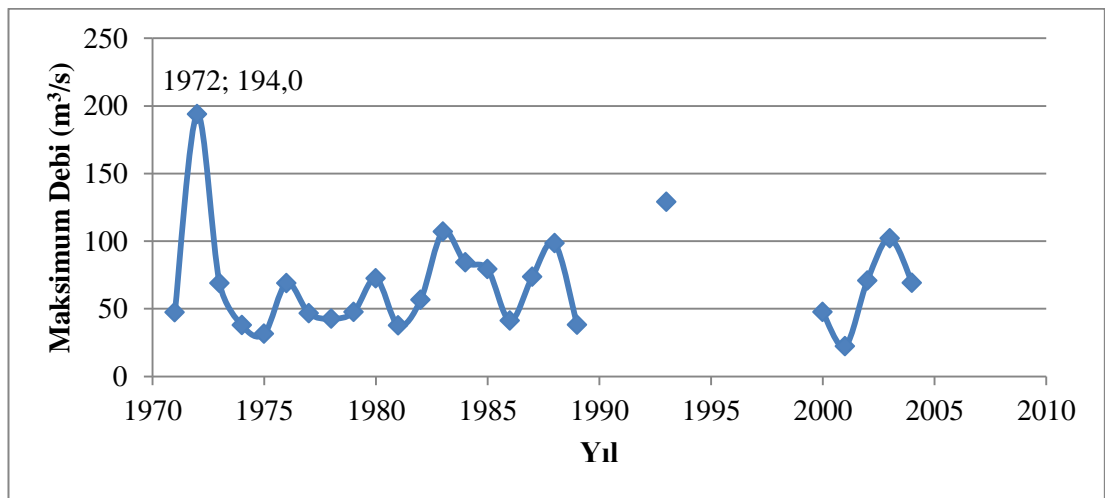
## 6.4 Taşkın Tekerrür Analizi

Birçok hidrolik yapının planlanmasında ve taşkın yatağındaki riskin belirlenmesinde taşkın frekans analizi önemli bilgiler sağlamaktadır. Taşkın frekans analizinin amacı belli tekerrür aralığına karşılık gelen taşkın debisinin tahminidir. Bu tahminin yapılması, gözlenmiş kayıtlardan daha uzun süreli tekerrür aralıklarındaki riskin belirlenmesinde karşılaşılan zorluklar nedeniyle oldukça karışıktır (Önöz, 1992). Bu zorluklar göz önünde bulundurularak, 1999 yılına kadar elde edilmiş pik akımlarla hazırlanan Bağışlı projesi taşkın risk analizinin; temel yöntemler kullanılarak güncel verilerle tekrar değerlendirilmesi amaçlanmıştır. Bu amaç doğrultusunda DSİ'den 2012 yılına kadar kayıtlı tüm veriler tedarik edilmiştir. Ortaya çıkan sonuçlar proje hazırlanırken kabul edilen değerlerle karşılaştırılmıştır.

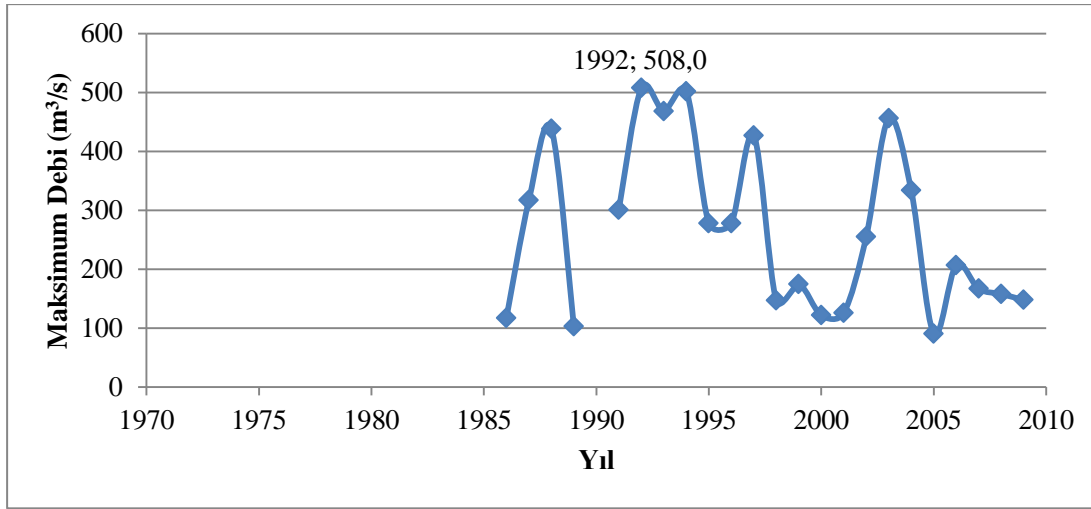
### 6.4.1 Referans değerler

Yapılan çalışmalar sırasında, santral yerine ait veri olmadığından, önceki çalışmaların sonuçlarında göz önünde bulundurularak 2621 ve 2630 numaralı istasyonlarının maksimum akım verileri kullanılmıştır.

2621 ve 2630 istasyonlarına ait, sadece gözlem yapılan yıllar dikkate alınarak ortaya çıkarılan maksimum akımlar sırasıyla Şekil 6.32 ve Şekil 6.33'te görülmektedir. 2621 istasyonunda gözlenen en yüksek akım 1972 yılında  $194 \text{ m}^3/\text{s}$  olmuştur. 2630 için ise 1992 yılında gerçekleşen  $508 \text{ m}^3/\text{s}$ 'lik debi en yüksek değer olarak kayıtlara geçmiştir. Her iki istasyonda da oluşan maksimum akımların ağırlıklı olarak Nisan ve Mayıs aylarına denk gelmiş olması bölgenin yağış karakteristiği ile uyumludur.



Şekil 6.32: 2621 istasyonu gözlenen maksimum akımlar



**Şekil 6.33:** 2630 istasyonu gözlenen maksimum akımlar

Her iki şekil incelendiğinde mükemmel bir taşkın analizi için ihtiyacımız olan uzun dönem verilerin mevcut olmadığı görülmektedir.

#### 6.4.2 Yöntem

Çalışmamızda akımların karakteristikleri ve fizibilitede kullanılan yöntemler doğrultusunda Gumbel, Gamma ve Log-Pearson III olasılık dağılımları tercih edilmiştir.

Öncelikle Bağışlı projesinde hidrolik yapıların inşaatı sırasında esas alınan değerler Çizelge 6.8’de verilmiştir. Bu değerler hesaplanırken ilk olarak 2620, 2621, 2622 ve 2630 istasyonlarına ait pik debiler ortaya konmuştur. Daha sonra bu istasyonlar homojenlik testine tabi tutulmuştur. Homojenlik testine uymayan istasyonlar çıkarıldıktan sonra taşkın değerleri hesaplanmıştır. Yine homojenlik testini sağlayan istasyonlar için proje yeri yağış alanı (2889 km<sup>2</sup>) referans noktası olacak şekilde tekerrür grafiği çizilmiş ve Çizelge 6.8’deki değerler okunmuştur. Çizelge 6.8’de görüldüğü gibi iki, beş, on, yirmibeş, elli ve yüz yıllık tekerrür debileri hesaplanmıştır (Ceykar Elektrik Üretim A.Ş., 2000).

**Çizelge 6.8:** Bağışlı projesine ait tekerrür analizi sonuçları.

	Q <sub>2</sub>	Q <sub>5</sub>	Q <sub>10</sub>	Q <sub>25</sub>	Q <sub>50</sub>	Q <sub>100</sub>
m <sup>3</sup> /s	140,2	170,4	204,2	306,7	351,8	396,3

Bu kısımda farklı bir yaklaşımla alternatif bir çalışma yapılmıştır. Öncelikle seçtiğimiz istasyonlara Gumbel ve Log Pearson Tip III dağılımı uygulanmıştır. Bu analiz sonucu ortaya çıkan tekerrür akımları Çizelge 6.9 ve 6.10’da görülmektedir.

**Çizelge 6.9:** 2621 ve 2630 Gumbel analiz sonuçları.

İstasyon/Tekerrür (m <sup>3</sup> /s)	Q <sub>2</sub>	Q <sub>5</sub>	Q <sub>10</sub>	Q <sub>25</sub>	Q <sub>50</sub>	Q <sub>100</sub>
<b>2621</b>	59,4	91,4	112,6	139,4	159,3	179,1
<b>2630</b>	243,1	367,6	450,0	554,1	631,4	708,1

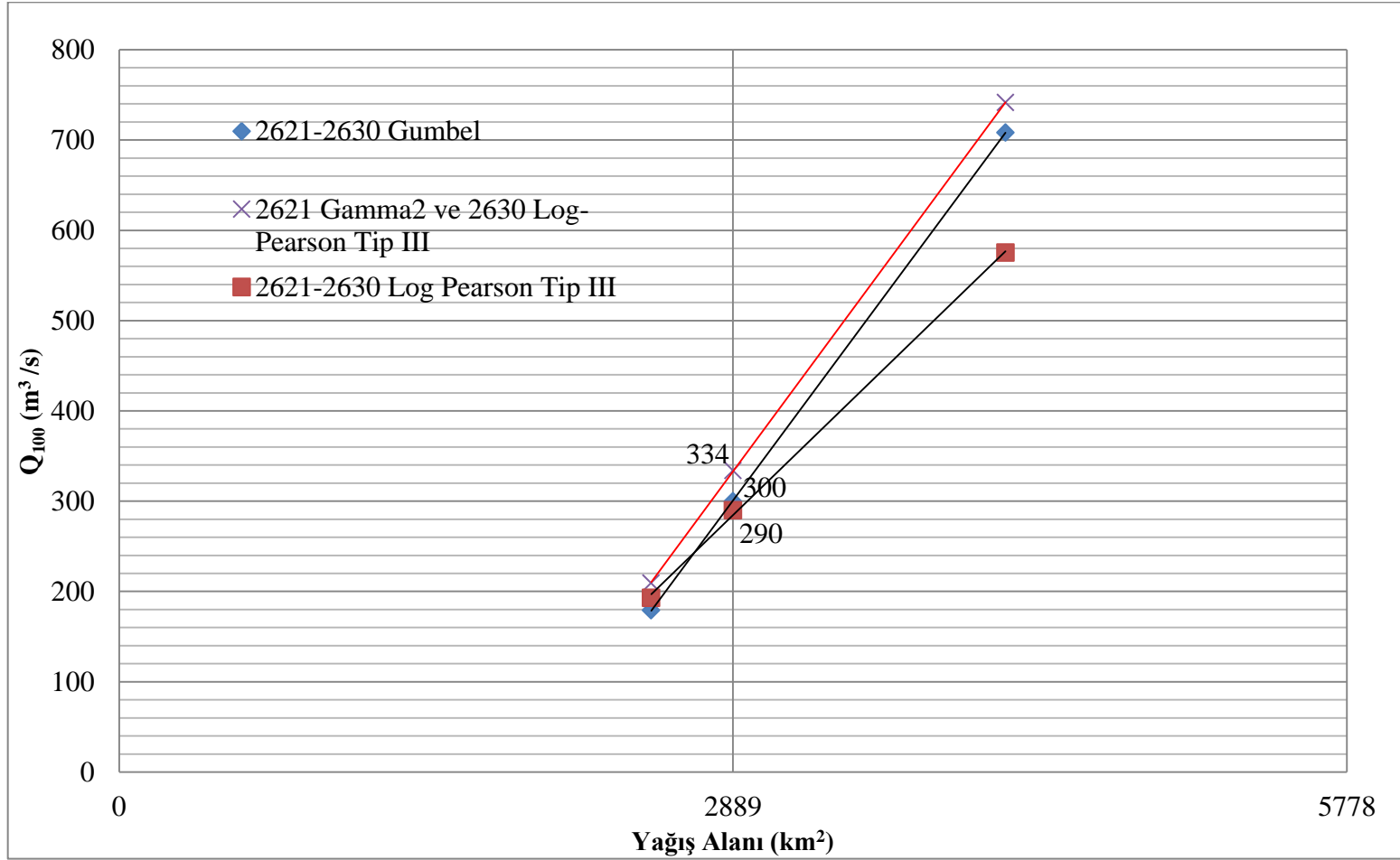
**Çizelge 6.10:** 2621 ve 2630 Log-Pearson analiz sonuçları.

İstasyon/Tekerrür (m <sup>3</sup> /s)	Q <sub>2</sub>	Q <sub>5</sub>	Q <sub>10</sub>	Q <sub>25</sub>	Q <sub>50</sub>	Q <sub>100</sub>
<b>2621</b>	56,4	77,4	102,7	129,9	159,3	193,0
<b>2630</b>	252,2	374,1	434,0	479,1	539,0	575,5

Çizelgelerde yer alan değerler karşılaştırıldığında; 2621 için yapılan analizde Gumbel ve Log-Pearson yöntemlerinin sonuçları birbirine oldukça yakındır. Bunun sebebi standart sapmanın 2621 nolu istasyonda çok fazla olmamasıdır. Ancak 2630 numaralı istasyon için yapılan çalışmada Q<sub>25</sub>, Q<sub>50</sub> ve Q<sub>100</sub> tekerrür debilerinde Log-Pearson ile bulunan sonuçlar Gumbel ile bulunan değerlere göre daha düşüktür.

Çizelgelerde yer alan “Q” debi değerlerini ifade etmektedir. Alt indislerdeki sayılar taşkın debilerinin ortalama kaç yılda bir tekerrür etme ihtimali olduğunu göstermektedir. Örneğin Çizelge 6.9’da 2621 için ortalama olarak yüz yılda bir ortaya çıkan debi (Q<sub>100</sub>) 179,1 m<sup>3</sup>/s olduğuna göre bu debi ortalama yüz yılda bir gelme ihtimali olan maksimum debidir. Herhangi bir yıl içerisinde bu debiden daha fazla bir debi gelme ihtimali ise 1/100 yani %1 olarak hesaplanır. Benzer şekilde Q<sub>25</sub> için yirmi beş yılda bir gelen 139,4 m<sup>3</sup>/s’lik debinin aşılması ihtimali 1/25 yani %4’tür. Görüleceği gibi Q<sub>25</sub> baz alınarak inşa edilecek tesis daha fazla risk taşımakla beraber daha az maliyetle sonuçlanacaktır. Çünkü Q<sub>100</sub> için alınacak 179 m<sup>3</sup>/s debi için daha büyük kapasiteli savaklar inşa edilmesi gerekecektir.

Uygulamanın ikinci kısmında ise fizibilitede yer alan değerler hesaplanan Gumbel ve Log Pearson analiz sonuçlarıyla birlikte aynı zarf eğrisine yerleştirilmiştir. Şekil 6.34’te görüldüğü gibi yüz yıllık tekerrür debisinin hesabı için yapılan çalışmada sırasıyla Çizelge 6.9 ve 6.10’da bulunan Q<sub>100</sub>’e ait Gumbel ve Log-Pearson dağılım noktaları birleştirilmiş, fizibilitede bulunmuş olan 2630 Log-Pearson Tip III ve 2621 Gamma noktaları birleştirilmiş ve sonuçta ortaya üç doğru çıkmıştır. Regülatör yeri yağış alanı değerinden (2889 km<sup>2</sup>) her iki doğruyu kesen iki noktadan, üç farklı Q<sub>100</sub> değeri okunmuştur. Bu değerler Gumbel sonuçları için 300 m<sup>3</sup>/s, Log Pearson sonuçları için 290 m<sup>3</sup>/s, Gamma ve Log-Pearson kesişimleri için 334 m<sup>3</sup>/s’dir. Bağışlı projesi için uygulanan Q<sub>100</sub> ise 396,3 m<sup>3</sup>/s’dir.



Şekil 6.34: Taşkın analizi zarf eğrileri

Şekil 6.34'te yer alan zarf eğrilerinden elde edilen sonuçlara ek olarak, Şekil 6.3'te görüldüğü üzere tesise yakın mesafede olan ve uygun akım değerleri elde edilen 2621 numaralı istasyonun ve regülatör yerinin yağış alanları oranı ile Çizelge 6.9 ve 6.10'daki  $Q_{100}$  taşkın değerleri taşınarak hesaplamalar yapılmıştır. Yağış alanları sırasıyla regülatör yeri için 2889 km<sup>2</sup>, 2621 için 2504 km<sup>2</sup>'dir. Buna göre 2621 için Gumbel dağılımından regülatör yerine taşınarak elde edilen  $Q_{100}$  taşkın debisi 206 m<sup>3</sup>/s, Log-Pearson dağılımından elde edilen  $Q_{100}$  ise 222 m<sup>3</sup>/s'dir.

#### **6.4.3 Sonuçların karşılaştırılması**

Ortaya çıkan taşkın riski analizleri, projenin yapımında dikkate alınandan farklıdır. Sadece Gumbel dağılımı ile yapılan ve kullanılan istasyonların yağış alanlarını referans alarak hesaplanan regülatör yeri yüz yıllık tekerrür debisi ( $Q_{100}$ ) 300 m<sup>3</sup>/s, Log Pearson ile hesaplanan yüz yıllık tekerrür debisi ise 290 m<sup>3</sup>/s'dir. Projede uygulanan  $Q_{100}$  ise 396,3 m<sup>3</sup>/s'dir. Ancak zarf eğrileri ile elde edilen bu değerler kullanılan istasyon sayısının yetersiz olması nedeniyle çok gerçekçi değildir. Yağış alanlarının taşınması ile elde edilen (Gumbel için 206 m<sup>3</sup>/s, Log-Pearson için 222 m<sup>3</sup>/s) değerler daha doğrudur. Bu kısmın başında da belirtildiği gibi tekerrür analizleri tamamen tahminsel yöntemlere dayanır ve birbirinden farklı sonuçlanma durumları söz konusu olabilir. Burada tek bir doğru aramak mümkün değildir. Her bölge için doğru yöntemin seçilmesi ile yakın sonuçlar elde edilir. Bu da ancak daha detaylı bir bölgesel veya havza bazında analiz ile mümkündür.

Sonuç olarak uyguladığımız farklı yöntemler ile elde edilen sonuçlardan daha yüksek değerlerin projede uygulandığı görülmektedir.

#### **6.5 İşletme Problemleri ve Çözüm Önerileri**

Ülkemizdeki hidrolik kaynakların verimli kullanılmasının enerji kaynaklı ekonomik sorunları nispeten azaltabileceği önceki bölümlerde tartışılmıştır. Bağışlı projesi de 30 MW'lık kurulu gücü ile bir anlamda hidrolik elektrik üretim sisteminin önemli bir parçasıdır. Projenin yıllık 99.000.000 kWh üretim ortalaması santralin önemini açıkça göstermektedir.

Planlanan üretim kapasitesine karşın; çalışmanın 5.2.7.2 bölümünde de belirtildiği gibi dört yıllık ortalama elektrik enerjisi üretimi 71.017.989 kWh olarak gerçekleşmiştir. Tesisin teze konu edilmesinin bir sebebidir verimsiz çalışma

seviyesinin sebeplerini ortaya koyarak çözüm önerileri sunmak ve verimli çalışma için koşulların oluşturulmasına yardımcı olmaktır. Bu düşük üretim seviyesinin birden fazla sebebi olmakla birlikte yatırımcı tarafından bunlardan başlıca ikisinin donma ve kum birikimi olduğu belirtilmiştir.

### 6.5.1 Donma

Donma olayı santalin bağlı bulunduğu Zap havzasının Hakkari il sınırları içerisinde kalan hemen hemen her akarsuyun karakteristik özelliğidir. Aralık ayı itibariyle başlayan kış günleri olumsuz çalışma koşullarını ortaya çıkarmaktadır. Buna rağmen azami önlemler alındığında donmanın etkileri minimize edilebilir. Bu kısımda proje hazırlanırken bu koşulların dikkate alınıp alınmadığı; alındıysa ne gibi önlemler alındığı araştırılmıştır.

Proje hazırlanırken dikkate alınan yapılabirlik raporlarının tamamı incelenmiş ve bu raporların donma olayı ile ilgili sunduğu bilgiler gözden geçirilmiştir. Buna göre tesis yerine yakın dört gözlem istasyonunun 1999 yılına kadar olan verilerinde donma olayı Aralık ve Ocak aylarında gerçekleşecek şekilde; yılda ortalama 15-20 gün için öngörülmüştür. Bunun sonucu olarak tesisin kış günlerinde en az bir türbin ile çalışması planlanmıştır. Yine aynı rapor doğrultusunda donmayı engellemek amacıyla çökeltim havuzunu tünele bağlayan isale kanalı kapalı olarak projelendirilmiştir.

1999 yılı sonrasındaki gözlem istasyonları verileri incelendiğinde donma olan günlerin sayısının kırk yıllık ortalamanın çok üstüne çıktığı görülmüştür. Doğal olayların sonucu olarak son yıllarda bölgedeki hava koşulları daha önceden hiç görülmemiş şekilde değişmiş ve donma olan günlerin sayısı normalin üzerine çıkmıştır. 2009 yılının Mart ayında devreye alınan santrale ait yıllık işletme raporlarına göre ilk donma 2010 yılının ilk haftalarında başlamış ve tesis 28.01.2010-17.02.2010 tarihleri arasında toplam **yirmi (20) gün** kapalı kalmıştır. Bu sayı geçmiş yıllara göre yapılan tahminlere yakındır ve planlanan yıllık üretimi etkilememiştir. Devam eden su yılında ise buzlanma Aralık ayının ilk haftasında görülmeye başlanmış ve tesis 13.12.2010-22.02.2010 tarihleri arasında toplamda **yetmiş bir (71) gün** gibi oldukça uzun bir süre kapalı kalmıştır. Şekil 6.35'te ilgili döneme ait su alma ağızı, Şekil 6.36'da çökeltim havuzunda gerçekleşen donma olayı ve Şekil 6.37'de yine aynı döneme ait kapalı isale kanalındaki buzlanma görülmektedir.





**Şekil 6.35:** Su alma yapısında gerçekleşen donma



**Şekil 6.36:** Donmuş çökeltim havuzu



**Şekil 6.37:** İsale kanalında gerçekleşen donma

Oluşan buzlanmaya çözüm olarak tesise iş makinaları girmiş, su alma yapısı ile çökeltim havuzlarındaki buz çözülmeye çalışılmış ve suyun akışının devam edebilmesi için azami çaba harcanmıştır. Bu çalışmalar sonucu açılan ve su akışı sağlanan çökeltim havuzu Şekil 6.38’de görülmektedir. Tüm çalışmalara rağmen yoğun yağışlar nedeniyle donma engellenememiştir.

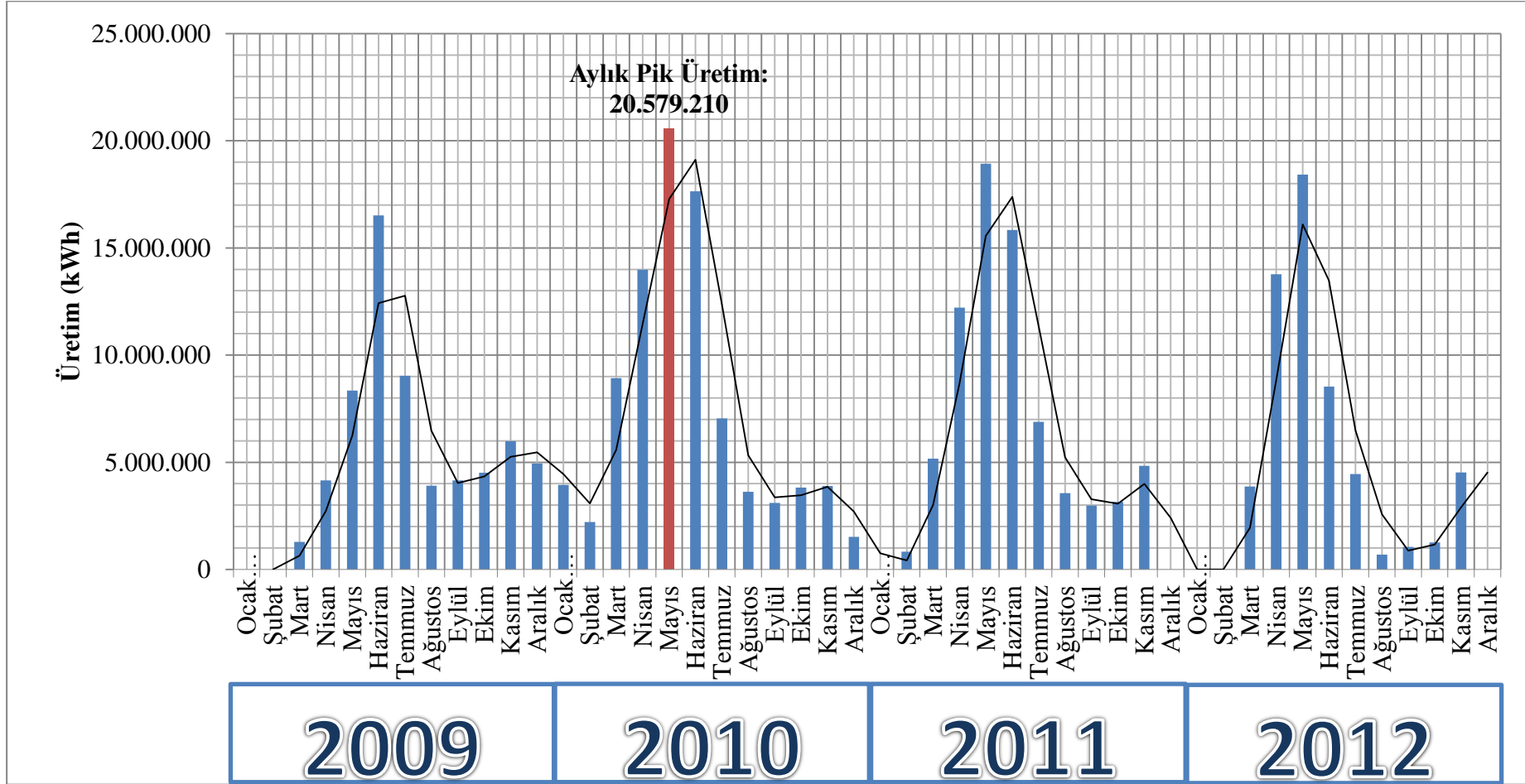


**Şekil 6.38:** Çalışmalar sonucu su akışı sağlanan çökeltim havuzu

2010 yılının sonu ve 2011 yılının ilk iki ayı boyunca yaşanan zorluklar 2011 yılı toplam elektrik enerjisi üretim miktarını da etkilemiş ve yıl sonunda %25 kayıp ile 74.374.096 kWh’lik üretim gerçekleşmiştir.

2012 yılında ise bir önceki yıla göre soğuk hava ve yağışlar daha uzun sürmüş ve etkili olmuştur. Tesis 07.11.2011-09.03.2012 tarihleri arası toplamda yüz yirmi üç **(123) gün** kapalı kalmıştır. Bu yılın elektrik üretim miktarı ise 56.575.430 kWh olarak gerçekleşmiştir.

Özetle tesis işletmeye girmesinden itibaren **ikiyüz ondört (214) gün** kapalı kalmıştır. Bu sürenin tamamına yakını donma olayına bağlı gerçekleşmiştir. Bu çalışma kapsamında Zap havzasındaki diğer akarsular üzerinde bir inceleme yapılmış ve benzer yağış rejimlerinin tüm havzada yaşandığı görülmüştür. Bunun üzerine gelecek yıllarda gerçekleşebilecek olası donma olaylarının zamanlamalarının tahmin edilebilmesi için geçmiş yıllara ait veriler Şekil 6.39’da ortaya konmuştur. Ay bazında pik üretim 2010 yılının Mayıs ayında 20.579.210 kWh ile gerçekleşmiştir. Tüm yıllara bakıldığında yüksek üretimin karların erimeye başladığı Nisan-Mayıs aylarında gerçekleşmesi beklenen bir sonuçtur.



Şekil 6.39: Ay bazında üretim bilgileri

### 6.5.2 Kum birikimi

Bağışlı HES'in işletme problemlerinden bir diğeri de kum birikimidir. 2010 ve 2011 yıllarında gerçekleşen düşük üretim seviyelerine azda olsa kum birikiminin etkisi vardır. Ancak bu olayın daha önemli sonucu tesis elemanlarına özellikle de türbin çarklarına olan olumsuz etkisidir. Genellikle Mayıs ve Haziran aylarında oluşan ve santralin verimli çalışmasına engel teşkil eden ince kumun tesis elemanlarına olan etkisi ve çözüm önerileri bu çalışma kapsamında değerlendirilmiş ve sonuçlar ortaya konmuştur.

Bağışlı projesinde oluşan kum birikimini açıkça ortaya koyan; sırasıyla 2009 ve 2010 yıllarının mayıs aylarında çekilen resimler Şekil 6.40 ve Şekil 6.41'de görülmektedir. Şekil 6.40'ta çökeltim havuzunda biriken kum iş makinası yardımıyla tahliye edilmektedir. Şekil 6.41'de ise kum miktarının su seviyesine göre ne kadar yükseldiği gözlemlenmektedir. Tesiste kullanılan çökeltim havuzları kendinden yıkamalı inşaa edilmiş olup buna rağmen sürüntü maddesi birikimi engellenememiştir. İnce kum miktarının yüksek olmasının bir diğere sebebi de çevrede ağaçlandırılmış alan bulunmamasıdır. Böylece yağışlar sonrası eriyen karlar dere yataklarına alüvyonların kolayca taşınmasına neden olmaktadır.



Şekil 6.40: Çökeltim havuzu kum birikimi-2009



**Şekil 6.41:** Çökeltim havuzu kum birikimi-2010

Tesis bu şekilde çalışmaya belli sürelerde devam etmiş ve bunun doğal sonucu olarak Şekil 6.42’de görüldüğü gibi türbin çarklarında kavitasyon meydana gelmiştir.



**Şekil 6.42:** Zarar gören türbin çarkları

Kum birikiminin yol açtığı maddi kayıplar sadece elektriğin üretilmemesi ve buna bağlı satış yapılamaması değildir. Türbinlerin zedelenmeleri sonucu bakıma alınmaları ve üretim dışı kalmaları, kumun tasfiye edilmesi sırasında harcanan iş gücü ve makine gücü diğer maddi kayıplar olarak sıralanabilir.

Yukarıda ortaya konan bu durum neden/sonuç ilişkisi çerçevesinde işletmecî firma ile beraber değerlendirilmiştir. Yapılan su analizlerinde ortaya çıkan su sertliği türbin kavitasyonunun başlıca nedeni olarak görülmüştür. Bunun nedeni Zap havzasındaki akarsularda görülen yüksek sediment konsantrasyonudur. Bu duruma karşı bir önlem alınamayacağı düşünülmüş, ancak yeni bir regülatör yeri inşa edilerek ince kumun santrale gelmeden tutulabileceği fikri değerlendirilmiştir.

İyi bir su alma ağızı projelendirmesi ile sürüntü malzemesi giderilebilir. Bu bağlamda gerekli proje çalışmaları 2010 yılının Ekim ayında başlamış ve yeni regülatör yeri 2011 Nisan ayında tamamlanmıştır. Yeni yapılan regülatör eskisine oranla membaya daha yakın konumlandırılmış; bununla beraber su alma ağızı daha geniş tutulmuş, ufak bir biriktirme ağızı ile su çevrilerek yavaşlatılmış ve kum birikiminin azaltılması amaçlanmıştır. Yeni regülatör yerinin devreye girmesi tesisi olumlu etkilemiş; eskisine nazaran kum birikimi azalmış ve tesisin durmasına neden olacak seviyelere gelmemiştir.

## **6.6 SWOT Analizi**

SWOT analizi günümüzde her alanda (özellikle yatırımların karar verme süreçlerinde) sıkça uygulanan bir durum tespit yöntemidir. Üzerinde çalışılan herhangi bir iş ile ilgili güçlü ve güçsüz yanların görülmesini ve gelecekte beklenen fırsatlar ve tehditlere karşı bugünden hazırlık yapılmasını sağlar. Adını İngilizce Strengths (Güçlü yanlar), Weaknesses (Zayıf yanlar), Opportunities (Fırsatlar) ve Threats (Tehditler) kelimelerinin baş harflerinden alır. Güçlü ve zayıf yanlar içsel kavramlar olup dışarıdan müdahale ile değişebilmeleri mümkün değildir. Fırsatlar ve tehditler ise dışarıdan gelecek etkilere açıktır ve değişkenlik gösterebilir.

Tez çalışması kapsamında incelenen Bağışlı projesi için Şekil 6.43'te görülen SWOT analizi yapılmıştır. Genelde bu tip projeler için SWOT analiz yapılması alışlagelmişin dışında bir durumdur. Ancak işletmeyle ilgili yaşanan sorunlar ve bunlarla ilgili önerilen çözümler çalışmaya bir SWOT analizinin eklenmesini gerekli

kılmıştır. Özellikle işletme performansını önemli derecede etkileyen faktörleri anlama ve bunlara karşı nasıl gelişim gösterilmesi gerektiği ortaya konmaya çalışılmıştır.

Bu analizde orta ölçekli birçok hidroelektrik santralının ortak özelliği olan unsurlar dikkate alınmamıştır. Tez konusu santralin karakteristiğine odaklanılmış ve bu yönde ortaya çıkan sonuçlar paylaşılmıştır.

<b>Strengths-Güçlü Yönler</b>	<b>Weaknesses-Zayıf Yönler</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Tesisin Van-Hakkari karayolu üzerinde olması nedeniyle ulaşımın kolay sağlanması</li> <li>➤ Yüksek üretim kapasitesi</li> <li>➤ Yenilenebilir Enerji Kanunu kapsamında üretilen elektriğe uygulanan alım garantisi</li> <li>➤ Teşvikler</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Zorlu iklim koşulları</li> <li>➤ Bölgesel nedenlerden dolayı kalifiye eleman istihdam edilememesi</li> <li>➤ Etüd için ayrılan bütçenin toplam proje maliyetine göre oldukça düşük olması</li> <li>➤ İnşaatın planlanandan 6 ay daha uzun sürmesi</li> <li>➤ Donma olayının sık yaşanması</li> <li>➤ Tesise gelen suyun sertliği</li> <li>➤ Projenin yağış alanında yeterli ağaçlandırma olmaması ve buna bağlı yüksek konsantrasyonlu alüvyon birikimi</li> </ul>
<b>Opportunities-Fırsatlar</b>	<b>Threats-Tehditler</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Ülkemizin enerji ihracatının fazla olması nedeniyle üretilecek yerli elektriğin değerli olması</li> <li>➤ Bölgedeki düşük iş gücü maliyeti</li> <li>➤ Bölgede sürdürülebilir bir kalkınma için katkı sunması</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ İklim koşullarının olumsuz devam etmesi</li> <li>➤ Donma olayının sürekliliği</li> <li>➤ Kum birikimi için kalıcı bir çözüm bulunamaması</li> <li>➤ Bölgede yaşanan siyasi sorunlar</li> </ul>

**Şekil 6.43:** Bağışlı HES SWOT analizi

Şekil 6.43'te görülen SWOT analizi tesisin durumuyla ilgili güçlü, zayıf yönleri ve fırsat ile tehditleri ortaya koymuştur. Güçlü yönlerde yer alan unsurlardan en önemli olanı YEK kanunu gereği uygulanan alım garantisidir. Bu garanti sayesinde sıfır risk ile tahmin edilebilir bir gelir projeksiyonu oluşturulabilir. Zayıf yönlerde ise donma ve kum birikimi öne çıkmaktadır. Dışardan gelen etkilerle değiştirilebilecek en önemli tehditler yine donma ve kum birikimidir. Tesisin sunduğu en önemli fırsat ise sürdürülebilir bir kalkınmaya katkı sağlayabilecek olmasıdır.





## 7. SONUÇ VE ÖNERİLER

Hidrolik kaynakların verimli kullanılması Türkiye gibi enerjide dışa bağımlı ülkeler için sürdürülebilir bir enerji arzı oluşmasına katkı sağlayabilir. Bu çalışmada 30 MW'lık kurulu gücü ile ülkemizin önemli orta ölçekli santrallerinden, 2008 yılı sonunda devreye alınan Bağışlı Regülatörü ve HES projesi uygulamaya esas fizibilitesinden itibaren incelenmiştir. Yapılan hesaplamalar ve uygulama arasındaki farklılıklar karşılaştırılmış, alternatif yaklaşımlar ortaya konmuştur. Bununla birlikte yaşanan işletme problemlerine alternatif çözümler geliştirilmiştir. Çalışmadan özet olarak aşağıdaki sonuçları çıkarmak mümkündür.

İlk sonuç güncellenen verilerle projenin uygulanandan tamamen bağımsız olarak yeniden değerlendirilmesinin sonuçlarıdır. Projenin kurulduğu yer üzerinde herhangi bir akım verisi olmadığından öncelikle çalışmada kullanılacak olan ve tesisin üzerinde bulunduğu su rejimine uygun akarsu gözlem istasyonları belirlenmiş, bunlara ait tüm veriler temin edilmiştir. Debi gidiş ve debi süreklilik eğrileriyle desteklenen yaklaşım yönteminde akımlar regülatör yerine taşınmış ve bu akımlar için iki farklı tasarım debisi ve kurulu güç hesabı yapılmıştır. Sonuç olarak 2621 korelasyonunun en doğru yaklaşım olduğu ortaya konmuştur. Bulunan bu istasyon ile veri kaydı bulunan tüm yıllar için işletme çalışması yapılmıştır.

İkinci sonuç olarak, uzun yıllara ait işletme çalışmalarında kullanılan yöntem farkının yıllık ortalama enerji üretimini büyük ölçüde etkilediği ortaya konmuştur. İşletmedeki tesisin tasarım debisi için gözlenen yıllar ile yapılan çalışma yaklaşık 70.000.000 kWh yıllık ortalama enerji öngörürken, korele edilen verilerle bu miktar yaklaşık 100.000.000 kWh'tir. Arada oluşan 30.000.000 kWh'lik farkın günümüz elektrik piyasasındaki parasal karşılığı 2.190.000 USD'dir.

Üçüncü sonuç Kanada orijinli RETScreen yazılımının proje için kullanılmasıyla elde edilmiştir. Dört kısımdan oluşan programa istenilen bilgiler girilmiş ve çıktılar alınmıştır. Yazılım tarafından yıllık üretilmesi gereken elektrik enerjisi 98.68 GWh olarak hesaplanmıştır. Finansal analiz kısmında ise nakit akışı ve geri dönüş hesabı

ortaya konmuştur. Tüm bu sonuçlar yazılımın Bağışlı HES'in yatırıma karar verme algoritmasının bir parçası olabileceğini göstermiştir.

Dördüncü olarak projede 1999 yılına kadar olan verilerle yapılan ve uygulanan taşkın analizleri 2012 yılına kadar tamamlanmış verilerle yapılmıştır. Uygulamaya esas olan korelasyon yöntemlerine alternatif olması açısından farklı metodlar kullanılmıştır. Çalışmada kullanılan iki farklı gözlem istasyonu dikkate alınmış ve tesiste uygulanan değere göre daha düşük sonuçlar ortaya çıkmıştır. Şekil 6.34'te görülen zarf eğrileri kullanılarak elde edilen  $Q_{100}$  değerleri yanıltıcı olabilir. Bunun nedeni kullanabileceğimiz nitelikli istasyon sayısının az olmasıdır. Ancak yağış alanları oranlanarak yapılan çalışma gerçeğe daha yakındır ve ilk yöntemde göre daha düşük taşkın debileri elde edilmiştir. Bu nedenle tesis için uygulanan  $396,3 \text{ m}^3/\text{s}$ 'lik tekerrür debisi oldukça yüksek bir seçimdir. Her iki yöntemde bu durumu doğrulamaktadır. Yüksek taşkın debisi seçimi inşaat elemanlarının maliyetini arttırmıştır.

Beşinci sonuç işletme sorunlarının incelenmesi ile ortaya çıkmıştır. Planlanan üretim kapasitesine karşın; çalışmanın 5.2.7.2 bölümünde de belirtildiği gibi dört yıllık ortalama elektrik enerjisi üretimi  $71.017.989 \text{ kWh}$  olarak gerçekleşmiştir. Tesisin teze konu edilmesinin de önemli bir nedeni olan bu durumun iki temel sebebi donma ve kum birikimidir. Çalışmada teorik olarak farklı tasarım debisi seçimleri değerlendirilmiştir ancak pratikte bu şekilde bir değerlendirme yapılabilmesi için öncelikle işletme sorunlarının çözülmesi gerekir. Bu iki temel sorun çözülmeden tesis için uygulanan tasarım debisinin ( $31,24 \text{ m}^3/\text{s}$ ) planlanan üretim kapasitesine etkisini gözlemlemek mümkün değildir.

Donma olayının nedenleriyle ilgili yapılan araştırmalar iklim verileri ile desteklenmiştir. Donmanın tek nedeninin havzanın büyük kısmında etkili olan sert iklimler olduğu; buna karşın doğru devreye alma zamanlaması ve işletme stratejisi ile tesisin bu durumdan asgari ölçüde etkileneceği sonucuna ulaşılmıştır.

Tesiste yaşanan kum birikimi yeni yapılan regülatör ile kısmen çözüme kavuşmuştur. Ancak eleştirel bir bakış açısıyla değerlendirmek gerekirse; sediment ve ince kum birikimini azaltmanın yolu iyi bir çökeltim havuzu projesinden geçmektedir. Her ne kadar yeni yapılan regülatör; yeri nedeniyle sürüntü madde birikimini azaltmış

olsada; çevrede ağaçlandırılmış alanların oldukça az olması yağışlar sonrası eriyen karların dere yataklarına sürekli olarak alüvyonların taşınmasına neden olmaktadır.

Altıncı ve son olarak yapılan SWOT analizi ile tesis değerlendirilmiştir. Bu analiz ile mevcut durumun güçlü ve zayıf tarafları ortaya konmuş, dış etkenlere bağlı ve değiştirilebilecek fırsat ve tehditler açıklanmıştır. Bu analizin sonuçlarının çerçeveyi daha net görmek açısından önemli olduğu düşünülmektedir.

İşletme sorunları olan ve verimli çalışmayan orta ölçekli bir hidroelektrik tesis için örnek bir inceleme yapılmıştır. Yukarıda sonuçlarına değinilen yöntemler ve yaklaşımlardan anlaşılacağı gibi tesisin daha verimli çalışabilmesi alınacak önlemler ile mümkün olabilir. Ancak bu tip büyük hacimli ve maliyetli projelerde ön etüd ve projelendirme için daha fazla zaman ve bütçe ayrılması gerekmektedir. İleride sorun yaşanmaması için alınması gereken en büyük önlem budur. Bu tip büyük betonarmeye sahip tesislerde kazanç proje hazırlanırken elde edilir. Çalışmaya konu Bağışlı projesinde seçilen tasarım debisinin azda olsa yüksek olduğunu söylemek mümkündür. Sadece gözlem yapılan yıllar için bir fizibilite ve hidroloji çalışması yapılmış olsaydı, tasarım debisi ve buna bağlı olarak kurulu güç daha düşük olabilirdi. Böylece tesis verimi yükseltilmiş olurdu. Yatırımcı tarafından yapılması gerekenler dışında yatırımcıya ışık tutması gereken ve ülkemizde devlet tarafından yapılan hidrolik ölçümlerin artırılması gerekmektedir. Bununla beraber bu ölçümlere ulaşmak da oldukça zor ve pahalıdır. Ülkemizde 1940'lı yıllardan itibaren rasat çalışmaları yapılmaktadır. Ancak bu çalışmalar yetersizdir. Ölçüm istasyonlarının sayısı oldukça azdır. Sayısı zaten az olan istasyonlardan düzenli olarak veri ölçümü yapılamamış, bunun sonucu olarak istatistikî varsayımlar ve korelasyonlar proje değerlendirmelerinde çok sık kullanılmıştır. Bu durumun bazı çevreler tarafından çıkar amaçlı kullanılması, projelerin olduğundan yüksek kapasite ile inşa edilmesine ve verimsiz çalışmasına neden olmuştur. Buna karşı devlet ve özel sektör tarafından gerekli önlemler alınmalı ve projeler doğru optimize edilerek uygulanmalıdır. Aksi halde yaşanacak güvensizlik ortamı hidrolik kurulu güç kapasitesinin artışını engelleyecektir.



## KAYNAKLAR

- ABS Energy Research** (2009). Hydropower Report: Large & Small Hydropower, **2**, 1-403.
- Bakış, R. ve Tip, H.** (2007). Zap suyu havzası hidroelektrik potansiyelinin araştırılması. *Eskişehir Osmangezi Üniversitesi Müh. Mim. Fak. Dergisi*, **2**.
- Balat, M.** (2008). Energy consumption and economic growth in Turkey during the past two decades, *Energy Policy*, **36**, 118-127.
- Barrero, J.M.B., Muro, J.C.S., Macias, E.J. ve Parte, M.P.** (2011). Comparison in the application of the exploitation by optimal head model to hydroelectric power stations in run-of-river systems equipped with different types of turbines. *IEEE Conference Publications, Clean Electrical Power Conference*, 14-16 June, 609-613.
- Başeşme, H.** (2003). Hidroelektrik Santraller ve Hidroelektrik Santral Tesisleri, *EÜAŞ Genel Müdürlüğü Hidrolik Santraller Dairesi Başkanlığı Yayınları*, Ankara.
- Bayazıt, M.** (2010). Akarsularda akım ve sediment taşınımı, *Birsen Yayınevi*, İstanbul.
- Bayazıt, M.** (1999). Hidroloji, *İTÜ İnşaat Fakültesi Matbaası*, İstanbul
- Ceykar Elektrik Üretim A.Ş.** (2000). Bağışlı Regülatörü ve Hidroelektrik Santrali Yapılabilirlik Raporu-I, Ankara.
- Ceykar Elektrik Üretim A.Ş.** (2007). Bağışlı Regülatörü ve Hidroelektrik Santrali Yapılabilirlik Raporu-II (Revize), Ankara.
- Cofcof, Ş.** (2008). Kanal Santrallerinde Su İletim Hattı ve Yükleme Havuzları, *DSİ Yayınları*, Ankara.
- DSİ** (2004). Dünden Bugüne DSİ 1954-2004, *DSİ Etüt Plan Şube Müdürlüğü Sunumu*, Ankara.
- EİE** (1978). Zap Suyu İstikşaf Raporu, Yayın no: 78-71, Ankara.
- EİE** (1987). Zap Suyu Havzası Master Plan Raporu I-II, Ankara.
- EİE** (1996). Bağışlı Regülatörü ve Hidroelektrik Santrali Yapılabilirlik Raporu, Ankara.
- EPDK** (2012). Elektrik Piyasası Sektör Raporu, Ankara.
- ERE Mühendislik İnşaat ve Tic. A.Ş.** (2011). Türkiye’de Hidroelektrik Potansiyel ve Hidroelektrik Yatırımlarının Dünü Bugünü. Alındığı tarih: 04.03.2013, adres: <http://www.ere.com.tr/yayinlar.html>.
- Erdem, H.H.** (1996). *Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nin hidroelektrik potansiyelinin etüdü*, (yüksek lisans tezi), YTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.

- Global Hydro Power Report** (2011). History of hydro power, *12*, 36-47.
- Gumbel, E.J.**, (1958). Statistics of Extremes. *Columbia University Press*, New York.
- Haan, C.**, (1977). Statistical Methods in Hydrology. Iowa: *The Iowa State University Press*
- Hidalgo, I.G., Fontane, D.G., Soares, S., Cicogna, M.A. ve Lopes, J.E.G.** (2010). Data consolidation from hydroelectric plants. *Journal of Engineering*, **136**, 87-94.
- IEA** (2005). Energy Policies of IEA Countries: Turkey 2005 Review Report.
- Kaygusuz, K.** (1999). Hydropower potential in Turkey, *Energy Sources*, **21**, 581-588.
- Li, X. ve Zheng, Y.** (2011). Numerical simulation and hydraulic optimization of the lateral oblique forebay. *IEEE Conference Publications*, Remote Sensing, Environment and Transporting Engineering Conference, 24-26 June.
- Nicolet, A. and Vesligaj, F.** (1999). Hydroelectric power stations, *Encyclopedia of Electrical & Electronics Engineering*, **9**, 337-370.
- Önöz, B.** (2011). Hidroelektrik Enerji Ders Notları, İTÜ Enerji Enstitüsü, İstanbul.
- Önöz, B.** (2009). Hidroelektrik Enerji Ders Notları, İTÜ Enerji Enstitüsü, İstanbul.
- Önöz, B.** (1992). *Bölgesel taşkın frekans analizi*, Tez (Doktora), İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, 1992.
- Öziş, Ü.** (1991). Su Kuvvetleri Tesislerinin Planlama Esasları, *Dokuz Eylül Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Yayınları*, İzmir.
- Resmi Gazete** (2001). Elektrik Piyasası Kanunu, Sayı 24335, 3 Mart.
- Resmi Gazete** (2005). Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun, Sayı 25819, 18 Mayıs.
- RETScreen International** (2012). RETScreen-4 Clean Energy Project Software User Manuel.
- TEİAŞ** (2009). Elektrik Tarihi. Alındığı tarih: 01.03.2013, adres: <http://www.teias.gov.tr>.
- TEİAŞ** (2012). Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2012-2021). *TEİAŞ APK Dairesi Başkanlığı*, Ankara.
- Tuğrul, B.** (2011). Enerji Ekonomisi ve Politikaları Ders Notları, İTÜ Enerji Enstitüsü, İstanbul.
- USACE.** (1993). Engineering and Design Hydrologic Frequency Analyses. Department of the Army, *US Army Corps of Engineers*, EM-1110-2-1415, USA.
- WMO** (1964). Climatic Change. World Meteorology Organization Report, No: 79, Switzerland.
- Url-1** <<http://www.dsi.gov.tr/hizmet/enerji.htm>>, alındığı tarih: 21.09.2012.
- Url-2** <<http://lisans.epdk.org.tr>>, alındığı tarih: 21.02.2012.

- Url-3** <<http://www.microhydropower.net/download/layman2.pdf>>, alındığı tarih: 13.03.2013.
- Url-4** <[http://retscreen.net/ang/turbine\\_manufacture\\_design\\_coefficient\\_image.php](http://retscreen.net/ang/turbine_manufacture_design_coefficient_image.php)>, alındığı tarih: 12.07.2013.





## **EKLER**

**EK A** : Bağışlı projesi tesisler ve 6zellikleri

**EK B** : T6m aylara ait 2621 korelasyonu ile elde edilen debi gidiş eğrileri

## EK A

### Bağışlı Bendi

Regülatör Tipi	: Dolu Gövdeli Beton	
Talveg Kotu	: 1691,50	m
Kret Kotu	: 1697.50	m
Temelden Yükseklik	: 9,00	m
Talvegden Yükseklik	: 6,00	m
Maksimum Su Kotu	: 1700,32	m
Kret Uzunluğu	: 40,00	m
Su Alma Prizi Yeri	: Sağ Sahil	
Su Alma Prizi Ebatları	: 2 x (3 x 7,0)	m
Sualma Yapısı Taban Kotu	: 1694,10	m
Çakıl Geçidi Yeri	: Sağ Sahil	
Çakıl Geçidi Ebatları	: (3 x 4)	m
Regülatör Düşü Havuzu Genişliği	: 40,00	m

### Çökeltim Havuzu

Yeri	: Sağ Sahil	
Göz Adedi	: 3	Adet
Eni	: 3 x 12	m
Boyu	: 45,00	m
Maksimum Yüksekliği	: 4,90	m
Eğimi	: 0,02	
Taban Kotu	: 1693,12 – 1692,23	m
Su Yüzü Kotu	: 1697,13	m
Silt Kanalı Boyutları	: 2 x 1,2	m
Çökeltim Dane Çapı	: 0,30	mm

### İletim Kanalı

İletim Kanalı Tipi	: Dikdörtgen kesiti	
İletim Kanalı Boyu	: 118+141	m
İletim Kanalı Ebatları	: 4 x 4	m
Taban Eğimi	: 0,01509	
İletim Kanalı Giriş Taban Kotu	: 1692,73	m
İletim Kanalı Çıkış Taban Kotu	: 1690,54	m

### **İletim Tüneli**

Tünel Tipi	: Atnalı kesiti	
Tünel Boyu	: 2714,37	m
Tünel Çapı	: 4,00	m
Kaplama Kalınlığı	: 0,40	m
Taban Eğimi	: 0,001	
Tünel Giriş Taban Kotu	: 1690,54	m
Tünel Çıkış Taban Kotu	: 1687,83	m

### **Yükleme Odası**

Tipi	: Dikdörtgen	
Eni	: 10,00	m
Boy	: 47,61	m
Su Derinliği	: 18,16	m
Maksimum Su Yüzü Kotu	: 1690,68	m

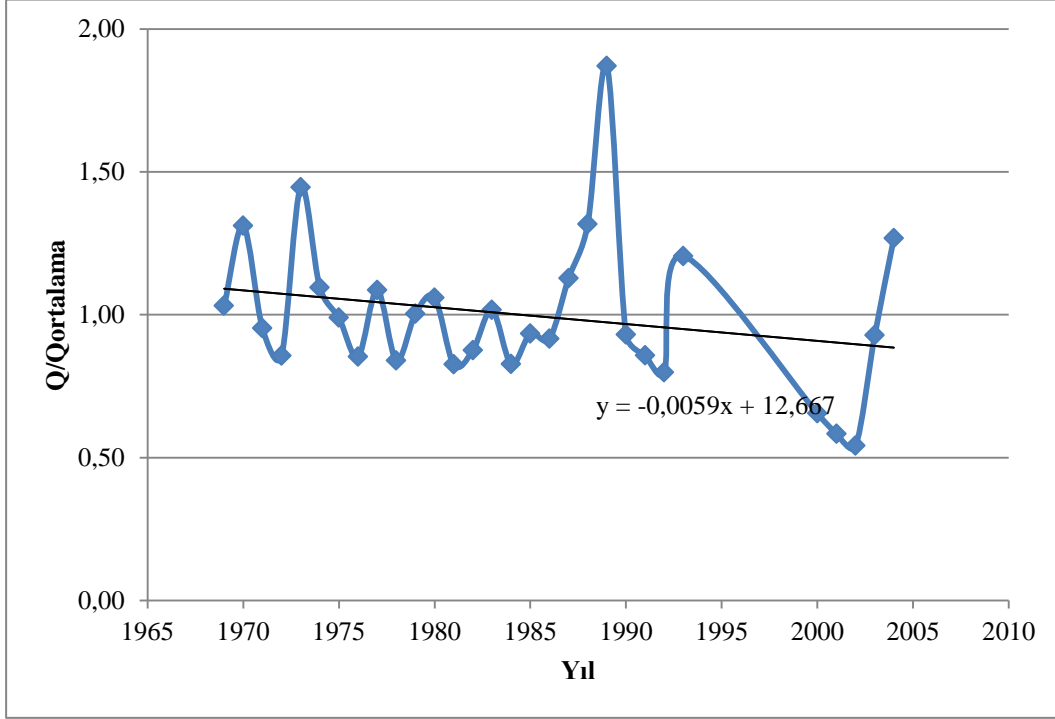
### **Cebri Boru**

Cebri Boru Çapı	: 3,2	m
Cebri Boru Uzunluğu	: 251,00	m
Debisi	: 31,24	m <sup>3</sup> /s

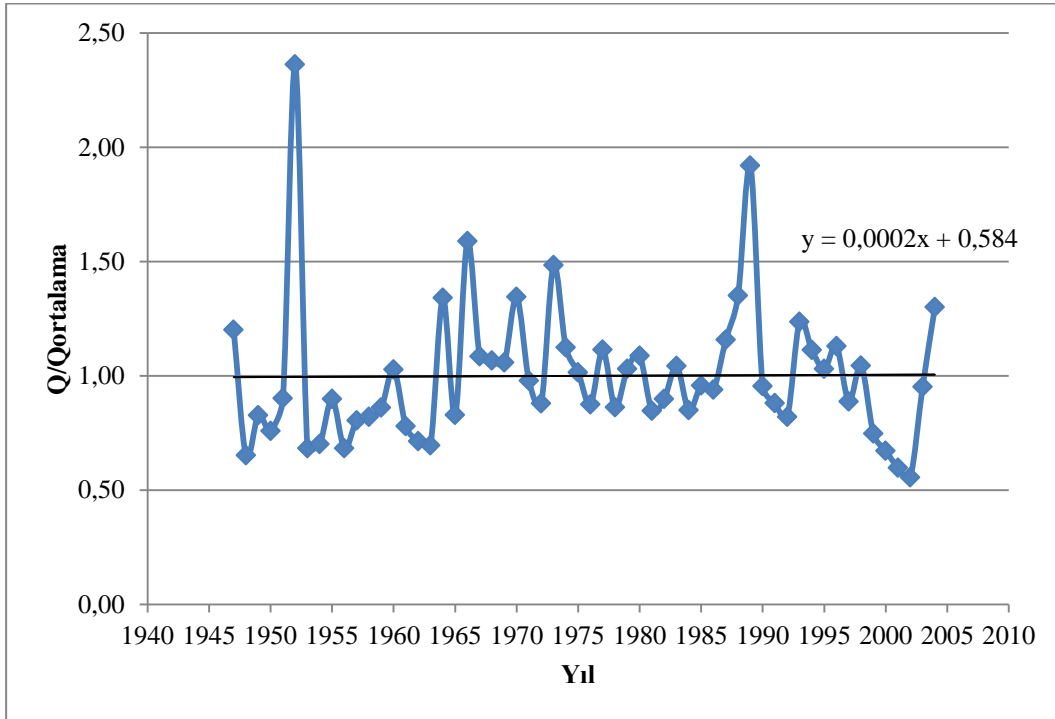
### **Türbin**

Türbin Tipi	: Yatay eksenli francis	
Proje Debisi	: 31,24	m <sup>3</sup> /s
Ünite Adedi	: 3	Adet
Ünite Debisi ( 1 ünite)	: 10,41	m <sup>3</sup> /s
Proje Brüt Düşü	: 110,38	m
Maksimum Su Seviyesi	: 1690,28	m
Kuyruk Suyu Seviyesi (Tek Ünite)	: 1579,90	m
Kuyruk Suyu Seviyesi (Üç Ünite )	: 1579,99	m
Türbin eksen Kodu	: 1577,00	m
Net Düşü	: 108,30	m
Toplam Türbin Gücü	: 30,300	MWm
Türbin Gücü (1.Ünite)	: 10,100	MWm
Senkron Devir Sayısı	: 600	rpm
Özgül Hız (Ns)	: 174,29	m-kW
Verim	: 0,913	

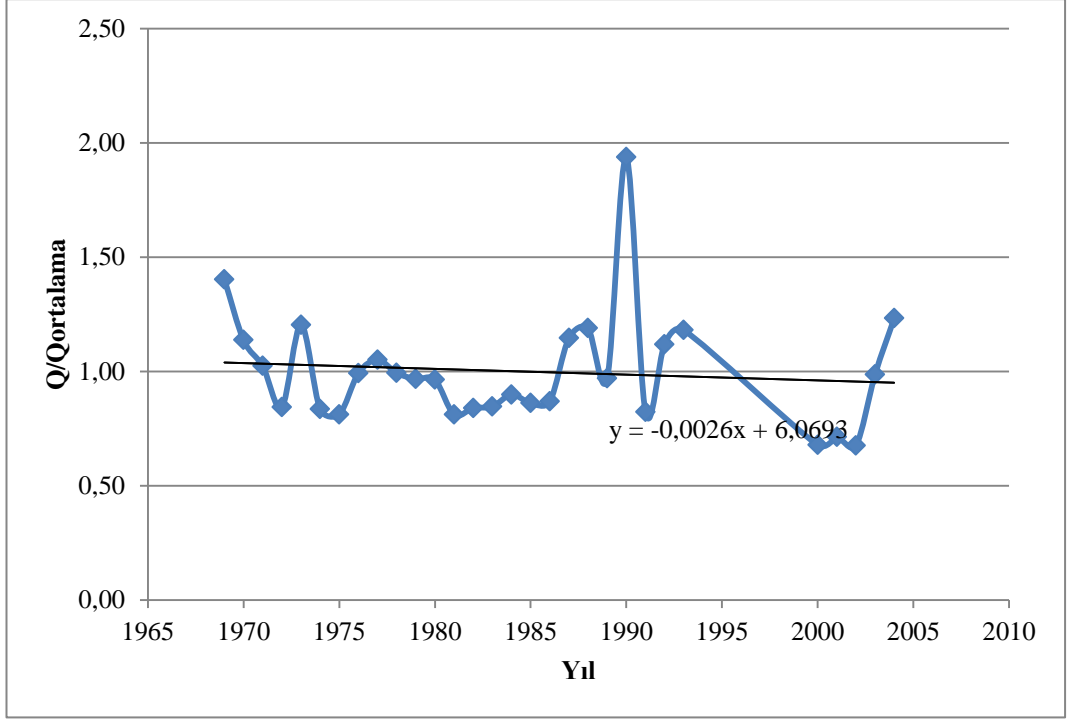
## EK B



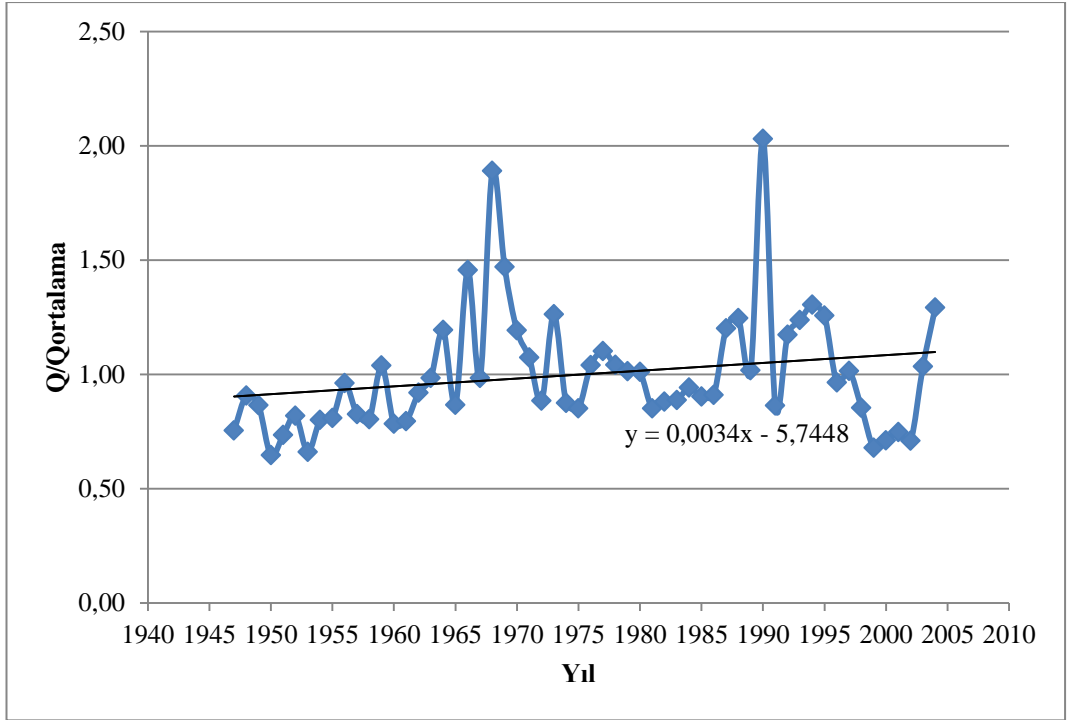
Şekil B.1: Gözlenen verilerle Ekim ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



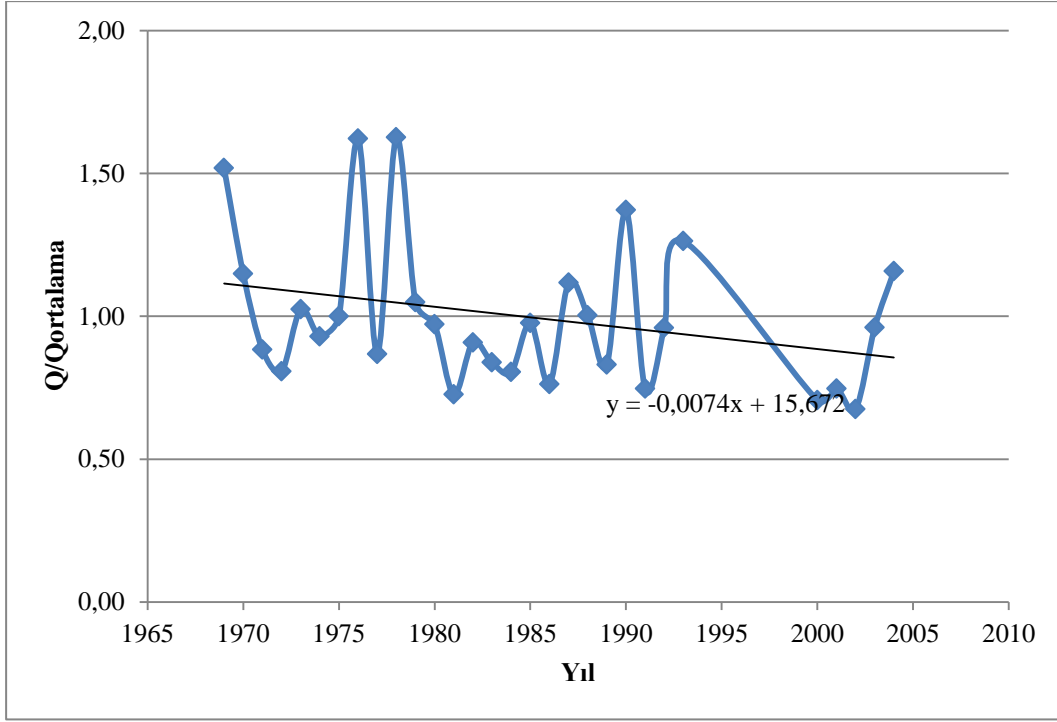
Şekil B.2: Tamamlanan verilerle Ekim ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



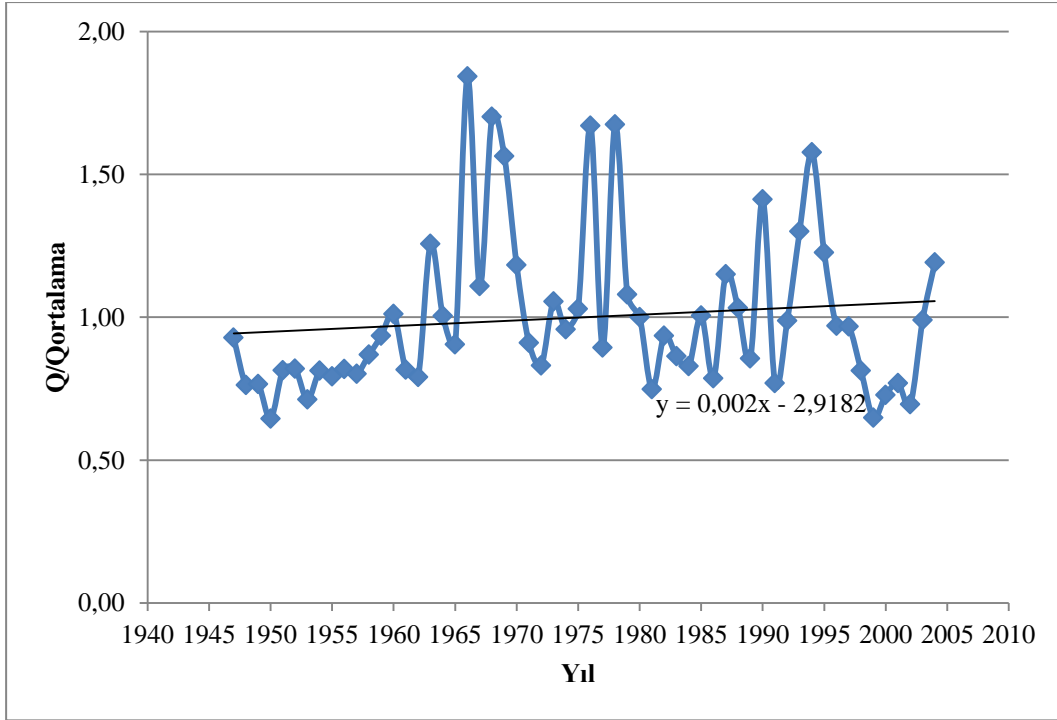
Şekil B.3: Gözlenen verilerle Aralık ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



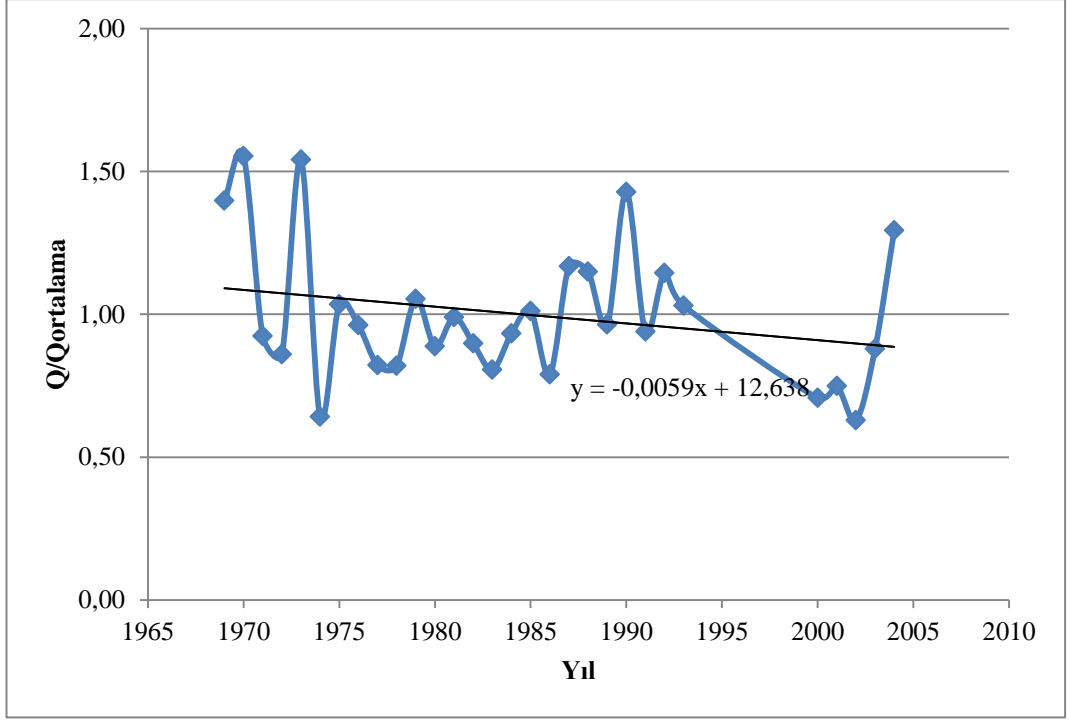
Şekil B.4: Tamamlanan verilerle Aralık ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



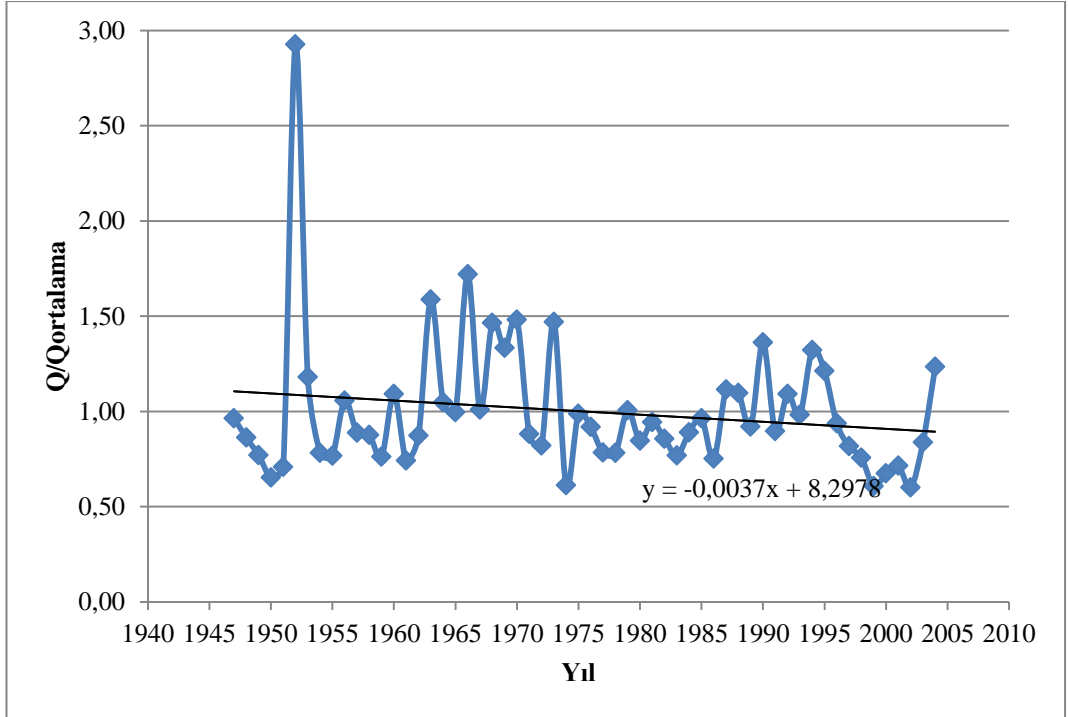
Şekil B.5: Gözlenen verilerle Ocak ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



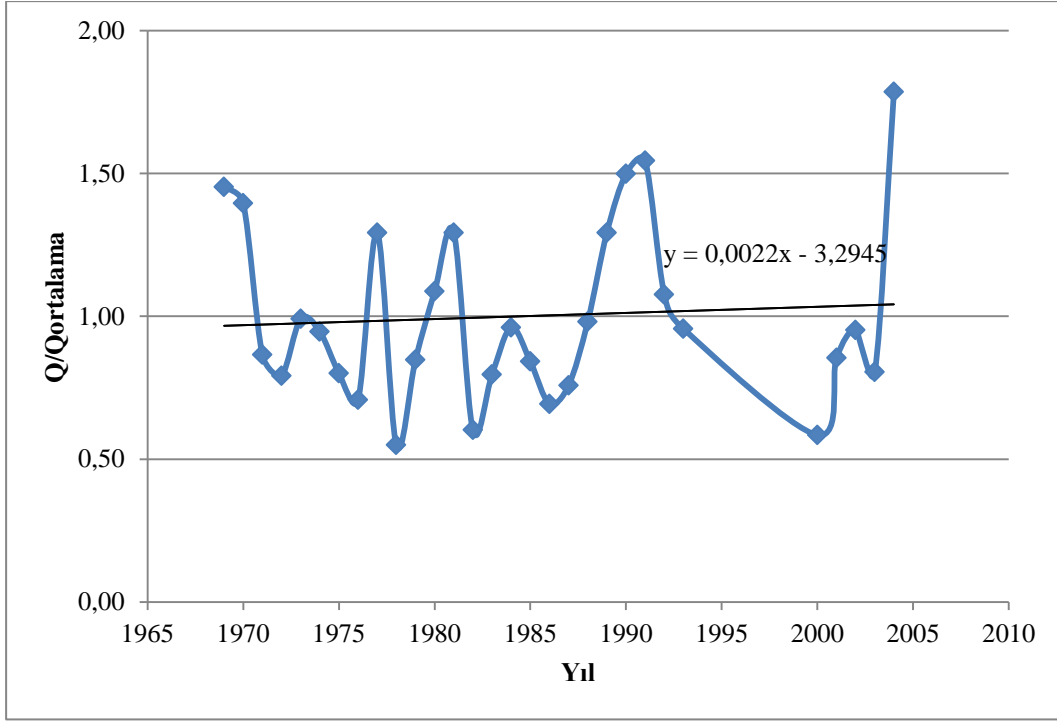
Şekil B.6: Tamamlanan verilerle Ocak ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



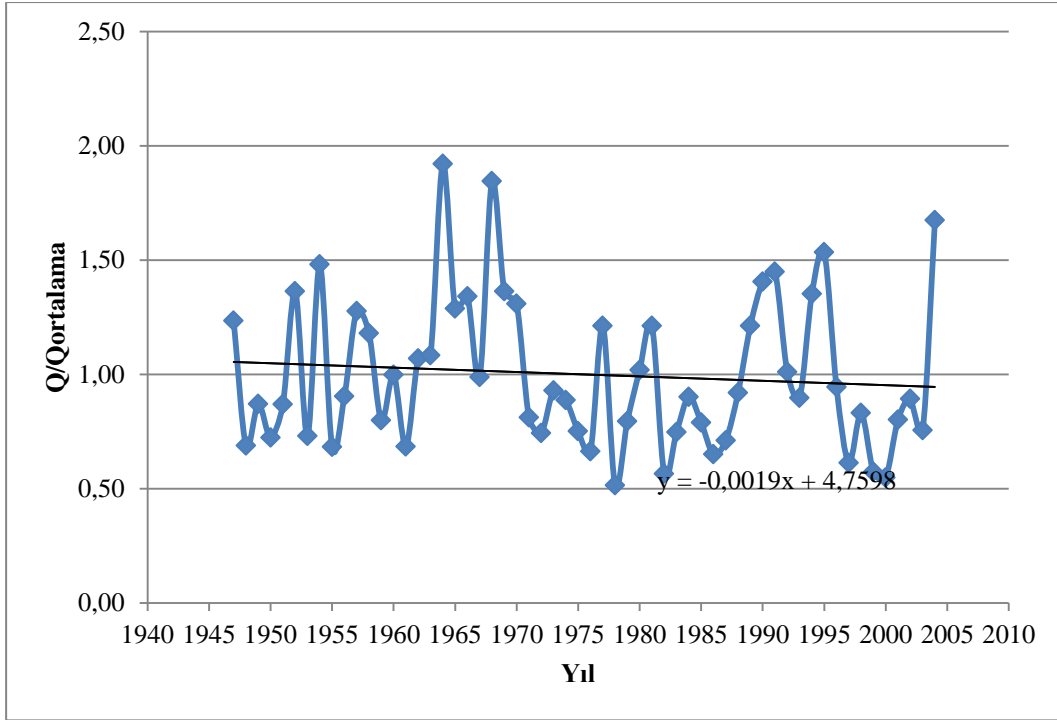
**Şekil B.7:** Gözlenen verilerle Şubat ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



**Şekil B.8:** Tamamlanan verilerle Şubat ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi

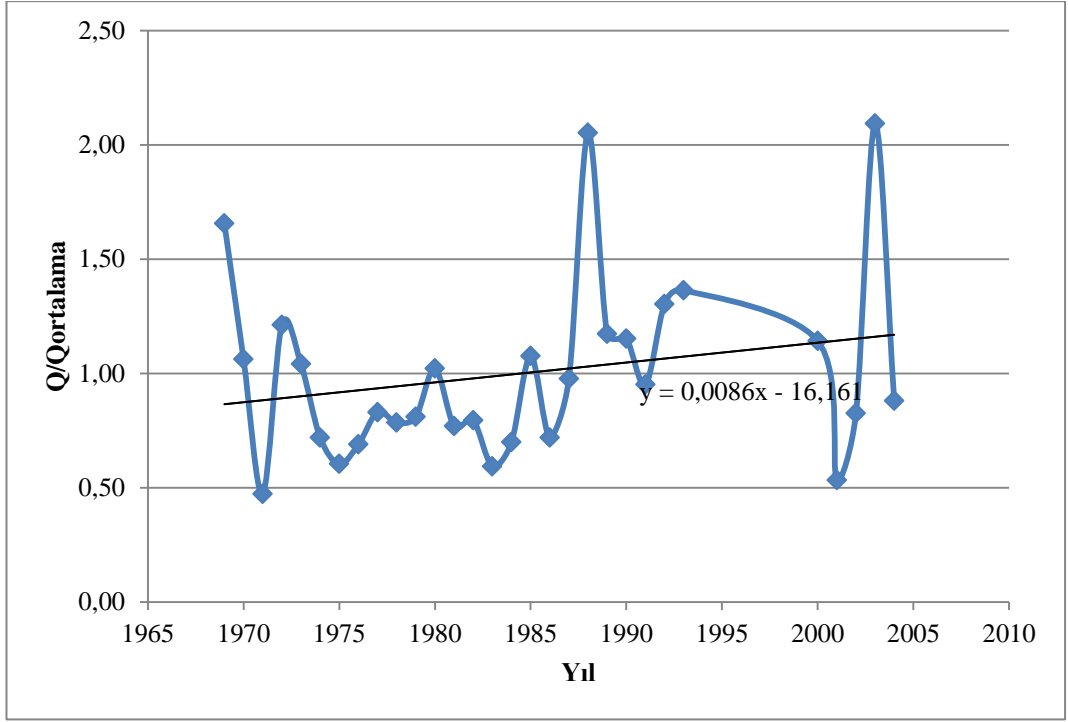


Şekil B.9: Gözlenen verilerle Mart ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi

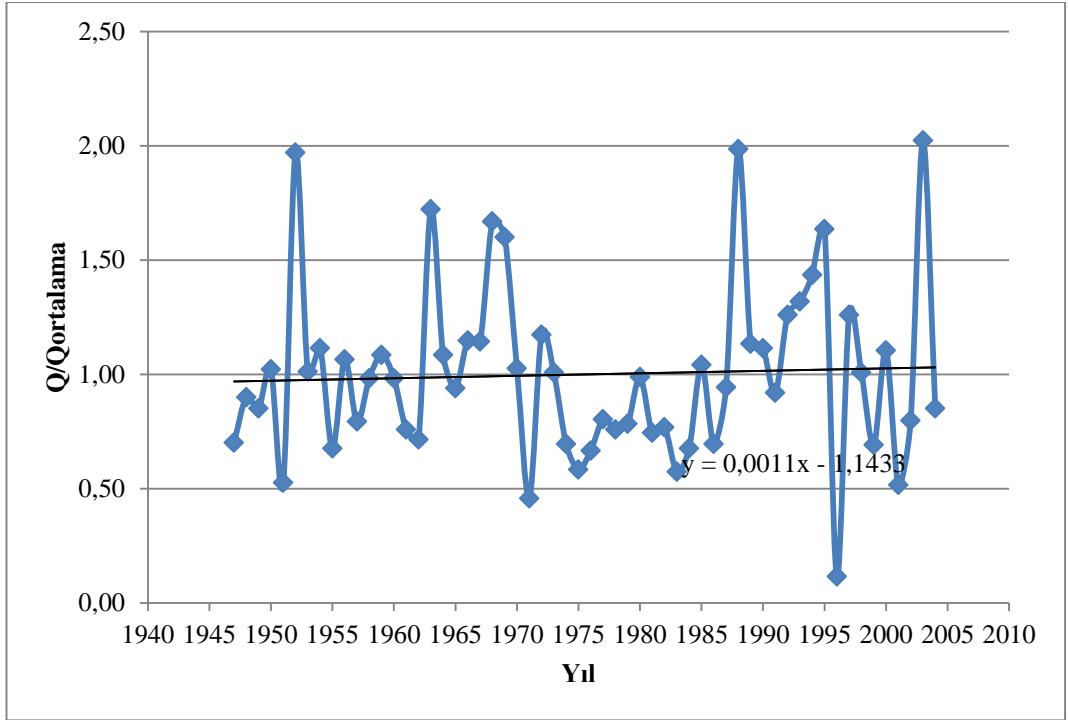


Şekil B.10: Tamamlanan verilerle Mart ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi

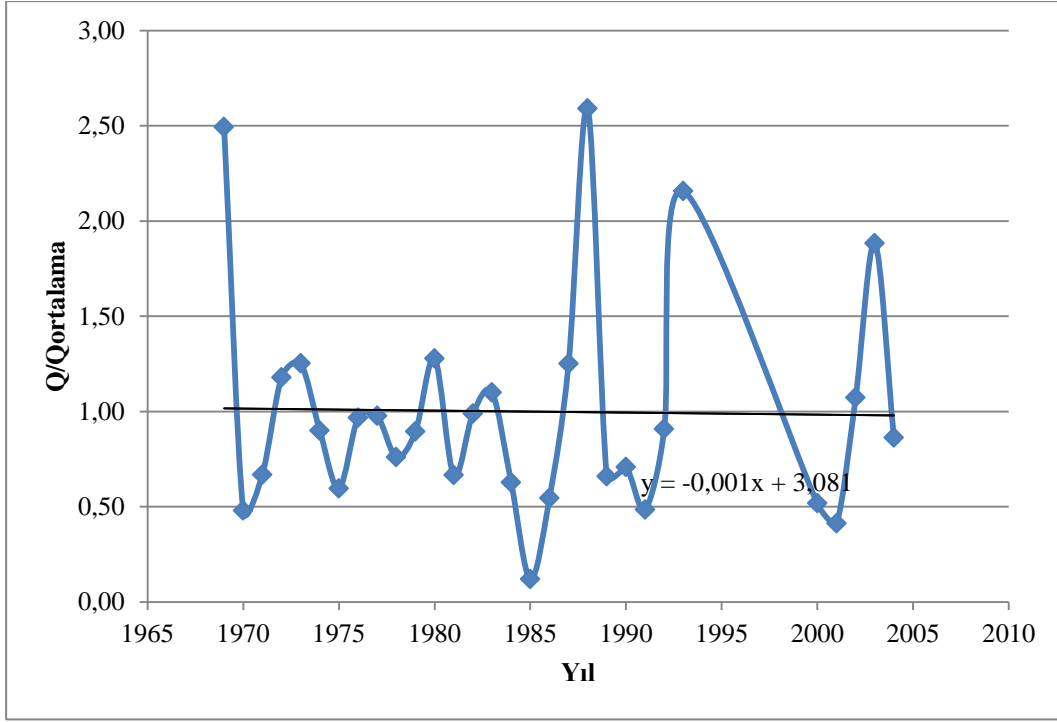




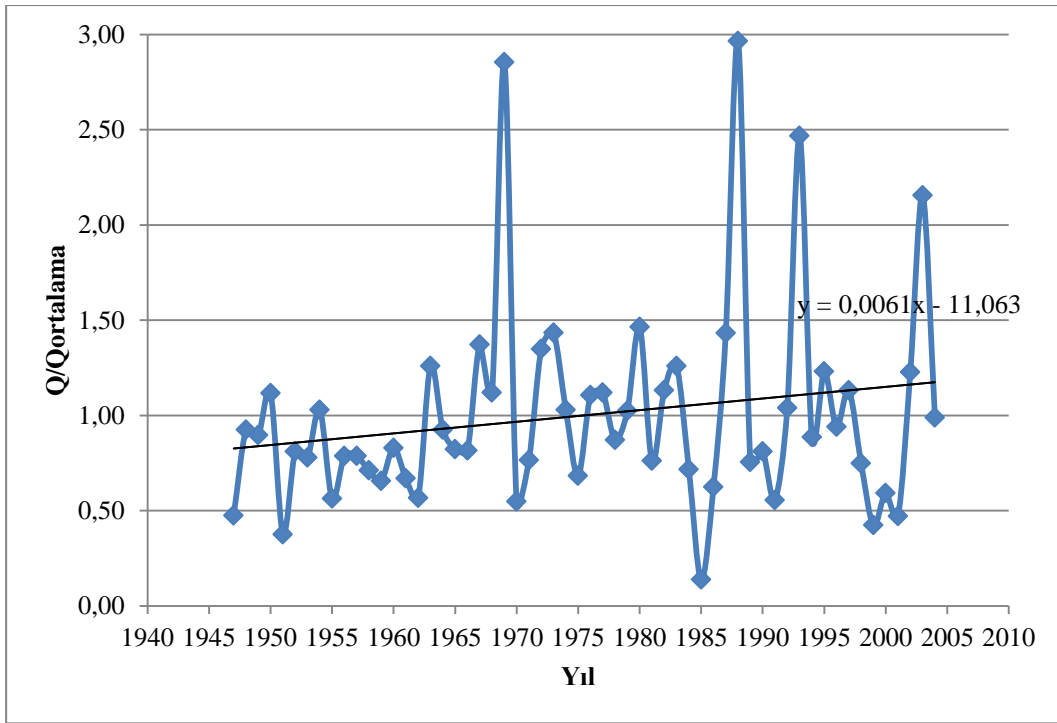
Şekil B.11: Gözlenen verilerle Nisan ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



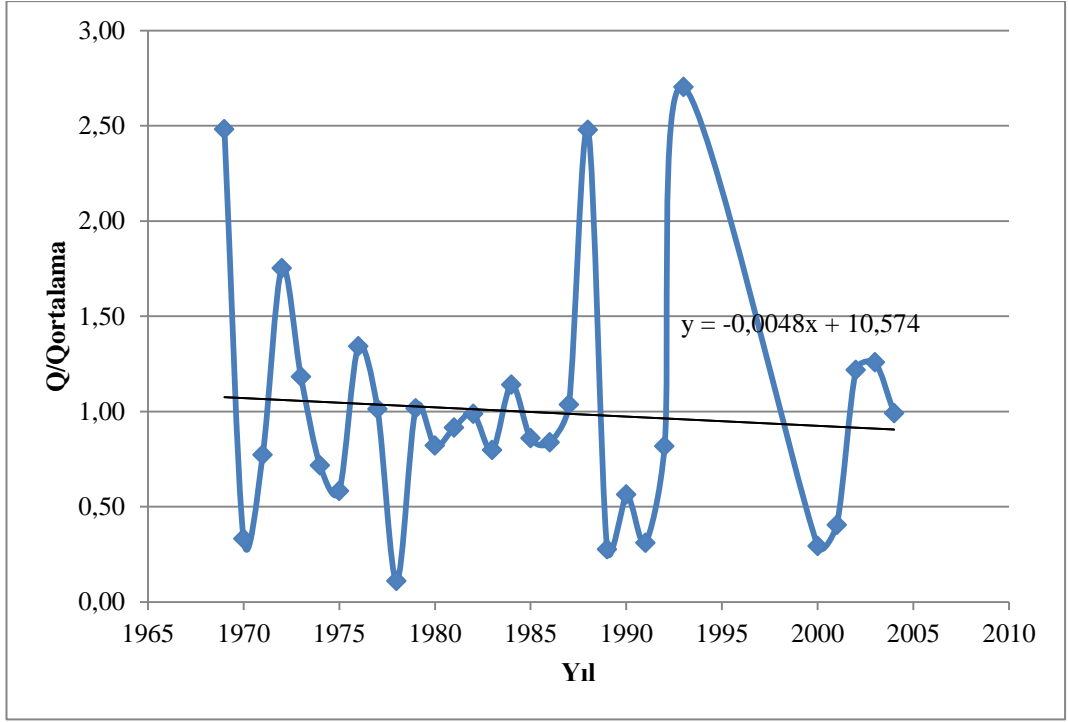
Şekil B.12: Tamamlanan verilerle Nisan ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



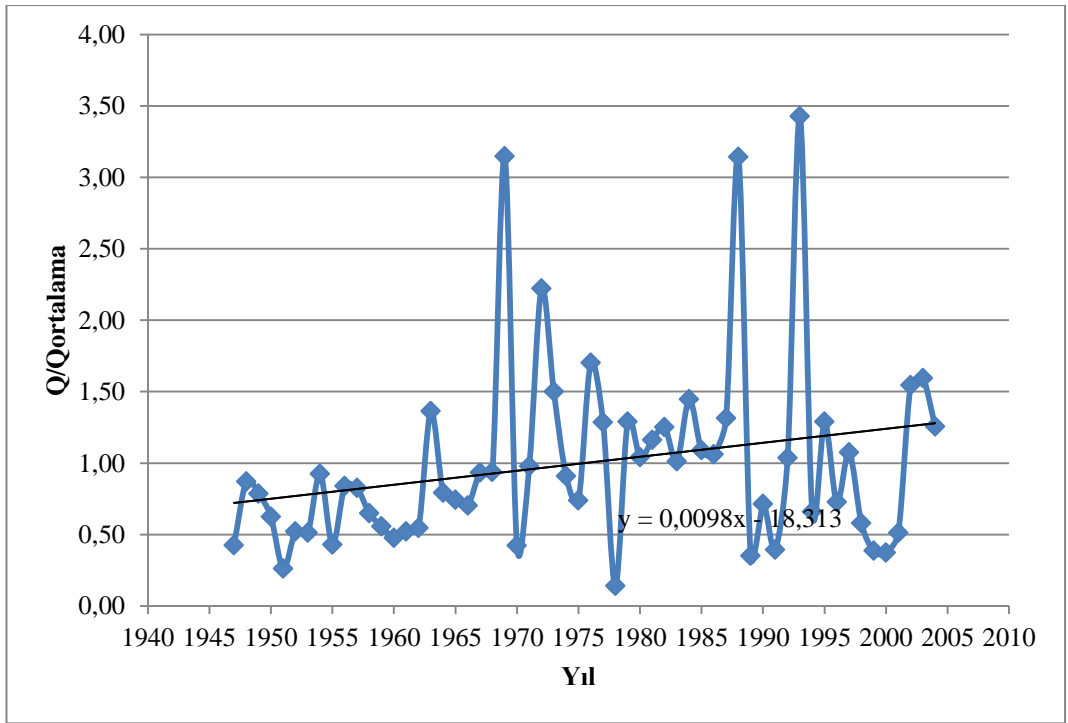
Şekil B.13: Gözlenen verilerle Mayıs ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



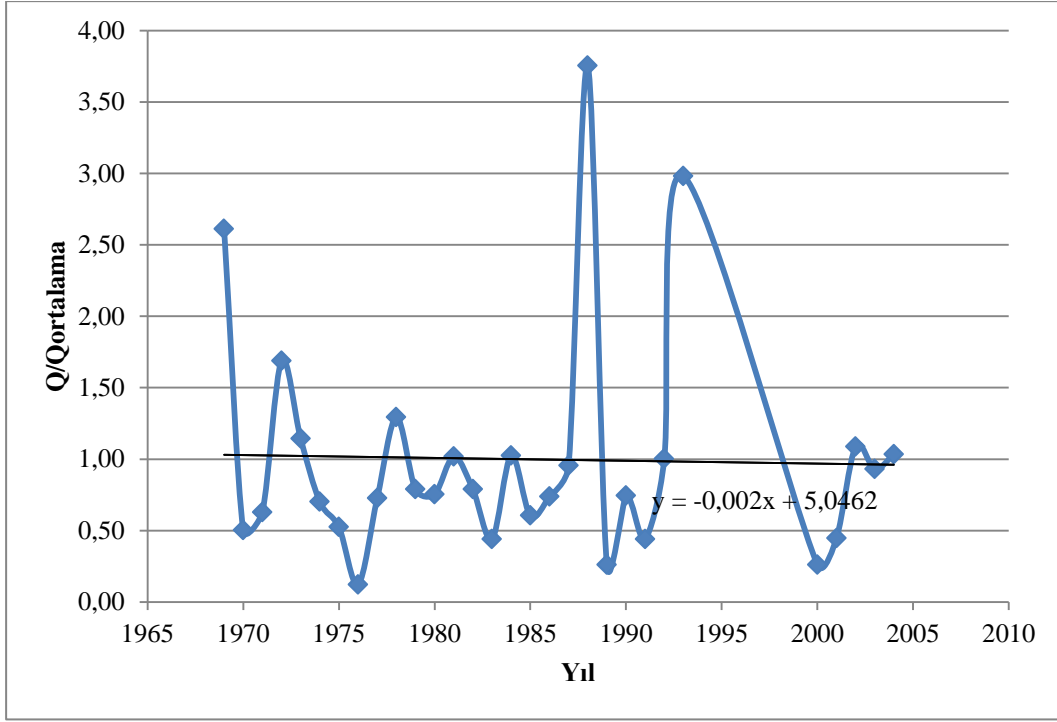
Şekil B.14: Tamamlanan verilerle Mayıs ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



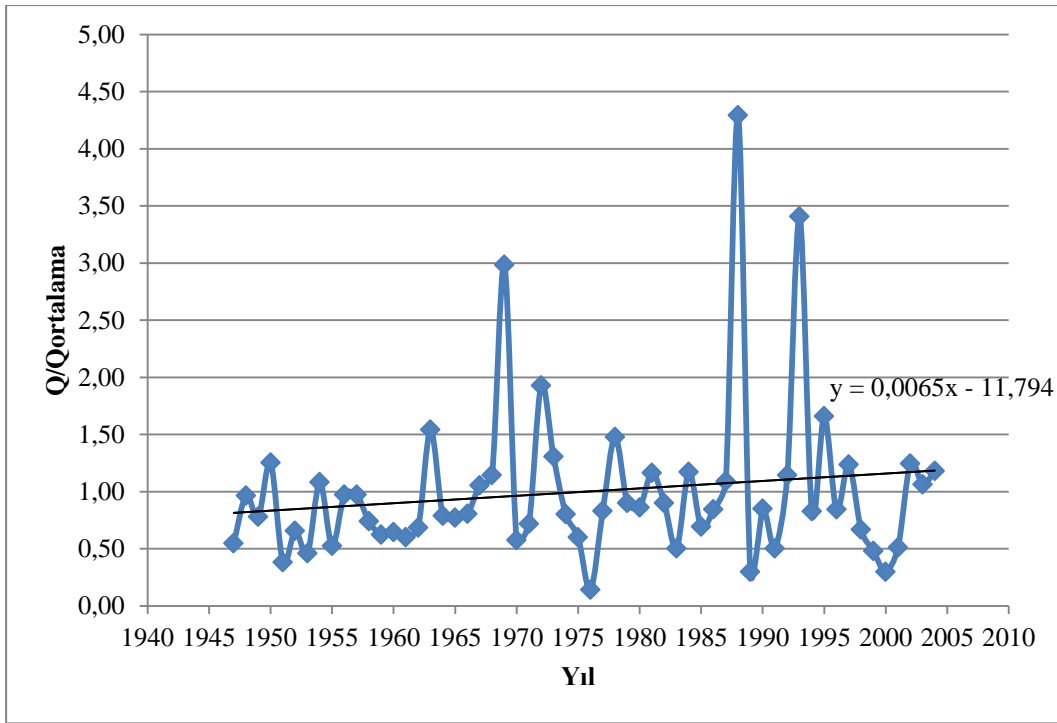
Şekil B.15: Gözlenen verilerle Haziran ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



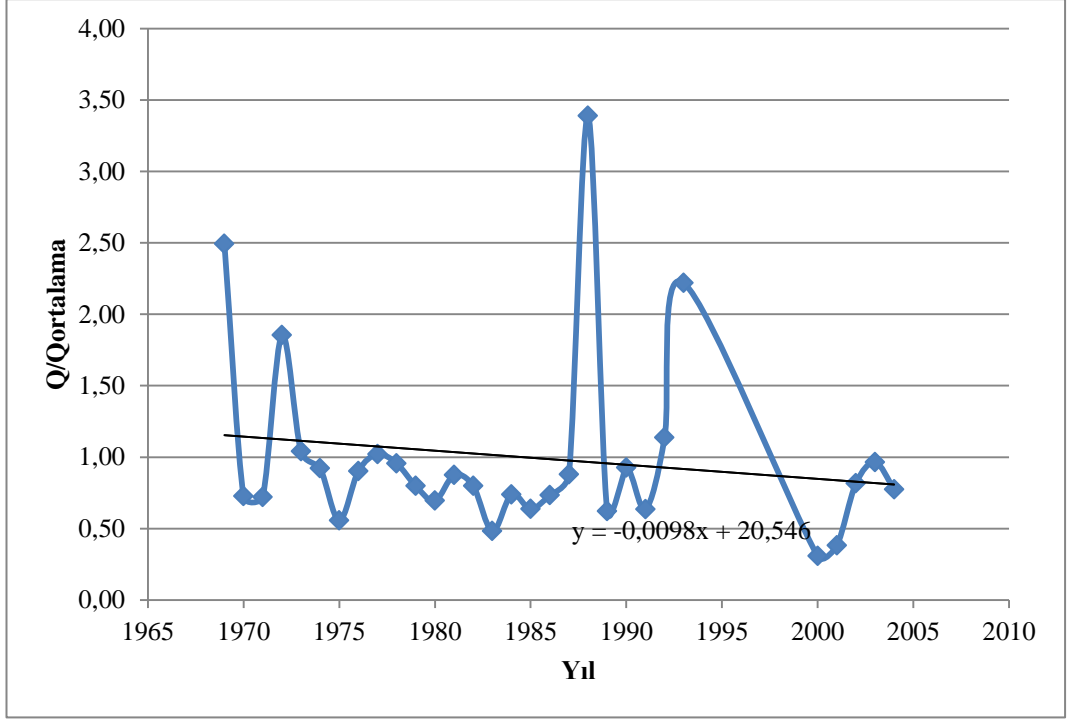
Şekil B.16: Tamamlanan verilerle Haziran ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



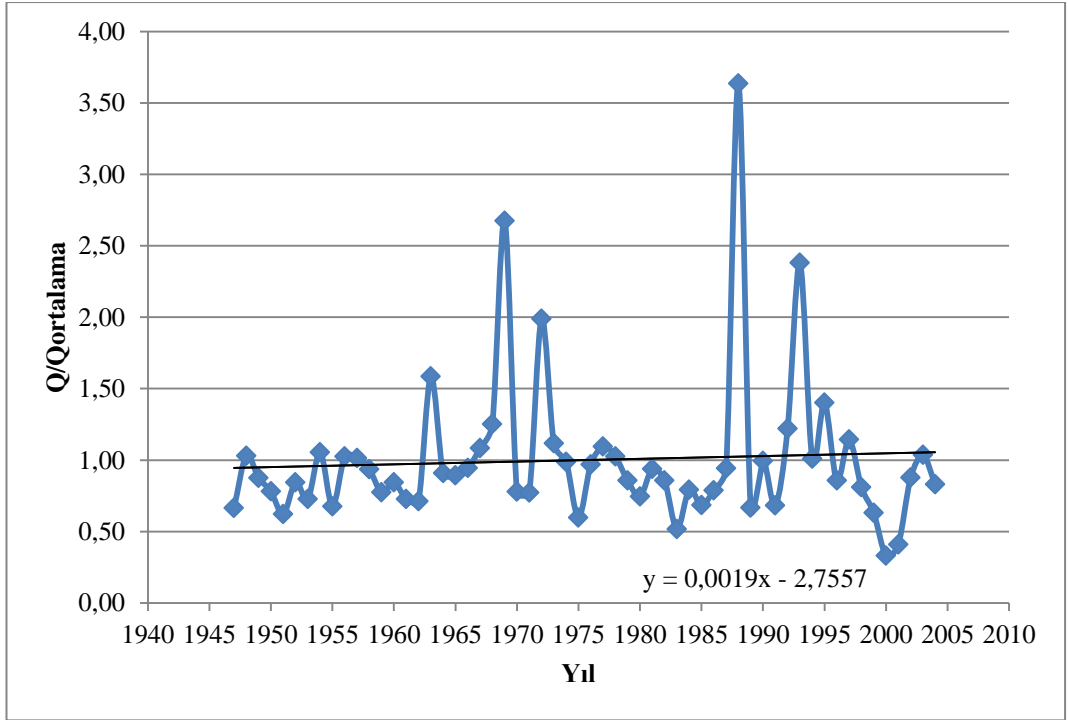
**Şekil B.17:** Gözlenen verilerle Temmuz ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



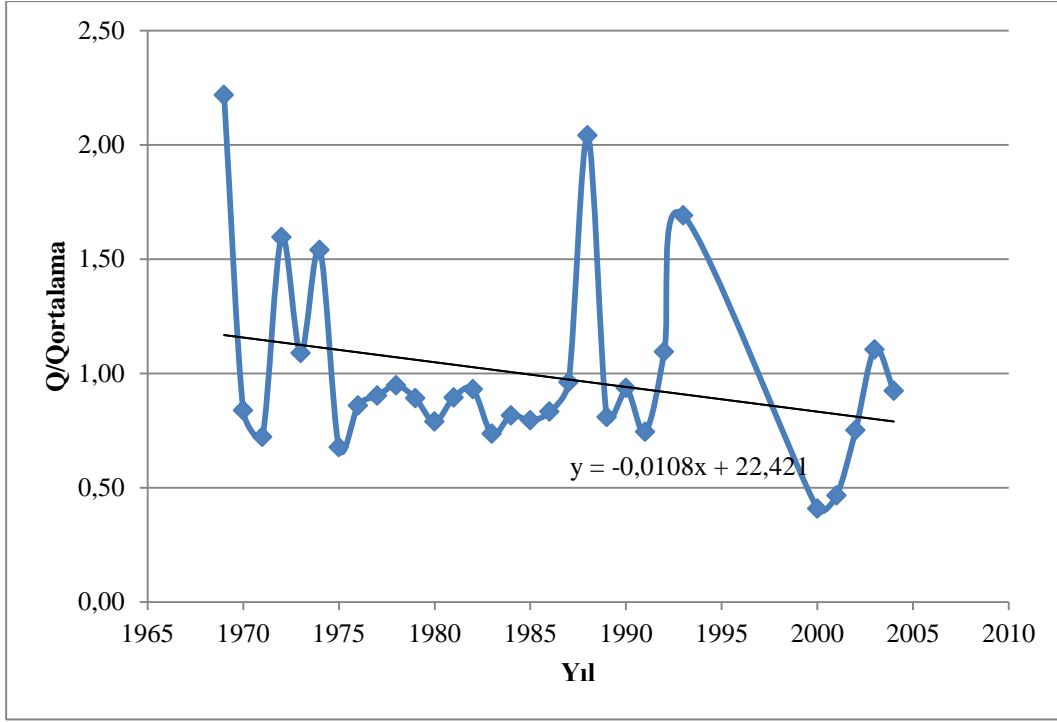
**Şekil B.18:** Tamamlanan verilerle Temmuz ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



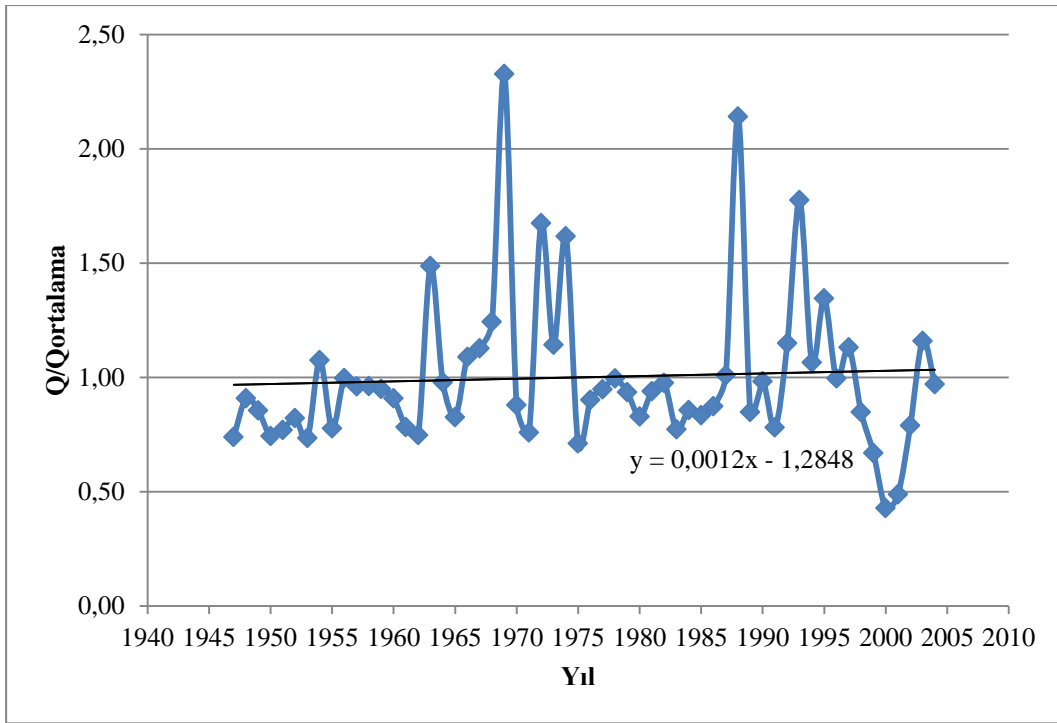
Şekil B.19: Gözlenen verilerle Ağustos ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



Şekil B.20: Tamamlanan verilerle Ağustos ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



Şekil B.21: Gözlenen verilerle Eylül ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi



Şekil B.22: Tamamlanan verilerle Eylül ayı boyutsuz debi gidiş eğrisi

## ÖZGEÇMİŞ



**Ad Soyad:** Baver Mercan

**Doğum Yeri ve Tarihi:** 21.09.1988 Diyarbakır

**Adres:** Ambarlıdere Yolu, No:15, Ortaköy/Beşiktaş/İstanbul

**E-Posta:** mercanb@yahoo.com

**Lisans:** TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi, Elektrik Elektronik Mühendisliği, 2005