

T.C.
RECEP TAYYİP ERDOĞAN ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

REGÜLATÖR TİPİ BİR HİDROELEKTRİK SANTRALİN
TASARIMI VE EKONOMİK ANALİZİ

AYHAN CÜCE

TEZ DANIŞMANI
PROF. DR. HAYDAR KÜÇÜK

TEZ JÜRİLERİ
PROF. DR. ADNAN MİDİLLİ
PROF. DR. ARİF HEPBAŞLI

YÜKSEK LİSANS TEZİ
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

RİZE-2019
Her Hakkı Saklıdır

T.C.
RECEP TAYYIP ERDOĞAN ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**REGÜLATÖR TİPİ BİR HİDROELEKTRİK SANTRALİN TASARIMI VE
EKONOMİK ANALİZİ**

Prof. Dr. Haydar KÜÇÜK danışmanlığında Ayhan CÜCE tarafından hazırlanan bu çalışma Enstitü Yönetim Kurulu kararıyla oluşturulan jüri tarafından 10/07/2019 tarihinde Makine Mühendisliği Anabilim Dalı'nda **YÜKSEK LİSANS** tezi olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri	Unvan Adı Soyadı
Başkan	: Prof. Dr. Adnan MİDİLLİ
Üye	: Prof. Dr. Arif HEPBAŞLI
Üye	: Prof. Dr. Haydar KÜÇÜK

İmzası

A. Midilli
A. Hepbaşlı
H. Küçük


F. Kalaycı
Doç. Dr. Ferhat KALAYCI
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ MÜDÜRÜ

ÖNSÖZ

Çalışmalarım süresince desteklerini esirgemeyen mensubu olmaktan gurur duyduğum büyük DSİ ailesindeki kıymetli mesai arkadaşlarıma meslek büyüklerime ve özellikle desteğini hep yanımda hissettiğim kıymetli aileme sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Fikri ve ilmi desteğini hep yanımda hissettiğim Sayın Prof. Dr. Adnan MİDİLLİ hocama, bu çalışmanın olgunlaşmasında yapıcı katkıları olan Sayın Prof. Dr. Arif HEPBAŞLI hocama, her zaman her konuda danışabildiğim bilgisinden istifade ettiğim Sayın Prof. Dr. Haydar KÜÇÜK hocama teşekkürlerimi arz ederim.

Ayhan CÜCE

TEZ ETİK BEYANNAMESİ

Tarafımdan hazırlanan “Regülatör Tipi Bir Hidroelektrik Santralin Tasarımı ve Ekonomik Analizi” başlıklı bu tezin, Yükseköğretim Kurulu Bilimsel Araştırma ve Yayın Etiği Yönergesindeki hususlara uygun olarak hazırladığımı ve aksinin ortaya çıkması durumunda her türlü yasal işlemi kabul ettiğimi beyan ederim. 10/07/2019


Ayhan CÜCE

***Uyarı:** Bu tezde kullanılan özgün ve/veya başka kaynaklardan sunulan içeriğin kaynak olarak kullanımı, 5846 sayılı Fikir ve Sanat Eserleri Kanunundaki hükümlere tabidir.*

ÖZET

REGÜLATÖR TİPİ BİR HİDROELEKTRİK SANTRALİN TASARIMI VE EKONOMİK ANALİZİ

Ayhan CÜCE

Recep Tayyip Erdoğan Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Makine Mühendisliği Anabilim Dalı
Yüksek Lisans Tezi
Danışmanı: Prof. Dr. Haydar KÜÇÜK

Bu çalışmada; su iletim tünelinin serbest yüzey akışlı olduğu, cebri borunun açıkta döşendiği regülatör tipi HES'in nehir yatağındaki çevirme debisi değerleri için tasarımı ve ekonomik analizi yapılmıştır. Excel programı kullanılarak yıllık ortalama debi, yıllık efektif debi, her bir çevirme debisi için yıllık türbinlenecek su miktarları, sürtünme kayıpları, lokal kayıplar, net düşü miktarı, güvenilir (firm) ve ikincil (sekonder) enerji miktarları hesaplanmıştır. Proje debisi değerine göre çökeltim havuzu, optimum tünel çapı, optimum cebri boru çapı, kurulu güç hesabı türbin tipi seçimi, türbin sayısının tayini, generatör kapasite hesabı yapılmıştır. Tesis elemanlarının yaklaşık maliyeti, işletme gelirleri, giderleri ve tesisin karlılığı, birim enerji maliyeti hesaplanmıştır. Güvenilir debi $Q_{güv}=7.9 \text{ m}^3/\text{s}$, proje debisi $Q_{maks}=35 \text{ m}^3/\text{s}$, için optimum tünel çapı $D_{optT}=3.30 \text{ m}$ optimum tünel eğimi 0.0037, $D_{optCB}=2.77 \text{ m}$, brüt düşü $H_b=100 \text{ m}$ için net düşü miktarı $H_n=94.63 \text{ m}$ kurulu güç $P= 28.129 \text{ MW}$ olarak bulunmuştur. 2.65 m hidrolik yarıçapı ve $\Phi= 0.27 \text{ mm}$ dane çapı için çökeltim havuzu boyu $L_{CH}=93 \text{ m}$ hesaplanmıştır. Proje debisine karşılık gelen efektif debi için tünelde akım hızı $V_T=2.65 \text{ m/s}$, cebri boruda akım hızı $V_{CB}=3.56 \text{ m/s}$ bulunmuştur. $L_T= 2500 \text{ m}$ tünelde düşü kaybı $\Delta H_T=3.38 \text{ m}$, $L_{CB}=250 \text{ m}$ cebri boruda düşü kaybı $\Delta H_{CB}=0.75 \text{ m}$ olarak hesaplanmıştır. Yıllık güvenilir enerji 55.399 GWh, ikincil enerji 90.500 GWh olmak üzere toplam 145.899 GWh enerji olarak hesaplanmıştır. Sağlam kayada su iletim tüneli için birim yatırım bedeli $YB_T=3281 \text{ ABD\$/m}$, açıkta döşenmiş sabit et kalınlığında sabit çaplı cebri boru için $YB_{CB}=7264 \text{ ABD\$/m}$, elektromekanik teçhizat için 410 ABD\$/kW, tesis için 1004 ABD\$/kW, toplam yatırım bedeli $TYB=28,235,860 \text{ ABD\$}$ olarak bulunmuştur. Yıllık net gelir 3,266,387 ABD\$ birim enerji maliyeti 0.0209ABD\$/kWh, rantabilite 2.07 olarak hesaplanmıştır.

2019, 87 sayfa

Anahtar Kelimeler: Regülatör Tipi HES, Optimizasyon, Santral Tasarımı, Maliyet Analizi, Karlılık Analizi.

ABSTRACT

DESIGN AND COST ANALYSIS OF REGULATOR TYPE A HYDROPOWER PLANT

Ayhan CÜCE

Recep Tayyip Erdogan University
Graduate School of Natural and Applied Sciences
Department of Mechanical Engineering
Master Thesis
Supervisor: Prof. Dr. Haydar KÜÇÜK

In this study, design and cost analysis of a typical regulator type hydropower plant in which water transmission tunnel has a free surface flow and penstocks is externally reinforced have been performed for the water intake rates in the river basin. By using Excel program annual average volumetric flow rate, annual effective volumetric flow rate, annual amount of water that will be processed for each water intake rate, friction losses, local losses, net head, the amounts of firm and secondary energy have been calculated. According to the value of project volumetric flow rate, settling basin, economic tunnel diameter, economic penstock diameter, installed power capacity, turbine type selection, number of turbines and generator capacity analysis have been conducted. Approximate cost of plant elements, plant incomes, outgoings and profitability, unit cost of energy have been calculated. Reliable volumetric flow rate, economic tunnel diameter for project volumetric flow rate ($Q_{maks}=35 \text{ m}^3/\text{s}$), economic tunnel slope, economic penstock diameter, net head for the gross head ($H_b=100 \text{ m}$) and installed power capacity have been estimated to be $Q_{guv}=7.9 \text{ m}^3/\text{s}$, $D_{optT}=3.30 \text{ m}$, 0.0037 , $D_{optCB}=2.77 \text{ m}$, $H_n=94.63$ and $P=28.129 \text{ MW}$, respectively. The length of forebay has been calculated to be $L_{CH}=93 \text{ m}$ for the hydraulic radius of 2.65 m and particle diameter of 0.27 mm . For the effective volumetric flow rate that corresponds to project volumetric flow rate, flow velocities in the tunnel and penstock have determined to be $V_T=2.65 \text{ m/s}$ and $V_{CB}=3.56 \text{ m/s}$, respectively. For the tunnel length of $L_T=2500 \text{ m}$, head loss has been calculated to be $\Delta H_T=3.38$ whereas it is $\Delta H_{CB}=0.75 \text{ m}$ for the tunnel length of $L_{CB}=250 \text{ m}$. Annual primary energy, secondary energy and total energy have been calculated to be 55.399 , 90.500 and 145.899 GWh , respectively. Unit investment cost of water transmission tunnel for fresh surface has been determined to be $YB_T=3281 \text{ ABD\$/m}$, whereas it is $YB_{CB}=7264 \text{ ABD\$/m}$ for externally reinforced penstock with constant wall thickness and constant diameter, $410 \text{ ABD\$/kW}$ for electromechanical facilities, $1004 \text{ ABD\$/kW}$ for the unit investment cost of the plant and $TYB=28,235,860 \text{ ABD\$}$ for total investment cost. Annual net income, unit energy cost and profitability have been calculated to be $3,266,387 \text{ ABD\$}$, $0.0209 \text{ \$/kWh}$ and 2.07 , respectively.

2019, 87 pages

Keywords: Regulator Type Hydropower Plant, Optimisation, Design of Hydropower Plant, Cost Analysis, Profitability Analysis.

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ	I
TEZ ETİK BEYANNAMESİ	II
ÖZET	III
ABSTRACT	IV
İÇİNDEKİLER	V
ŞEKİLLER DİZİNİ	VII
TABLolar DİZİNİ	IX
SEMBOLLER ve KISALTMALAR DİZİNİ	X
1. GENEL BİLGİLER	
1.1. Giriş	1
1.2. Hidroelektrik Enerji	1
1.3. Regülatör Tipi HES’lerde Enerji Üretimi	2
1.4. Regülatör Tipi HES Elemanları	3
1.4.1. Regülatör	3
1.4.2. Tünel	6
1.4.3. Yükleme Havuzu	8
1.4.4. Vanalar ve Vana Odaları	9
1.4.5. Cebri Borular	9
1.4.6. Santral Binası	11
1.4.7. Türbin	12
1.4.8. Generatör	13
1.5. Literatür Araştırması	14
1.6. Çalışmanın Amacı ve Önemi	16
2. YAPILAN ÇALIŞMALAR	17
2.1. Çalışmanın Konusu	17
2.2. Kabuller	19
2.3. Regülatör Tipi HES Tasarım Parametreleri	20
2.3.1. Projelendirmede Dikkat Edilecek Hususlar	20
2.3.2. Projelendirmede Gerekli İş Sırası	21
2.3.3. Hidroelektrik Enerji Potansiyelinin Belirlenmesi	22
2.4. Çevirme Debisi Değerlerine Göre Akım Eğrisinin Çizilmesi	22

2.5.	Ortalama Debi Efektif Debi ve Proje Debisi Hesabı	23
2.6.	Güvenilir ve İkincil Enerjinin Hesaplanması.....	24
2.7.	Maksimum Çevirme Debisi Hesabı.....	24
2.8.	Çökeltim Havuzu Hesabı	30
2.9.	Optimum Tünel Çapı Hesabı	32
2.10.	Optimum Cebri Boru Çapı Hesabı.....	35
2.11.	Türbin ve Generatör Seçimi.....	42
2.12.	Yaklaşık Maliyet ve Karlılık Hesabı	43
3.	BULGULAR	44
3.1.	Akım Verilerinin Analizi ve Türbinlenecek Su Miktarları.....	44
3.2.	Öngörülen Maksimum Çevirme Debisi	46
3.3.	Kritik Hız Değerleri Kullanılarak Maksimum Çevirme Debisi Hesabı	48
3.4.	Çökeltim Havuzu	51
3.5.	Optimum Tünel Çapı Hesabı	52
3.6.	Optimum Cebri Boru Hesabı	58
3.7.	Türbin.....	61
3.8.	Maliyet Analizi	64
4.	SONUÇLAR.....	80
5.	ÖNERİLER.....	84
	KAYNAKLAR	85
	ÖZ GEÇMİŞ	87

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.	Regülatör tipi hidroelektrik santralin tertip şeması	17
Şekil 2.	Regülatör tipi HES tasarımı ve yaklaşık maliyet hesaplarında uygulanan algoritma.....	18
Şekil 3.	Yıllık debi değerlerine göre hazırlanan akım süreklilik eğrisi	44
Şekil 4.	Farklı gelme yüzdelerinde maksimum debi, efektif debi, ortalama debi değerleri.....	45
Şekil 5.	Farklı çevirme debisi değerleri için yıllık türbinlenecek su miktarları.	46
Şekil 6.	Dikdörtgen kesitli çöktürme havuzunda proje debisi değeri için hidrolik yarıçapa bağlı çöken dane çapı ve havuz boyu	52
Şekil 7.	Dikdörtgen kesitli çöktürme havuzunda çevirme debisi değerlerinde farklı havuz genişlikleri için havuz boyu ve havuzdaki su hızı	52
Şekil 8.	Farklı tünel eğimlerinde çevirme debisi değerleri için tünel çapı değerleri...	54
Şekil 9.	Farklı Q_{ort}/Q_{maks} değerleri için optimum tünel çapı değerleri	54
Şekil 10.	0.014 Manning sürtünme katsayısı için farklı tünel çaplarında değişik debi değerleri için oluşan düşü kayıpları.....	55
Şekil 11.	0.015 Manning sürtünme katsayısı için farklı tünel çaplarında değişik debi değerlerinde oluşan düşü kayıpları	56
Şekil 12.	0.016 Manning sürtünme katsayısı için farklı tünel çaplarında değişik debi değerlerinde oluşan düşü kayıpları	56
Şekil 13.	Optimum tünel çapı için farklı Manning sürtünme katsayısı ve debi değerlerine bağlı tünelde düşü kayıpları	57
Şekil 14.	Optimum tünel çapı değeri için hava paylı su iletim tünelinde su hızları.....	57
Şekil 15.	Cebri boru çapına bağlı et kalınlığı ve birim ağırlık değişimi	58
Şekil 16.	Q_{ort}/Q_{maks} değerine bağlı olarak cebri boru çapı değişimi	59
Şekil 17.	Cebri boruda farklı çap değerleri için oluşan düşü kayıpları	60
Şekil 18.	Birden fazla cebri boru kullanılması durumunda maksimum debiye bağlı cebri boru çapı değerleri.....	60
Şekil 19.	Farklı çevirme debisi değerlerinde net düşü ve türbin verimine bağlı türbin gücü değerleri	61
Şekil 20.	Net düşü değeri için türbin toplam gücünü elde etmek için farklı türbin imalatçıların verdiği türbin devir sayıları.....	62
Şekil 21.	Net düşü değerine göre farklı türbin markaları için türbin özgül hızına bağlı türbin devir sayısı değişimi	63
Şekil 22.	Sağlam kayada 3.30 m optimum tünel çapı için tünel boyuna bağlı maliyet değerleri.....	67

Şekil 23. Orta sağlam kayada 3.30 m optimum tünel çapı için tünel boyuna bağlı maliyet değerleri.....	68
Şekil 24. Zayıf kayada 3.30 m optimum tünel çapı için tünel boyuna bağlı maliyet değerleri.....	68
Şekil 25. Çok zayıf kayada 3.30 m optimum tünel çapı için tünel boyuna bağlı maliyet değerleri.....	69
Şekil 26. Sağlam kayada 2500 m su iletim tüneli için tünel çapına bağlı maliyet değerleri.....	69
Şekil 27. Orta sağlam kayada 2500 m su iletim tüneli için tünel çapına bağlı maliyet değerleri.....	70
Şekil 28. Zayıf kayada 2500 m su iletim tüneli için tünel çapına bağlı maliyet değerleri.....	70
Şekil 29. Çok zayıf kayada 2500 m su iletim tüneli için tünel çapına bağlı maliyet değerleri.....	71
Şekil 30. 2500 m uzunluğundaki su iletim tüneline yıllık giderler ve toplam yıllık gider.....	71
Şekil 31. Farklı sayıda cebri boru kullanılması durumunda cebri boru çapına bağlı birim maliyetler	72
Şekil 32. Farklı sayıda cebri boru kullanılması durumunda 250 m cebri boru boyu ve cebri boru çapına bağlı toplam yatırım maliyetleri	73
Şekil 33. 3 adet cebri boru kullanılması durumunda yıllık giderler	73
Şekil 34. Kurulu güce bağlı net gelirlerin değişimi.....	74
Şekil 35. Maksimum çevirme debisine bağlı yıllık gelir-gider durumu.....	75
Şekil 36. Ortalama debi değerine bağlı net gelir değişimi	75
Şekil 37. Maksimum çevirme debisi değerine bağlı birim enerji maliyeti değişimi	76
Şekil 38. Kurulu güce bağlı birim yatırım maliyeti ve toplam yatırım maliyeti değişimi	77
Şekil 39. Maksimum çevirme debi değerlerinde birim kurulu güç maliyeti ve yatırım maliyeti değerleri	78
Şekil 40. Kurulu güç değerleri için tesis ana elemanlarının yatırım maliyeti	79

TABLÖLAR DİZİNİ

Tablo 1. Farklı çevirme debileri için öngörülen maksimum net gelir değerleri	47
Tablo 2. Farklı çevirme debileri için kritik hız değerlerinde oluşan düşü kayıpları	47
Tablo 3. Farklı çevirme debilerinde kritik hız değerleri için üretilecek güvenilir ve ikincil enerji miktarları	49
Tablo 4. Hidroelektrik tesisin kısımları için yenileme faktörü değerleri	50
Tablo 5. Kritik hız değerleri için farklı çevirme debilerinde net gelir ve birim kurulu güç maliyeti değerleri	51
Tablo 6. 0.82 dolulukta su iletim tüneline debi ve eğimine bağlı çap değerleri	53
Tablo 7. Regülatör tipi hidroelektrik tesis için ana kısımlara ait keşif bedelleri	64
Tablo 8. Regülatör tipi hidroelektrik tesis için ana kısımlara ait yatırım bedelleri	65
Tablo 9. Farklı çevirme debisi değerlerinde optimum çap değerleri için yatırım maliyetleri, birim maliyetler ve net gelirler	66

SEMBOLLER ve KISALTMALAR DİZİNİ

ABD	Amerika Birleşik Devletleri
ABD\$	Amerikan Doları
AF	Amortisman Faktörü
AGİ	Akım Gözlem İstasyonu
DSİ	Devlet Su İşleri
ENH	Enerji Nakil Hattı
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
HES	Hidroelektrik Santral
IEA	International Energy Agency
KB	Keşif Bedeli
PB	Proje Bedeli
TB	Tesis Bedeli
YAG	Yıllık Amortisman Gideri
YB	Yatırım Bedeli
YF	Yenileme Faktörü
YG	Yenileme Gideri
YİBG	Yıllık İşletme Bakım Gideri
YTYG	Yıllık Toplam Yenileme Gideri
ΔH_{TOP}	Toplam Düşü Kaybı (m)
$E_{yıl}$	Üretilecek Yıllık Toplam Enerji Miktarı (kWh)
$\Delta E_{yıl}$	Yıllık Üretilen Enerjideki Azalma (kWh/yıl)
ΔH_{CB}	Cebri Boruda Düşü Kaybı (m)
ΔH_T	Tünelde Sürtünme Düşü Kaybı (m)
η_T	Toplam Verim
AG_T	Tünelin Amortisman Gideri (ABD\$/m)
c	% Yenileme Oranı
D_{CB}	Cebri Boru Çapı (m)
D_{opt}	Optimum Çap (m)
D_{optCB}	Optimum Cebri Boru Çapı (m)
D_{optCBn}	n Sayıda Optimum Cebri Boru Çapı (m)

D_{optT}	Optimum Tünel Çapı (m)
D_T	Tünel çapı (m)
E	Kurulu Güç (kW)
G	Cebri Boru Ağırlığı (kg), Türbin Ağırlığı (kg)
g	Yerçekimi İvmesi (m/s^2)
GWh	Gigawat Saat
h	Çökeltim Havuzu Su Derinliği (m)
H_b	Brüt Düşü (m)
H_n	Net Düşü (m)
Hz	Hertz
i	Sosyal Iskonto Oranı
$İBG_T$	Tünelin İşletme Bakım Gideri (ABD\$/m)
J	Çökeltim Havuzu Kanal Eğimi
KB_{CB}	Cebri Boru Keşif Bedeli (ABD\$/m)
KB_{CBn}	n Sayıda Cebri Boru Keşif Bedeli (ABD\$/m)
KB_{EMT}	Elektromekanik Teçhizat Keşif Bedeli (ABD\$)
KB_T	Tünelin Keşif Bedeli (ABD\$/m)
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt Saat
L_1	Birim Enerji Faydası (ABS\$/kWh)
L_{CB}	Cebri Boru Boyu (m)
L_{CH}	Çökeltim Havuzu Boyu (m)
L_T	Tünel Boyu (m)
M_{CB}	Açıktaki Cebri Borular ve Çelik Mesnetleri için Maliyet (ABD\$/m)
MW	Megawatt
n	Cebri Boru Sayısı (adet), Ekonomik Karşılaştırma Dönemi için Yıl, Manning Pürüzlülük Katsayısı, Türbin Devir Sayısı (d/d)
P_t	Türbin Gücü (kW)
P_k	Kurulu Güç (MW)
Q_{50}	Elli Yıllık Debi Değeri (m^3/s)
Q_{100}	Yüz Yıllık Debi Değeri (m^3/s)
Q_{500}	Beş Yüz Yıllık Debi Değeri (m^3/s)
Q_e	Yıllık Efektif Debi (m^3/s)

$Q_{güv}$	Güvenilir Debi (m^3/s)
Q_{maks}	Maksimum Debi (m^3/s)
Q_{ort}	Yıllık Ortalama Debi (m^3/s)
R	Hidrolik Yarıçap (m)
S_{CB}	Cebri Boruda Enerji Çizgisi Eğimi
S_{opt}	Optimum Eğimi
S_{optT}	Tünel Optimum Eğimi
SK_T	Tüneldeki Sürtünme Kaybı (ABD\$/m)
t	Cebri Boru Et Kalınlığı (mm)
TB_{CB}	Cebri Boru Tesis Bedeli
TYG_{CB}	Cebri Boru için Toplam Yıllık Gider (ABD\$/m)
TYG_T	Tünelin Toplam Yıllık Gideri (ABD\$/m)
V_{CB}	Cebri Borudaki Su Hızı (m/s)
$V_ç$	Çökelme Hızı (m/saat)
V_T	Tüneldeki Su Hızı (m/s)
w	Durgun Suda Çökelme Hızı (mm/s)
W	Su İçinde Dane Özgül Ağırlığı (kg/m^3)
YB_{CB}	Cebri Boru Yatırım Bedeli (ABD\$)
YB_T	Yatırım Bedeli (ABD\$/m)
YF_{CB}	Cebri Boru Yenileme Faktörü
YG_{CB}	Cebri Boru Yıllık Yenileme Gideri (ABD\$/m)
YG_T	Tünelin Yenileme Gideri (ABD\$/m)
YTG_T	Tünelin Yıllık Toplam Gideri (ABD\$/m)
α	Q_e/Q_{maks} , Q_{ort}/Q_{maks}
ΔH_{CBn}	n Sayıda Cebri Boru Kullanılması Durumunda Düşü Kaybı (m)
η_g	Generatör Verimi
η_t	Türbin Verimi
η_{tr}	Trafo Verimi
Φ	Çökeltim Havuzunda Sürüklenen Dane Çapı (mm)
π	Pi Sayısı

1. GENEL BİLGİLER

1.1. Giriş

Canlılığın devamı için olmazsa olmaz olan su, aynı zamanda yenilenebilir enerji denildiğinde de potansiyelinin fazla olması nedeniyle akla gelen önemli bir enerji kaynağıdır. Dünya genelinde artan elektrik enerjisi talebinin temininde fosil yakıtlardan vazgeçmek yakın gelecekte mümkün görünmemektedir. Hidroelektrik enerji, bu enerji talebinin karşılanmasında enerji kaynakları arasındaki yerini ve önemini korumaya devam etmektedir (IEA, 2017). Hidroelektrik potansiyelinin değerlendirilmesi çalışmalarında yerli kaynakların verimli ve yerinde kullanımı için çalışmanın konusunu oluşturan regülatör tipi HES'lerin tasarımında oldukça ayrıntılı ve farklı metotlar kullanarak hesapların yapılması gerekmektedir. Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığının ve ithalat maliyetlerinin olumsuz etkilerinin azaltılması için, yerli ve özellikle yenilenebilir kaynaklara yönelmek, kaynak çeşitliliğini sağlamak öncelikli hedef olarak belirlenmiştir (ETKB, 2014). 2023 yılında hidroelektrik dahil Türkiye'nin elektrik enerjisi üretiminin en az % 30'unun yenilenebilir enerji kaynaklarından temin edilmesi planlanmaktadır (Karagöl ve Kavaz, 2017). Hidroelektrik potansiyel içerisinde önemli paya sahip regülatör tipi HES'ler bunlardan biridir. Regülatör tipi HES tasarımında; santral kurulması planlanan akarsu havzasında hidroelektrik üretim potansiyelinin belirlenebilmesi, akım verilerinin detaylı analizi ile mümkündür. Ulaşılabilir havzalarda eğer akım gözlem istasyonu (AGİ) bulunuyorsa uzun yıllara ait akım verileri kullanılarak havzanın hidroelektrik üretim potansiyeli belirlenebilir, yoksa çeşitli hesaplama yöntemleri ile yaklaşık bir sonuca varıldıktan sonra sistemin boyutlarına ve türüne karar verilebilir. HES'lerin boyutlandırması işi hidrolojik verilerin elde edilmesinden sonra fayda-maliyet analizleri ile sonuçlandırılması gereken oldukça karmaşık bir işlemdir.

1.2. Hidroelektrik Enerji

Belli bir yükseklikteki (düşü) akışkanın (suyun) potansiyel enerjisine hidrolik enerji; Bu enerjinin çeşitli düzeneklerle mekanik enerjiye, sonra elektrik enerjisine dönüştürülmesiyle elde edilen enerji ise hidroelektrik enerji olarak tanımlanmaktadır.

Regülatör tip HES'lerin enerji üretiminde; kanal ya da borular içine alınan su, türbin kanatları üzerinden geçirilerek türbinlerin döndürülmesi sağlanmaktadır ve türbinlere direkt bağlı generatörler de mekanik enerji elektrik enerjisine dönüştürülmektedir. Generatörlerdeki elektrik enerjisi çeşitli elektriksel ekipmanlar kullanılarak uygun değerlere getirildikten sonra iletim hattına verilmektedir.

1.3. Regülatör Tipi HES'lerde Enerji Üretimi

Bir akarsu üzerinde, teknik veya ekonomik yönden depolamalı santral yapımının mümkün olmadığı, ancak, akarsu akımlarının nispeten düzgün görüldüğü ve arazi şartlarının veya coğrafi yapının enerji üretimine elverişli potansiyel oluşturduğu durumlarda, regülatör tipi santral yapımı ekonomik olabilmektedir. Akarsu profilinin dikleşme gösterdiği veya akarsuyun kurbplarından yararlanılarak kısa su iletim hattı (kanal, tünel) ile yapılacak geçişle ve bazen bir koldan diğer bir kola, havzadan havzaya derivasyonlarla uygun düşü değerlerinin sağlandığı yerlerde regülatör tipi santrallar yapılabilir. Regülatör tip santrallarda depolama yapılmadan enerji üretildiğinden, akarsu debisinin en ekonomik şekilde enerji üretiminde kullanılabilmesi için detaylı bir fizibilite çalışması yapılması gerekmektedir. Üretilen enerji miktarı; su çevirme aksındaki suyun uzun yıllara dayalı olarak belirlenecek debi değerlerine, bu debinin zaman içinde olan değişimine, temin edilecek düşü miktarına ve santralin kurulu gücüne bağlı olacaktır. Sistemi oluşturan ünite ve elemanlar genelde aşağıdaki yapılardan oluşmaktadır:

1. Çevirme yapısı (Regülatör, Çökeltim havuzu)
2. Su iletim yapıları (kanal veya tünel)
3. Yükleme havuzu (su iletim hattının basınçlı çalışması halinde denge bacası)
4. Cebri boru su alma yapısı ve Cebri boru
5. Santral binası, elektromekanik teçhizat ve şalt sahası daimi teçhizatı
6. Kuyruk suyu kanalı
7. Enerji nakil hattı
8. Servis yolları ve site tesisleri

Türkiye’de 2018 yılı sonu itibari ile 653 adet HES’in toplam hidrolik kurulu gücü 28,291.4 MW tır. Bu santrallerin 118 adedi barajlı, 524 adedi muhtelif biriktirmesiz HES şeklindedir. Biriktirmesiz santrallerin kurulu gücü 7,747.7 MW’a ulaşmıştır ve bu santrallerin hidrolik kurulu güç içerisindeki payı yaklaşık % 27 toplam kurulu güç içerisindeki payı % 8.7’ye tekabül etmektedir (URL-1).

Debi süreklilik eğrileri ile çalışarak bir regülatör tipi HES’de üretilebilecek güvenilir ve ikincil enerjiler hesaplanmaktadır. Güvenilir enerji birim faydası, ülke yük talep paternine veya bu patenin yapılacak tesisle karşılanması düşünülen kısmına uyumlu en ucuz alternatif termik santral kombinasyonunun öngörülen tesis faktörleriyle çalıştırılması ile işletme, bakım, yakıt gibi değişken giderleri içeren, kWh başına enerjinin üretim birim maliyeti olarak kabul edilir. Bu maliyet, taahhüt edilen enerjinin doğrudan üretim maliyeti olup tesis yatırım giderlerini içermemektedir. Tesis yatırım giderleri ve yıllık sabit giderler sadece güvenilir kapasite faydası hesabında dikkate alınmalıdır. Ülkemizde HES yıllık faydalarının hesaplanmasında her kuruluş farklı bir yaklaşımda bulunmakta ve farklı birim faydalar kullanmaktadır. Ayrıca normalde güvenilir güç olarak adlandırılması gereken güç değeri, pik güç olarak adlandırılmakta ve buna ait fayda, pik güç faydası kabul edilmektedir.

DSİ Birim Faydaları:

Güvenilir enerji faydası: 6.0 cent/kWh

İkincil enerji faydası: 3.3 cent/kWh (Pekçaglıyan, 2009).

1.4. Regülatör Tipi HES Elemanları

1.4.1. Regülatör

Regülatör tipi HES’lerde su alma yapısı sistemleri genellikle regülatör veya bağlama olarak adlandırılmaktadır. Bir HES’in fayda-maliyet oranını en büyük yapan çözüm, en kısa mesafede en büyük düşü değerini veren su hattı ile sağlanabilmektedir (Tanrıverdi, 1991). Regülatör tipi HES’lerde regülatör aks yeri seçimi bu kritere göre belirlenir. Genel olarak regülatörlerin aks yeri seçiminde arazi topoğrafyası, zeminin

yapısı (temel şartları), su ekonomisi, sürüntü maddesi, taşkın debisi, ulaşım imkânları gibi faktörler etkili olmaktadır.

Eğer nehir fazla rüsubat taşıyorsa regülatör pek çok görevi yerine getirebilmelidir. Su alma yapısında; yataktan sürüklenip gelen malzemenin içeri girmelerini engellemek için *giriş eşiği*, yüzer maddelerin ve buz parçalarının kanala girmesini engellemek için *dalgıç perde*, giriş eşiği ve dalgıç perdenin engel olamadığı her türlü sürüntü ve yüzer maddelerin kanala girmesini engellemek için *giriş ızgarası* inşa edilmektedir. Kapakların tamirinni mümkün kılabilmek için *giriş batardo kapağı*, kanala düzenli su alınması için *ana giriş* kapağı yapmak gerekmektedir. Kanal veya tünel içine ızgaradan kaçan kum, silt veya iletim yolundaki yıkılmalardan gelebilecek zararlı parçacıkların türbine gitmesini önlemek için *silt veya kum kapanı* yapılmaktadır. Silt kapanı veya kanal eşiğinde biriken malzemeyi su iletim hattına girmeden yıkayıp tekrar dereye atmak için *silt yıkama kanalı* inşa edilmektedir. Kanala girecek suyun kontrollü olarak alınabilmesi için *kanal giriş kapağı*, ızgaradan geçen silt, eğer türbin için zararlı olabilecek seviyede ise çökeltim havuzu inşası gerekmektedir.

Taşkın debisinin büyük olduğu özellikle dar vadilerde regülatörler hareketli olarak yapılabilir. Kışın aşırı soğuk geçtiği iklim bölgelerinde nehirlerin taşıdığı buz kütleleri giriş yapılarını tıkayabilmektedir. Güvenilir bir işletme için hareketli regülatörde açılan kapaklar yardımı ile buz kütlelerinin menbadan mansaba geçişi sağlanmaktadır. İşletme ve bakım masrafları göz önünde bulundurulduğunda sabit tip regülatörler diğer regülatörlerden daha ucuza inşa edilebilmektedir. Dere yatağı eğiminin ve debinin fazla, dere yatağın dar, rüsubat hareketlerinin fazla olduğu yerlerde kapaklı tip regülatör seçimi yapılmaktadır. Genel olarak akarsu yatağının metre tülünden geçen debinin 5-6 m³/s 'den fazla olduğu durumlarda ya sabit tip regülatörlerde savak tülü uzatılmakta yada kapaklı tip regülatör tercih edilmektedir. Taşkın anındaki su miktarının fazla olduğu ve dolusavak teşkili için yerin bulunamadığı durumlarda da kapaklı regülatörler inşa edilmektedir. Bütün bu alternatifler, etüt esnasındaki mevcut şartlara göre değerlendirilerek regülatör tiplerinden en uygunu ve ekonomik olanı seçilmelidir (Hakgören, 1973).

Uygulama projelerinin bir yandan emniyetli ve uzun ömürlü olması diğer taraftan ekonomik olması gerekmektedir. Bunun için Q_{50} , Q_{100} , Q_{500} debi değerlerinin bilinmesi gerekmektedir. Akarsuların taşıdığı debinin tespiti için birçok yöntem mevcuttur. Günümüzde çeşitli bilgisayar yazılımları ile taşkınlar modellenabilmektedir.

Regülatör yeri seçildikten sonra tespit edilmiş olan debiye göre hidrolik hesaba mansaptan itibaren başlanır. Şu sıraya göre hesaplamalar yapılır: Regülatör mansabının yatak eğiminin tespiti, kabarma eğrilerinin çizilmesi, regülatör mansabındaki oyulmaların tespiti, sızma hattının tayini, düşü havuzu derinliği ve uzunluğunun tespiti, bent gövdesinin hidrolik hesabı, priz (su alma tesisi) boyutlarının hesabı, çakıl geçidi boyutlarının hesabı, çökeltim havuzu boyunun hesabı.

Nehir üzerinde inşa edilen regülatörde su üst yüzü kotu yükseltileceği için meydana gelecek olan kabarmanın membaya doğru olan seyrinin bilinmesi gerekmektedir. Regülatör gövdesinin hidrolik hesabına kret kotunun tespiti ile başlanmalıdır. Kret yüksekliği ana kanaldaki su üst kotundan 15-20 cm yüksek olmalıdır. Bent savak uzunluğunun tespiti en önemli hususlardan birisidir. Gövde uzunluğu azaldıkça taşkın anında savak üzerindeki su yükü artacaktır. Bu durum inşaat tekniği açısından yeni maliyetler getirecektir. Bu şartlar altında dar yerlere inşa edilen regülatörler geniş yerlere inşa edilecek olanlara göre daha maliyetli olabilecektir. Dolu gövdeli regülatörlerde bent savak tülü metre tülünden 5-6 m³/s debiyi geçirebilecek bir uzunlukta olmalıdır. Mevcut yatak genişliği savak tülü genişliğinden küçükse dere yatağı küçüktür; ya regülatörün yeri değiştirilir; yada metre tülünden 5 m³/s debiyi geçirebilmek için kapaklı tip regülatör seçimi yapılır. Su alma tesisi (regülatör prizi) çok mecburi kalınmadıkça bent aksına paralel yerleştirilmemeli ve priz ebatları çekilen debiye göre boyutlandırılmalıdır (Hakgören, 1973). Regülatör gövdesinin memba kısmında kısa zamanda rüsubat birikmesi olacağından bu rüsubatın su alma yapısından içeri girmemesi için biriken rüsubatın membadan mansaba aktarılması gerekmektedir. Bunun için çakıl geçidi yapılması uygun olmaktadır.

Su alma yapısı ile iletim hattına giren sürüntü maddesi işletme sırasında birçok probleme sebep olacağından bu sürüntü maddesinin iletim hattına girmeden tutulması gerekmektedir. Su içerisinde askıda bulunan danelerin çökeltilebilmesi için uygun

çökeltim havuzu boyutlandırılması yapılmalıdır. Dane çapı tespitinden sonra bu dane çapına göre farklı su yoğunluğu değerleri için çökme hızı farklı su yoğunluğu için dane çapı çökme hızı değerleri grafiğinden (Tanrıverdi, 1991) okunan çökme hızına göre de çöktürme havuz boyu tespit edilir (Hakgören, 1973).

Askıdaki maddelerin hangi dane çapı büyüklüğünde çöktürüleceği türbin tipine bağlıdır. Pelton türbinleri için 0.1 mm den büyük daneler, Francis türbinleri için 0.3 – 0.5 mm'den büyük daneler, Kaplan türbinleri için 0.5 – 0.7 mm den büyük daneler çöktürülmelidir. Yüksek düşülerde dane çapları için alt limitler kullanılmalıdır. Genel olarak arazi şartları havuz genişliğini sınırlandırmaktadır. Çökeltim havuzu düzenlemesinde zorluklarla karşılaşılırsa sürüntü maddelerin zararlarını önlemek için türbin rotorunun krom nikel çelikten yapılması, türbinde hareketli parçalar ile sabit kısımlar arası toleransın büyütülmesi, türbin alt çemberinin kolayca değiştirilebilir olarak imal edilmesi yoluna gidilebilir (Tanrıverdi, 1991).

1.4.2. Tünel

Regülatör ile nehir yatağından çevrilen su, çökeltim havuzunda çökertme işlemine tabi tutulduktan sonra su iletim kanallarına veya tüneline alınmaktadır. Arazinin çok engebeli olduğu yerlerde su iletim tünelleri tercih edilmektedir. Regülatör tipi HES'lerin su iletim hatları basınçlı veya basınçsız olabilmektedir. Su iletim hatlarında eğim, pürüzlülük ve maliyet, en önemli parametrelerdir. Maksimum debi ve eğim optimizasyon sonucuna göre belirlenmelidir. Tünellerde eğim değiştirilmemeli, içinde silt, kum gibi askıda sediment içeren sularda tüneldeki maksimum su hızı 3 m/s'yi geçmemelidir (Cofcof, 2008).

Regülatör tipi HES'lerde su iletim tünelleri iç basınç olup olmamasına göre, basınçlı ve basınçsız tüneller olarak ikiye ayrılmaktadırlar. Tünelin basınçlı veya basınçsız olması biriktirme yapısının yerine bağlıdır. Biriktirme yapısı membada ise su iletim tüneli basınçlı çalıştırılmaktadır. Eğer biriktirme yapısı mansapta ise su iletim tüneli basınçsız olarak çalıştırılmaktadır ve bu tip tüneller basınçlı tünellere göre daha ucuza yapılabilmektedirler. Biriktirme yapısının membada olması durumunda tünele giren suyun mansaba ulaşması ve türbinlerden geçmesi için belirli bir süre gerekecektir.

Uzun tüneller için bu süre saatler seviyelerine çıkabilmektedir. Bu durum genel elektrik şebekesine enerji veren santrallarda HES'lerin en önemli üstünlüğü olan seri yüke girme özelliğini ortadan kaldıran bir durumdur. Tünelin basınçsız olarak tasarlanması durumunda önceden kapak açılarak yüke girme zamanı ayarlanabilmektedir.

Tüneller kaplamalı veya kaplamasız olarak yapılabilmektedirler. Tünelde kaplamanın amacı yükü taşımak, sızdırmazlığı sağlamak düzgün bir yüzey sağlayarak sürtünme nedeniyle oluşacak düşü kayıplarını minimuma indirmektir. Basınçsız veya alçak basınçlı tünellerde kaplamaya gerek olmayabilir. Eğer tünel sağlam bir kaya formasyonundan geçiyorsa su kaçaklarını önlemek için sadece shotcrete uygulaması yapmak yeterli olmaktadır. Zemin sağlam kaya değilse tünelde kaplama yapılmaktadır. Eğer tünel çevresindeki kaya, kaplamanın radyal genleşmesine müsaade ediyorsa bu durumda kaplama betonu içine betonarme teçhizat konulmaktadır ve kaya ile kaplama arasına enjeksiyon yapılması gerekebilmektedir (Yıldız, 1992). Tünel zemininin sınıflandırılmasında emniyet yönünden bir kabul olan Terzaghi skalası genellikle tercih edilmektedir. Tünel içerisinde çökme olmaması için ayrıntılı analizlerin yapılması gerekmektedir.

Su iletim tünelleri dairesel, atnalı ve değiştirilmiş atnalı gibi kesitlerde inşa edilmektedirler. Dairesel kesit, genellikle basınçlı çalışan tünellerde ve zeminin jeolojik olarak zayıf olduğu bölgelerde uygulanmaktadır. Yük taşıma gücü ve hidrolik olarak en uygun kesiti, dairesel kesitli tüneller sağlamaktadır. Ancak; inşaat kolaylıkları ve tünel içi araçla ulaşımına uygunluğu nedeniyle daha çok atnalı kesitli tüneller tercih edilmektedir. Tünelin açılmasında uygulanacak inşaat tekniğinin veya tekniklerinin önceden belirlenmiş olması, ekonomiklik analizinin iyi yapılmış olması gerekmektedir. Makine ile açılan tünelin kesiti makine çalışacak kadar büyütülmüş olsa bile daha ekonomik olabilmektedir. Basınçsız tünellerde su derinliği tünel çapının % 94'üne ulaştığında geçen suyun maksimum seviyede olduğu kabul edilmektedir. Genellikle su seviyesinin tünelin % 80'ini doldurması istenmektedir (Tanrıverdi, 1991). Tünel kesit alanının tespit edilmesinde; hidrolik konular, ekonomiklik, uygulanacak inşaat teknikleri ve tüneldeki hız limitleri dikkate alınması gereken önemli parametrelerdir. Atnalı kesitli su iletim tüneline düzgün akışta % 82 doluluk durumu için R hidrolik yarıçap olmak üzere, $R/D=0.3066$ değeri literatürden alındı. (USD of Interior, 1987).

Regülatör tipi HES’lerde en fazla sürtünme kaybı su iletim tüneline meydana gelmektedir. Tünel iç kaplaması pürüzlülük katsayısı ve tüneldaki su hızı sürtünme kaybını etkileyen parametrelerdir. Tünel içi kaplamasında pürüzlülüğün artması tünelde düşü kaybını arttırmaktadır. Hız sınırının aşılması durumunda sürtünme nedeniyle su iletim hattında aşınmalar meydana gelmektedir. Tesisin işletilmesi sırasında farklı debi değerleri ile çalışma durumu söz konusu olduğundan tünelde farklı hızlar oluşmaktadır. Su iletim tünellerinde tünel içi kaplama durumuna göre akış hızları; suyun aşındırıcı sürüntü madde taşımaması durumunda; kaplamasız kaba kaya yüzeyler için: 1-2 m/s, biraz düzeltilmiş kaya yüzeyler için, 1.5-3 m/s, beton kaplamalı yüzeyler için, 2-4 m/s, çelik kaplamalı yüzeyler için ise 2.5-7 m/s alınabilmektedir. Su aşındırıcı sürüntü maddesi taşıyorsa; tünel iç yüzeyi kaplamalı bile olsa, tünel akış hızı (2-2.5) m/s’yi geçmemelidir (Yıldız, 1992). Tünel eğimi, tünel boyunca çok zorunlu kalınmadıkça değiştirilmemelidir. Tünelde rüsubat ve silt çökmesinin önlenmesi için tünel eğimi değerinin 0,0001 den daha az olmaması gerekir (Cofcof, 2008). Tünelin metretül maliyetinden gidilerek hesaplanacak olan yıllık giderlerine tünelde sürtünmeden dolayı oluşacak olan yıllık enerji kaybı ilave edilerek tünelin toplam yıllık gideri hesaplanmaktadır. Bu gideri minimum yapan tünel çapı değeri optimum tünel çapı olarak seçilmelidir.

1.4.3. Yükleme Havuzu

Regülatör tipi santraller gelen suyu tasarlanan maksimum kapasiteye kadar işleyebilirler. Ancak; gün içerisinde belli saatlerde suyu depolayıp pik saatlerde bu su kullanılarak enerji üretimi yapılabilmektedir. Türbinlerin ani olarak devreye girmesi durumunda ihtiyaç duyulan debinin cebri boruya hava girmeden temin edilmesi ve en kritik durumda bile cebri borunun devamlı basınç altında çalışması, türbinlerin ani olarak durması halinde oluşacak kabarmaların mevcut hacim ve dolusavak marifeti ile sönmelenmesi için yükleme havuzu inşa edilir. Santral, gün içerisinde değişen güç talebine göre üretim yapılmak üzere çalıştırılmak isteniyorsa bu depolamaya uygun yükleme havuzu dizaynı gerekmektedir. Bu hacim tünel yapısı olan santrallerde tünel içinde genişletme yapılarak ta oluşturulabilir. Yükleme havuzunun aktif hacmi, maksimum ve minimum su seviyeleri arasındaki hacim olarak tanımlanabilir ve santralin en az 1-1.5 dakikalık su ihtiyacını karşılayacak kadar olmalıdır (Topkaya,

1962). Yükleme havuzunun hacmi belirlendikten sonra topografik ve hidrolik şartlar göz önüne alınarak boyutlandırma yapılır. Yükleme havuzunun minimum su seviyesi ile cebri boru giriş eksenindeki fark, hidrolik şartlara bağlı olmakla birlikte, cebri boru çapının yaklaşık (1.7-2.2) katı (Cofcof, 1996) civarında olması vorteks oluşumunun dolayısıyla cebri boru içine hava girmesinin önlenmesi ve cebri borunun sürekli basınç altında çalışması için gereklidir.

1.4.4. Vanalar ve Vana Odaları

Regülatör tipi HES’lerde cebri boru emniyet vanası, türbin vanası ve basınç düşürücü vana ve ihtiyaca göre farklı amaçlar için değişik vanalar kullanılmaktadır. Vana odası boyutları, cebri borunun çapına, içeride bir montaj sahası olup olmayacağına bağlıdır. Vana odasında cebri boru üzerindeki vana, hava bacası, giriş kapağı, ayrıca hidrolik kaldırma donanımı, panolar, gezer vinç bulunur. Vana odasının, tam yük ile yüklü bir vasıta girecek genişlikte kapısı, pencereleri ve doğal havalandırması olmalıdır. Gerektiğinde cebri boruyu kapayarak türbine su girmesini önlemek amacıyla türbin vanası kullanılmaktadır. Düşü ve debiye değerine bağlı olarak kelebek, sürgülü veya küresel gibi farklı vana tipleri kullanılabilmektedir.

1.4.5. Cebri Boru

Türbin ile yükleme havuzu arasındaki su iletim yapıları olan ve basınç altında çalışan borulara cebri boru denilmektedir. Cebri borular, genellikle çelikten yapılırlar. Bununla beraber iç basınç fazla değilse veya sızdırmazlık sorun oluşturmuyorsa, ahşap veya beton malzemeler de kullanılabilmektedir. Cebri borular, genişleme ve esneme contaları, boru giriş kapakları, cebri boru emniyet vanası, mesnet yapıları, takviye ringi ve mesnet ringi vs. elemanlardan oluşmaktadır. Cebri borular, iç basınç, zati yük, su yükü, ısı değişiminden dolayı oluşan yükler ve dış basınç etkisinde kalmaktadırlar. Düşü kayıpları, kaç adet kullanılacağına belirlenmesi, optimum çap hesabı, et kalınlığı hesabı ve güzergâh seçimi cebri borular için projelendirilmede hesaplanması gereken önemli konular olarak sayılmaktadır.

Cebri boru inşasında güzergâh seçimi için, çok iyi jeolojik etüt yapılması gerekmektedir. Cebri boruların geçirildiği güzergâhın sağlam kaya veya benzeri zeminler olması tercih edilmeli kesinlikle heyelan bölgesi, yamaç molozu, kil veya benzeri zayıf zeminler seçilmemelidir. Yüzeyde sağlam zemin bulunamıyorsa, shaft veya tünel sistemi tercih edilmektedir. Uzun cebri boru boyu hem maliyet ve hem de düşü kayıplarını artıracığından cebri borular en kısa yoldan santrale indirilmelidir. Fazla kurb yapılmadan ve en az kazı yapılacak şekilde güzergâh seçimine gidilmelidir. Keskin kurlarda büyük mesnet kuvvetleri oluşacağından kurb noktaları kaya veya çok sağlam zemin bulunan yerlerde seçilmelidir. Cebri borular gömülü veya açıkta inşa edilebilmektedirler. Gömülü cebri borularda ısı etkileri azaltılırken yükler eşit olarak zemine aktarılmaktadır. Ancak; bu durumda bakım onarım maliyetleri yükselecektir ve boru ile zemin arasındaki sürtünme kuvvetinin borunun dik zeminlere yerleştirilmesindeki etkisi artacaktır. Cebri boruların açıkta döşenmesi bakım onarım maliyetlerini düşürmektedir ancak ilave olarak boyuna doğrultuda gerilmeler ve her türlü ısı gerilmelere maruz kalma durumu söz konusu olmaktadır. Cebri boru sayısı bir veya bir kaç tane olabilir. Bu sayı ekonomik hesaplar sonucunda belirlenmektedir. Tek cebri boru ekonomik olsa da büyük çaplı cebri borular seçilirken, bu boruların taşıma, stabilite ve montaj güçlüğü sorunu göz önünde bulundurulmalıdır. Bilhassa açıkta yapılan cebri borularda bu hususa çok dikkat edilmelidir. Aynı debi değeri için birden çok (n adet) cebri boru kullanılması durumunda; cebri boru çapı (D_{CB}), hızların eşit alınması durumu ve yük kayıplarının eşit olması durumu olmak üzere iki şekilde hesaplanabilmektedir (Bulu, 2011).

Projedeki cebri boru sayısı, projeye göre değişiklik gösterebilmektedir. Her ünite için ayrı bir cebri boru tesis edilebileceği gibi, tek cebri boru ile her üniteye bağlantısı olan branşmanlı sistem de kullanılabilir. Branşmanlı tek cebri boru ekonomik olmakla birlikte, işletme kolaylığı, kontrol ve bakım, imalat ve montaj durumlarının göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Özetle cebri boru sayısının tespitinde; projenin büyüklüğü, santralin işletilmesi ve teçhizatın maliyeti göz önünde bulundurularak projenin özelliğine göre karar verilmesi gerekmektedir.

Regülatör tipi HES’lerde kesin proje yapılırken; mutlaka optimum çap analizi yapılmalıdır. Optimum çap seçimi ile cebri borudaki yük kayıpları optimum seviyede

tutulmuş olmaktadır. İç ve dış yükleri ve kullanılacak malzemenin emniyet gerilmesini dikkate alarak ve geçerli standartlarda projelendirme yapılması gerekmektedir. Optimum cebri boru çap hesabı, bir optimizasyon problemidir ve kullanılan malzemeye, cebri borunun açıkta veya gömülü olması durumuna göre değişecektir. Optimum çap seçiminde ekonomik hız formülü kullanılarak mevcut debi değerine göre su silt taşıyorsa maksimum hız 5 m/s, taşıyorsa 7 m/s'yi geçmemek şartıyla çap tayini yapılabilir (Yıldız,1992). Cebri boruların çeşitli dış basınç etkilerine karşıda mukavemetli olması için uygun aralıklarla takviye çemberleriyle takviye edilir. Bulunan cebri boru ağırlığı takviye çemberleri ve diğer bağlantılar için % 10 arttırılmaktadır.

1.4.6. Santral Binası

Santral binası, elektromekanik, hidromekanik teçhizatı, yardımcı teçhizatı ve diğer ekipmanları içinde bulunduran yapıdır. Bütün teçhizatın görevlerini eksiksiz yerine getirebilmesi, ekipmanların tamir ve bakımlarının yapılabilmesi için santral binasının buna uygun boyutlandırılması gerekmektedir. Maliyetlerin yüksek çıkmaması için santral binasının yeri jeolojik olarak iyi etüt edilmiş sağlam zemin olarak seçilmelidir. Santral binası uygun santral yeri bulunamaması durumunda yarı gömülü ya da gömülü olarak inşa edilebilmektedir. Santral binasının yeri en kısa cebri boru boyu ve en düşük düşü kaybı oluşturacak şekilde seçilmelidir. Cebri borunun santral binasına girişinde genel olarak boru yatay konuma getirildiğinden bu kısımda düşü kayıpları artmaktadır. Bunu önlemek için santral binası cebri borunun indirildiği yamaca yakın inşa edilmelidir. Ayrıca kuyruk suyu kanalı da ekonomik bir şekilde nehir yatağına bağlanabilmelidir.

Türbin, generatör, cebri boru ve diğer ekipmanlara ait hesaplar yapıldıktan sonra boyut ve ağırlıklara göre santral binası boyutlandırılmalıdır. Santral binasında; türbin, türbinlerin yardımcı teçhizatı, generatörler, generatör yardımcı teçhizatı, trafolar, şalt tesisleri, koruma kumanda ve kontrol teçhizatı, iç ihtiyaç AC ve DC teçhizatı, kaldırma ve taşıma teçhizatı ve diğer teçhizatlar tesis edilmektedir. Elektromekanik teçhizatda hidrolik ünitelerinin genellikle en ağır parçaları türbin ve generatör rotorudur. Santral elemanlarının özellikle türbin ve generatördeki tamir bakımların kolaylıkla yapılabilmesi için generatör salonunun bütün noktalarına ulaşabilmek amacıyla köprülü

vinç (kren) tesis edilmektedir. Kren seçiminde, parça ağırlıkları, parça boyutları ve türbin rotorunun çekilebilme mesafesi önemlidir.

1.4.7. Türbin

Hidrolik akım enerjisini rotorları üzerindeki kanatları yardımı ile mekanik enerjiye dönüştüren hidrolik makinalar, reaksiyon türbinleri ve çarpmalı türbinler olarak iki ana grupta sınıflandırılmaktadır. Batık çalışan reaksiyon türbinleri suyun basınç ve kinetik enerjisini türbin çarkında enerjiye çevirirler. Çarpmalı türbinler ise; türbin çarkına bağlı kepçelere vuran su jetinin kinetik enerjisiyle atmosferik şartlarda çalışan hidrolik makinalardır. Türbin milinin durumuna göre yatay eksenli, dikey eksenli ve eğik eksenli türbinler olarak sınıflandırılmaktadırlar. Reaksiyon türbinlerinin bilinen tipleri Francis, Kaplan, deriaz, sabit kanatlı, bulb ve tüp (tubu) tipi türbinlerdir. Çarpmalı türbinlerin belli başlı tipleri Pelton, Turgo ve Banki türbinleridir. Suyun akış şekline göre türbinler; eksenel akışlı türbinler (Kaplan), radyal akışlı türbinler (Francis), diyagonal akışlı türbinler (Yüksek hızlı Francis), teğetsel akışlı türbinler (Pelton, Banki), saptırılmış akışlı türbinler (Turgo) şeklinde sınıflandırılmaktadır. Pelton türbinleri genellikle düşünün yüksek olduğu durumlarda tercih edilmektedirler. Francis türbinler en yaygın olarak kullanılan türbin tipidir ve verimlerinin artırılması yönündeki çalışmalarla birlikte hem Pelton hem de Kaplan türbinlerin kullanıldığı düşü ve debi alanlarında da kullanılmaktadır. Kaplan türbinler ise Francis türbinlere göre daha düşük düşü değerleri için tercih edilmektedir. Pelton türbinler genellikle yüksek düşülerde ve düşünün az değiştiği, debinin çok değişebildiği işletme şartlarında kullanılabilir. Regülatör tipi HES için türbin tipi seçimi, belirlenmiş tasarım düşüsü, tasarım debisi ve mevcut minimum ve maksimum düşü şartları göz önünde bulundurularak yapılmaktadır.

Türbin anma düşüsünün, türbinlenmesi öngörülen maksimum debide oluşan net düşü için belirlenmesi gerekmektedir. Tasarım düşüsünün ise net düşü süreklilik eğrisinde tüm işletme süresini ikiye bölen net düşü olarak belirlenmesi gerekmektedir (Pekçağlıyan, 2009). Net düşüdeki değişiklik çekilen debiye bağlı olarak cebra boru ve tüneldeki yük kayıplarından kaynaklanmaktadır. Türbin veya türbinlerin zaman içerisinde üreteceği güçteki değişim, türbin sayısının belirlenmesinde önemlidir.

Türbinlerin küçük kapak açıklıklarında çalıştırılmaları, türbinde kavitasyon riskini arttıracğından türbin verimini düşürücü etki yapacaktır. Bu nedenle türbin tipi ve adedi tespitinde, türbinler için genellikle verimin % 80'in altına düşmeyeceğı işletme şartları dikkate alınmalıdır. Anma düşüsünün üstündeki düşülerde türbinin kendi anma gücünden daha büyük bir güç üretme kapasitesi bulunmasına rağmen generatör gücü bunu sınırlamaktadır. Anma düşüsünün altındaki düşülerde ise türbin tam kapak açıklığında bile, hem düşünün azalması hem de azalan düşüye bağılı olarak türbinlenebilecek debinin azalması nedeniyle, anma gücünden daha az güç üretecektir.

Türbinlerin kavitasyondan etkilenmelerini önlemek için tecrübelerle belirlenmiş olan türbin işletmesine ait alt ve üst sınırlar, türbin tasarım düşüsünün bir yüzdesi olarak belirlenmiştir. Francis ve Kaplan türbinleri için Maksimum düşü, türbin tasarım düşüsünün % 125'i, Minimum net düşü ise türbin tasarım net düşüsünün % 65'i olarak belirlenmiştir (USBR, 1976). Türbin boyutlandırılmasında ve muhtelif türbin karakteristiklerinin karşılaştırılmasında en çok kullanılan parametre özgül hızdır. Türbin hızının belirlenmesinde, seçilen türbinin Francis veya Kaplan olmasına bağılı olarak mevcut formüller kullanılır. Böylece bir deneme özgül hız belirlenir. Daha sonra belirlenmiş bu özgül hızı sağlayacak türbin devir sayısı belirlenir (Cofcof, 1996). Seçilen türbinin hızına bağılı olarak, o türbine ait eğrilerden yapılan hesaplamaların kontrol edilmesi gerekmektedir.

Tesisin toplam net gelirini maksimum yapan değer optimum kurulu güç olarak seçilmelidir. Kurulu güç optimizasyonu yapılırken henüz türbin ile ilgili bir seçim yapılmadığı ve tahmini maliyetlerle hesaplamalar sürdürüldüğü için türbin seçiminden sonra optimizasyon çalışmalarının kontrol edilmesi gerekmektedir.

1.4.8. Generatör

Generatör grubu; rotor, stator, taşıyıcı ve kılavuz yatak, ikaz sistemi, soğutma sistemi, koruma sistemi, kumanda ve işletim sistemi, doğru akım sistemi, kesici ve ayırıcılar ile vb. yardımcı organlardan oluşmaktadır. Frekansı 50 Hz olan bir türbin-generatör ünitesinin devir sayısı, 1500 – 1000 – 750 – 600 – 500 – 428 – 375 – 300 –

250 – 214 -187,5 – 166,7 – 150 – 125 – 107 – 93,75 –75 ve 60 d/d değerlerinden birine uygun olarak seçilebilmektedir (Yıldız, 1992).

1.5. Literatür Araştırması

Anagnostopoulos ve Papantonis (2006) tarafından sayısal olarak nehir tipi küçük bir hidroelektrik santralinin büyüklüğü, yatırımın maliyeti göz önüne alınarak verimi arttırmak için farklı tip ve büyüklükte olabilen paralel çalışan iki hidrolik türbin içeren bir tesisin optimal boyutlandırılması yapıldı. Üretilen enerjinin maksimize edilmesi ve debinin en iyi şekilde kullanılması amacıyla çeşitli optimizasyon çalışmaları sonuçlarını kullanılarak en avantajlı tasarım alternatifleri belirlendi.

Aslan vd. (2008) tarafından Türkiye Devlet Su İşleri (DSİ) tarafından 1987 yılında, Kütahya'nın Tavşanlı ilçesinde, sulama ve taşkın kontrolü amacıyla inşa edilen Kayaboğazi barajından hidroelektrik enerji üretiminin uygulanabilirliği araştırıldı; barajdan küçük ölçekli hidroelektrik santrallerin tasarımı için duyarlılık analizi yapıldı. 1995 ve 2003 yıllarında Kayaboğazi barajına gelen su miktarını değerlendirerek, küçük bir hidroelektrik santral için en uygun türbin tipine ve boyutu belirlendi. Kayaboğazi barajı için kurulu gücün 0.313 ile 4.997 MW arasında olduğu ve yılda 10,579 MWh'ye kadar elektrik üretimi tahmin edildi. Birim enerji maliyetinin (vergiler hariç) 0,05 ABD\$/kWh olduğu ve ilk yatırım maliyetlerinin 2.7 yılda geri ödeyeceği hesaplandı.

Santolin vd. (2011) tarafından yapılan çalışmada; akım eğrisinin tekno-ekonomik analizlerine dayanarak küçük bir hidroelektrik santralinin kapasite boyutlandırması için bir yöntem sunuldu. Yedi teknik ve ekonomik parametre dikkate alındı: türbin tipi, türbin boyutları, yıllık enerji üretimi, kavitasyonun başlangıcından kaçınmak için maksimum montaj yüksekliği, makine maliyeti, net bugünkü değer ve paranın geri dönüş oranı. Tasarım çalışma koşullarının bu parametreler üzerindeki etkilerini incelemek için uygun bir model önerildi. Akım eğrisine uygulanan model ile fizibilite, karlılık ve tesisin performans analizi yapıldı.

Barelli vd. (2013) tarafından yapılan çalışma ile, mini ve mikro hidroelektrik santralleri ile ilgili farklı bir tasarım yaklaşımı sunuldu. Spesifik olarak, önerilen

metodoloji ile düzensiz akış rejimi olan nehirler için uygun olmayan geleneksel hesaplama yöntemlerinden kaynaklanan boyutlandırma hatalar minimize edildi. Akım eğrisinin analizinden başlayarak geliştirilen yöntem ile türbin, nominal debi için bir başlangıç değeri sağladı ve türbinin kullanabileceği gerçek günlük debi göz önüne alınarak boyutlandırma optimizasyonu yapıldı.

Cavazzini vd. (2016) tarafından hibrit enerji sistemlerinin modellemesinde küçük ve mikro hidroelektrik santraller için hesaplama modeli geliştirildi. Bu çalışmada, elektromekanik ekipman maliyeti sadece güç ve net düşüye değil, aynı zamanda tasarım debisine bağlı olarak hesaplandı. Pelton, Francis ve Kaplan türbinleri için ortaya çıkan maliyet korelasyonları, en iyi performans gösteren literatür korelasyonlarından daha küçük ortalama hatalarla karakterize edildi.

Singh ve Singal (2017) tarafından hidroelektrik güç santrallerinin en düşük çevre etkisi ve işletme maliyeti ile enerji üretimi için bir literatür araştırması yapıldı. Operasyonel maliyetin en aza indirilmesi ve üretimin en üst düzeye çıkarılması bakımından, hidroelektrik santralin işletilmesine katkıda bulunan tüm bileşenler ve parametreler tartışıldı. Hidroelektrik santrallerin işletimi için daha önce geliştirilen matematiksel modeller sunuldu. İşletme maliyetini en aza indirmek ve hidroelektrik santralin enerji üretimini maksimuma çıkarmak için teknikler verildi. Daha önce yapılan çalışmaların ağırlıklı olarak rezervuar bazlı hidroelektrik santrallerinin işletilmesine odaklandığı ve dolayısıyla nehir tipi küçük hidroelektrik santrallerin optimum olarak işletilmesi için daha ileri çalışmalar yapılması gerektiği ifade edildi.

Yildiz ve Vrugt (2019) tarafından MATLAB programında kodlanan HYPER olarak isimlendirilen modelle nehir tipi bir hidroelektrik santralin teknik performansı, enerji üretimi, işletme ve bakım maliyetleri ve ekonomik faydası türbinlenen debi değerlerine ve tasarım ve yapım parametrelerine bağlı olarak modellendi. Cebri boru çapı ve türbin türü (Kaplan, Francis, Pelton ve Crossflow) optimize edilerek tesisin enerji üretimi veya net ekonomik karı maksimize edildi.

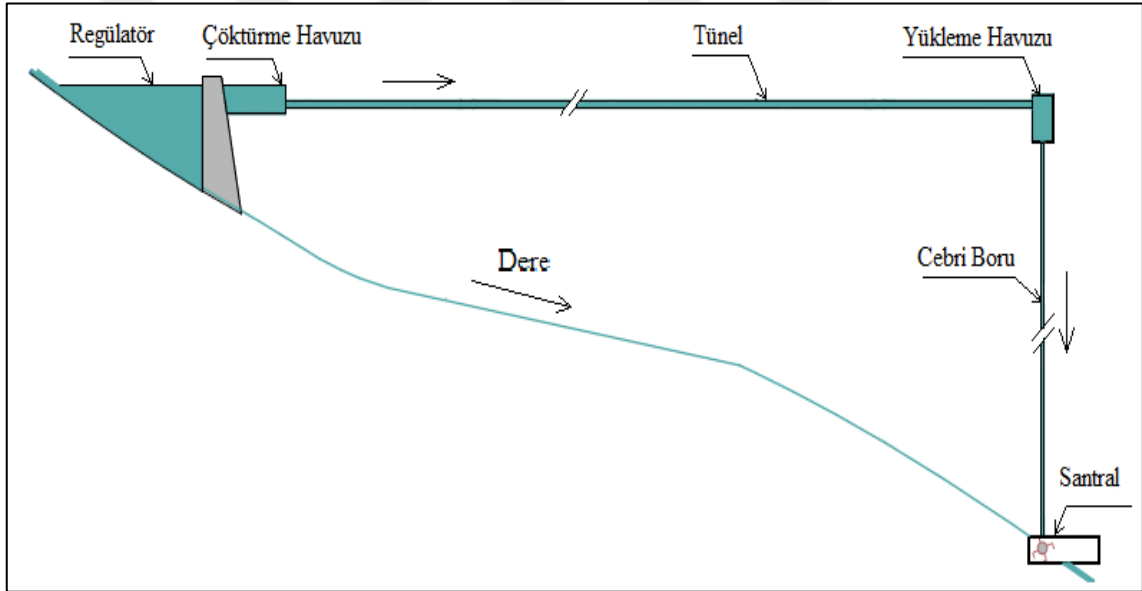
1.6. Çalışmanın Amacı ve Önemi

Çalışmanın amacı, nehir yatağındaki çevirme debisi değerlerine bağlı olarak su iletim tünelinin serbest yüzey akışlı olduğu, cebri borunun açıkta döşendiği regülatör tipi hidroelektrik santralinin tasarımını ve ekonomik analizini detaylı olarak yapmaktır. Bu kapsamda, Excel programı kullanılarak yıllık ortalama debinin, yıllık efektif debinin, her bir çevirme debisi için yıllık türbinlenecek su miktarlarının, sürtünme kayıplarının, lokal kayıpların, net düşü miktarının, güvenilir (firm) ve ikincil (sekonder) enerji miktarlarının hesaplanması amaçlanmıştır. Ayrıca, proje debisi değerine göre çökeltim havuzu, ekonomik tünel çapı, yükleme havuzu kapasitesi ve vorteks hesabı, ekonomik cebri boru çapı, kurulu güç hesabı türbin tipi seçimi, türbin sayısının tayini ve generatör kapasite hesabı da çalışmanın amaçlarındandır. Çalışmanın diğer bir amacı da, tesis elemanlarının yaklaşık maliyetini, işletme gelirlerini, giderlerini ve tesisin karlılığını ve birim enerji maliyetini belirlemektir. Regülatör tipi hidroelektrik santrallerin tasarımı ve ekonomik analizi ile ilgili açık literatürde kapsamlı bir çalışmaya rastlanmamıştır. Bu çalışma, regülatör tipi hidroelektrik santrallerin tasarımı ve ekonomik analiziyle ilgili kapsamlı bir hesaplama içerdiğinden literatüre önemli katkı sağlayacağı düşünülmektedir.

2. YAPILAN ÇALIŞMALAR

2.1. Çalışmanın Konusu

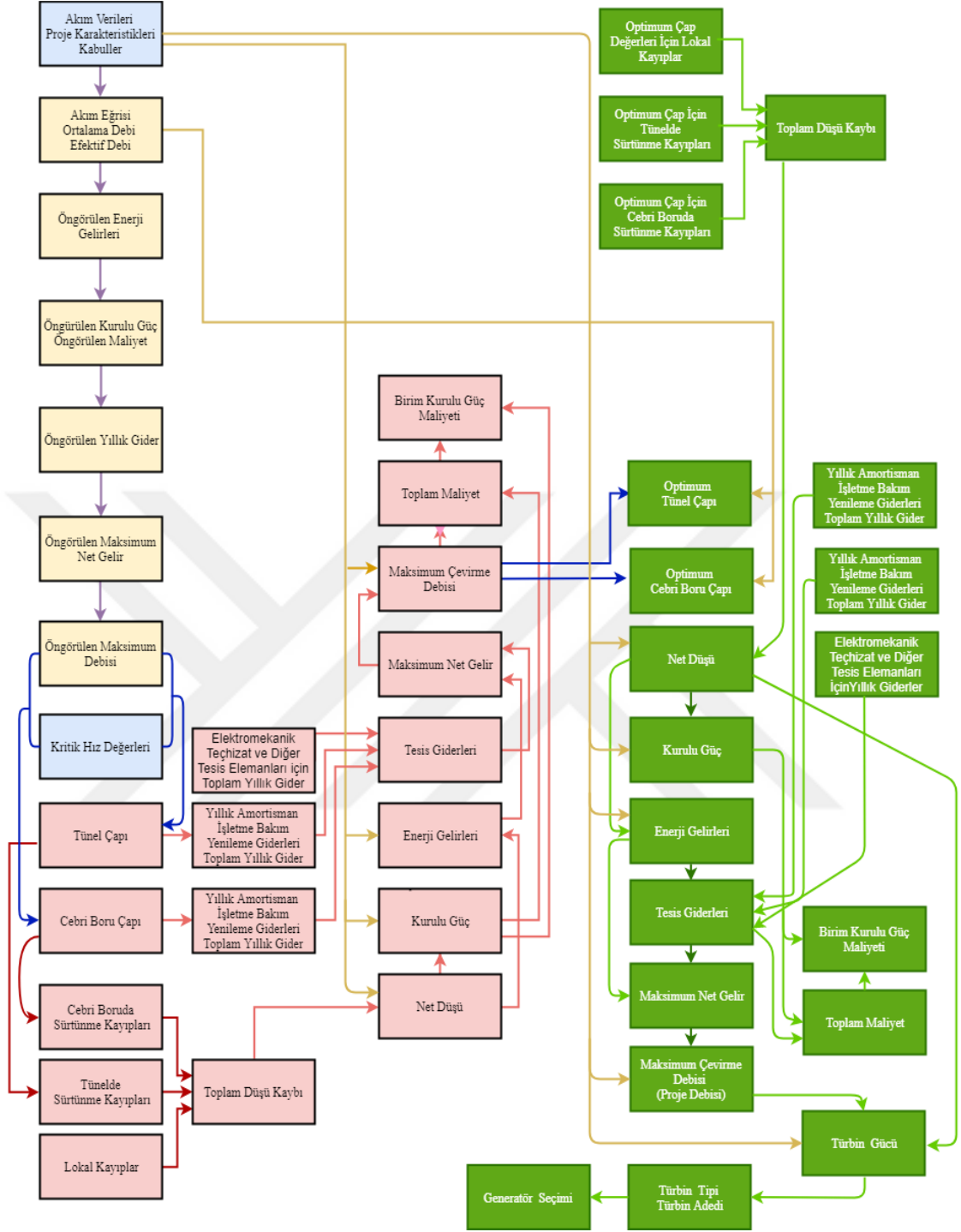
Bu çalışma, Türkiye'nin Doğu Karadeniz Bölgesi'nde ($37^{\circ}53'$ - $42^{\circ}00'$ doğu boylamları, $39^{\circ}45'$ - $41^{\circ}32'$ kuzey enlemleri) arazi yapısının dağlık olduğu, su iletiminin ancak tünel ile yapılabilirdiği, tünelin geçtiği kaya formasyonunun sağlam kaya niteliğinde ve mevsimsel yağışların nispeten düzenli olduğu, kısa su çevirme yolu ile yüksek düşü değerlerinin elde edilebildiği alanlar için gerçekleştirildi. Regülatör tip bir hidroelektrik santralin genel görünüşü Şekil 1'de ve tasarım ve yaklaşık maliyet hesaplarında kullanılan algoritma Şekil 2'de verildi.



Şekil 1. Regülatör tipi hidroelektrik santralin tertip şeması.

Regülatör tipi HES tasarımı konuları üzerinde yapılan akım verilerinin enerji üretimi için optimum seviyede kullanımı, tünel ve cebri boru için optimum çap ve maliyet hesaplamaları, elektromekanik teçhizat ve diğer tesislerin yaklaşık maliyet hesapları ile bu değerlerin hâlihazırda uygulamada olan projeler ile karşılaştırılması, sonuçların irdelenmesi bu çalışmanın konusunu oluşturmaktadır.

İnşaat tekniği gerektiren sanat yapılarının tasarımı ve teknik hesapları bu çalışmanın konusu dışında tutulmuştur.



Şekil 2. Regülatör tipi HES tasarımı ve yaklaşık maliyet hesaplarında uygulanan algoritma.

Bu kapsamda, akım verileri ve akımların yıl içerisindeki gelme yüzdeleri için akım eğrisi grafiği oluşturulmuş; Excel programı kullanılarak yıllık ortalama debi, yıllık efektif debi, her bir çevirme debisi için yıllık türbinlenecek su miktarları, tünelde ve

cebri borudaki sürtünme kayıpları, lokal kayıplar, toplam düşü kaybı, net düşü miktarı, güvenilir (firm) ve ikincil (sekonder) enerji miktarları hesaplanmıştır. Hesaplanan enerji miktarlarına göre DSİ birim enerji faydaları kullanılarak toplam enerji gelirleri bulunmuştur. Amortisman, işletme bakım ve yenileme giderleri hesaplanarak tesisin toplam yıllık gideri bulunmuştur. Her bir çevirme debisi için net gelir hesaplanmış buna göre net geliri maksimum yapan maksimum çevirme debisi proje debisi tespit edilmiştir. Hesaplanan proje debisi değerine göre çökeltim havuzu, optimum tünel çapı, optimum cebri boru çapı, maksimum kurulu güç, türbin tipi seçimi, türbin sayısı ve generatör kapasite hesabı yapılmıştır. Çalışmada ayrıca; her bir proje kendine özel şartlar içereceğinden ayrıca değerlendirilmesi gereken ancak burada bir fikir vermesi açısından hesaplanmış olan tesis elemanlarının yaklaşık maliyeti, işletme gelirleri, giderleri, tesisin karlılığı, üretilen enerjinin birim maliyeti, tesisin birim kurulu güç maliyeti ve toplam yatırım maliyeti belirlenmiştir. Toplam maliyetin büyük kısmını oluşturan su iletim tüneli için farklı zeminlerde yaklaşık maliyet hesaplanmıştır.

2.2. Kabuller

- Hesaplarda kullanılan akım verilerinin can suyu düşüldükten sonra çevrilebilecek debi değerleri olarak akarsu yatağında hazır olduğu,
- Yıl içerisinde tüm zamanların % 95'inde var olan 7.90 m³/s debi değeri güvenilir debi olarak seçildi.
- Brüt düşü: 100 m
- Tünel uzunluğu: 2500 m
- Tünelin sağlam kaya formasyonunda açılacağı, atnalı kesitli olacağı, tünel içi beton kaplama yapılacağı
- Tünel için Manning pürüzlülük katsayısı: 0.014
- Cebri boru için Manning pürüzlülük katsayısı: 0.012
- Cebri boru boyu: 250 m
- Cebri boru malzemesi: St 37
- Cebri boru çapı: Sabit
- Cebri boru et kalınlığı: Sabit
- Cebri boru birim fiyatı 4.34 ABD\$/kg

- Cebri boru takviye çemberleri ve mesnet elemanları maliyeti: Cebri boru maliyetinin % 10'u
- Türbin verimi: 0.92
- Generatör verimi 0.96
- Trafo verimi: 0.98
- Dolar kuru: 4.81 TL/ABD\$ (2018 yılı ortalaması TCMB verisi)
- Regülatör maliyeti: Daimi teçhizat maliyetinin yaklaşık % 18'i
- Yükleme havuzu maliyeti: Daimi teçhizat maliyetinin yaklaşık % 6'sı
- Bina inşaatı: Daimi teçhizat maliyetinin yaklaşık % 20'si
- Türbin-Generatör grubu maliyeti: Daimi teçhizat maliyetinin yaklaşık % 55'i
- Yardımcı teçhizat bedeli: Daimi teçhizat maliyetinin yaklaşık % 25'i
- Tünel için doluluk katsayısı: 0.82
- Lokal kayıplar: Tünel ve cebri borudaki sürtünme kayıplarının % 30'u
- Çökeltim havuzu genişliği: 20 m
- Çökeltim havuzunda ortalama su yüksekliği: 3.6 m
- Çökeltim havuzu taban eğimi: 0.01
- Öngörülen yıllık gider toplam yatırım bedelinin 0.108 katı alındı
- Öngörülen toplam yatırım maliyeti için birim kurulu güç bedeli 900 ABD\$/kW (4329 TL/kW) alındı
- Çöken dane özgül ağırlığı: 1650 kg/m³

2.3. Regülatör Tipi HES Tasarım Parametreleri

2.3.1. Projelendirmede Dikkat Edilecek Hususlar

Bir regülatör tipi HES'in yapımında amaç, minimum yatırımla, drenaj alanındaki suyun potansiyel enerjisinden maksimum enerji elde etmektir. Bunu yaparken iletim yapıları ile türbinlere taşınan suyun, minimum maliyet ve minimum düşü kaybı olacak şekilde türbine iletilmesi, santralin kesintisiz çalışabilmesi için hidrolik hesap hatalarının minimum seviyeye düşürülerek projelendirilmesi gerekmektedir. HES'in kurulu güç kapasitesinin tespiti, santral tasarımında en önemli problemdir. Bu problemin çözümünde; en yüksek net geliri sağlayacak çözüm, en iyi çözüm olacaktır. Net gelir, gelirlerden giderlerin çıkarılmasıyla bulunan parasal değerdir. Net geliri

maksimum yapacak birçok parametrenin belirlenmesini sağlayan çalışmaya kurulu güç optimizasyonu denilmektedir. Optimizasyon için, kurulu gücün büyüklüğü, su çevirme yapısı, tünel çapı, eğimi ve uzunluğu, cebri boru çapı, inşaat süresi ve inşa yöntemi en temel parametrelerdir. Eğer optimizasyon problemine bütün parametreler katılacak olursa problem, başa çıkılamayacak bir hale dönüşecektir. Optimum kurulu gücünün pek çok parametreye bağlı olması nedeniyle doğrudan optimizasyonu sağlayacak bir denklemin yazılması mümkün değildir. Bu nedenle optimizasyon deneme yanılma veya iteratif yöntemlerle yapılmalıdır (Yıldız, K., 1992).

Bu çalışmada optimum kurulu gücün nasıl belirleneceği üzerinde durulacaktır ve diğer bir kaç parametre için nasıl bir yol takip edilmesi gerektiği hususlarına değinilecektir. Optimizasyon probleminin bir diğer zorluğu ise gelir ve giderlerin farklı zamanlarda ortaya çıkmasından kaynaklanmaktadır. Yatırım giderleri çoğunlukla kısa sürelerde oluşmasına rağmen; enerji gelirleri işletme döneminde yıllar boyunca gerçekleşir. Dolayısıyla farklı dönemlerdeki gelir ve giderlerin doğrudan karşılaştırılması ayrı bir problem oluşturmaktadır. HES'in boyutlandırılmasında kullanılan maksimum debi değeri için net gelir maksimum olmalıdır. Bunun için bütün hidrolik yapılar en az düşü kaybı oluşturacak şekilde tasarlanmalı kullanılacak makine ve ekipmanların verimlerinin yüksek olmasına dikkat edilmelidir.

2.3.2. Projelendirmede Gerekli İş Sırası

Projelendirme çalışmalarını dört safha olarak ele almak mümkündür.

1. İnceleme ve planlama (istikşaf ve fizibilite çalışması) safhası: Bu safhada çok iyi bir fizibilite çalışması yapılarak projelendirilecek olan santralin getirileri ve götürüleri ayrıntılı olarak irdelenmelidir.
2. Projelendirme safhası: Santrala ait bütün kısımların bilim kuralları dahilinde ayrıntılı olarak projelendirilmesinin yapılması aşamasıdır.
3. İnşaat safhası: İş yapılırken projeye bağlı kalınmalı kontrol ve kabul süreçleri titizlikle takip edilmelidir. Yapılacak olan işler bir iş programı çerçevesinde ilerlemelidir. inşaat, mekanik ve elektrik işlerinin bir bütünün parçası olduğu unutulmamalıdır
4. İşletme ve bakım safhasıdır.

2.3.3. Hidroelektrik Enerji Potansiyelinin Belirlenmesi

Kurulması planlanan bir regülatör tipi HES'in ekonomik ve mali fizibilitesinin yapılabilmesi veya muhtelif seçeneklerin karşılaştırılabilmesi için tesisin enerji potansiyelinin belirlenmesi gerekmektedir. Regülatör tipi HES'ler için, bu çalışma debi süreklilik eğrisiyle yapılabilir. Debi süreklilik eğrisi hazırlanabilmesi için su alma noktasındaki daha önceki zamanlarda geçmiş akım değerlerinin değişik hidrolojik yöntemlerle hesaplanmış olması gerekmektedir. Akım eğrisi hazırlanırken; yıl içerisindeki değişik akım değerleri en büyükten en küçüğüne doğru sıralanır. Gerçekleşme olasılıklarını hesaplamak için değerlerin bulunduğu sıra toplam akım değerine bölünür ve o değerlerin aşılma olasılığı bulunmuş olur. Bu hesaplamada en büyük akım değerinin aşılma olasılığı sıfıra yakın bir değer, en küçük akım değerinin aşılma olasılığı % 100 olarak bulunacaktır. Bu değerler bir grafik kâğıdına noktalanarak debi süreklilik eğrisi elde edilmiş olacaktır. İhtiyaca göre bu noktaların sayısı 40 – 50 tane veya daha farklı olabilir. Debi süreklilik eğrisi günlük akımlara dayanarak hazırlanmalıdır. Aksi halde aylık ortalama akımlarla elde edilen debi-süreklilik eğrisi ile beklenen aynı hassas sonuç elde edilemez. Günlük akımlar kullanılarak hazırlanan debi-süreklilik eğrisi ile elde edilen sonuçlar, aylık ortalama akımlarla hazırlanmış olan debi-süreklilik eğrisi sonucunun yaklaşık % 93-95'idir (Cofcof, 2008). Hazırlanan debi süreklilik eğrisi ile enerji potansiyel hesaplamaları yapılabilir. Mevcut düşü değerine göre debi belirlendiği takdirde; yük kayıpları da göz önüne alınarak kurulu güç tespiti yapılabilecektir. Muhtelif çevirme kapasiteleri için kurulu güçler ve o kurulu güçler tesis edildiği takdirde üretilebilecek enerjiler, tablo haline getirilerek, buradan optimum kurulu güç tespiti yapılabilmektedir (Pekçağlıyan, 2009).

2.4. Çevirme Debisi Değerlerine Göre Akım Eğrisinin Çizilmesi

Çevirme debisi değerlerinin, uzun yıllar boyu yapılmış olduğu varsayılan dere yatağında ki debi ölçümlerinin sonucu veya farklı yöntemlerle elde edilmiş hidrolojik veriler ve bu değerlerden doğal hayatın devamlılığı için gerekli olan can suyu değerleri düşüldükten sonra kalan debi değerleri olduğu varsayılmıştır. Çalışmada bu verilerin elde edilme yöntemleri üzerinde durulmamıştır. HES'de üretilecek enerji için hidrolojik veriler, hesaplamaların temelini oluşturduğundan bu verilerin yıllık, aylık ve günlük

olarak hazırlanan akım süreklilik eğrileri ile kullanılması çevrilecek debi değerlerinin çok yakın değerlerle hesaplanması gerekmektedir.

2.5. Ortalama Debi Efektif Debi ve Proje Debisi Hesabı

Yıl içerisinde aylık olarak hatta aynı gün içerisinde bile farklı debi değerleri farklı gelme yüzdeleri söz konusu olduğunda hesaplamaların bir ortalama debi değeri üzerinden yapılması daha doğru bir yaklaşım olmaktadır. Ortalama debi değeri için yıllık, aylık ve günlük ortalama debi ifadeleri kullanılmaktadır. Santral boyutlandırma hesapları yıllık ortalama debi ve proje debisi kullanılarak yapılmaktadır. Debinin zaman içerisindeki değişimi çok az oluyorsa ortalama debi değerine göre santral tasarım hesapları yapılabilir. Ancak; zaman içerisinde debinin değişimi çok farklılık gösteriyorsa, bu değişik debi değerlerinin meydana getireceği toplam enerji kaybına eşdeğer enerji kaybı veren debi değerinin kullanılması gerekir. Bu debi değeri için efektif debi değeri ifadesi kullanılmaktadır.

Santralin boyutlandırılmasında kullanılan debi değeri proje debisi olarak adlandırılmaktadır. Üretilen enerji hesabında en önemli parametre olması ve santralin boyutlandırılmasında kullanılması nedeniyle proje debisi değerinin doğru tespit edilmesi gerekmektedir. Bunun için dere yatağında yıl içerisinde var olan değişik debi değerleri içerisinde hesaplanarak tespit edilen proje debisi değerinin yıllık net geliri maksimum yapması gerekmektedir. Bu işlem bir optimizasyon sonucu belirlenmelidir. Regülatör tipi HES’de proje optimizasyonu yapılırken; değişik çevirme kapasiteleri için yıllık gelir, giderler ve gelir ve giderlerin farkı olan net gelir hesaplanmaktadır. Maksimum net geliri veren debi değeri proje debisi olarak seçilmelidir.

Akım süreklilik eğrisinde zamanın % 95-97’sinde mevcut olan debi, depolaması olmayan regülatör tipi HES’in güvenilir enerji üretimi hesabında kullanılmaktadır. Santral baz santral olarak çalıştırılmayacaksa ikincil enerjilerin kazanılması için kurulu gücün güvenilir güçten daha büyük olarak seçilmesi gerekmektedir. Çevirme debisi değeri için güvenilir debi değerinin seçilmesi durumunda yılın büyük bir kısmında enerji üretiminde kullanılmadan boşa akan sular olacaktır. Bu nedenle regülatör tipi HES’lerin çevirme debisi değeri, genellikle yılın 80-100 gününde veya gelme yüzdesi

% 20 - % 30 olan su debisine göre seçilmektedir (Başçeşme, 2003). Güvenilir debi üzerinde çevrilen bütün sular ikincil enerji üretimi için kullanılmaktadır.

Regülatör ile dere yatağından çevrilen her debi değeri için farklı gelme yüzdeleri söz konusu olduğundan ortalama debi değeri hesaplanmalıdır. Farklı çevirme debisi değerleri için ortalama ve efektif debi değerleri Denklem (1) ve Denklem (2)'ye göre (Cofcof, 1992) hesaplanmıştır.

Ortalama debi ve efektif debi değeri;

$$Q_{ort} = \frac{\sum Q_i \Delta t_i}{\sum \Delta t_i} \quad (1)$$

$$Q_e = \left(\frac{\sum Q_i^3 \Delta t_i}{\sum \Delta t_i} \right)^{1/3} \quad (2)$$

2.6. Güvenilir ve İkincil Enerjinin Hesaplanması

Bu çalışmada tüm zamanların % 95'inde var olan 7,90 m³/s çevirme debisi değeri güvenilir debi değeri olarak seçilmiştir. Bu debiye karşılık gelen yıllık enerji üretimi güvenilir enerji miktarı olacaktır. Güvenilir enerjinin üzerinde üretilecek olan bütün enerjiler gelir hesabına ikincil enerji olarak dâhil edilmiştir. Santralde üretilecek toplam enerji güvenilir ve ikincil enerjilerin toplamı olacaktır.

2.7. Maksimum Çevirme Debisi Hesabı

Farklı çevirme debisi değerleri için net geliri maksimum yapan öngörülen maksimum çevirme debisi değeri için tünel ve cebri boruda kritik hız sınırları kullanılarak tünel ve cebri boru için çap hesaplanmıştır. Bu çap değerlerine göre tekrar net gelir hesabı yapılmış maksimum net geliri veren çevirme debisi değeri bulunmuştur. Bu maksimum çevirme debisi değeri için optimum tünel çapı ve cebri boru çapı değerleri hesaplanmıştır. Optimum çap değerleri için tekrar maksimum net gelir hesabı yapılmış ve maksimum çevirme debisi bu şekilde bulunmuştur.

Öngörülen maksimum çevirme debisi hesabında; brüt düşü veya bu düşü değerinin belirli bir yüzdesi kullanılarak her bir çevirme debisi için Denklem (3)'e göre kurulu güç hesabı yapılmıştır.

$$E = 9.80665 Q H_n \eta_T \quad (3)$$

Net düşü değeri hesaplanırken brüt düşü değerinin % 3'ü toplam düşü kaybı olarak kabul edilmiş ve Denklem (4)'e göre bu değer brüt düşü değerinden düşülerek öngörülen net düşü hesaplanmıştır. Brüt düşü 100 m, toplam düşü kaybı 3 m alındığında net düşü 97 m olmaktadır.

$$H_n = (H_b - \Delta H_{TOP}) \quad (4)$$

Türbin verimi 0.92 generatör verimi 0.96 trafo verimi 0.98 alınarak Denklem (5)'e göre toplam verim 0.866 hesaplanmıştır.

$$\eta_T = \eta_t \eta_g \eta_{tr} \quad (5)$$

Bu durumda Denklem (3)'e göre öngörülen kapasite değerleri hesaplanarak Tablo 1'de verilmiştir. Öngörülen maliyet için birim kurulu güç maliyeti 900 ABD\$/kW alınarak her bir kurulu güç değerinde karşılık gelen maliyet hesaplanarak Tablo 1.'de verilmiştir.

Her bir kurulu güç değerine karşılık gelen net gelirin hesaplanabilmesi için öngörülen gelir ve gider değerlerinin hesaplanması gerekmektedir. Öngörülen yıllık gelir hesabı için birinci ve ikincil enerjiler DSİ güvenilir ve ikincil enerji birim fiyatları ile çarpılarak tesisin toplam geliri hesaplanmıştır. Birincil enerji geliri hesabı için tüm zamanların % 95'inde var olan 7.90 m³/s güvenilir debi değerine karşılık gelen güvenilir enerji miktarı Denklem (6)'ya göre hesaplanmıştır.

$$E_{yıl} = 9.80665 H_n \eta_T Q_{güv} / 3600 \quad (6)$$

$$E_{yıl} = 9.80665 \times 97 \times 0.866 \times 7.90 \times 0.95 \times 31.536 \times 10^6 / 3600$$

$$E_{yıl} = 54,158,310 \text{ kWh/yıl}$$

Maksimum çevirme debisi değeri 26,08 m³/s için su iletim tüneline kritik hız sınırı olarak 3 m/s alınarak % 82 dolulukta atnalı kesitli tünelde ıslak alan için 0.7332 D² kullanıldığında, Denklem (7)'ye göre tünel çapı,

$$Q = A V \quad (7)$$

$$26,08 = 0,7332 D_T^2 \cdot 3$$

$$D_T = 3,44 \text{ m}$$

Cebri boru için ekonomik hız, Denklem (8)'e göre hesaplanıp Denklem (7)'ye göre cebri boru çapı hesaplanmıştır.

$$V = 0.125 \sqrt{2 g H_b} \quad (8)$$

$$V = 0.125 (2 g H_b)^{1/2} = 0.125 (2 \times 9.80665 \times 100)^{1/2}$$

$$V = 5.54 \text{ m/s}$$

$$26.08 = (\pi D^2/4) 5.54$$

$$D_{CB} = 2.45 \text{ m}$$

Kurulu güç hesaplarının gerçek verilere dayandırılarak yapılabilmesi için su iletim hattındaki sürtünme kayıpları ve lokal kayıpların bilinmesi gerekmektedir. Bunun için değişen debi değerlerine bağlı olarak sabit kesitler için farklı düşü kayıpları oluşacaktır.

$$V = \frac{1}{n} R^{2/3} S^{1/2} \quad (9)$$

Atnalı kesitli tünelde tünel iç çapı değeri için kritik hız sınırına göre yukarıda hesaplanan çap değeri D_T = 3,45 m olarak alınmıştır. Tünel içinin tamamen beton kaplandığı düşünülerek Manning pürüzlülük katsayısı değeri 0,014 ve tünel boyu 2500 m alınarak Denklem (10)'a göre (Başçeşme, 2003) tüneldeki sürtünmeden kaynaklanan

düşü kaybı hesaplanmış Tablo 2’de verilmiştir. Düşü kaybı hesaplamalarında debi olarak efektif debi kullanılmıştır.

$$\Delta H_T = n^2 \frac{V_T^2}{R^{4/3}} L_T \quad (10)$$

Cebri borunun, sabit çaplı ve sabit et kalınlığında çelik malzemeden imal edildiği varsayılmıştır ve Manning sürtünme katsayısı değeri 0.012 alınmıştır. 250 m cebri boru boyu ve yukarıda kritik hız sınırına göre hesaplanan çap değeri olan $D_{CB} = 2.45$ m için Denklem (11)’e göre cebri boruda sürtünmeden dolayı oluşan düşü kaybı hesaplanarak Tablo 2’de verilmiştir.

$$\Delta H_{CB} = n^2 \frac{V_{CB}^2}{R^{4/3}} L_{CB} \quad (11)$$

Kritik hız değerleri ile hesaplanan iletim tüneli ve cebri boru çap değerlerinde oluşan Tablo 2’de verilen net düşü değerleri için kurulu güç değerleri hesaplanmış Tablo 5’te verilmiştir. Hesaplanan bu kapasite değerleri için hidroelektrik tesisin yatırım maliyetleri hesaplanarak verilmiştir. 5-1000 MW kurulu güç arası için verilen Denklem (12) (Cofcof, 1996) ile elektromekanik teçhizat ve sabit tesisler için keşif bedeli hesaplanmıştır. Elektromekanik teçhizatın keşif bedelinin 1.1 katı alınarak tesis bedeli, tesis bedelinin 1.05 katı alınarak proje bedeli, proje bedelinin 1.05 katı alınarak yatırım bedeli bulunmuştur. Hesaplanan toplam maliyetin yaklaşık % 55’ü türbin generatör grubu % 25’i yardımcı teçhizat ve % 20’si bina inşaatından oluşmaktadır. 0.5-5 MW kurulu güç için bina mekanik ve elektromekanik daimi teçhizatı için ise Denklem (13) önerilmiştir (Cofcof, 1996). Yerüstünde inşa edilecek olan santral binası inşaat işleri ve elektromekanik teçhizatı maliyet hesaplarına türbin generatör santral şalt sahası elektrik teçhizatı yardımcı ünitelere ait bütün inşaat işleri santral kreni ısıtma havalandırma ve sıhhi teçhizat dâhil edildiği düşünülmüştür.

$$KB_{EMT} = 3.3 \times 10^6 P_k^{0.92} H_n^{-0.32} P_k^{0.058} \quad (12)$$

$$KB_{EMT} = 4.61 \times 10^6 P_k^{0.7} H_n^{-0.35} \quad (13)$$

Tünel maliyeti için tünelin sağlam kayada açıldığı düşünülerek Denklem (14)'göre (Cofcof, 1996) tünelin birim keşif bedeli hesaplanmıştır. Bu keşif bedelinin 1.1 katı alınarak tesis bedeli, tesis bedelinin 1.1 katı alınarak proje bedeli, proje bedelinin 1.095 katı alınarak yatırım bedeli hesaplanmıştır. Aynı çap ve boydaki tünel için; sağlam kaya ile orta sağlam kayada yaklaşık % 20, sağlam kaya ile zayıf kaya arasında % 55, sağlam kaya ile çok zayıf kaya arasında % 80 maliyette artış meydana gelmektedir. Terzaghi skalasında 3-4, 5-6, 7-8-9 olarak gösterilen orta sağlam, zayıf ve çok zayıf kaya formasyonları için Denklem (15), Denklem (16), Denklem (17) önerilmiştir (Cofcof, 1996).

Sağlam kayada su iletim tüneli için metretül keşif bedeli;

$$KB_T = 287 D_T^{1.676} L_T^{0.168} \quad (14)$$

Orta sağlam kayada su iletim tüneli için metretül keşif bedeli;

$$KB_T = 341 D_T^{1.676} L_T^{0.168} \quad (15)$$

Zayıf kayada su iletim tüneli için metretül keşif bedeli;

$$KB_T = 446 D_T^{1.676} L_T^{0.168} \quad (16)$$

Çok zayıf kayada su iletim tüneli için metretül keşif bedeli;

$$KB_T = 516 D_T^{1.676} L_T^{0.168} \quad (17)$$

Açıkta döşenmiş çelik cebri boru için Denklem (18)'e göre birim keşif bedeli hesaplanmıştır. Keşif bedelinin 1.1 katı alınarak tesis bedeli, tesis bedelinin 1.1 katı alınarak proje bedeli proje bedelinin 1.095 katı alınarak yatırım bedeli hesaplanmıştır. Cebri boru et kalınlığı hesabında; düşü değeri 120 m den daha az olan projelerde çap değerinin 6 katı alınarak 2 mm pas payı ilave edilerek hesaplanmaktadır. 2018 yılı DSİ birim fiyatları ile cebri boru birim fiyatı 20.89 TL/kg, 2018 yılı dolar kuru ortalaması

4.81 TL/ABD\$ alınarak birim fiyatı 4.34 ABD\$/kg olarak hesaplanmıştır. Maliyet hesabında takviye çemberleri ve mesnet elemanları % 10 kabul edilmiştir.

Açıkta döşenmiş cebri boru için birim keşif bedeli KB_{CB} ; ($H < 120$ için)

$$KB_{CB} = \pi D_{CB} (6 D_{CB} + 2) 7.85 \times 1.1 M_{CB} \quad (18)$$

Açıkta döşenmiş cebri boru için birim keşif bedeli KB_{CB} ; ($H \geq 120$ için)

$$KB_{CB} = \pi D_{CB} 0.054 H D_{CB} 7.85 \times 1.1 M_{CB} \quad (19)$$

Yıllık gelir için birincil ve ikincil enerji miktarları öngörülen yıllık gelir hesabında olduğu gibi Denklem (6)'ya göre ancak Tablo 2'deki net düşü değerleri kullanılarak hesaplanmış ve DSİ birincil ve ikincil enerji birim fiyatları ile yıllık gelirler bulunmuş Tablo 5'te verilmiştir.

Tesisin yıllık giderleri hesabında amortisman, işletme bakım giderleri, yenileme giderleri hesaplanarak yıllık toplam gider olarak Tablo 5'te verilmiştir. Amortisman giderleri hesabında kullanılan amortisman katsayısı Denklem (20)'ye göre (Cofcof, 1993) sosyal iskonto oranı % 9.5 ekonomik karşılaştırma dönemi 50 yıl alınarak 0,09603 olarak hesaplanmıştır. Amortisman giderleri tesisin yatırım bedelinin amortisman katsayısı ile çarpılması ile bulunmuştur. Elektromekanik teçhizat için işletme bakım katsayısı 0.0216, regülatör tünel ve yükleme havuzu için 0.005, ENH için 0.01, ulaşım yolları için 0.02, sabit tesisler için 0.01 alınmıştır. Her bir kısmın tesis bedelinin işletme bakım katsayısı ile çarpılması ile işletme bakım giderleri hesaplanmıştır. Yenileme giderleri hesabında Denklem (21)'de verilen yenileme faktörü kullanılmıştır (Cofcof, 1996). Tesisin yıllık toplam gideri Denklem (22)'ye göre yıllık amortisman gideri, yıllık işletme bakım gideri ve yıllık yenileme giderleri toplanarak bulunmuş ve Tablo 5'te verilmiştir.

$$AF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (20)$$

$$YF = \frac{ic}{(1+i)^n - 1} \quad (21)$$

$$YTG = YAG + YIBG + YYG \quad (22)$$

2.8. Çökeltim Havuzu Hesabı

Regülatörün maksimum taşkın debisini geçirecek kapasitede inşa edileceği, dere yatağında su ile taşınan çakıl malzemeyi dere yatağına tekrar aktaracak olan çakıl geçidi yapısı, doğal hayatın devamı için balık geçidi yapısı, taban oyulmalarını önlemek için enerji kırıcı havuzun inşa edildiği varsayılarak bu çalışmada bu hesaplamalara değinilmeyecektir. Regülatörün yüksekliği tipi daha önce bahsedildiği üzere coğrafi şartlara, bölgenin depremsellik durumu ve arazi şartlarına göre belirlendiği varsayılmıştır. Bu çalışmada hesaplara esas olacak çevirme debisinin regülatör tarafından kusursuz sağlandığı ve taşkın tehdidinin bertaraf edildiği düşünülmektedir. Ancak regülatör ile iletim hattına alınan suyun içerisinde askıda bulunan sürüntü malzemesinin su iletim hattına ve türbin kanatlarına zarar vermemesi için çökeltilmesi üzerinde durulacaktır.

HES’de su türbinlerini suyun içindeki ince sürüntü malzemesinin yol açtığı aşınmadan korumak için bu malzemenin santrale girmeden önce çökeltilerek daha sonra çeşitli yöntemlerle tekrar dereye bırakılması gerekmektedir. Bunun için çökeltim havuzu tesis edilerek tekniğe uygun olarak boyutlandırılması gerekmektedir.

Çöktürme havuzuna giriş yapılarının uygun geometrik şekillerde dizayn edildiği ve suyun havuza üniform bir şekilde ve türbülanssız olarak alındığı düşünülmektedir. Çökeltim havuzunun boyutlandırılmasında havuza giren suyun debisi, çökeltilmek istenen dane çapı, havuz derinliği, havuzun boy ve eni önemli parametrelerdir. Çöken dane çapı hesabında türbin cinsi ve türbin kanat yapısı etkili parametredir. Pelton türbinleri için 0.1 mm, Francis tipi türbinlerde 0.3-0.5 mm, kaplan türbinlerinde 0.5-0.7 mm’den büyük danelerin çökeltilmesi gerekmektedir (Cofcof, 2008). Çöktürülecek dane çapının seçimi türbinin cinsi ve kanat yapısına göre yapılmalıdır. Bu çalışmada çöken dane çapı 0.27 mm seçilmiştir. Çökeltim havuzunda, sürüntü maddelerini

çökeltmek için havuzdaki ortalama su derinliği 3.6 m, taban eğimi 0.01 ve su içerisindeki sürüntü malzemesinin özgül ağırlığının 1650 kg/m^3 olarak alınmış ve bu değerler hesaplamalarda sabit kabul edilmiştir.

Dere yatağından çevrilen suyun askıda malzeme taşıdığı dolayısıyla çevirme yapısından hemen sonra su içerisindeki bu danelerin çökertilmesi ve bu malzemenin tekrar dere yatağına bırakılması için dikdörtgen kesitli çöktürme havuzu inşa edileceği düşünülmüştür. Çökeltim havuzunun genişliğinin arazinin yapısına uygun olarak seçilebileceği düşünülmüş ve sabit su yüksekliği 3.6 m alınmış buna göre değişen havuz genişliğe göre hidrolik yarıçap hesaplanmıştır. Havuzun taban eğimi 0.01 olarak düşünülmüş askıda bulunan danelerin özgül ağırlığı 1650 kg/m^3 olarak kabul edilmiştir. Denklem (23)'e göre çöken dane çapı 0.27 mm bulunmuştur. Proje debisi değerinde 20 metre havuz genişliği ve 3.6 metre su yüksekliği değeri için hidrolik yarıçap 2.65, havuz boyu 93 metre olarak hesaplanmış ve Şekil 6'da verilmiştir.

Denklem (23)'te (Hakgören, 1973) sürüklenme gücü, $(1000 R J)$ hidrolik yarıçap ve eğimin bir fonksiyonu olarak değişmektedir. Çöken dane çapı ise hem sürüklenme gücü hem de dane özgül ağırlığına bağlı olarak hesaplanmaktadır. Türbin imalatçıları türbin kanatlarına zarar verme noktasında çökertilmesi gereken dane büyüklüğü ile ilgili sınırlama koymaktadır. Çökeltim havuzu boyunun hesabında dane çapı ϕ ;

$$\phi = \frac{1000 R J}{W 0.06} \quad (23)$$

26.47 kg/m^2 sürüklenme gücü için çöken dane çapı Denklem (23)'e göre (Hakgören, 1973) 0.27 mm olarak hesaplanmıştır. Su içerisinde askıda bulunan malzemelerin çökeltim havuzu boyunca çökertilmesi gerektiğinden, çökeltme işleminde havuz boyu hesabı önem arz etmektedir. Şekil 4.'ten dane çapına bağlı çökme hızı okunup Denklem (24)'e göre (Hakgören, 1973) debi çökme hızı ve havuz genişliğine bağlı olarak havuz boyu hesaplanmıştır. Çökeltim havuzu boyu L_{CH} ;

$$L_{CH} = \frac{3600 Q_{maks}}{V_{\phi} B} \quad (24)$$

2.9. Optimum Tünel Çapı Hesabı

Kritik hız sınırına göre tünel çapı tespit edildikten sonra ayrıntılı olarak hesaplanmıştı. Tünel çapının ayrıntılı olarak giderler üzerinden hesaplanması durumunda bulunacak olan çap değeri ekonomik tünel çapı gider hesabı yapılarak bu giderleri minimum yapan çap değeri optimum çap değeri olarak seçilmiştir.

Su iletim tüneli için optimum tünel çapı hesabı giderlerin minimum olduğu çap değerinin tespiti için yapılmıştır. Bunu yapmak için tünel için amortisman gideri, işletme bakım gideri, yenileme gideri hesaplanarak toplam gider bulunmuştur. Tünelde oluşan sürtünme kayıpları ve bunun daimi teçhizata etkisi hesaplanmıştır. Toplam gidere sürtünme kayıpları eklenmiş daimi teçhizattaki azalma bundan düşülmüştür. Böylece tünelin toplam yıllık gideri bulunmuştur, bu denklemin çapa göre türevi alınarak Maksimum çevirme debisi, tünel boyu ve α değerine bağlı optimum tünel çapı denklemi elde edilmiştir.

Denklem (14)'e göre verilen sağlam kayadaki su iletim tünelinin birim keşif bedelinin % 10'u alınarak tünelin birim tesis bedeli, tesis bedelinin % 10'u alınarak birim proje bedeli, proje bedelinin 1,095 katı alınarak birim yatırım bedeli hesaplanmış ve Denklem (25)'te verilmiştir.

$$YB_T = 380,26 D_T^{1.676} L_T^{0.168} \quad (25)$$

İşletme bakım gideri tesis bedelinin 0.005 katı, yenileme bedeli tesis bedelinin 0.000033 katı amortisman gideri yatırım bedelinin 0.09603 katı olarak hesaplanmıştır.

Tünelin yıllık amortisman gideri:

$$AG_T = 36.52 D_T^{1.676} L_T^{0.168} \quad (26)$$

Tünelin yıllık işletme bakım gideri:

$$İBG_T = 1.58 D_T^{1.676} L_T^{0.168} \quad (27)$$

Tünelin yenileme gideri:

$$YG_T = 0.01 D_T^{1.676} L_T^{0.168} \quad (28)$$

Tünelin toplam yıllık gideri:

$$TYG_T = 38.11 D_T^{1.676} L_T^{0.168} \quad (29)$$

$Q_e/Q_{maks} = \alpha$ ve tünel eğimi $= 1.77 \times 10^{-3} Q_{maks}^2 D_T^{-16/3}$ için;

Tünelde sürtünmeden dolayı enerji kaybı:

$$\begin{aligned} &= 9.80665 \cdot 0.866 (31.536 \times 10^6 Q_e / 3600) 1.77 \times 10^{-3} Q_{maks}^2 D_T^{-16/3} \\ &= 131.608 Q_{maks}^3 \alpha^3 D_T^{-16/3} \text{ (kWh/m)} \end{aligned}$$

Birim enerji faydası $L_1 = 0.073$ \$/kWh alınarak; tünelde sürtünmeden dolayı enerji kaybı:

$$SK_T = 9.607 Q_{maks}^3 \alpha^3 D_T^{-16/3} \quad (30)$$

Düşü kaybının daimi teçhizat üzerinde etkisi olacağından hesaplara dâhil edilmesi gerekir. Bu durumda kurulu güç azalması;

$$\begin{aligned} &= 9.80665 \times 0.92 \times 0.96 \times 0.98 Q_{maks} 1.77 \times 10^{-3} Q_{maks}^2 D_T^{-16/3} \\ \text{Kurulu güç azalması} &= 0.015 Q_{maks}^3 D_T^{-16/3} \end{aligned}$$

Santral ve şalt sahası için birim keşif bedeli 338 ABD\$/kW birim tesis bedeli 372 ABD\$/kW işletme bakım faktörü 0.0216, yenileme faktörü 0.00414 alınarak; daimi teçhizat tesis bedeli:

$$TB = 5.57 Q_{maks}^3 D_T^{-16/3}$$

$$PB = 1.05 TB$$

$$PB = 1.05 \times 5.57 Q_{maks}^3 D_T^{-16/3}$$

$$PB = 5.85 Q_{maks}^3 D_T^{-16/3}$$

$$YB=1.095 PB$$

$$YB = 6.41 Q_{maks}^3 D_T^{-16/3}$$

Azalan daimi teçhizatın yıllık gideri;

$$= YB 0.09603 + TB (0.0216+0.00414)$$

$$= 0.76 Q_{maks}^3 D_T^{-16/3}$$

Tünelde toplam yıllık gider (TYG):

$$TYG = 38.11 D_T^{1.676} L_T^{0.168} + 9.607 Q_{maks}^3 \alpha^3 D_T^{-16/3} - 0.76 Q_{maks}^3 D_T^{-16/3} \quad (31)$$

$$\frac{\partial(TYG)}{\partial D} = 0$$

$$\frac{\partial(TYG)}{\partial D} = 63.87 \cdot D_T^{0.676} L_T^{0.168} - 51.24 Q_{maks}^3 \alpha^3 D_T^{-19/3} + 4.05 Q_{maks}^3 D_T^{-19/3} = 0$$

$$63.87 D_T^{0.676} L_T^{0.168} = Q_{maks}^3 D_T^{-19/3} (51.31 \alpha^3 - 4.05)$$

$$D_{optT} = (0.802\alpha^3 - 0.063)^{0.143} Q_{maks}^{0.429} L_T^{-0.024} \quad (32)$$

2500 m uzunluğundaki tünelin 250 m ulaşım tüneli ile iki parça halinde inşa edileceği düşünüldüğünde $L_T = (1250+250+250+1250) / 2$ $L_T=1.5$ km olmaktadır. Buna göre; $L_T^{-0.024}$ değeri 0.99 değerini almaktadır. Bu durumda; ($\alpha=Q_{ort}/Q_{maks}$) $\alpha=0.59$ $Q_{maks}=35$ m³/s için optimum tünel çapı;

$$D_{optT} = 3.30 \text{ m}$$

Bu durumda optimum tünel eğimi;

$$S_{opt} = 1.77 \times 10^{-3} Q_{maks}^2 D_{opt}^{-16/3} \quad (33)$$

Optimum çap D_{opt} değerine göre optimum tünel eğimi (Kırımlıoğlu, 1965)

$$S_{optT} = 1.77 \times 10^{-3} Q_{maks}^2 D_{optT}^{-16/3}$$

$$S_{optT} = 1.77 \times 10^{-3} 35^2 \times 3.30^{-16/3}$$

$$S_{optT} = 0.0037$$

2.10. Optimum Cebri Boru Çapı Hesabı

Optimum cebri boru çapı hesabında maksimum çevirme debisi değerinde çalışma sırasında oluşan yük kayıpları, emniyetli çalışma için gerekli minimum et kalınlığı, cebri boru giderleri için ayrıntılı maliyet hesapları yapılmıştır. Giderleri minimum yapan çap değeri optimum cebri boru çapı olarak seçilmiştir. Tek cebri boru, 2 adet ve 3 adet cebri boru kullanılması durumunda çap hesapları yapılmıştır. 2 adet ve 3 adet cebri boru kullanılması durumunda fazladan enerji yapıları ve maliyet artışları hesaplanmıştır.

Farklı debi değerleri ile çalışmada net geliri maksimum yapan maksimum çevirme debisi değeri için optimum cebri boru çapı hesaplanmıştır. $35 \text{ m}^3/\text{s}$ maksimum çevirme debisi değeri için optimum cebri boru çapı 2.77 m olarak bulunmuştur. Uygulamada cebri boru çapı 2.75 m olarak alınmıştır.

$H < 120$ için; cebri boru et kalınlığı t ;

$$t = 6 D_{CB} + 2 \quad (34)$$

$H \geq 120$ için cebri boru et kalınlığı t ;

$$t = 0.05 H_b D_{CB} + 2 \quad (35)$$

Denklem (35)'e göre (Cofcof, 2008) cebri boru çapına bağlı olarak et kalınlığı hesaplanmış; buna 2 mm pas payı eklenerek et kalınlığı 18.5 mm bulunmuştur. Bu et kalınlığı için cebri borunun birim metre ağırlığı 1254.7 kg/m hesaplanmıştır.

Açıkta döşenmiş çelik cebri boru için denklem (18)'e göre birim keşif bedeli 28812 TL/m (5,990 ABD\$/m) hesaplanmıştır. Birim keşif bedelinin 1.1 katı alınarak birim tesis bedeli 31693 TL/m (6,589 ABD\$/m), birim tesis bedelinin 1.05katı alınarak birim proje bedeli 28921 TL/m (6,919 ABD\$/m), birim proje bedelinin 1.05 katı alınarak birim yatırım bedeli 34940 TL/m (7,264 ABD\$/m) hesaplanmıştır. Maliyet hesabında takviye çemberleri ve mesnet elemanları % 10 kabul edilerek birim maliyetlere dâhil edilmiştir. 250 m uzunluğundaki cebri borunun tesis bedeli 7922893 TL/m (1,647,171 ABD\$), yatırım bedeli 8734989 TL/m (1,816,006 ABD\$) olarak hesaplanmıştır.

Cebri boruda yıllık toplam gideri minimum yapan değer, en optimum cebri boru çap değeri olarak seçilmelidir. Yıllık toplam gider hesabında cebri borunun yıllık gideri ile sürtünme kaybindan dolayı oluşan yıllık gider toplanıp yük kaybının daimi teçhizata etkisi düşülmüştür. Cebri boru için yıllık toplam gider, yıllık amortisman gideri, işletme bakım gideri ve yenileme giderlerinin toplanması ile hesaplanmaktadır.

Yıllık giderlerin hesabı için, ekonomik karşılaştırma dönemi 50 yıl, sosyal ıskonto oranı $i=9.5\%$ kabul edilerek; Denklem (20)'ye göre amortisman faktörü 0.09603 olarak hesaplanmıştır.

Cebri borunun yıllık amortisman gideri;

$$AG_{CB} = [0.095 (1+0.095)^{50} / ((1+0.095)^{50} - 1)] YB_{CB}$$

$$AG_{CB} = 0.09603 YB_{CB}$$

İşletme bakım faktörü: 0.01 alınmıştır (Cofcof, 1993).

Cebri borunun yıllık işletme bakım gideri:

$$İBG_{CB} = 0.01 \cdot TB_{CB}$$

Cebri borunun % 50'sinin 45 yılda yenileneceği dikkate alındığında; yenileme faktörü cebri borunun yıllık yenileme gideri için yenileme faktörü Denklem (21)'e göre 0.000814 olarak hesaplanmıştır.

$$YF_{CB} = 0.5 \times 0.095 / [(1+0.095)^{45} - 1]$$

$$YF_{CB} = 0.000814$$

Cebri borunun yıllık yenileme gideri

$$Y_{G_{CB}} = TB_{CB} \times 0.000814$$

Cebri borunun yıllık gideri: $Y_{G_{CB}}$;

$$Y_{G_{CB}} = YB_{CB} \times 0.09603 + TB_{CB} (0.01 + 0.000814)$$

Su darbesi etkisinin % 40 olacağı kabul edilmiş; çelik malzeme yoğunluğu 7.85 (gr/cm³) alınarak, D (m) çapında ve H brüt düşü değerine bağlı olarak hesaplanan t (mm) cebri boru et kalınlığına 2 mm pas payı ilave edilerek cebri borunun TL ve ABD\$ olarak keşif bedeli;

$$KB_{CB} = \pi D_{CB} \times 7.85 \times 1.1 \times 20.89$$

$$KB_{CB} = 3400.18 D_{CB}^2 + 1133.39 D_{CB}$$

$$KB_{CB} = 706.89 D_{CB}^2 + 235.63 D_{CB} \quad (36)$$

Bilinmeyenler için % 10 alınarak cebri boru tesis bedeli TB_{CB} ; proje bedeli için % 5 alınarak PB_{CB} bulunmuştur. İnşaat süresinin 1 yıl olduğu düşünülerek cebri boru yatırım bedeli $YB_{CB} = (1+0.095)^{0.5} = 1.05 PB_{CB}$ olacaktır.

$$YB_{CB} = 1.1 \times 1.05 \times 1.05 KB_{CB} = 1.21 KB_{CB}$$

Cebri borunun yıllık giderini minimum yapan çap değeri en optimum çap olarak seçilmelidir. Bunun için cebri borunun yıllık gideri;

$$\begin{aligned}
 YG_{CB} &= YB_{CB} 0.09603 + TB_{CB} (0.01+0.000814) \\
 YG_{CB} &= 1.21(706.89 D_{CB}^2+235.63 D_{CB})0.09603+ \\
 &+1.1(706.89 D_{CB}^2+ 235.63 D_{CB})(0.01+0.000814) \\
 YG_{CB} &= 90.54 D_{CB}^2 +30.18 D_{CB}
 \end{aligned} \tag{37}$$

Manning sürtünme katsayısı $n=0.012$ alınarak sürtünme kaybı hesaplandığında enerji çizgisi eğimi;

$$S_{CB} = 1.482 \times 10^{-3} Q_e^2 D_{CB}^{-16/3} \tag{38}$$

Buna göre cebri boruda sürtünmeden dolayı meydana gelen enerji kaybı;

$$\begin{aligned}
 &=9.80665 \times 0.92 \times 0.96 \times 0.98 (Q_e 31.536 \times 10^6 / 3600) S_{CB} \\
 &=110.19 Q_{maks}^3 \alpha^3 D_{CB}^{-16/3}
 \end{aligned}$$

1 kWh bedeli olarak 0.073 ABD\$ alındığında;

$$=8.04 Q_{maks}^3 \alpha^3 D_{CB}^{-16/3} \tag{39}$$

Bir metre uzunluğundaki bir cebri boruda maksimum debinin oluşturacağı yük kaybının daimi teçhizat üzerindeki etkisi;

$$\begin{aligned}
 &=9.80665 \times 0.92 \times 0.96 \times 0.98 Q_{maks} S_{CB} \\
 &=0.01 Q_{maks}^3 D_{CB}^{-16/3}
 \end{aligned}$$

Santral ve şalt sahası birim tesis keşif bedeli için 338 ABD\$/kW alındığında azalan daimi teçhizat tesis bedeli;

$$=3.38 Q_{maks}^3 D_{CB}^{-16/3} \tag{40}$$

Azalan daimi teçhizatın yatırım bedeli;

$$=1.05 \times 1.05 \times 3.38 Q_{maks}^3 D_{CB}^{-16/3} = 3.73 Q_{maks}^3 D_{CB}^{-16/3}$$

Azalan daimi teçhizatın yıllık gideri;

$$=3.73 Q_{maks}^3 D_{CB}^{-16/3} 0.09603 + 3.38 Q_{maks}^3 D_{CB}^{-16/3} (0.01 + 0.000814)$$

$$=0.39 Q_{maks}^3 D_{CB}^{-16/3} \quad (41)$$

Toplam yıllık gider = Yıllık gider + Sürtünme kaybı – Azalan daimi teçhizatın yıllık gideri

$$TYG_{CB} = 90.54 D_{CB}^2 + 30.18 D_{CB} + 8.04 Q_{maks}^3 \alpha^3 D_{CB}^{-16/3} - 0.39 Q_{maks}^3 D_{CB}^{-16/3} \quad (42)$$

Cebri boru için toplam yıllık gideri minimum yapan çap değeri en optimum cebri boru çapı değeri olacaktır. $H < 120$ ve $\alpha > 45$ için

$$\frac{\partial(TYG)}{\partial D} = 0$$

$$181.08 D_{CB} + 30.18 - 42.88 Q_{maks}^3 \alpha^3 D_{CB}^{-19/3} + 2.08 Q_{maks}^3 D_{CB}^{-19/3} = 0$$

Denklem düzenlenirse;

$$D_{optCB} = (0.236 \alpha^3 - 0.01)^{0.136} Q_{maks}^{0.408} \quad (43)$$

$$D_{optCB} = (0.236 (21.13/35)^3 - 0.01)^{0.136} 35^{0.408}$$

$$D_{optCB} = 2.77 \text{ m}$$

Optimum çaplara göre yapılan maliyet hesaplarında 2.77 m olan optimum cebri boru çapı 2.75 m olarak alınmıştır.

n sayıda cebri boru kullanılması durumunda; her bir cebri borudan geçecek debi miktarı Q/n kadar olacağından optimum cebri boru denkleminde Q yerine Q/n yazıp $\frac{\partial(TYG)}{\partial D} = 0$ yapılırsa;

$$D_{optCBn} = (0.236 \alpha^3 - 0.01)^{0.136} (Q/n)^{0.408}$$

$$D_{optCBn} = n^{-0.408} D_{optCB} \quad (44)$$

Bu durumda; 2 adet eşit çaplı sabit ve et kalınlığında cebri boru kullanılması durumunda optimum cebri boru çapı;

$$D_{optCBn} = 2.77 \cdot 2^{-0.408}$$

$$D_{optCBn} = 2.09 \text{ m}$$

3 adet eşit çaplı sabit ve et kalınlığında cebri boru kullanılması durumunda optimum cebri boru çapı;

$$D_{optCBn} = 2.77 \cdot 3^{-0.408}$$

$$D_{optCBn} = 1.77 \text{ m}$$

Tek cebri boru kullanılması halinde sürtünme kaybı;

$$\Delta H_{CB} = 1.482 \times 10^{-3} (Q_e)^2 D_{optCB}^{-16/3} L_{CB}$$

$$\Delta H_{CB} = 1.482 \times 10^{-3} (21.13)^2 2.75^{-16/3} 250$$

$$\Delta H_{CB} = 0.75 \text{ m}$$

n sayıda cebri boru kullanılması halinde sürtünme kaybı;

$$= 1.482 \times 10^{-3} (Q_e/n)^2 (n^{-0.408} D_{optCB})^{-16/3} L_{CB}$$

$$\Delta H_{CBn} = n^{0.18} \Delta H_{CB} \quad (45)$$

2 adet cebri boru kullanılması durumunda sürtünme kaybı;

$$\Delta H_{CBn} = 2^{0.18} 0.75$$

$$\Delta H_{CBn} = 0.85 \text{ m}$$

3 adet cebri boru kullanılması durumunda sürtünme kaybı;

$$\Delta H_{CBn} = 3^{0.18} \times 0.75$$

$$\Delta H_{CBn} = 0.91 \text{ m}$$

2 adet cebri boru kullanılması durumunda oluşacak fazladan düşü kaybı

$$= 0.85 - 0.75$$

$$= 0.10 \text{ m}$$

Tek cebri borulu sisteme göre 2 adet cebri borulu sistemde 0.10 m düşü kaybı ile fazladan oluşacak olan yıllık enerji kaybı;

$$\Delta E_{\text{yıl}} = 8.488 \times 20.73 \times 0.10 \times 8760$$

$$\Delta E_{\text{yıl}} = 154138 \text{ kWh}$$

Tek cebri borulu sisteme göre 3 adet cebri borulu sistemde 0.16 m düşü kaybı ile fazladan oluşacak olan yıllık enerji kaybı;

$$\Delta E_{\text{yıl}} = 8.488 \times 20.73 \times 0.16 \times 8760$$

$$\Delta E_{\text{yıl}} = 246620 \text{ kWh}$$

Tek cebri boru kullanılması durumunda cebri boru keşif bedeli;

$$KB_{CB} = 706.89 D^2 + 235.63 D$$

$$KB_{CB} = 706.89 \times 2.75^2 + 235.63 \times 2.75$$

$$KB_{CB} = 5990 \text{ ABD\$/m (28812 TL/m)}$$

n sayıda cebri boru kullanılması halinde keşif bedeli;

$$KB_{CBn} = (706.89 (n^{-0.408} D_{optCB})^2 + 235.63 (n^{-0.408} D_{optCB}) n$$

2 adet cebri boru kullanılması durumunda keşif bedeli;

$$KB_{CBn} = (706.89 (2^{-0.408} 2.75)^2 + 235.63 (2^{-0.408} 2.75)) 2$$

$$KB_{CBn} = 7150 \text{ ABD\$/m (34392 TL/m)}$$

2 adet cebri boru kullanılması durumunda keşif bedelindeki artış;

$$=7150-5990$$

$$=1160 \text{ ABD\$/m (5580 TL/m)}$$

3 adet cebri boru kullanılması durumunda keşif bedeli;

$$KB_{CBn} = (706.89 (3^{-0.408} 2.75)^2 + 235.63 (3^{-0.408} 2.75)) 3$$

$$KB_{CBn} = 7895 \text{ ABD\$/m (37975 TL/m)}$$

3 adet cebri boru kullanılması durumunda keşif bedelindeki artış;

$$=7895-5990$$

$$=1905 \text{ ABD\$/m (9163 TL/m)}$$

2.11. Türbin ve Generatör Seçimi

Türbinin seçimi, belirlenmiş tasarım düşüsü, tasarım debisi ve mevcut şartlar göz önünde bulundurularak yapılmıştır. 3 adet eşit kapasiteli türbin ile toplam kurulu güç oluşturulmuştur. Farklı türbin üreticilerinin verdiği karakteristik özgül hızlar üzerinden türbin devir sayıları hesaplanmış bu devir sayıları için generatör senkron hızına en yakın devir sayısı türbin devir sayısı olarak seçilmiştir.

2.12. Yaklaşık Maliyet ve Karlılık Hesabı

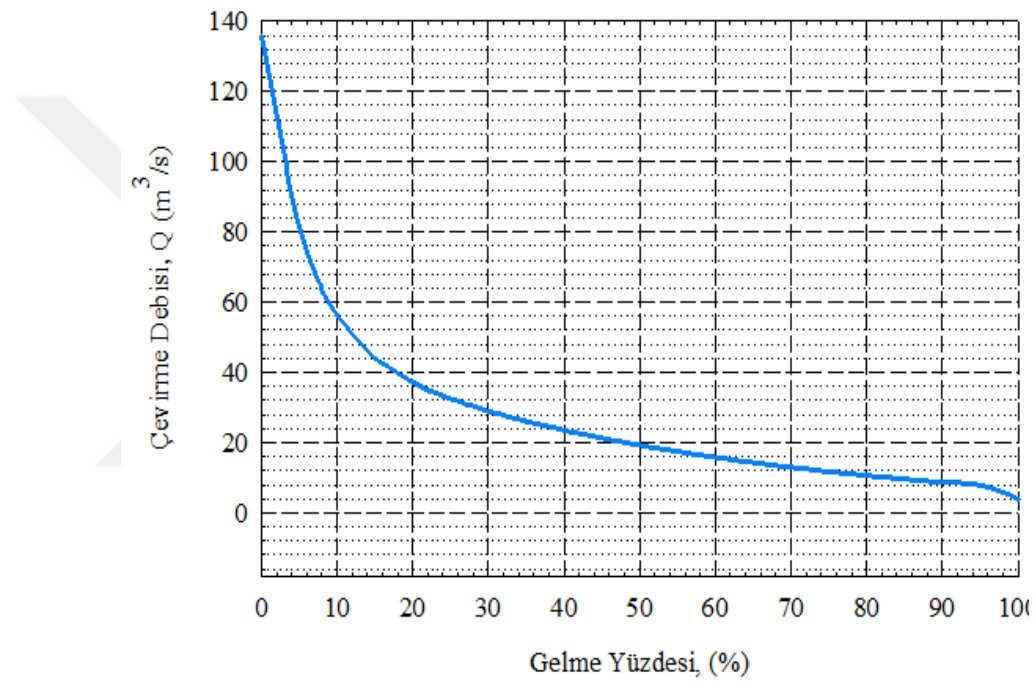
Bu çalışmada; regülatör tipi HES’de olan tesis elemanları belli kısımlara ayrılarak her bir kısım için keşif maliyetleri yatırım maliyetleri, toplam yatırım maliyetleri hesaplanmıştır. Bu ana kısımlar regülatör veya çevirme yapısı, su iletim tüneli, yükleme havuzu, cebri boru, elektromekanik teçhizat olarak değerlendirilmiştir. Birim kurulu güç maliyetleri, birim elektromekanik teçhizat maliyeti ve enerji birim maliyeti hesaplanmıştır.

Farklı çevirme debisi değerlerinde; optimum tünel çapı ve optimum cebri boru çapı için tesisin yıllık gelir, yıllık giderleri ile yıllık net geliri hesaplanmıştır. Hesaplanan proje debisi değeri için tesisin yıllık gelirlerinin yıllık giderlerine oranı olan rantabilitesi veya karlılık durumu incelenmiştir.

3. BULGULAR

3.1. Akım Verilerinin Analizi ve Türbinlenecek Su Miktarları

Dere yatağında çevrilebilecek kapasite olarak debi değerlerinin ve bu debi değerlerinin yıl içerisinde gelme yüzdelere göre akım eğrisi oluşturuldu. Debi değerleri ve yıllık gelme yüzdeleri için akım süreklilik eğrisi hazırlanmış ve Şekil 3’de verilmiştir.



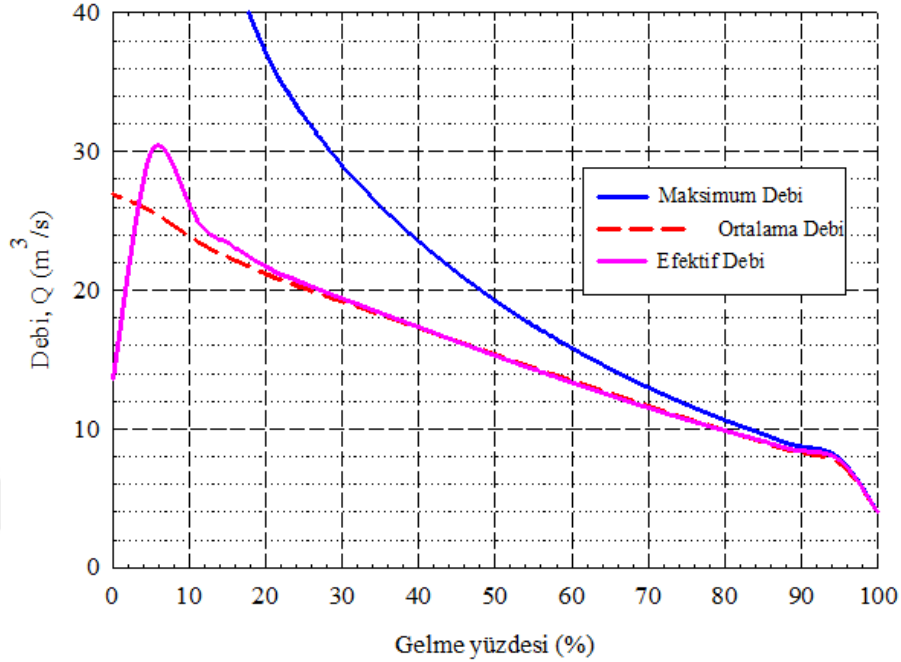
Şekil 3. Yıllık debi değerlerine göre hazırlanan akım süreklilik eğrisi.

Farklı gelme yüzdelerindeki debi değerlerine karşılık gelen yıllık türbinlenecek su miktarı hesabı için akım süreklilik eğrisinin altında kalan alan yıllık türbinlenecek su miktarını vereceğinden grafiğin denklemi çıkartılmış ve Denklem (46)’da verilmiştir.

$$y = 85,4775 e^{-0,1816x} + 51,8516 e^{-0,0198x} \quad (46)$$

Akım değerleri için gelme yüzdeleri için maksimum, efektif ve ortalama debi değerleri gelme yüzdeleri için Şekil 4’de verilmiştir. Görüldüğü üzere gelme yüzdesi % 30 ile % 100 arasında ortalama debi ile efektif debi değerleri birbirine yakın değerler almaktadır. Ancak eğer santral baz santral olarak çalıştırılmayacaksa yani yıl içerisinde

gelen değişik debi değerleri işlenecekse bu çalışmada olduğu üzere ayrıntılı olarak kazanç ve kayıplar hesaplanmalıdır.

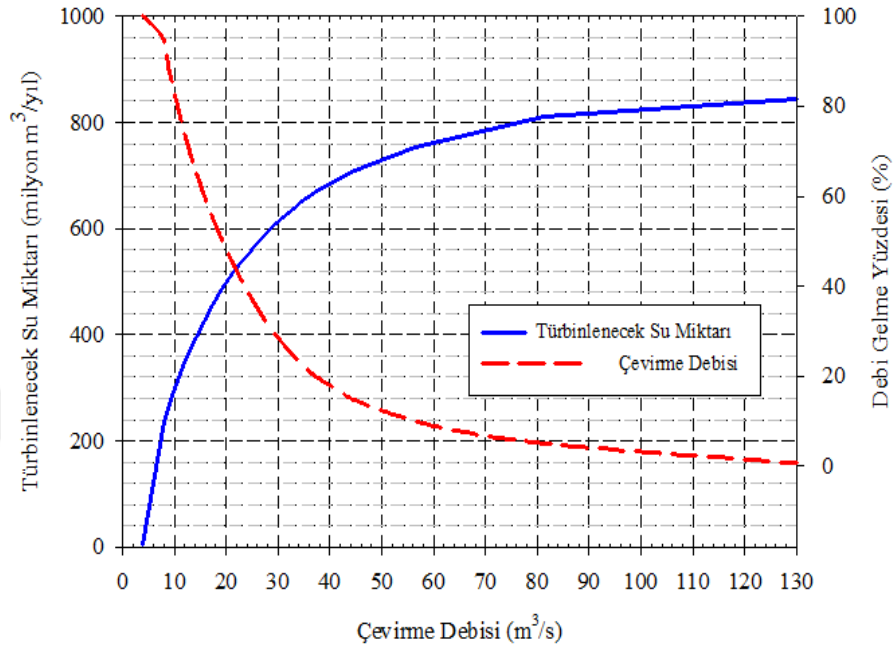


Şekil 4. Farklı gelme yüzdeslerinde maksimum debi, efektif debi, ortalama debi değerleri.

Regülatör tipi HES’de proje debisi değeri genellikle gelme yüzdesi % 20 ile % 30 aralığına denk geldiğinden bu aralıkta efektif debi değeri ortalama debi değerinden daha büyük değerler aldığından kayıp hesapları efektif debiye göre yapılmıştır. Yıl içerisinde % 20’nin altındaki gelme yüzdesindeki çevirme debisi değerleri için efektif debi değerinin ani sıçrama yapması nedeniyle regülatör tipi HES’de kullanımı ekonomik olmamaktadır. Ancak depolama yapılması halinde kullanılabilmekle bu konunun ekonomikliğinin araştırılması gerekmektedir. Bu çalışmanın konusu dışındadır.

Şekil 31.’de verildiği üzere çevirme debisi değerine bağlı olarak (0-40) m³/s debi aralığında türbinlenecek su miktarı grafiği eğiminin maksimum değerlerini aldığı (40-80) m³/s debi aralığında eğim değerinin düştüğü, 80 m³/s değerinden sonra yataya yakın seyrettiği görölmektedir. Bu grafikten regülatör tipi HES’ler için uygulamada 40 m³/s’nin altındaki debi değerleri ile çalışmanın daha ekonomik olabileceği görölmektedir. 40 m³/s’nin debi değerinin yıl içerisindeki tüm zamanların en az yaklaşık % 19-20’sinde var olduğu görölmektedir. Yani proje debisi olarak seçilen debi

değeri $40 \text{ m}^3/\text{s}$ 'nin altında bir değer seçilmelidir. Her bir çevirme debisi değeri için yıllık türbinlenecek su miktarları Denklem (46)'ya göre hesaplanarak Şekil 5'te verilmiştir.



Şekil 5. Farklı çevirme debisi değerleri için yıllık türbinlenecek su miktarları.

3.2. Öngörülen Maksimum Çevirme Debisi

Güvenilir debi değeri üzerindeki tüm debiler ikincil enerji için kullanılacağından, ikincil enerjiler hesaplanırken her bir maksimum çevirme debisine karşılık gelen türbinlenecek su miktarı için Denklem (46)'ya göre toplam enerji hesaplanmış ve bu değerden güvenilir enerji çıkarılarak böylece yıllık ikincil enerji miktarı hesaplanmıştır. Birincil enerji birim fiyatı için $0.06 \text{ ABD\$/kW}$, ikincil enerji birim fiyatı için $0.033 \text{ ABD\$/kW}$ alınarak yıllık öngörülen gelir hesaplanmıştır; Her bir kurulu güç değeri için hesaplanan maliyetin 0.108 katı alınarak öngörülen yıllık giderler hesaplanmıştır. Yıllık öngörülen enerji gelirlerinden öngörülen yıllık giderler çıkarılarak öngörülen yıllık net gelir bulunmuş ve Tablo 1'de verilmiştir. Net gelir değerini maksimum yapan debi değeri proje debisi olarak seçilmiştir.

Tablo 1. Farklı çevirme debileri için öngörülen maksimum net gelir değerleri (4.81 TL/ABD\$ (2018 yılı ortalaması TCMB verisi)).

Maksimum Debi (m ³ /s)	Öngörülen Kapasite (MW)	Öngörülen Maliyet (ABD \$)	Öngörülen Enerji Geliri (ABD \$)	Öngörülen Yıllık Gider (ABD \$)	Öngörülen Net Gelir (ABD \$)
7.90	6.504	5,853,919	3,430,410	632,223	2,798,187
8.73	7.188	6,468,951	3,619,787	698,647	2,921,140
9.64	7.937	7,143,263	3,816,001	771,472	3,044,528
10.64	8.760	7,884,266	3,971,990	851,501	3,120,489
11.75	9.674	8,706,778	4,020,594	940,332	3,080,262
12.97	10.679	9,610,801	4,230,942	1,037,967	3,192,976
14.32	11.790	10,611,154	4,447,660	1,146,005	3,301,655
15.81	13.017	11,715,248	4,669,126	1,265,247	3,403,879
17.46	14.375	12,937,902	4,894,728	1,397,293	3,497,435
19.28	15.874	14,286,526	5,121,911	1,542,945	3,578,967
21.30	17.537	15,783,351	5,350,027	1,704,602	3,645,425
23.55	19.390	17,450,607	5,577,324	1,884,666	3,692,659
26.08	21.473	19,325,343	5,802,779	2,087,137	3,715,642
29.00	23.877	21,489,070	6,028,163	2,320,820	3,707,343
32.52	26.775	24,097,398	6,257,747	2,602,519	3,655,228
33.33	27.442	24,697,610	6,304,969	2,667,342	3,637,627
34.20	28.158	25,342,282	6,353,618	2,736,966	3,616,651
35.00	28.817	25,935,084	6,396,579	2,800,989	3,595,589
36.00	29.640	26,676,086	6,447,989	2,881,017	3,566,971
37.16	30.595	27,535,649	6,504,706	2,973,850	3,530,856
44.14	36.342	32,707,846	6,792,056	3,532,447	3,259,609
56.45	46.477	41,829,585	7,150,475	4,517,595	2,632,880
81.44	67.052	60,347,235	7,577,798	6,517,501	1,060,297

Kurulu güç birim maliyeti 900 ABD\$/kW (4329 TL/kW) seçildiğinde 26.08 m³/s maksimum çevirme debisi değerinde net gelir 3,715,642 ABD\$/yıl (17872238 TL/yıl) ile maksimum olmaktadır. Kurulu güç birim maliyeti 1,000 ABD\$/kW (4180 TL/kW) seçildiğinde yine 26.08 m³/s maksimum çevirme debisi değerinde net gelir 3,483,738 ABD\$/yıl (16756780 TL/yıl) ile maksimum olmaktadır. Kritik hız sınırlarına göre hesap yapılırken 26.08 m³/s maksimum çevirme debisinin kullanılması net geliri maksimum yapması nedeniyle tercih edilmiştir. 1,000 ABD\$/kW (4180 TL/kW) birim kurulu güç bedelinin üzerindeki debi değerlerinde ortalama debi değerinin altındaki debi değerleri ekonomik olmaktadır.

3.3. Kritik Hız Değerleri Kullanılarak Maksimum Çevirme Debisi Hesabı

Su alma girişi, eşikler, kapaklar, ızgaralar, vanalar, branşmanlar ve kesit daralma ve genişlemesi nedeniyle oluşan kayıplar ve diğer lokal kayıplar için ayrıntılı düşü kaybı hesabına girilmemiştir.

Tablo 2. Farklı çevirme debileri için kritik hız değerlerinde oluşan düşü kayıpları.

Efektif Debi (m ³ /s)	Tünelde Düşü Kaybı (m)	Cebri Boruda Düşü Kaybı (m)	Lokal Kayıplar (m)	Toplam Düşü Kaybı (m)	Net Düşü (m)
4.00	0.10	0.05	0.04	0.19	99.81
7.77	0.36	0.19	0.16	0.71	99.29
8.43	0.42	0.22	0.19	0.84	99.16
9.13	0.50	0.26	0.23	0.98	99.02
9.88	0.58	0.30	0.27	1.15	98.85
10.68	0.68	0.35	0.31	1.35	98.65
11.52	0.79	0.41	0.36	1.57	98.43
12.40	0.92	0.48	0.42	1.82	98.18
13.33	1.06	0.55	0.48	2.10	97.90
14.31	1.22	0.64	0.56	2.42	97.58
15.30	1.40	0.73	0.64	2.77	97.23
16.32	1.59	0.83	0.73	3.15	96.85
17.35	1.80	0.94	0.82	3.56	96.44
18.38	2.02	1.05	0.92	3.99	96.01
19.41	2.25	1.17	1.03	4.45	95.55
20.49	2.51	1.31	1.14	4.96	95.04
20.71	2.56	1.34	1.17	5.07	94.93
20.95	2.62	1.37	1.20	5.18	94.82
21.13	2.67	1.39	1.22	5.27	94.73
21.40	2.73	1.43	1.25	5.41	94.59
21.73	2.82	1.47	1.29	5.58	94.42
23.45	3.28	1.71	1.50	6.50	93.50
26.20	4.10	2.14	1.87	8.11	91.89
30.00	5.37	2.80	2.45	10.63	89.37

Su iletim tüneli ve cebri boruda oluşan sürtünme kayıpları toplamının % 30'u toplam lokal kayıplar olarak kabul edilmiştir. Su iletim tüneli, cebri boru, ve toplam

lokal kayıplar toplanarak toplam düşü kaybı hesaplanmıştır. 100 m olarak kabul edilen brüt düşü değerinden toplam düşü kaybı çıkarılarak Denklem (4)'e göre net düşü kaybı, bulunmuş ve Tablo. 5'te verilmiştir. Kritik hıza göre bulunan çap değerleri, bu çap değerleri için oluşan net düşü miktarları için her bir çevirme debisi değeri ne karşılık gelen güvenilir ve ikincil enerjiler hesaplanarak Tablo 3'te verilmiştir.

Tablo 3. Farklı çevirme debilerinde kritik hız değerleri için üretilecek güvenilir ve ikincil enerji miktarları

Çevirme Debisi (m ³ /s)	Yıllık Toplam Enerji (kWh)x10 ⁶	Yıllık Güvenilir Enerji (kWh)x10 ⁶	Yıllık İkincil Enerji (kWh)x10 ⁶
7.90	55,405,899	55,405,899	0
8.73	60,993,535	55,405,899	5,587,635
9.64	66,761,774	55,405,899	11,355,875
10.64	72,708,072	55,405,899	17,302,173
11.75	78,871,087	55,405,899	23,465,188
12.97	85,163,412	55,405,899	29,757,512
14.32	91,593,575	55,405,899	36,187,676
15.81	98,103,209	55,405,899	42,697,310
17.46	104,663,285	55,405,899	49,257,385
19.28	111,190,326	55,405,899	55,784,427
21.30	117,656,990	55,405,899	62,251,090
23.55	124,008,076	55,405,899	68,602,177
26.08	130,212,897	55,405,899	74,806,998
29.00	136,314,594	55,405,899	80,908,695
32.52	142,410,307	55,405,899	87,004,408
33.33	143,645,662	55,405,899	88,239,762
34.20	144,907,044	55,405,899	89,501,145
35.00	146,045,674	55,405,899	90,639,774
36.00	147,356,408	55,405,899	91,950,509
37.16	148,765,128	55,405,899	93,359,229
44.14	155,711,680	55,405,899	100,305,781
56.45	163,316,836	55,405,899	107,910,937
81.44	170,763,900	55,405,899	115,358,001

Değişik maksimum çevirme debi değerlerine karşılık gelen kurulu güç değerleri Tablo 2'deki net düşü değerleri kullanılarak Denklem (3)'e göre hesaplanmış ve Tablo 5'te verilmiştir.

Yenileme giderleri hesabında; Denklem (21)'e göre (Cofcof, 1993) Tablo 4'teki C yenileme oranları ve n yenileme süreleri kullanılarak cebri boru için yenileme faktörü 0,000814, bina ve inşaat için 0.00185, daimi teçhizat için 0.00414, regülatör tünel ve yükleme havuzu için 0,000033, ENH için 0.00163 hesaplanmıştır. Hesaplanan yenileme giderleri Tablo 4'te verilmiştir. Her bir kısım için hesaplanan yenileme faktörü katsayısının yine aynı kısmın tesis bedeli ile çarpılması ile yenileme gideri hesaplanmış ve bütün bu yenileme giderleri toplanarak tesisin yıllık yenilme gideri bulunmuştur.

Tablo 4. Hidroelektrik tesisin kısımları için yenileme faktörü değerleri.

Tesisin Kısımları	c Yenileme Oranı (%)	Yenileme Süresi (yıl)	Yenileme Faktörü
Cebri boru	50	45	0.000814
Bina ve inşaat	10	20	0.00185
Daimi teçhizat	100	35	0.00414
ENH	100	45	0.00163
Site tesisleri	10	20	0.00185
Tünel, Regülatör ve Yükleme Havuzu	30	100	0.000033

Yapılan gelir ve gider hesapları sonucunda net geliri maksimum yapan maksimum debi değerinin Tablo 5'te verildiği üzere tüm zamanların % 22'sinde var olan 35 m³/s olduğu görülmektedir. 35 m³/s debi değeri proje debisi olarak seçilmiştir. Öngörülen kapasite hesaplarında bu değer 26,08 m³/s olarak bulunmuştu. Ayrıntılı gider hesapları yapıldığında daha büyük maksimum çevirme debisi ile çalışmada bile öngörülen maksimum net gelirin elde edilemediği görülmüştür. Öngörülen net gelirin hiçbir çevirme debisi değerinde elde edilmesi mümkün görülmemektedir.

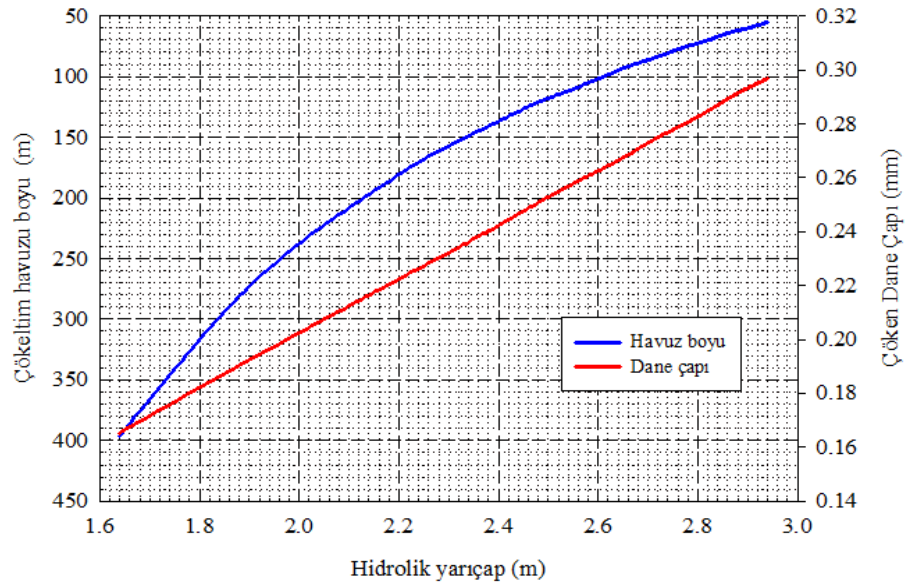
26.08 m³/s debinin seçilmesi durumunda 3,723,471 ABD\$/yıl (17909896 TL/yıl) olarak öngörülen yıllık net gelir Proje debisi değeri olarak seçilen 35 m³/s debi ile çalışmada da, 3,235,261 ABD\$/yıl (15561605 TL/yıl) olarak hesaplanmıştır. 35 m³/s proje debisi için; kurulu güç 28.303 MW, toplam maliyet 28,606,642 ABD\$ (137597948 TL), birim kurulu güç maliyeti 1,011 ABD\$/kW (4863 TL/kW), yıllık toplam gelir 6,315,467 ABD\$/yıl (30377396 TL/yıl), toplam yıllık gider 3,080,206 ABD\$/yıl (14844651 TL/yıl) olarak hesaplanmıştır. Bu değerler optimum tünel çapı ve cebri boru çapı hesabından sonra bu çap değerleri için tekrar hesaplanacaktır.

Tablo 5. Kritik hız değerleri için farklı çevirme debilerinde net gelir ve birim kurulu güç maliyeti değerleri (4.81 TL/ABD\$ (2018 yılı ortalaması TCMB verisi)).

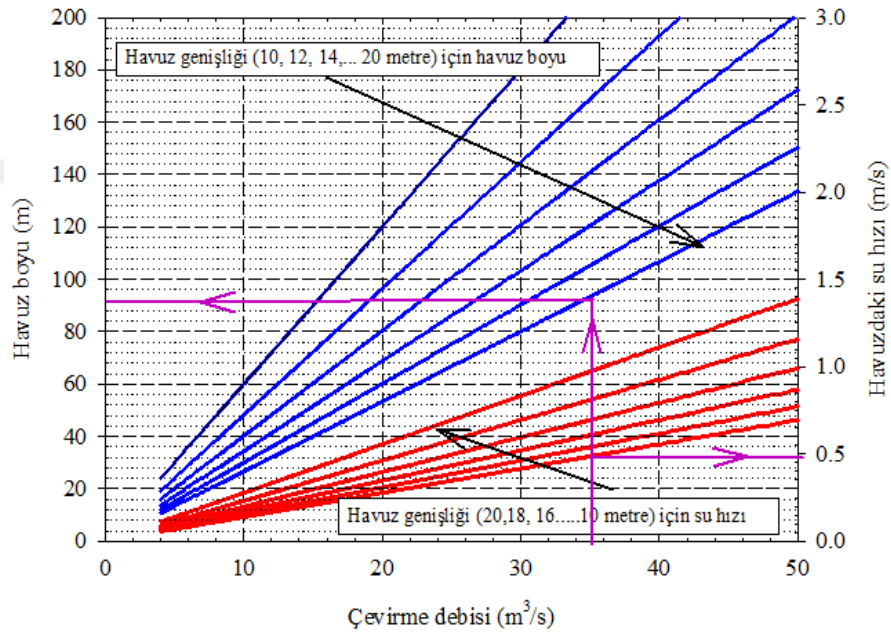
Maks. Debi (m ³ /s)	Kurulu güç (MW)	Maliyet (ABD\$)	Yıllık Gelir (ABD\$)	Yıllık Gider (ABD\$)	Net Gelir (ABD\$)	Birim Maliyet (ABD\$/kW)
7.90	6.666	15,887,199	3,324,354	1,662,943	1,661,411	2,383
8.73	7.358	16,361,407	3,508,746	1,715,782	1,792,964	2,224
9.64	8.114	16,870,254	3,699,098	1,772,480	1,926,618	2,079
10.64	8.942	17,417,692	3,895,326	1,833,478	2,061,848	1,948
11.75	9.857	18,011,923	4,098,705	1,899,690	3,909,015	1,827
12.97	10.858	18,650,468	4,306,352	1,970,840	2,335,512	1,718
14.32	11.961	19,341,594	4,518,547	2,047,849	2,470,698	1,617
15.81	13.171	20,086,293	4,733,365	2,130,827	2,602,538	1,525
17.46	14.503	20,891,496	4,949,848	2,220,547	2,729,301	1,440
19.28	15.963	21,758,364	5,165,240	2,317,137	2,848,103	1,363
21.30	17.573	22,697,242	5,378,640	2,421,752	2,956,888	1,292
23.55	19.355	23,717,760	5,588,226	2,535,463	3,052,763	1,225
26.08	21.347	24,837,790	5,792,985	2,660,262	3,132,723	1,164
29.00	23.634	26,099,588	5,994,341	2,800,858	3,193,483	1,104
32.52	26.377	27,582,823	6,195,499	2,966,127	3,229,372	1,046
33.33	27.005	27,918,174	6,236,266	3,003,493	3,232,773	1,034
34.20	27.679	28,276,439	6,277,892	3,043,413	3,234,479	1,022
35.00	28.303	28,606,642	6,315,467	3,080,206	3,235,261	1,011
36.00	29.074	29,012,721	6,358,721	3,125,453	3,233,268	998
37.16	29.962	29,477,879	6,405,209	3,177,283	3,227,926	984
44.14	35.278	32,210,349	6,634,445	3,481,748	3,152,697	913
56.45	44.416	36,730,774	6,885,415	3,985,436	2,899,979	827
81.44	62.496	45,183,284	7,131,168	4,927,256	2,203,912	723

3.4. Çökeltim Havuzu

20 m havuz genişliği 35 m³/s maksimum çevirme debisi için havuz boyu 93 m hesaplanmış ve 3.6 m su yüksekliği sabit kalmak üzere farklı dane çapı değerleri için hidrolik yarıçapa bağlı çökeltim havuzu boyları Şekil 6’da verilmiştir.



Şekil 6. Dikdörtgen kesitli çöktürme havuzunda proje debisi değeri için hidrolik yarıçapa bağlı çöken dane çapı ve havuz boyu.



Şekil 7. Dikdörtgen kesitli çöktürme havuzunda çevirme debisi değerlerinde farklı havuz genişlikleri için havuz boyu ve havuzdaki su hızı.

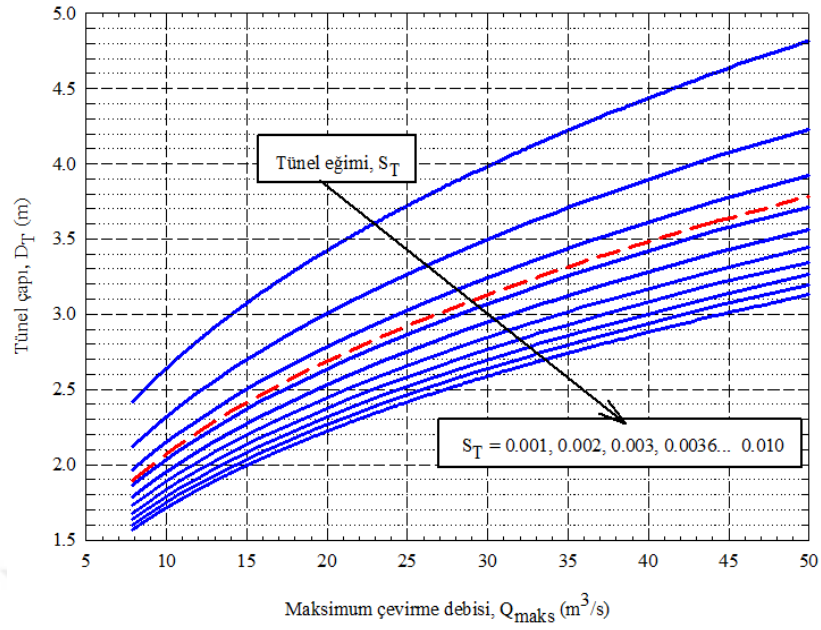
3.5. Optimum Tünel Çapı Hesabı

Farklı tünel eğimleri ve debi değerleri için Denklem (33)'e göre tünel çapı hesaplanarak Tablo 6'da verilmiştir. Tünel taban eğiminin 0.001'in altına düşmesi durumunda tünel tabanında su içerisinde askıdaki malzemenin çökerek tabanda

birikmesine neden olacağından bu eğim değerinin altına düşülmemelidir. Optimum tünel çapı değerine göre optimum tünel eğimi 0.0037 olarak hesaplanmış ve Şekil 8’de farklı çizgi karakteri ile verilmiştir. Optimum eğim değerinin altındaki değerlerde aynı debi değerinde çalışmada eğim artsa da çap değerindeki değişim daha az olmaktadır.

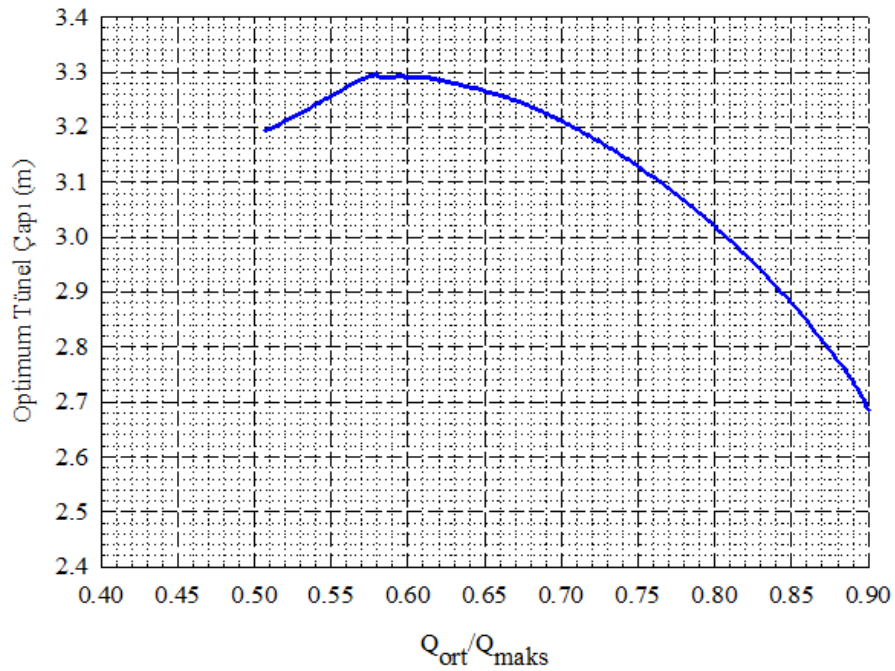
Tablo 6. 0.82 dolulukta su iletim tüneline debi ve eğimine bağlı çap değerleri.

Manning 0.014	Atnalı Kesitli Hava Paylı Islak Alan ($0.7332D^2$)										
	TÜNEL EĞİMİ										
Maks Debi	0.001	0.002	0.003	0.0037	0.004	0.005	0.006	0.007	0.008	0.009	0.01
4.00	1.87	1.64	1.52	1.46	1.44	1.38	1.34	1.30	1.27	1.24	1.22
7.90	2.42	2.12	1.97	1.89	1.86	1.79	1.73	1.68	1.64	1.60	1.57
8.73	2.51	2.20	2.04	1.96	1.93	1.85	1.79	1.74	1.70	1.66	1.63
9.64	2.60	2.29	2.12	2.04	2.01	1.93	1.86	1.81	1.76	1.72	1.69
10.64	2.70	2.37	2.20	2.11	2.08	2.00	1.93	1.88	1.83	1.79	1.75
11.75	2.80	2.46	2.28	2.19	2.16	2.07	2.00	1.95	1.90	1.86	1.82
12.97	2.91	2.56	2.37	2.28	2.24	2.15	2.08	2.02	1.97	1.93	1.89
14.32	3.02	2.65	2.46	2.36	2.33	2.23	2.16	2.10	2.04	2.00	1.96
15.81	3.13	2.75	2.55	2.45	2.42	2.32	2.24	2.18	2.12	2.08	2.04
17.46	3.25	2.86	2.65	2.55	2.51	2.41	2.32	2.26	2.20	2.15	2.11
19.28	3.38	2.96	2.75	2.64	2.60	2.50	2.41	2.34	2.29	2.24	2.19
21.30	3.50	3.08	2.85	2.74	2.70	2.59	2.50	2.43	2.37	2.32	2.28
23.55	3.64	3.20	2.96	2.85	2.81	2.69	2.60	2.53	2.46	2.41	2.36
26.08	3.78	3.32	3.08	2.96	2.92	2.80	2.70	2.63	2.56	2.50	2.46
29.00	3.93	3.46	3.20	3.08	3.03	2.91	2.81	2.73	2.66	2.61	2.56
32.52	4.11	3.61	3.34	3.21	3.17	3.04	2.94	2.85	2.78	2.72	2.67
33.33	4.15	3.64	3.37	3.24	3.20	3.07	2.96	2.88	2.81	2.75	2.69
34.20	4.19	3.68	3.41	3.28	3.23	3.10	2.99	2.91	2.83	2.77	2.72
35.00	4.22	3.71	3.44	3.30	3.26	3.12	3.02	2.93	2.86	2.80	2.74
36.00	4.27	3.75	3.47	3.34	3.29	3.16	3.05	2.96	2.89	2.83	2.77
37.16	4.32	3.79	3.51	3.38	3.33	3.19	3.09	3.00	2.92	2.86	2.80
44.14	4.61	4.04	3.75	3.60	3.55	3.41	3.29	3.20	3.12	3.05	2.99
56.45	5.05	4.44	4.11	3.95	3.89	3.74	3.61	3.51	3.42	3.35	3.28
81.44	5.80	5.09	4.72	4.53	4.47	4.29	4.14	4.02	3.92	3.84	3.76



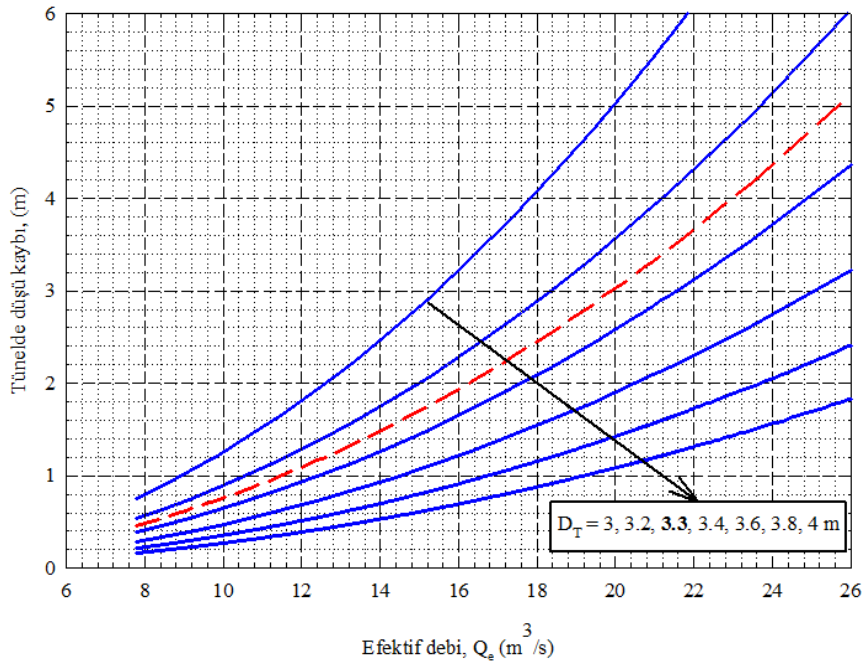
Şekil 8. Farklı tünel eğimlerinde çevirme debisi değerleri için tünel çapı değerleri.

Tünel eğimi değerinin optimum eğim değerinden küçük seçilmesi ile tünelde sürtünme kaybı azalacağından tesis gelir artacaktır. Ancak tünel çapının büyümesi ile maliyet artacağından diğer giderler artacaktır. Eğim değerinin hesabı tünelde önemli bir parametre olarak değerlendirilmelidir.

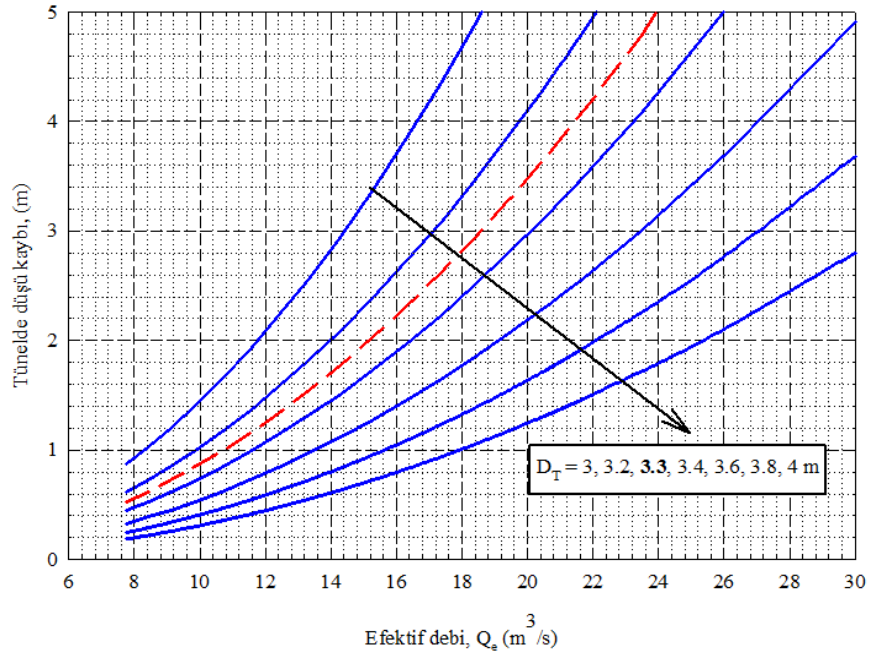


Şekil 9. Farklı Q_{ort}/Q_{maks} değerleri için optimum tünel çapı değerleri.

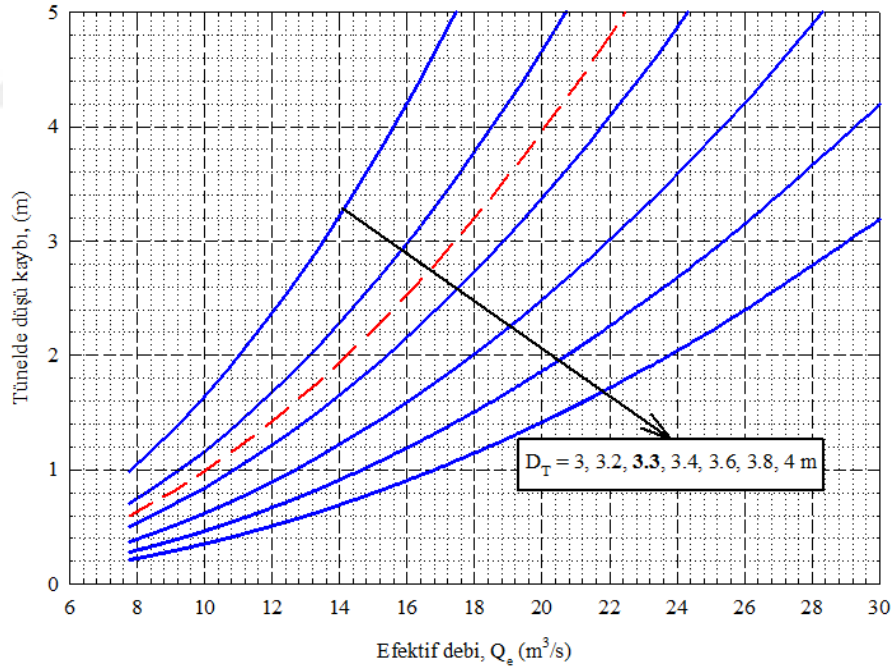
Maksimum debi değerinin $35 \text{ m}^3/\text{s}$ ve bu debi değerine karşılık ortalama debi değerinin $20.73 \text{ m}^3/\text{s}$ durumu için Şekil 9'da görüldüğü üzere en büyük optimum çap değerinin 3.30 m olduğu görülmektedir. Hesaplanan optimum tünel çapı değerinde $35 \text{ m}^3/\text{s}$ proje debisi değeri, $21.13 \text{ m}^3/\text{s}$ efektif debi değeri ve 0.014 Manning sürtünme katsayısı kullanılması durumu için oluşan düşü kayıpları hesaplanarak Şekil 10'da verilmiştir. Bu çalışmada tüm hesaplamalarda tünel kaplaması için 0.014 Manning sürtünme katsayısı alınmış, optimum tünel çapı için çizilen grafik farklı karakterde verilmiştir. Tünelde farklı sürtünme katsayıları için farklı düşü kayıpları oluşmaktadır. Regülatör tipi HES'de en fazla sürtünme kaybının su iletim tünelinde olduğu düşünüldüğünde sürtünme kaybı hesabında tünel çapı dolayısıyla tüneldeki su hızı, tünel kaplaması önemli parametrelerdir. Tüneldeki kaplama kalınlığı maliyet açısından, kaplama kalitesi ise düşü kaybı üzerinde oldukça etkili olmaktadır. Manning sürtünme katsayısının 0.015 olması durumunda Şekil 11'de, 0.016 olması durumunda Şekil 12'de farklı tünel çapları için düşü kayıpları debiye bağlı olarak hesaplanarak verilmiştir.



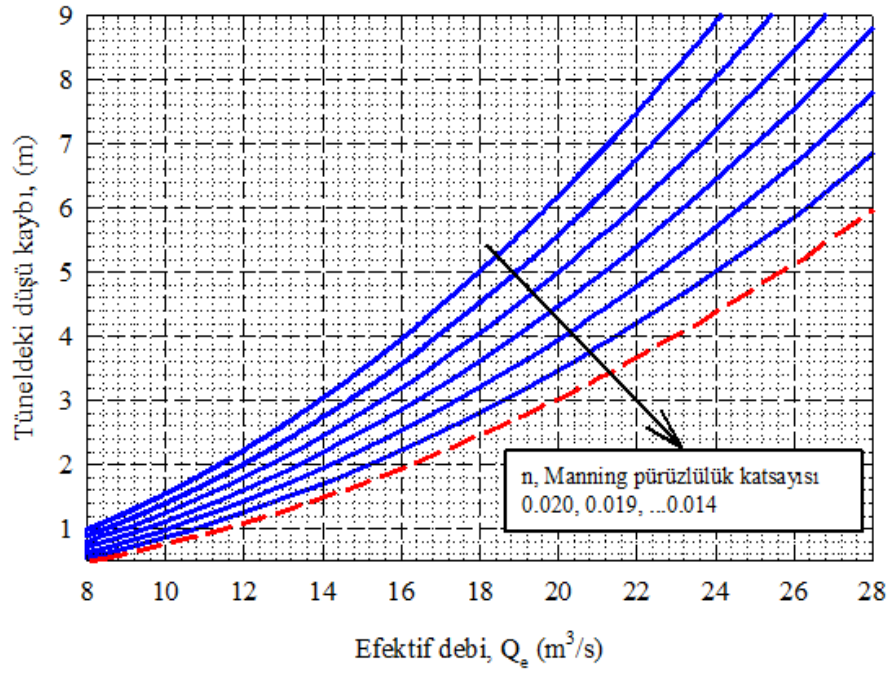
Şekil 10. 0.014 Manning sürtünme katsayısı için farklı tünel çaplarında değişik debi değerleri için oluşan düşü kayıpları.



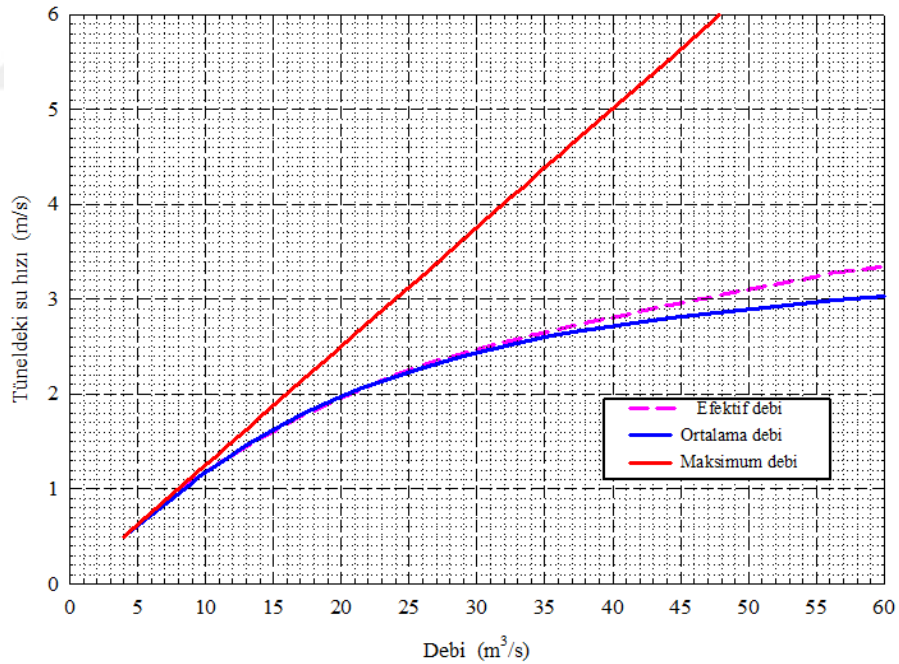
Şekil 11. 0.015 Manning sürtünme katsayısı için farklı tünel çaplarında değişik debi değerlerinde oluşan düşü kayıpları.



Şekil 12. 0.016 Manning sürtünme katsayısı için farklı tünel çaplarında değişik debi değerlerinde oluşan düşü kayıpları.



Şekil 13. Optimum tünel çapı için farklı Manning sürtünme katsayısı ve debi değerlerine bağlı tünelde düşü kayıpları.



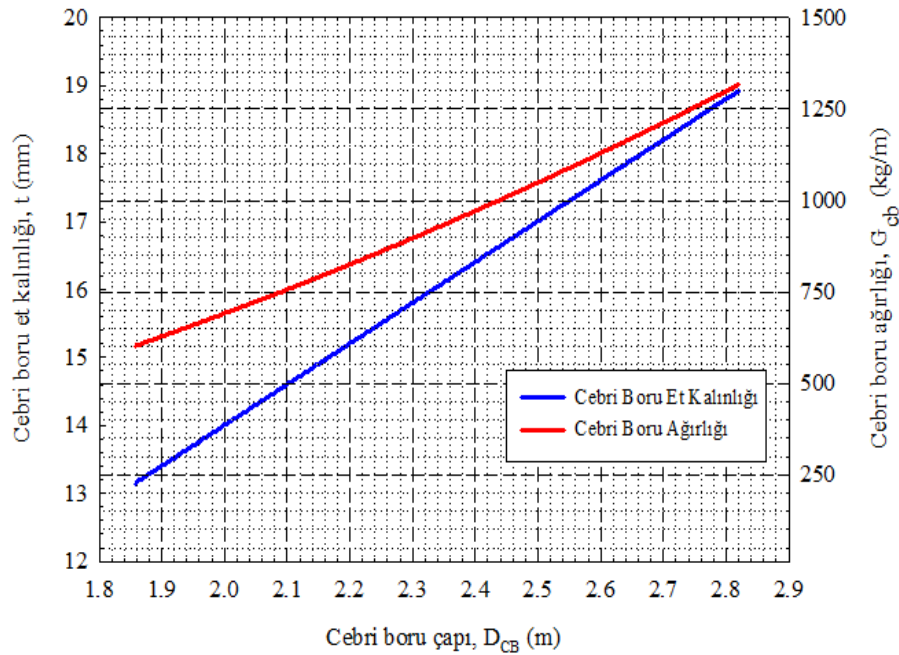
Şekil 14. Optimum tünel çapı değeri için hava paylı su iletim tünelinde su hızları.

Manning sürtünme katsayısı 0.014 alındığında 3.38 m olan tüneldeki düşü kaybı 0.015 olduğunda 3.88 m, 0.016 olduğunda 4.41 m olmaktadır. Kaplama kalitesi görüleceği üzere 0.014 ile 0.016 arasında 1.03 m düşü farkı oluşturabilmektedir.

Optimum tünel çapı değeri olan 3.30 metre tünel çapında farklı Manning sürtünme katsayıları için tünelde oluşan düşü kayıpları şekil 13'te verilmiştir. Su iletim tünelindeki hız, ortalama debi için 2.60 m/s, efektif debi için 2.65 m/s, maksimum debi için ise 4.38 m/s olmaktadır. şekil 14'te görüldüğü üzere ortalama debiye göre bakıldığında, maksimum çevirme debisi olan 35 m³/s debi değerinin çok üzerindeki değerlerde bile su iletim tünelinde kritik hız sınırı (3 m/s) aşılmamaktadır. Bütün zamanlar göz önünde bulundurulduğunda tüm zamanların % 35'inde var olan 26.08 m³/s ile % 22'sinde var olan maksimum çevirme debisi (35 m³/s) arasında su iletim tünelinde hız sınırı aşılmaktadır. Suyun askıda malzeme taşımaması yani doğru hesaplanmış çöktürme havuzu ile bu değerler kabul edilebilir sınırlar içerisinde kalmaktadır.

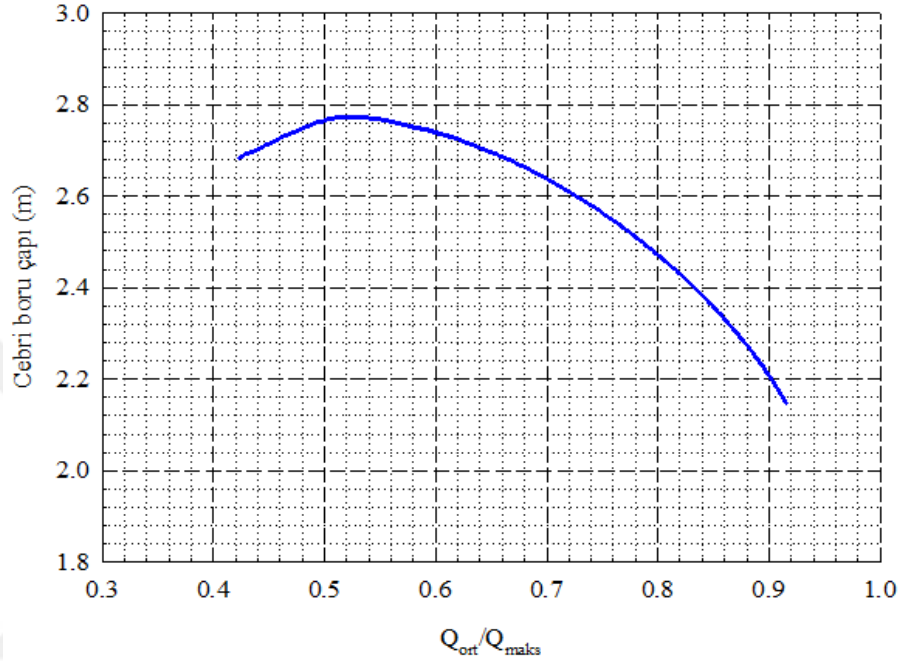
3.6. Optimum Cebri Boru Hesabı

Optimum cebri boru çapı hesabında değişken olarak kullanılan Q_{ort}/Q_{maks} değeri akım verilerindeki her bir maksimum çevirme debi değeri için farklı bir ortalama debi değeri oluştuğundan farklı değerler almaktadır. Cebri boru çapına bağlı et kalınlığı ve ağırlığı hesaplanarak şekil 15'te verilmiştir.



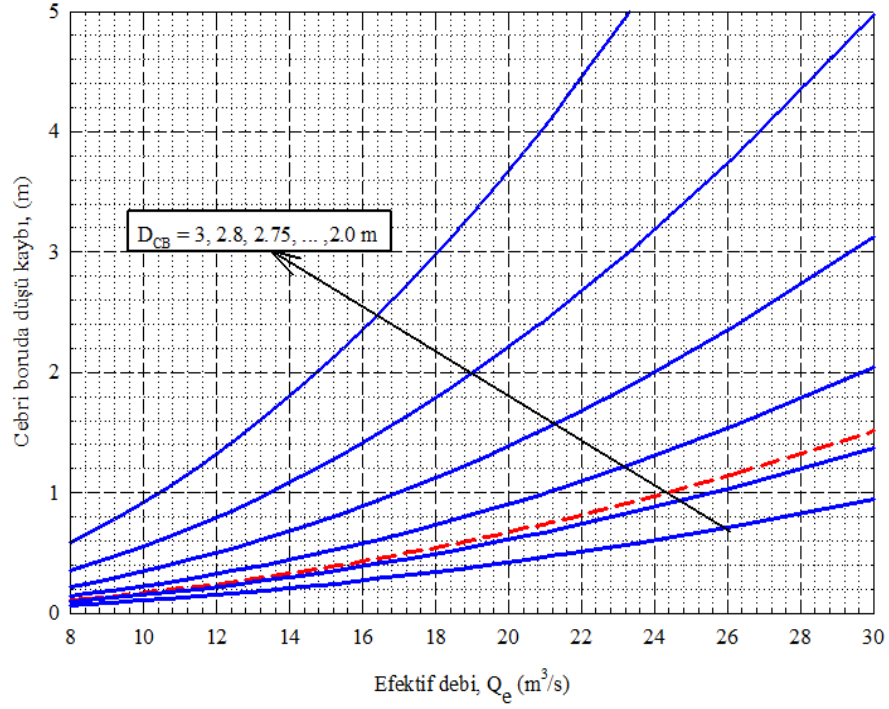
şekil 15. Cebri boru çapına bağlı et kalınlığı ve birim ağırlık değişimi.

Maksimum debi değerinin $35 \text{ m}^3/\text{s}$ ve ortalama debi değerinin $20.73 \text{ m}^3/\text{s}$ durumu için $Q_{\text{ort}}/Q_{\text{maks}}$ değeri 0.59 olmakta buna karşılık optimum cebri boru çapı 2.77 m hesaplanmaktadır. Şekil 16’da görüldüğü üzere maksimum debinin büyük değerleri için büyük cebri boru çapları ekonomik olmaktadır.

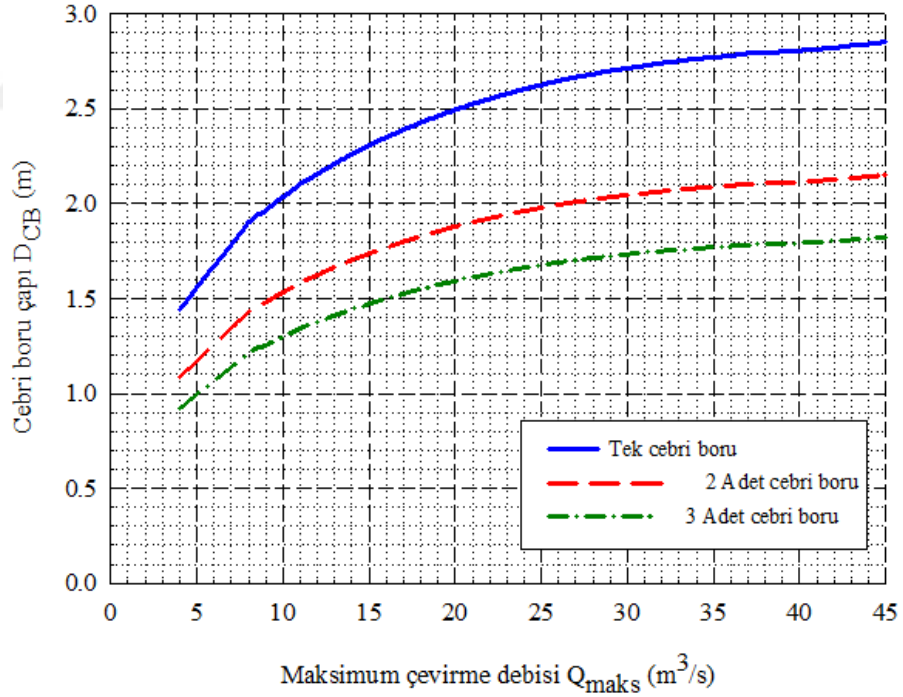


Şekil 16. $Q_{\text{ort}}/Q_{\text{maks}}$ değerine bağlı olarak cebri boru çapı değişimi.

Cebri boru çapının optimum çap değerinden farklı bir değer seçilmesi durumunda oluşacak düşü kayıpları Şekil 17’de verilmiştir. Grafik eğimlerinin azalan cebri boru çapına bağlı olarak arttığı görülmektedir. Bu durum çok yüksek hızların söz konusu olduğu cebri boruda optimum çap seçiminin ne kadar önemli olduğunu anlatmaktadır. Optimum çap değeri yerine 2.4 m çap seçimi için çaptaki değişim 0.35 m olurken cebri borudaki düşü kaybı iki katından daha fazla olmaktadır. Cebri boru sayısının birden fazla seçilmesi durumunda farklı çevirme debisi değerleri için çap değerleri Şekil 18’de verilmiştir.



Şekil 17. Cebri boruda farklı çap değerleri için oluşan düşü kayıpları.



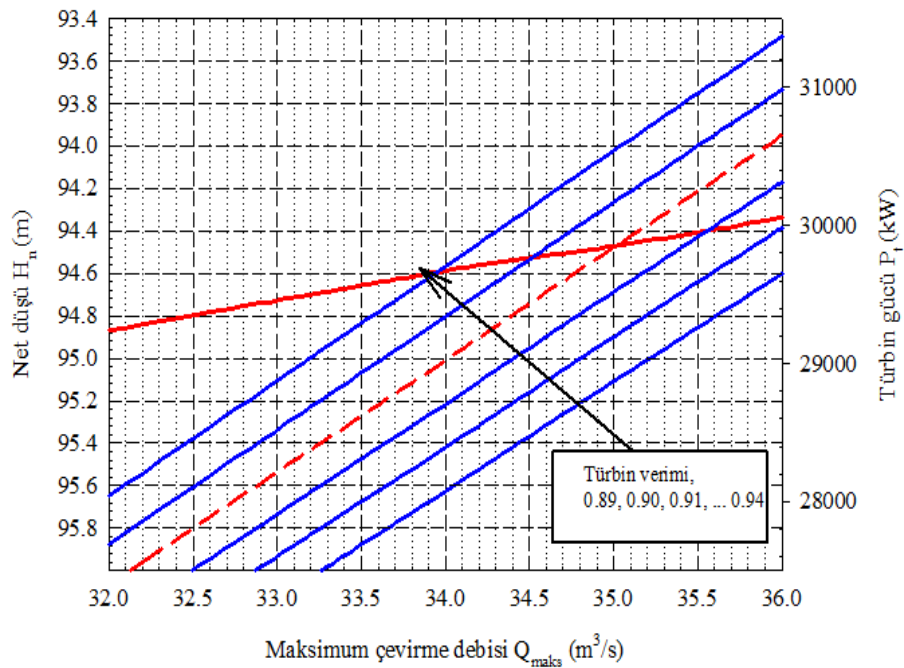
Şekil 18. Birden fazla cebri boru kullanılması durumunda maksimum debiye bağlı cebri boru çapı değerleri.

3.7. Türbin

Net düşü değerlerine bağlı olarak hesaplanan özgül hız değerleri, farklı türbin imalatçıları için farklı değerler almaktadır. Türbin devir sayısı ise özgül hız, debi ve düşü değerlerine göre farklı değerler almaktadır.

Kurulu güç optimizasyonunda türbin tipinin ve kapasitesinin etkisinin kontrol edilmesi gerekmektedir. Hesaplanan türbin devir sayısına en yakın generatör devir sayısı tercih edilmelidir. Üretilen alternatif akım, transformatörlerde uygun değerlere düzeltilileceğinden uygun transformatörler seçilmelidir. Trafo seçimi generatör çıkış gücüne ve gerilimine göre yapılmalıdır.

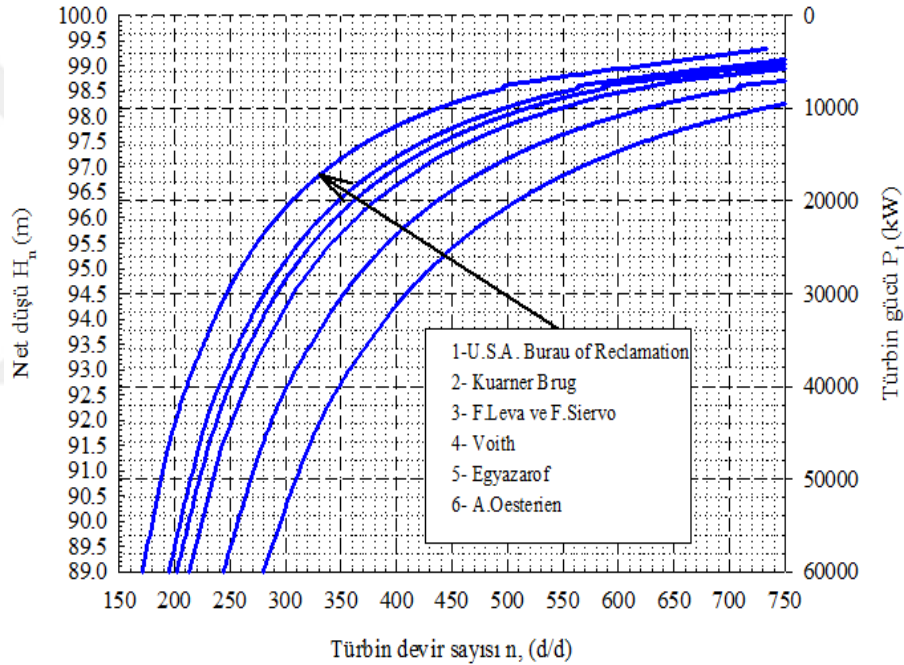
Türbin gücü net düşü, debi ve türbin verimi değerlerine bağlı olarak hesaplanarak Şekil 19'da verilmiştir. Aynı çevirme debisi değeri için farklı türbin verimleri oldukça farklı güç değerleri oluşturmaktadır. Buradan yüksek verimli türbin seçilmesi gerektiği açıkça görülmektedir. 35 m³/s çevirme debisi değeri için net düşü 94.63 m olmaktadır. Bu değerle ile 0.92 verim değerinde türbin seçilerek türbin gücü 29893 kW hesaplanmıştır.



Şekil 19. Farklı çevirme debisi değerlerinde net düşü ve türbin verimine bağlı türbin gücü değerleri.

3 adet türbin seçilmesi durumunda net düşü miktarı 94.47 m, 3 adet türbinin toplam gücü 29842 kW olmaktadır.

Net düşü değerine bağlı olarak 29842 kW gücü elde etmek için farklı türbin imalatçıları tarafından üretilen türbinlerin devir sayıları özgül hız değerlerine bağlı olarak hesaplanmış ve Şekil 20’de verilmiştir. Güvenilir debi 7,90 m³/s olduğuna göre bu debi değeri ile güç üretiminde 0.92 verimli türbin tercih edildiğinde türbin gücü 7067 kW olmaktadır. 3 adet türbin kullanıldığında 29842 kW güç için türbin başına yaklaşık 9947 kW güç düşmektedir.

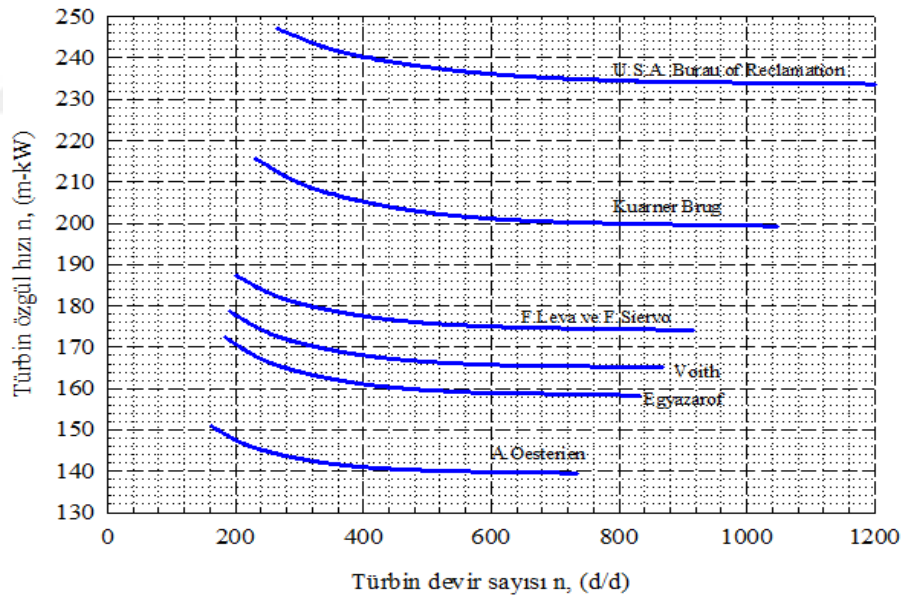


Şekil 20. Net düşü değeri için türbin toplam gücünü elde etmek için farklı türbin imalatçıları tarafından üretilen türbinlerin devir sayıları.

Yıl içerisinde farklı zamanlarda gelen güvenilir debi değeri dışındaki ikincil debileri işleyebilmek için eşit kapasiteli iki adet türbin tercih edilmiştir. Birden fazla türbin kullanılması halinde kullanılan türbinlerin kapasitelerinin tayini akım verilerinin düzenli olup olmamasına debinin yıl içerisindeki değişimine bağlı olarak değişmektedir. Türbin kapasite tayininde türbin kapasite kullanımı oranına bağlı olarak türbin verim değerinin incelenmesi ve buna göre karar verilmesi gerekmektedir.

Farklı debi değerleri için oluşan net düşü değerlerine bağlı olarak türbin imalatçıları için türbin özgül hız değerlerine karşılık gelen türbin devir sayıları Şekil 21’de verilmiştir. Türbin devir sayısı debi, net düşü ve türbin özgül hızının fonksiyonu olarak değişmektedir. Türbin özgül hızı, net düşü miktarına bağlı olarak değişen kendi karakteristik özelliğini yansıtmaktadır. Türbin devir sayısı hesaplandıktan sonra generatör senkron hızına hangi devir yakın ise ona göre devir sayısı tercihi yapılabilmektedir.

Türbin seçiminde; güvenilir enerji üretimi için 0.92 verim değerinde 518 d/d Voith marka Francis türbin seçilecek olursa $11.20 \text{ m}^3/\text{s}$ çevirme debisi 98.66 m net düşü ile 9947 kW güç üretilebilecektir. Francis türbinlerin kapasite yüzdesinin % 60’ına kadar verim değeri çok fazla değişmediğinden güvenilir enerji üretiminde kullanılacak türbin için kapasite kullanımı % 71 olmaktadır. Bu değer % 60’ın üzerinde ve kabul edilebilir sınırlar dâhilindedir.



Şekil 21. Net düşü değerine göre farklı türbin markaları için türbin özgül hızına bağlı türbin devir sayısı değişimi.

İkincil enerjilerin elde edilebilmesi amacıyla zaman içerisinde değişen debi değerlerinin yüksek türbin verimi ile en az kavitasyon ile işlenebilmesi için aynı güçte 3 adet aynı türbinden kullanıldığında toplam türbin gücü 29919 kW olmaktadır. Bu türbin gücü 0.96 generatör verimi ve 0,98 trafo verimi ile 28147 kW elektriksel güce

teakaböl etmektedir. Net gelir hesabına göre hesaplanan 28129 kW kurulu güce yakın bir değerdir. 518 d/d türbin hızına en yakın senkron hızlı 500 d/d 50 Hz 14 çift kutup sayılı generatör tercih edilebilecektir.

3.8. Maliyet Analizi

Su iletim tüneli için Denklem (14)'e, cebri boru için Denklem (18)'e ve elektromekanik teçhizat için Denklem (12)'ye göre keşif bedelleri hesaplanarak Tablo 7'de verilmiştir. Regölatör, yükleme havuzu ve santral binası ve tesisleri için daimi teçhizatın belirli oranları kullanılmıştır. Ayrıntılı hesaplarına girilmemiştir.

Tablo 7. Regölatör tipi hidroelektrik tesis için ana kısımlara ait keşif bedelleri (4.81TL/ABD\$ (2018 yılı ortalaması TCMB verisi)).

Keşif Bedeli			Toplam Keşif İçindeki Payı (%)
Çevirme Yapısı		2,100,194	9
Tünel	2,476 (ABD\$/m)	6,190,207	28
Yükleme Havuzu		769,392	3
Cebri Boru	5,990 (ABD\$/m)	1,497,428 (ABD\$)	7
Türbin Generatör		6,537,905	29
Yardımcı Teçhizat	354 (ABD\$/kW)	2,971,775	13
Bina ve İnşaat		2,377,420	11

Keşif bedeline bilinmeyenler ilave edilerek tesis bedeli, tesis bedeline kamulaştırma ve ulaşım yolları bedeli eklenerek proje bedeli bulunmuştur. Proje bedeline inşaat süresince meydana gelen faiz miktarı eklenerek yatırım bedeli hesaplanmış Tablo 8'de verilmiştir.

Maliyet hesaplarında elektromekanik teçhizat birim keşif bedeli 338ABD\$/kW (1626 TL/kW) birim yatırım maliyeti ise 410 ABD\$/kW (1714 TL/kW) hesaplanmıştır. Elektromekanik teçhizatda maliyet seçilen türbinin tipine ve menşesine göre değişmektedir.

35 m³/s proje debisi değerinde optimum çap değerleri kullanılarak nihai hesaplamalar yapılmış ve şu sonuçlar elde edilmiştir. Türbinlenecek birincil ve ikincil su miktarları Denklem (46)'ya göre tespit edilerek; güvenilir enerji 55,398,685 kWh, ikincil enerji 90,499,460 kWh toplamda 145,898,145 kWh enerji üretilecektir. Güvenilir enerji birim faydası 0.06 ABD\$/kWh (0.29 TL/kWh), ikincil enerji birim faydası 0,033 ABD\$/kWh (0.16 TL/kWh) yıllık gelir 6,310,403 ABD\$/yıl (30353038 TL/yıl), yıllık gider 3,044,016 ABD\$/yıl (14641717 TL/yıl), net gelir 3,266,387 ABD\$/yıl (15711322 TL/yıl) olarak hesaplanmıştır. Optimum çap değerleri kullanıldığında proje debisi ve diğer çevirme debisi değerleri için hesaplanan değerler Tablo 9'da verilmiştir.

Tablo 8. Regülatör tipi hidroelektrik tesis için ana kısımlara ait yatırım bedelleri (4.81 TL/ABD\$ (2018 yılı ortalaması TCMB verisi)).

HES Ana Kısımları	Toplam Yatırım Maliyeti İçindeki Payı (%)	Yatırım Maliyeti (ABD \$)
Çevirme Yapısı	12	2,782,653
Tünel	37	8,201,715
Yükleme Havuzu	5	1,019,405
Cebri Boru	8	1,816,006
Türbin Generatör	35	7,928,844
Yardımcı Teçhizat	16	3,604,020
Bina ve İnşaat	13	2,883,216
	Toplam Yatırım Maliyeti	28,235,860

Optimum tünel çapı ve optimum cebri boru çapı değerlerine göre yapılan maliyet hesaplamalarında 35 m³/s proje debisi için kritik hız çap değerlerine göre net gelirde yıllık 31,126 ABD\$/yıl (149716 TL/yıl) artma olduğu, birim yatırım maliyetinde 7 ABD\$/kW (34 TL/kW), toplam yatırım maliyetinde 370,782 ABD\$ (1783461 TL) azalma olduğu görülmüştür.

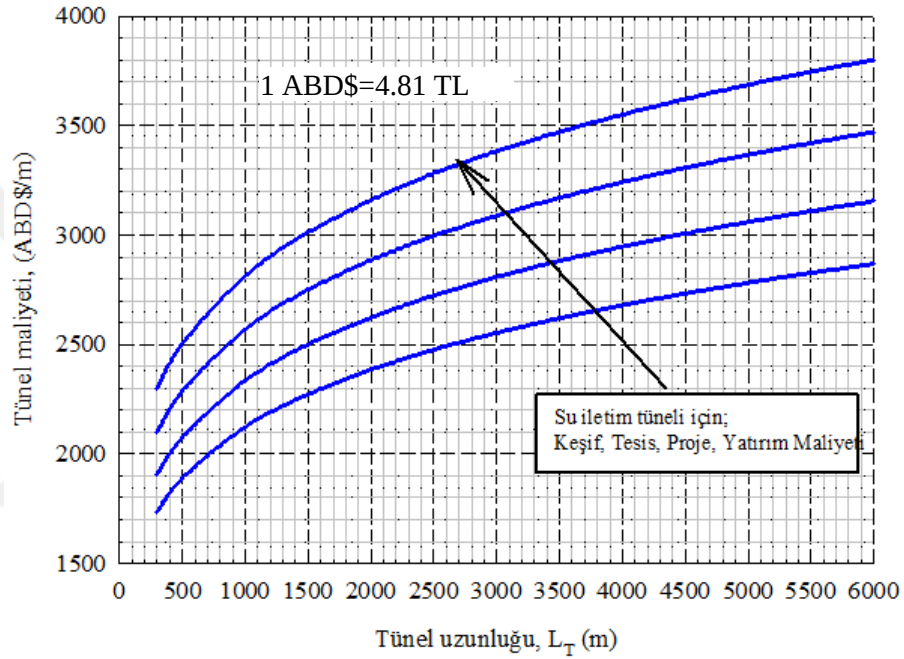
Bu çalışmada yapılan maliyet hesapları sonucunda öngörülen hesaplamalara göre birim enerji maliyeti 0.0192 ABD\$/kWh (0.09 TL/kWh), kritik hız değerleri kullanıldığında birim enerji maliyeti 0.0212 ABD\$/kWh (0.1 TL/kWh), optimum çap değerleri kullanıldığında birim enerji maliyeti 0.0209 ABD\$/kWh (0.1 TL/kWh) hesaplanmıştır.

Hava paylı atnalı kesitli su iletim tüneline 3.30 m optimum tünel çapı için sağlam kayada keşif, tesis, proje ve yatırım maliyetleri tünel boyuna bağlı olarak hesaplanmış ve Şekil 22’de verilmiştir. Aynı optimum tünel çapı değerinde kaya formasyonunun değiştiği varsayılarak orta sağlam kaya için Şekil 23’te, zayıf kaya için Şekil 24’de, çok zayıf kaya için Şekil 25’te aynı maliyetler hesaplanarak verilmiştir.

Tablo 9. Farklı çevirme debisi değerlerinde optimum çap değerleri için yatırım maliyetleri, birim maliyetler ve net gelirler (4.81 TL/ABD\$ (2018 yılı ortalaması TCMB verisi)).

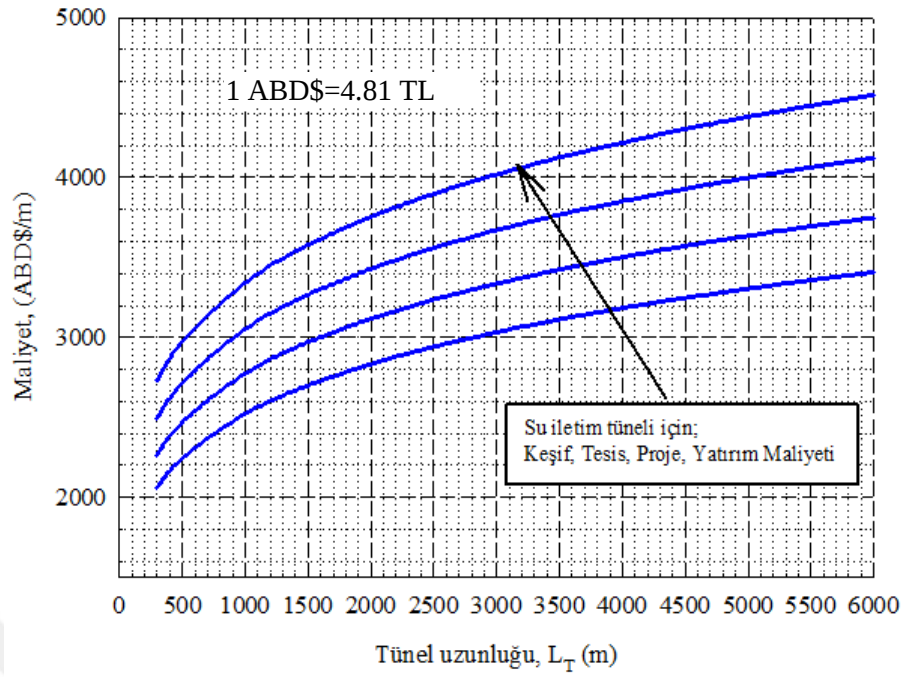
Maksimum Debi (m ³ /s)	Ortalama Debi (m ³ /s)	Eko Çap Kapasite (MW)	Eko Çap Maliyet (ABD \$)	Eko Çap Enerji Geliri (ABD \$)	Eko Çap Yıllık Gider (ABD \$)	Eko Çap Net Gelir (ABD \$)	Eko Çap Birim Maliyet (ABD \$/kW)
7.90	7.51	6.660	15,604,201	3,323,921	1,636,535	1,687,386	2,343
8.73	8.27	7.351	16,077,804	3,508,242	1,689,306	1,818,936	2,187
9.64	9.07	8.105	16,585,401	3,698,505	1,745,865	1,952,640	2,046
10.64	9.89	8.930	17,130,979	3,894,623	1,806,656	2,087,967	1,918
11.75	10.75	9.842	17,723,418	4,097,866	1,872,669	2,225,197	1,801
12.97	11.64	10.839	18,359,604	4,305,345	1,943,555	2,361,790	1,694
14.32	12.55	11.936	19,047,216	4,517,337	2,020,173	2,497,164	1,596
15.81	13.48	13.140	19,788,530	4,731,910	2,102,773	2,629,137	1,506
17.46	14.42	14.463	20,588,675	4,948,100	2,191,930	2,756,170	1,424
19.28	15.38	15.913	21,450,082	5,163,151	2,287,912	2,875,239	1,348
21.30	16.34	17.510	22,381,968	5,376,156	2,391,747	2,984,409	1,278
23.55	17.29	19.276	23,394,057	5,585,293	2,504,519	3,080,774	1,214
26.08	18.24	21.249	24,504,317	5,789,550	2,628,229	3,161,321	1,153
29.00	19.19	23.512	25,754,033	5,990,343	2,767,479	3,222,864	1,095
32.52	20.15	26.224	27,222,044	6,190,857	2,931,052	3,259,805	1,038
33.33	20.35	26.846	27,554,563	6,231,480	2,968,103	3,263,377	1,026
34.20	20.55	27.511	27,908,448	6,272,950	3,007,534	3,265,416	1,014
35.00	20.73	28.129	28,235,860	6,310,403	3,044,016	3,266,387	1,004
36.00	20.95	28.890	28,637,151	6,353,481	3,088,730	3,264,751	991
37.16	21.19	29.766	29,096,590	6,399,751	3,139,923	3,259,828	977
44.14	22.40	35.007	31,794,219	6,627,771	3,153,956	3,473,815	908
56.45	23.90	43.983	36,242,089	6,876,590	3,936,110	2,940,480	824
81.44	25.70	61.678	44,533,468	7,118,807	4,859,976	2,258,831	722
136.00	26.90	112.930	66,337,470	7,949,969	7,289,484	660,485	587

Aynı çap değeri için farklı sağlamlıktaki kayalarda ve tünel boyuna bağlı olarak birim maliyetlerin değiştiği görülmektedir. 2500 m uzunluğunda tünel için sağlam kayada birim keşif bedeli yaklaşık 2,476 ABD\$/m (11910 TL/m) iken bu orta sağlam kayada 2942 ABD\$/m (14151 TL/m), zayıf kayada 3,848 ABD\$/m (18509 TL/m), çok zayıf kayada 4,452 ABD\$/m (21414 TL/m) olmaktadır. Görüldüğü üzere kaya formasyonu tünel maliyetinde çok önemli bir parametre olarak kendini göstermektedir. Çok zayıf kaya ile sağlam kaya arasında yaklaşık 1.5 kat maliyet fark etmektedir.

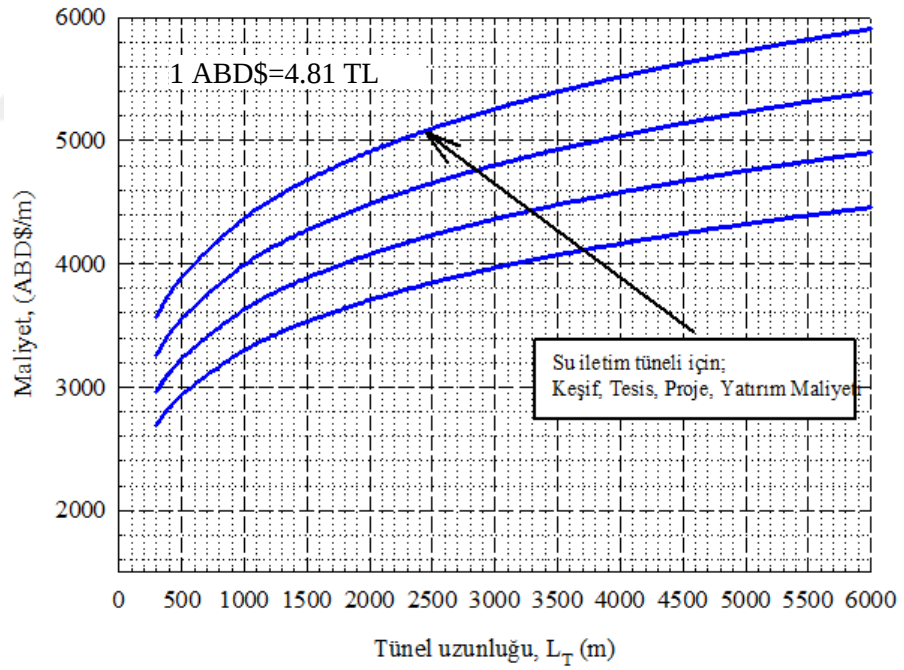


Şekil 22. Sağlam kayada 3.30 m optimum tünel çapı için tünel boyuna bağlı maliyet değerleri.

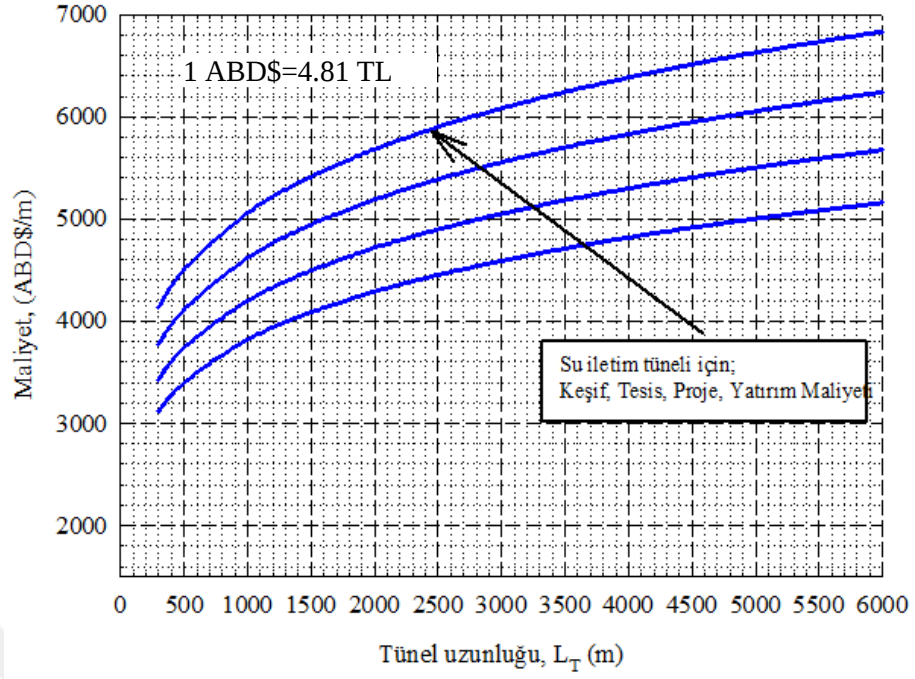
Keşif bedellerine bilinmeyenler eklenerek tesis bedeli, kamulaştırma, proje ve kontrollük hizmetleri eklenerek proje bedeli, faiz ve amortisman bedeli eklenerek yatırım bedeli hesaplanmıştır. Tünelin karşılıklı iki aynadan açıldığı varsayılarak birim maliyetler hesaplanmıştır.



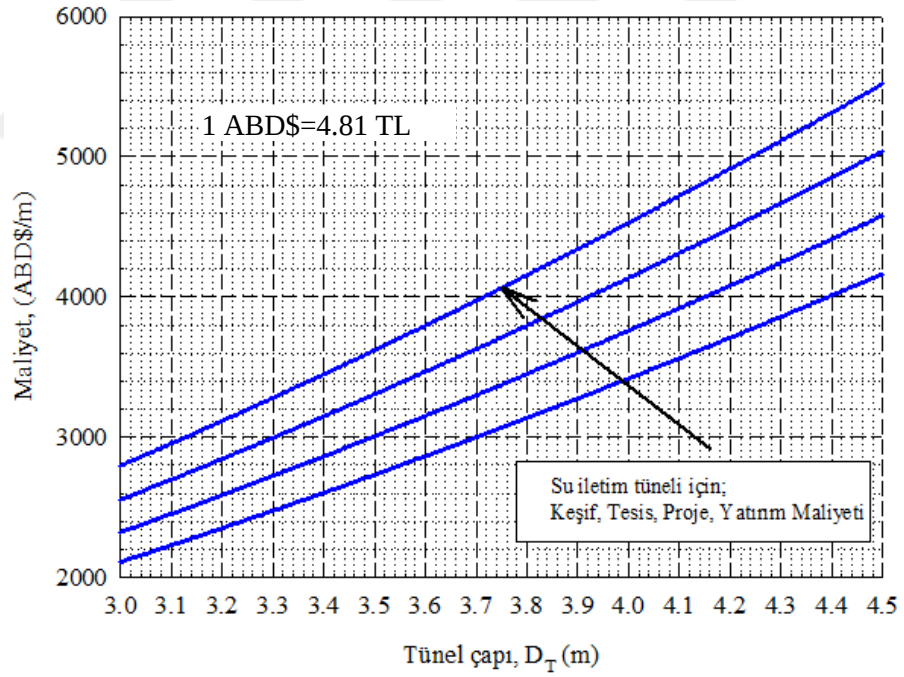
Şekil 23. Orta sağlam kayada 3.30 m optimum tünel çapı için tünel boyuna bağlı maliyet değerleri.



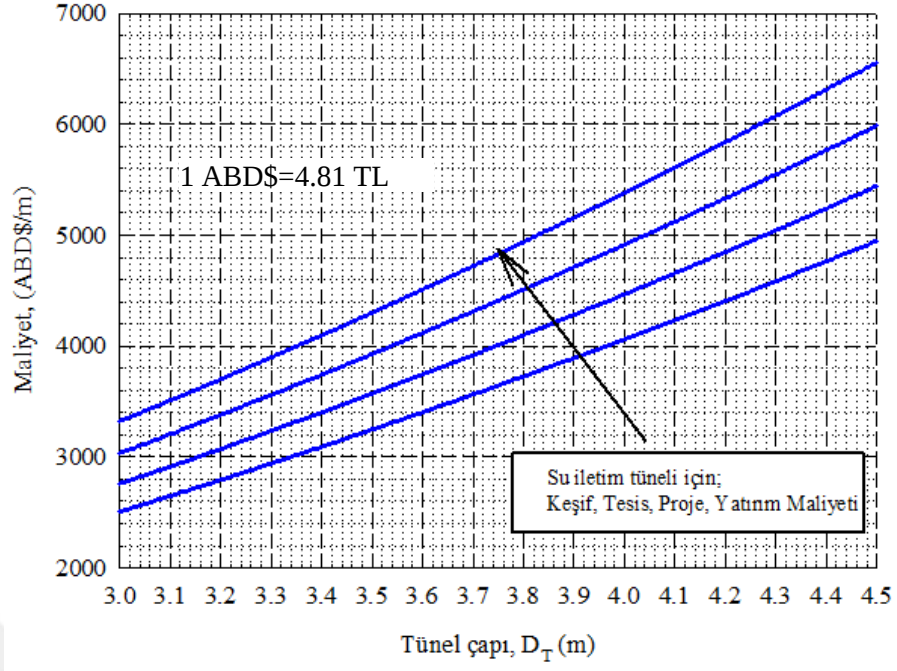
Şekil 24. Zayıf kayada 3.30 m optimum tünel çapı için tünel boyuna bağlı maliyet değerleri.



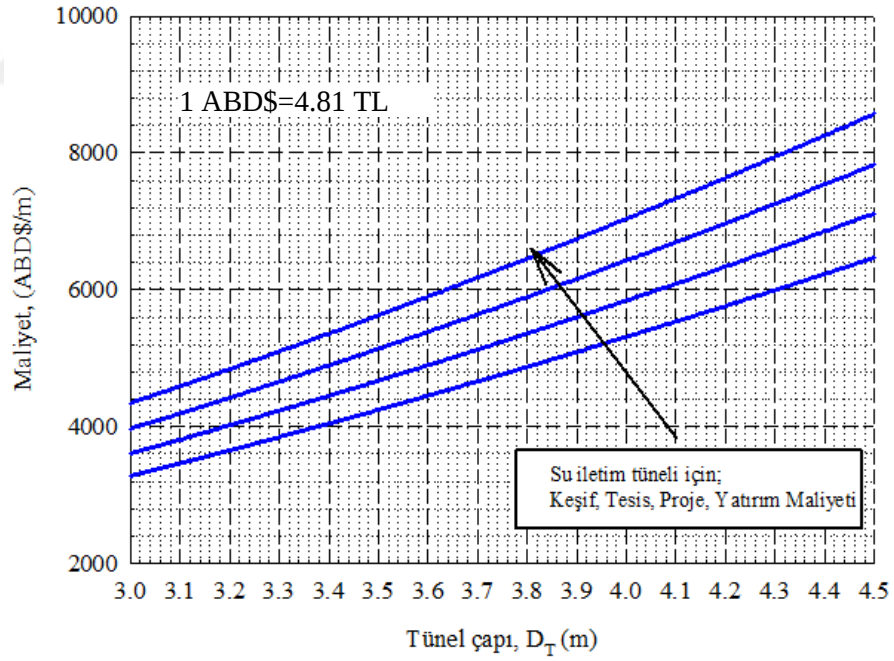
Şekil 25. Çok zayıf kayada 3.30 m optimum tünel çapı için tünel boyuna bağlı maliyet değerleri.



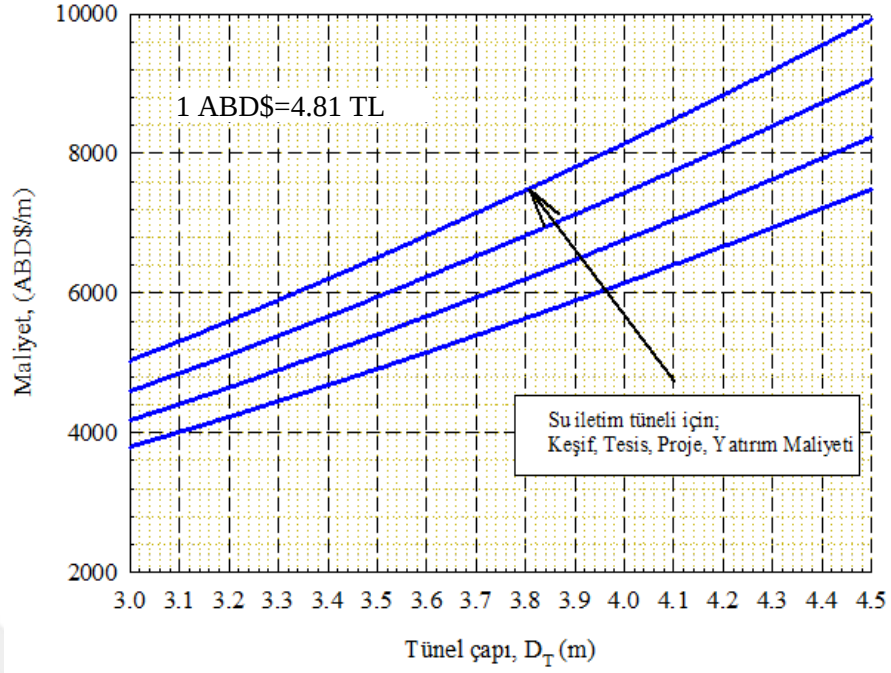
Şekil 26. Sağlam kayada 2500 m su iletim tüneli için tünel çapına bağlı maliyet değerleri.



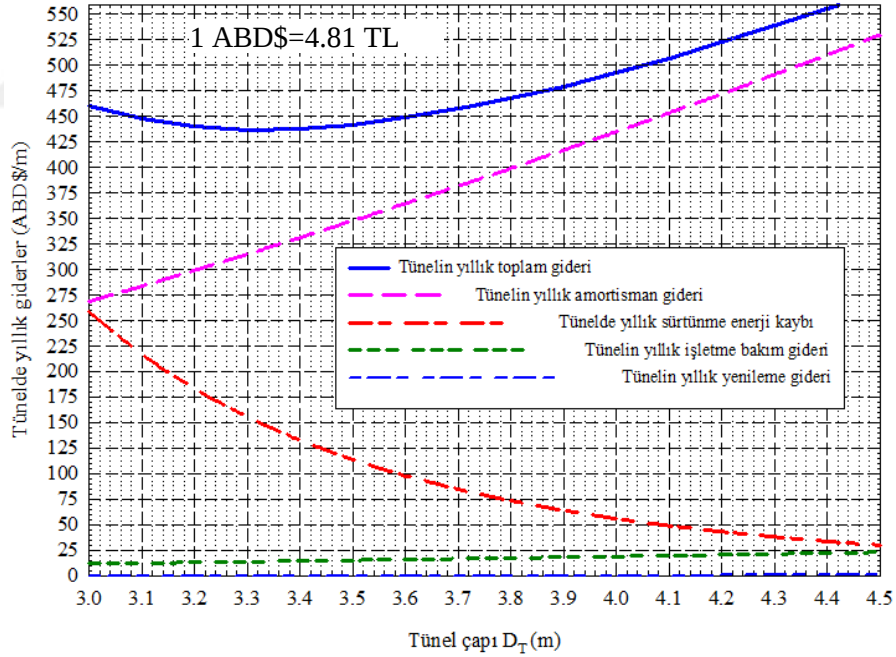
Şekil 27. Orta sağlam kayada 2500 m su iletim tüneli için tünel çapına bağlı maliyet değerleri.



Şekil 28. Zayıf kayada 2500 m su iletim tüneli için tünel çapına bağlı maliyet değerleri.



Şekil 29. Çok zayıf kayada 2500 m su iletim tüneli için tünel çapına bağlı maliyet değerleri.

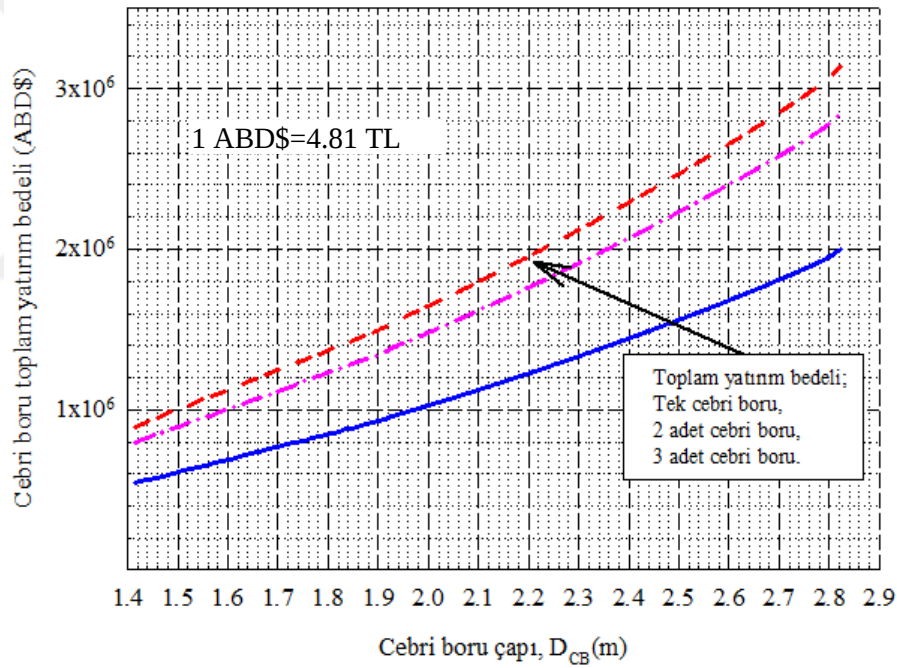


Şekil 30. 2500 m uzunluğundaki su iletim tüneline yıllık giderler ve toplam yıllık gider.

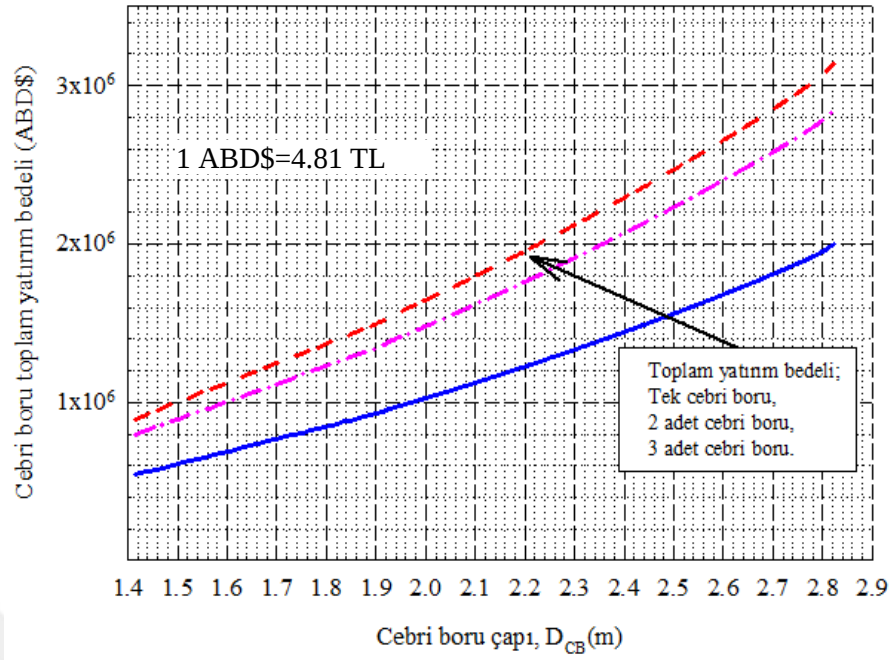
2500 m uzunluğundaki tünelde çap değerine bağlı olarak yıllık amortisman giderleri, sürtünmeden dolayı oluşan kayıp, işletme bakım gideri ve yenileme giderleri hesaplanarak Şekil 30'da verilmiştir.

Cebri boru sayısı ikincil enerjilerin verimli bir şekilde elde edilebilmesi için birden fazla sayıda olabilmektedir. Farklı sayıda cebri boru kullanılması halinde birim cebri boru maliyeti değişmektedir. Tek cebri boru, 2 adet ve 3 adet cebri boru kullanılması durumunda birim maliyet hesaplanarak Şekil 31’de verilmiştir. Tek cebri boru yerine 3 adet cebri boru kullanılması durumunda birim cebri maliyeti yaklaşık 1.298 kat artmaktadır. 2 adet cebri boru kullanılması durumunda 1.175 kat olmaktadır.

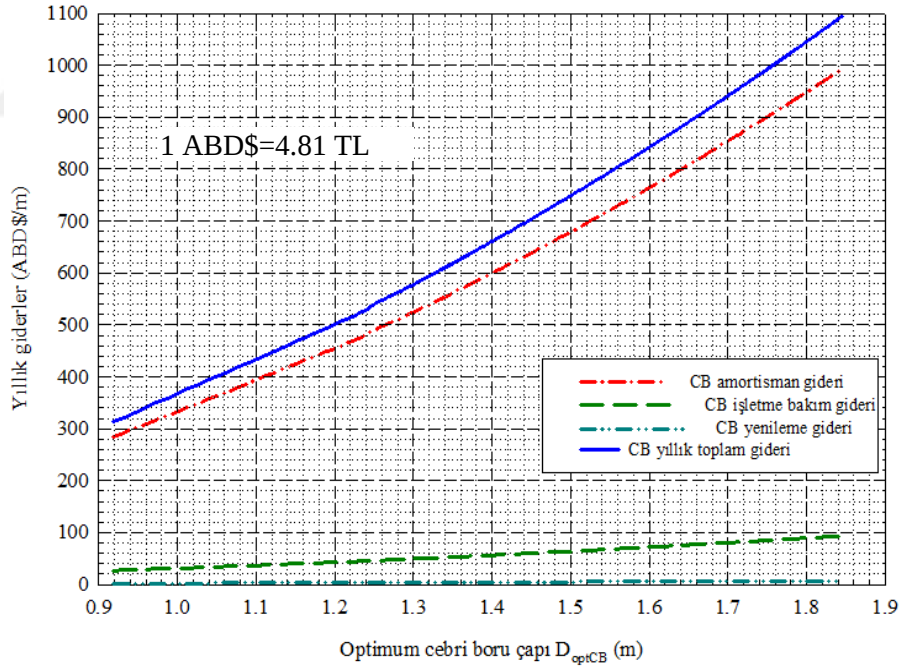
Cebri boru çapı, optimum cebri boru çapı hesabında 2.77 m hesaplanmış ancak uygulamada 2.75 m alınmıştır. Bu durumun net düşü değerine yansması 94.67 yerine 94.63 m olmaktadır. 6,081 ABD\$/m (29250 TL/m) olan birim maliyet, 5,994 ABD\$/m (28831 TL/m) olmaktadır.



Şekil 31. Farklı sayıda cebri boru kullanılması durumunda cebri boru çapına bağlı birim maliyetler.



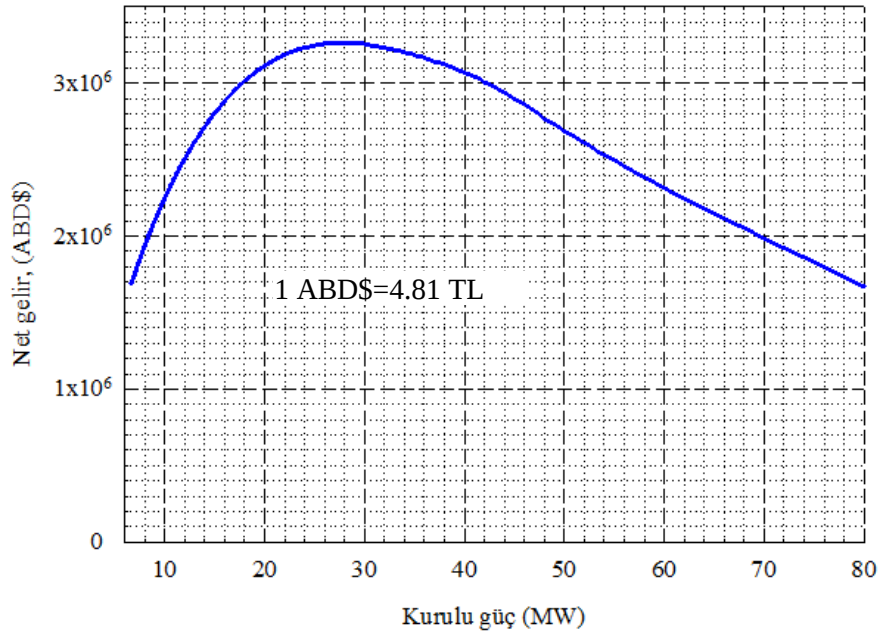
Şekil 32. Farklı sayıda cebri boru kullanılması durumunda 250 m cebri boru boyu ve cebri boru çapına bağlı toplam yatırım maliyetleri.



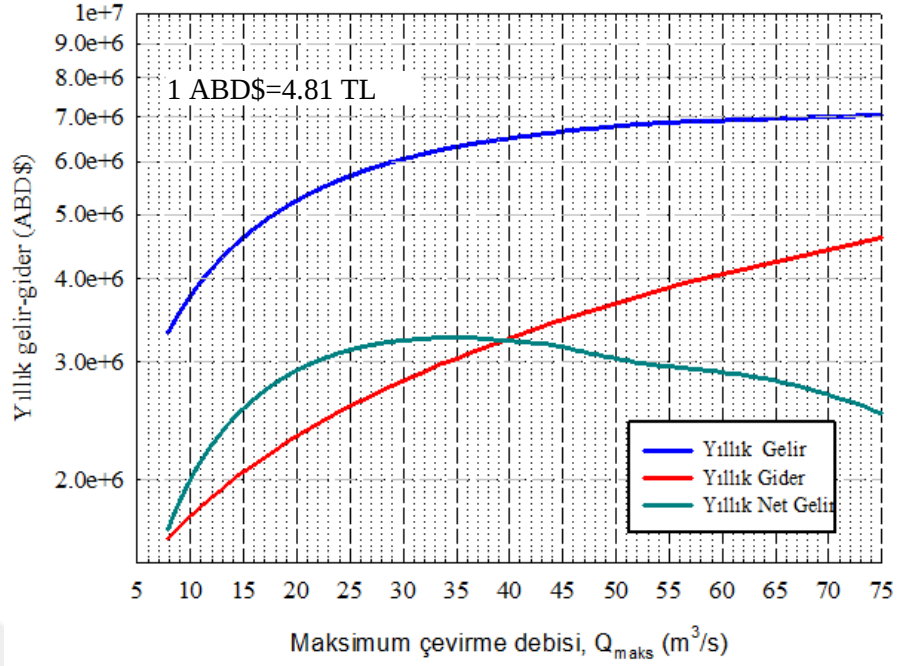
Şekil 33. 3 adet cebri boru kullanılması durumunda yıllık giderler.

3 adet cebri boru kullanılması durumunda; farklı çevirme debisi değerlerinde cebri boruda oluşan yıllık giderler hesaplanmış Şekil 33'te verilmiştir. 1.74 m eşit çaplı 3 adet cebri boruda 1,013 ABD\$/m (4873 TL/m) yıllık gider, 919 ABD\$/m (4420 TL/m) amortisman gideri, 87 ABD\$/m (419 TL/m), 7 ABD\$/m (34 TL/m) yenileme gideri 1,036 ABD\$/m (4983 TL/m) toplam yıllık gider oluşmaktadır.

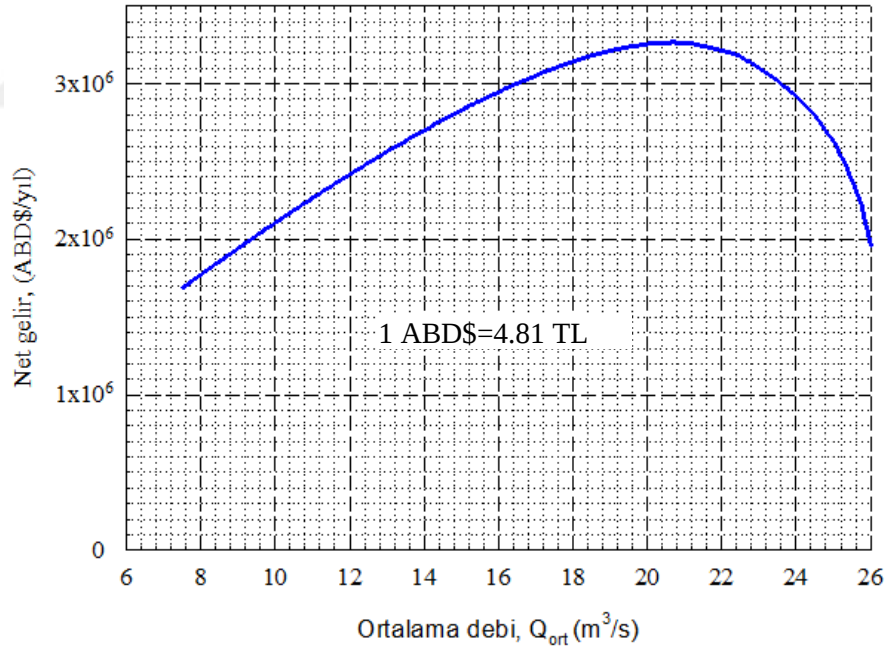
Kurulu güce bağlı olarak net gelirdeki değişim Şekil 34'de verilmiştir. Kurulu gücün 28.129 MW değeri için net gelir 3,266,387 ABD\$ (15711322 TL) ile maksimum olmaktadır. Maksimum çevirme debisi değerine karşılık gelen kurulu güç değerine kadar çevirme debisi değeri artacağından ve maksimum debiden daha düşük debi değerlerinde düşü kayıpları daha az olacağından net gelir artmaktadır. Kurulu güç değerinden daha büyük kapasite değerleri için debi değeri artmasına rağmen düşü kayıpları da arttığından üretilecek enerji aynı oranda artmamaktadır. Ayrıca kurulu gücün artması amortisman, işletme bakım yenileme giderleri arttıracığından net gelirde azalma olmaktadır. Kurulu güç değerine bağlı olarak yıllık gelir-gider ve net gelir değişimi Şekil 35'te verilmiştir.



Şekil 34. Kurulu güce bağlı net gelirlerin değişimi.



Şekil 35. Maksimum çevirme debisine bağlı yıllık gelir-gider durumu.



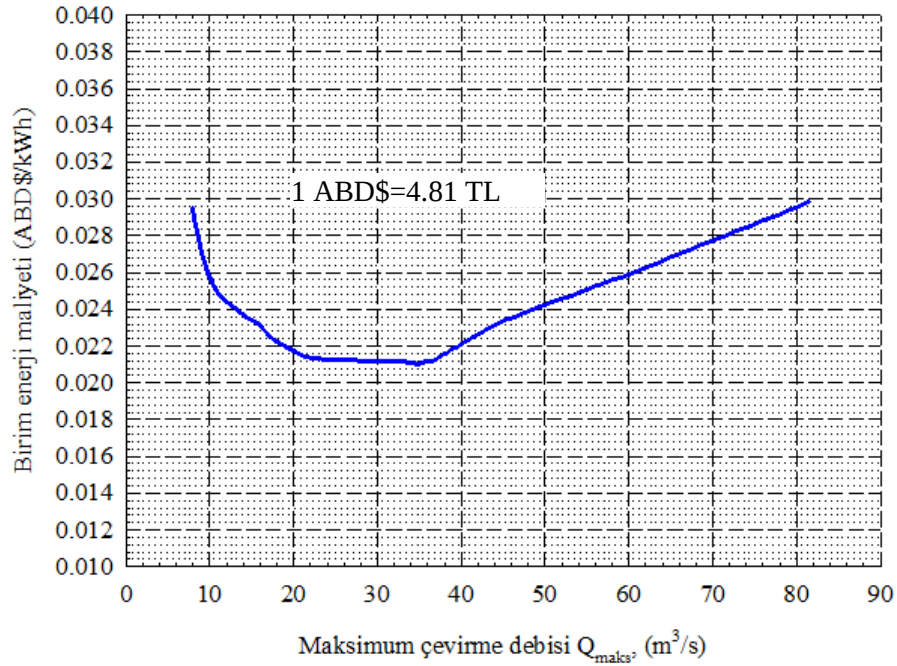
Şekil 36. Ortalama debi değerine bağlı net gelir değişimi.

Yıl içerisindeki tüm debiler farklı zaman dilimlerinde farklı değerlerde geldiğinden seçilen her maksimum çevirme debisi için farklı bir ortalama debi değeri oluşacaktır. 35 m³/s maksimum çevirme debisi için ortalama debi değeri 20.73 m³/s

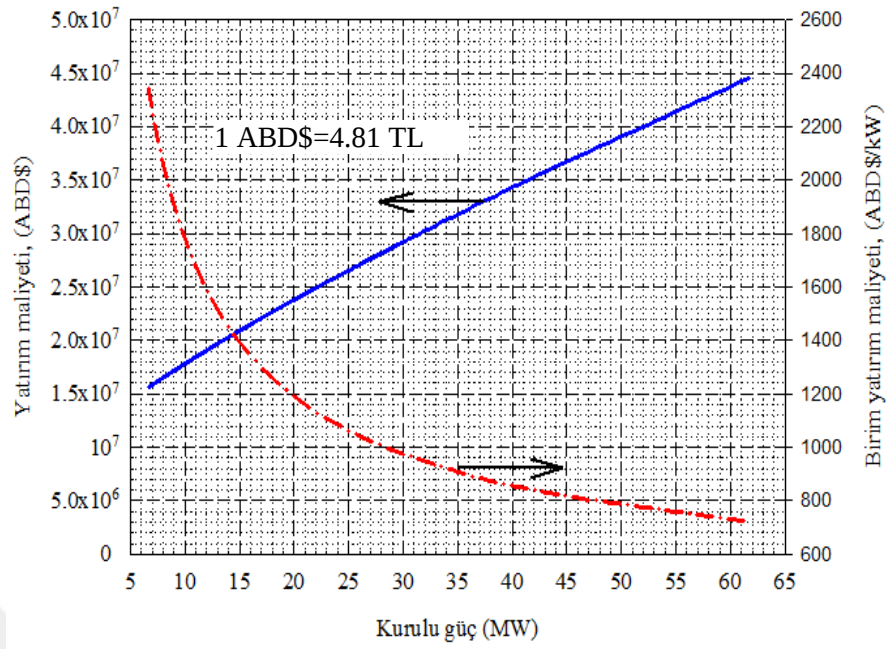
olmaktadır. Şekil 36’da görüldüğü üzere bu ortalama debi değerinde net gelir maksimum olmaktadır. Ortalama debi değerine göre kurulu güç hesabı yapıldığında bu değer 16664 MW hesaplanmaktadır. Yıl içerisinde gelen farklı debilerin işlenebilmesi için kurulu güç maksimum debi değerine göre hesaplanarak 28129 MW olmaktadır. Debi değişimleri nedeniyle bu farklı debilerin işlenebilmesi için kurulu güç 11465 MW daha fazla seçilmiştir.

Birim enerji maliyeti Şekil 37’de görüldüğü üzere maksimum çevirme debisinin 20-35 m³/s aralığında en düşük değerlerini almaktadır. 35 m³/s maksimum çevirme debisi değeri için birim enerji maliyeti 0.0209 ABD\$/kWh (0.1 TL/kWh) olarak hesaplanmıştır. birim enerji maliyeti 0.02-0.03 ABD\$/kWh (0.1-0.14 TL/kWh) arasında değişmektedir.

ERİK HES’in 2007 tarihli fizibilite raporunda Dolar Kuru 1.79 TL/ABD\$ için birim enerji maliyeti 0.1432 TL/kWh olarak verilmiştir. ÇİFTEKÖPRÜ HES’in 2009 tarihli fizibilite raporunda Dolar Kuru 1.41 TL/ABD\$ için birim enerji maliyeti 0.08 TL/kWh hesaplanmıştır.



Şekil 37. Maksimum çevirme debisi değerine bağlı birim enerji maliyeti değişimi.



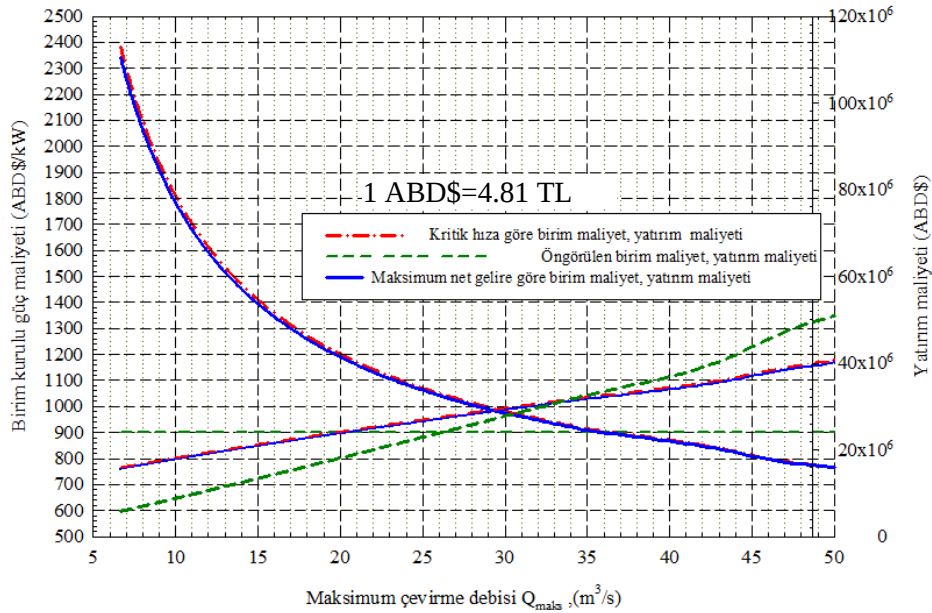
Şekil 38. Kurulu güce bağlı birim yatırım maliyeti ve toplam yatırım maliyeti değişimi.

Şekil 38’de görüldüğü üzere kurulu gücün artması doğal olarak yatırım maliyetini artırmaktadır. Ancak birim yatırım maliyeti yüksek kapasite değerlerinde düşmektedir. Kurulu güç birim maliyetinden söz ederken ya bir hesaba dayandırılmalı ya da ortalama bir değerden söz edilmelidir. Hesaplanan 28129 MW kurulu güç değeri için toplam yatırım maliyeti tek cebri boru kullanılması durumunda 28,235,860 ABD\$ (13581449 TL), 3 adet cebri boru kullanılması durumunda 28,813,434 ABD\$ (138592618 TL) olarak hesaplanmıştır. Yatırım bedelinin kurulu güce oranı olan birim yatırım bedeli ise 1,004 ABD\$/kW (4829 TL/kW) olmaktadır.

Kritik hız değerleri esas alınarak yapılan hesaplamalarda birim kurulu güç maliyeti 1,011 ABD\$/kW (4863 TL/kW) hesaplanmıştır. Öngörülen birim kurulu güç maliyeti ise hesaplamalarda 900 ABD\$/kW (4329 TL/kW) alınmıştır. Şekil 39’da Net gelire göre yapılan hesaplamalarda diğer yöntemlere göre birim güç başına elde edilen avantajın maksimum çevirme debisi değeri üzerindeki değerler için fevkalade azalarak sifıra yaklaştığı görülmektedir. Öngörülen birim kurulu güç maliyeti 900 ABD\$/kW (4329 TL/kW) ile maksimum kurulu güç değerinin altında ki debi değerler için yatırım maliyetlerinin gerçek değerlerin altında kaldığı görülmektedir.

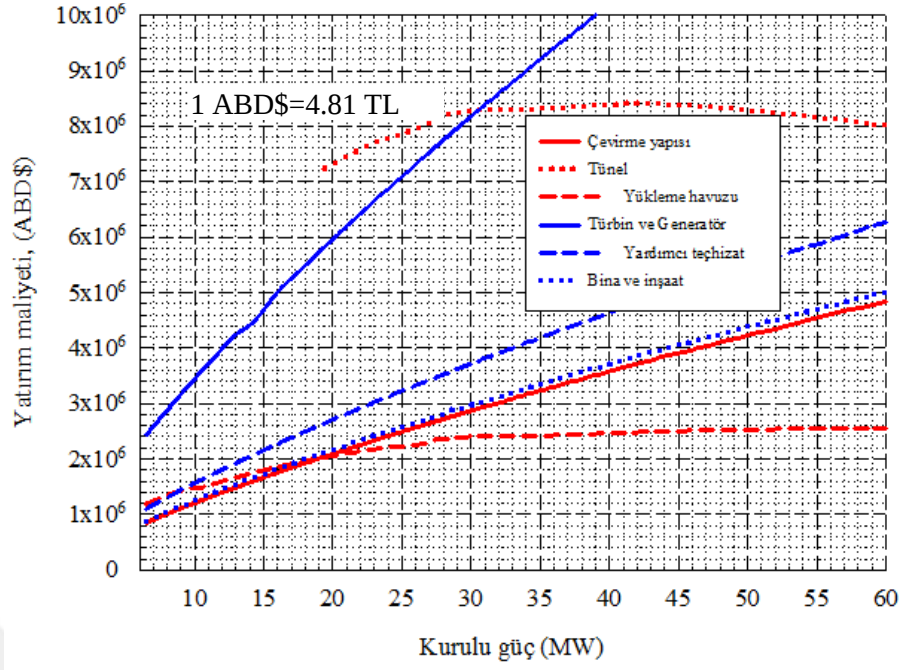
Ancak 35 m³/s maksimum debi değerinin hemen üzerindeki değerlerde bütün değerlerin birbiri ile kesiştiği görülmektedir. Net gelir hesabında yatırım maliyetinin kritik hıza göre 370,782 ABD\$ (1783461 TL) daha ucuza mal edileceği hesaplanmış olmaktadır. Ayrıca yıllık net gelirden ise 31,126 ABD\$/yıl (149716 TL/yıl) artış sağlanmaktadır.

Öngörülen hesaplamalarda kurulu güç 28817 MW öngörülen yatırım maliyeti 25,935,084 ABD\$ (124747754 TL) net gelir 3,509,414 ABD\$/yıl (16880281 TL/yıl) bulunmuştu. Öngörülen birim kurulu güç bedeli 1,000 ABD\$/kW (4810 TL/kW) seçilmiş olsa bile yatırım maliyeti 28,817,000 ABD\$ (138609770 TL) olacak 68,194 ABD\$/yıl (328013 TL/yıl) daha az bir net gelir elde edilecekti. O halde öngörülen değerler gerçekten oldukça uzaktır diyebilmek mümkündür.



Şekil 39. Maksimum çevirme debi değerlerinde birim kurulu güç maliyeti ve yatırım maliyeti değerleri

Farklı çevirme debileri ve optimum çap değerleri için oluşan net düşü değerlerine göre kurulu güç değerleri hesaplanmış bu kurulu güç değerlerine karşılık gelen tesis elemanlarının yatırım maliyetleri hesaplanarak Şekil 40'ta verilmiştir.



Şekil 40. Kurulu güç değerleri için tesis ana elemanlarının yatırım maliyetleri.

4. SONUÇLAR

1. Mevcut akım verilerine göre yıl içerisinde tüm zamanların % 95'inde var olan $7.90 \text{ m}^3/\text{s}$ debi değeri güvenilir debi değeri olarak seçilmiştir.
2. Maksimum çevirme debisi hesaplanmasında öngörü yöntemi, kritik hız değerleri yöntemi ve maksimum net gelir yöntemi kullanılmıştır.
3. Maksimum çevirme debisi hesabında; ilk olarak öngörü metodu kullanılmış bunun için yıllık toplam gelir, yıllık toplam gider, yıllık net gelir hesaplanmıştır.
4. Öngörülen yıllık gelir hesabı için güvenilir ve ikincil enerji gelirleri hesaplanmış; bu hesaplamalarda kullanılan toplam düşü kaybının brüt düşünün % 3'ü olduğu kabul edilmiştir. DSİ fiyatları ile güvenilir enerji birim faydası için 6 cent ikincil enerji birim faydası için 3.3 cent kullanılmıştır.
5. Öngörülen maksimum çevirme debisi hesabında her bir çevirme debisi değeri için net gelir hesaplanmış; net gelirin maksimum olduğu $26.08 \text{ m}^3/\text{s}$ debi değeri öngörülen maksimum çevirme debisi seçilmiştir.
6. Öngörülen maksimum çevirme debisi değeri için toplam yatırım bedeli 19,325,343 ABD\$ (92954900 TL) maksimum net gelir 3,702,413 ABD\$/yıl (17808607 TL/yıl) hesaplanmıştır. Ancak bu sonucun gerçekten epey uzak olduğu kritik hız ve maksimum net gelir metodu ile yapılan hesaplamalarda görülmüştür.
7. Kritik hız değerleri için tünel çapı 3.45 m hesaplanmıştır. Tünel çapı hesabında tünelin atnalı kesitli olduğu 0.82 dolulukta çalışacağı kabul edilmiştir. Çap hesabında öngörülen maksimum debi ve hız olarak ta tünelde kritik hız sınırı değeri 3 m/s kullanılmıştır.
8. Kritik hız değerleri için cebri boru çapı 2.45 m hesaplanmıştır. cebri boru çapı hesabında sabit çaplı ve sabit et kalınlığında cebri boru kullanılacağı varsayılmıştır.

9. Kritik hız değerlerine göre hesaplanan çap değerleri için tüneldeki düşü kaybı 2.67 m cebri borudaki düşü kaybı 1.39 m, lokal kayıplar 1.22 m, toplam düşü kaybı 5.27 m olarak hesaplanmıştır. Buna göre net düşü miktarı 94.73 m olmaktadır. Lokal kayıplar için ayrıntılı hesaplamalara girilmemiş; lokal kayıpların tünel ve cebri boruda oluşan toplam düşü kaybının % 30'u olduğu kabul edilmiştir.
10. Her bir maksimum çevirme debisi değeri ve bu debi değerleri için kritik hız metodu ile hesaplanan net düşü değerleri kullanılarak yıllık gelir, yıllık gider, yıllık net gelir hesaplanmış maksimum çevirme debisi için net geliri maksimum yapan debi değeri 35 m³/s olarak hesaplanmıştır.
11. Maksimum debi değeri için türbinlenecek toplam su miktarı 653,892,653 m³/yıl, birincil enerji olarak türbinlenecek su miktarı 236,677,680 m³/yıl, ikincil enerji olarak türbinlenecek su miktarı 417,214,973 m³/yıl olarak hesaplanmıştır. Buna göre yıllık ortalama debi değeri 20.73 m³/s olmaktadır.
12. 35 m³/s maksimum çevirme debisi için toplam yatırım bedeli 28,606,642 ABD\$ (137597948 TL) olarak hesaplanmıştır. Bu 28.303 MW kurulu güce tekabül etmektedir. Bu kurulu güç değeri için yıllık gelir 6,315,467 ABD\$/yıl (30377396 TL/yıl), yıllık gider 3,080,206 ABD\$/yıl (14815791 TL/yıl) net gelir 3,235,261 ABD\$/yıl (15561605 TL/yıl) olarak hesaplanmıştır. Birim kurulu güç 1,011 ABD\$/kW (4863 TL/kW) olmaktadır.
13. Maksimum net gelir metoduna göre 35 m³/s maksimum çevirme debisi için optimum tünel çapı 3.31 m hesaplanmış, 3.30 m alınmıştır.
14. Maksimum net gelir metoduna göre 35 m³/s maksimum çevirme debisi için optimum cebri boru çapı 2.77 m hesaplanmış 2.75 m alınmıştır.
15. Bu çap değerlerine göre tünelde oluşan düşü kaybı 3.38 m, cebri boruda oluşan düşü kaybı 0.75 m, lokal kayıplar 1.24 m, toplam düşü kaybı 5.37 m olmaktadır. Buna göre net düşü miktarı 94.63 m olarak hesaplanmıştır.

16. Yatırım maliyeti 28,235,860 ABD\$ (135814487 TL) olarak hesaplanmıştır. Yıllık gelir 6,310,403 ABD\$/yıl (30353038 TL/yıl), yıllık gider 3,044,016 ABD\$/yıl (14641717 TL/yıl), yıllık net gelir 3,266,387 ABD\$/yıl (15711322 TL/yıl) olarak hesaplanmıştır. Bu gelir 28.129 MW kurulu güç ile sağlanmaktadır. Birim kurulu güç maliyeti 1,004 ABD\$/kW (4829 TL/kW) olmaktadır.
17. 3.30 m tünel için birim yatırım maliyeti 3,281 ABD\$/m (15782 TL/m) toplam yatırım maliyeti 2500 m uzunluk için 8,201,715 ABD\$ (39450249 TL) olmaktadır. Toplam yatırım bedelinin % 37'sine tekabül etmektedir.
18. Optimum tünel eğimi 0.0037 olarak hesaplanmıştır.
19. Sağlam kayada birim keşif bedeli 2,476 ABD\$/m (11910 TL/m), orta sağlam kayada 2,942 ABD\$/m (14151 TL/m), zayıf kayada 3,848 ABD\$/m (18509 TL/m), çok zayıf kayada 4,452 ABD\$/m (21414 TL/m) olarak hesaplanmıştır. Tünelin karşılıklı iki aynadan açılacağı varsayılmıştır.
20. Sağlam kayada açıldığı varsayılan tünel için yıllık 315 ABD\$/m (1515 TL/m) amortisman gideri, 14 ABD\$/m (67 TL/m) işletme bakım gideri, 0.1 ABD\$/m (0.48 TL/m) yenileme gideri ile toplamda 329 ABD\$/m (1583 TL/m) gider, sürtünmeden dolayı kayıp olarak 156 ABD\$/m (750 TL/m) hesaplanmıştır.
21. 2 adet cebri boru kullanılması durumunda cebri boru çapı 2.09 m, 3 adet cebri boru kullanılması durumunda cebri boru çapı 1.77 m olarak hesaplanmıştır.
22. Tek cebri borunun birim yatırım maliyeti 7,374 ABD\$/m (35469 TL/m) iken 2 adet kullanılması durumunda birim maliyet 8,671 ABD\$/m (41708 TL/m), 3 adet cebri boru kullanılması durumunda birim maliyet 9,574 ABD\$/m (46051 TL/m) olmaktadır.
23. Tek cebri boru yerine 2 adet cebri boru kullanılması durumunda maliyet % 18, 3 adet cebri boru kullanılması durumunda ise yaklaşık % 30 artmaktadır. 3 adet cebri boru kullanılması uygun görüldüğünde; yılda 331 ABD\$/m (1592 TL/m)

sürtünme kaybı, 919 ABD\$/m (4420 TL/m) amortisman gideri, 87 ABD\$/m (419 TL/m) işletme bakım gideri, 7 ABD\$/m (34 TL/m) yenileme gideri olmak üzere; toplamda 1,036 ABD\$/m (4983 TL/m) gider oluşmaktadır.

24. 11.20 m³/s debi değerinde 98.71 m net düşü de 9973 MW türbin gücünde güvenilir debileri işlemek üzere bir adet türbin seçilmesi uygun bulunmuştur.
25. Bu türbinden 2 adet daha seçilmesi halinde toplam kurulu türbin gücü 29.919 MW olmaktadır. Bu türbin gücü 28.147 MW kuru güce tekabül etmektedir.
26. Bu durumda türbin devri Voith marka için 518 d/d, türbin özgül hızı 166 m-kW olarak hesaplanmıştır. Bu devre en yakın senkron generatör hızı 500 d/d olduğundan 50 Hz 500 d/d generatör seçilmesi uygun olacaktır.

5. ÖNERİLER

1. Farklı tünel boyları için maliyet hesaplarının yapılması regülatör tip hidroelektrik santrallerinin karşılaştırılmasına imkan sağlayacaktır.
2. Farklı akım verileri için regülatör tipi hidroelektrik santrallerinin tasarım ve maliyet hesapları tekrarlanabilir.
3. Regülatör tipi hidroelektrik santrallerinin tasarım hesapları aynı boru hattı üzerinde değişken cebri boru çaplarına ve et kalınlıklarına göre yapılabilir.
4. Oluşturulan akım eğrisinin karakterine göre farklı çaplarda birden çok cebri boru hattı kullanılarak regülatör tipi hidroelektrik santrallerin tasarımı yapılabilir.
5. Regülatör tipi hidroelektrik santrallerinin tasarım hesapları sabit lokal kayıplar yerine ayrıntılı lokal kayıp hesapları yapılarak karşılaştırma yapılabilir.

KAYNAKLAR

- Anagnostopoulos, J.S., Papantonis, D.E., 2006.** Optimal sizing of a run-of-river small hydropower plant. *Energy Conversion and Management*, 48, 2663-2670. DOI: 10.1016/j.enconman.2007.04.016.
- Aslan, Y., Arslan, O., Yasar, C., 2008.** A sensitivity analysis for the design of small-scale hydropower plant: Kayabogazi case study. *Renewable Energy*, 33, 791-801. DOI: 10.1016/j.renene.2007.04.011
- Barelli, L., Liucci, L., Ottaviano, A., Valigi, D., 2013.** Mini-hydro: a design approach in case of torrential rivers. *Energy*, 58, 695-706. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.06.038>.
- Başçeşme, H., 2003.** Ankara. Hidroelektrik Santraller ve Hidroelektrik Santral Tesisleri. Elektrik Üretim Anonim Şirketi Hidroelektrik Santraller Daire Başkanlığı. 716 s.
- Bulu, A. 2011.** Hidroelektrik Santrallerin Tasarımı ve Hesap Esasları. Okan Üniversitesi Yayınları, İstanbul.
- Cavazzini, G., Santolin, A., Pavesi, G., Ardizzon, G., 2016.** Accurate estimation model for small and micro hydropower plants costs in hybrid energy systems modelling. *Energy*, 103, 746-757. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.024>.
- Cofcof, Ş., 1992.** Tünel Maliyetleri ve Enerji Tünellerinde Optimum Çap Seçimi ile İlgili Bir Çalışma. DSİ Teknik Bülteni, Sayı:77, 69-78.
- Cofcof, Ş., 1993.** Çelik Cebri Borularda Optimum Çap Seçimi. DSİ Teknik Bülteni, Sayı:78, 47-57.
- Cofcof, Ş., 1996.** Kanal Santrallerinde Genel Boyutlandırma Esasları. 138 s.
- Cofcof, Ş., 2008.** Kanal Santrallerinde Su İletim Hattı ve Yükleme Havuzları. DOLSAR Müh. Ltd. Şti. 101 s.
- ETKB, 2014.** Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Stratejik Planı. 2015-2019.
- Hakgören, F., 1973.** Regülatörlerin Planlama ve Projelendirme Esasları. [Dergipark.gov.tr/download/article/34647](http://dergipark.gov.tr/download/article/34647)
- IEA, 2017.** Key World Energy Statistics. International Energy Agency.
- Karagöl, E. T., Kavaz, İ., 2017.** Dünyada ve Türkiye’de Yenilenebilir Enerji. Setav.org, Sayı:197
- Kırımlioğlu, S., 1965.** Dairesel ve Atnalı Kesitlerin Hidrolik ve Statiği. Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü Yayını, Yayın No:509
- Pekçağhyan, M. D., 2009.** Su Alma Yapısı HES Seçimi ve Boyutlandırma. DSİ Genel Müdürlüğü Personel ve Eğitim Dairesi Başkanlığı. 45 s.

- Santolin, A., Cavazzini, G., Pavesi, G., Ardizon, G., Rossetti, A., 2011.** Techno-economical method for the capacity sizing of small hydropower plant. *Energy Conversion and Management*, 52, 2533-2541. DOI:10.1016/j.enconman.2011.01.001
- Singh, V.K., Singal, S.K., 2017.** Operation of hydropower plants-a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 610-619. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.169>.
- Tanrıverdi, İ., 1991.** Hidroelektrik Santralların Proje Esasları. Ankara. DSİ Genel Müdürlüğü Barajlar ve Hidroelektrik Santraller Dairesi yayını 102 s.
- TEİAŞ, 2015.** Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu. Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü, Planlama ve Stratejik Yönetim Dairesi Başkanlığı, (2015 – 2019), 97 s.
- Topkaya, H., 1962.** Yükleme Odaları. DSİ Genel Müdürlüğü, DSİ G.Yayını No392.
- United States Department of The Interior, 1987.** Design of Small Dam, A Water Resources Technical Publication. 904 s.
- URL-1, 2018.** https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2019-01/kurulu_guc_aralik_2018.pdf(19.01.2019)
- Yıldız, K., 1992.** Hidroelektrik Santrallar Hesap Esasları ve Projelendirilmesi. Ankara. DSİ Vakfı Yayın No:1 353 s.
- Yildiz, V., Vrugt, J.A., 2019.** A toolbox for the optimal design of run-of-river hydropower plants. *Environmental Modelling & Software*, 111, 134-152. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.envsoft.2018.08.018>.

ÖZGEÇMİŞ

1976 yılında İspir’de doğdu. 1993 yılında Rize Lisesinden mezun oldu. 1994-1999 yılları arasında Yıldız Teknik Üniversitesi Makine Fakültesinde Makine Mühendisliği eğitimi aldı. Askerliğini yedek subay olarak Kıbrıs’ta yaptı. İş hayatına inşaat, silah, makine imalat ve ambalaj sanayi sektörlerinde çalışarak devam etti. 2005 yılında DSİ Genel Müdürlüğü Çoruh Projeleri 26. Bölge Müdürlüğü-Artvin taşra teşkilatında mühendis olarak memuriyete başladı. DSİ bünyesinde makine işletme başmühendisi, şube müdürü, etüt maliyet başmühendisi makine ikmal başmühendisi görevlerinde bulundu. 2013 yılında Recep Tayyip Erdoğan Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Mühendisliği Anabilim Dalı’nda başladığı yüksek lisans eğitimine halen devam etmektedir. DSİ Genel Müdürlüğü 22.Bölge Müdürlüğü-Trabzon 13.Sondaj Şube Müdürlüğünde Makine İmalat ve Donatım Başmühendisi olarak çalışmaktadır. Evli ve iki çocuk babasıdır.