

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**AKIM ÖLÇÜMÜ OLMAYAN HAVZALARDA GÜNLÜK
AKIMLARIN TAHMİNİ VE DEBİ SÜREKLİLİK EĞRİSİNİN ELDESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Pelin Lale ŞENGÜN

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Anabilim Dalı : Herhangi Mühendislik, Bilim

Programı : Herhangi Program

MAYIS 2015

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**AKIM ÖLÇÜMÜ OLMAYAN HAVZALARDA GÜNLÜK
AKIMLARIN TAHMİNİ VE DEBİ SÜREKLİLİK EĞRİSİNİN ELDESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Pelin Lale ŞENGÜN

(301121024)

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Bihrat ÖNÖZ

Anabilim Dalı : Herhangi Mühendislik, Bilim

Programı : Herhangi Program

MAYIS 2015

İTÜ, Enerji Enstitüsü'nün 301121024 numaralı Yüksek LisansÖğrencisi **Pelin Lale ŞENGÜN**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “**AKIM ÖLÇÜMÜ OLMAYAN HAVZALARDA GÜNLÜK AKIMLARIN TAHMİNİ VE DEBİ SÜREKLİLİK EĞRİSİNİN ELDESİ**” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

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

İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Doç. Dr. Oral Yağcı**

İstanbul Teknik Üniversitesi

Yrd. Doç. Dr. Burak BARUTÇU

İstanbul Teknik Üniversitesi

Teslim Tarihi : **04 Mayıs 2015**

Savunma Tarihi : **25 Mayıs 2015**

ÖNSÖZ

Sanayi devriminin ardından hızlı bir şekilde gelişen ülkelerin büyümeye paralel olarak enerjiye olan ihtiyaçları da gün geçtikçe artmaktadır. Çevre dostu olması nedeniyle ilgi ve teşvik, birçok enerji kaynağı yerine yenilenebilir enerjiye olmaktadır. Hidroelektrik enerji, temiz ve yenilenebilir enerjilerin en önemlisi olarak kabul edilmektedir. Hidroelektrik santral çeşitlerinden nehir tipi santraller ise tüm dünyada kabul gören en yeşil ve doğaya dost enerji santralleridir.

Nehir tipi hidroelektrik santral projelerinde, akım gözlem istasyonlarında (AGİ) ölçülen akım değerleri, kurulu gücün belirlenmesi ve doğru türbin seçilmesinde önemli ölçüde faydalı olmaktadır. Ancak AGİ'lerin bulunmadığı ya da kayıtlarının kısa olduğu noktalarda hidrolojik veri tahmin ihtiyacı doğmaktadır.

Bu projede Murat Nehri'nde, civardaki AGİ'lerin verilerinden faydalanılarak, akım değerlerinin ölçülmediği akarsularda günlük akımların tahmini ve debi süreklilik eğrisinin eldesi konusu üzerine araştırma yapılmıştır. Bu çalışma süresince benden bilgi ve deneyimlerini eksik etmeyen sayın hocam Prof. Dr. Bihrat Önöz'e teşekkürü borç bilirim.

Mayıs 2015

Pelin Lale ŞENGÜN

Makina Mühendisi

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	v
İÇİNDEKİLER	vii
KISALTMALAR	ix
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xi
ŞEKİL LİSTESİ.....	xiii
SEMBOL LİSTESİ	xv
ÖZET.....	xvii
SUMMARY	xix
1. GİRİŞ	1
1.1 Tezin Amacı	1
1.2 Literatür Özeti	1
2. ENERJİ	3
2.1 Dünyada Enerji.....	3
2.2 Türkiye’de Enerji	6
2.3 Hidroelektrik Santraller.....	10
2.3.1 Hidroelektrik enerji	10
2.3.2 Hidroelektrik santrallerin sınıflandırılması	11
2.3.3 Hidroelektrik santrallerin tercih edilme sebepleri.....	12
2.3.4 Dünyada hidroelektrik enerji	13
2.3.5 Türkiye’de hidroelektrik enerji	16
2.4 Nehir Tipi Hidroelektrik Santraller	18
2.4.1 Dünyada nehir tipi hidroelektrik santraller	18
2.4.2 Türkiye’de nehir tipi hidroelektrik santraller	19
2.4.3 Nehir tipi santrallerin avantajları	19
3. GÜNLÜK AKIM VE DEBİ SÜREKLİLİK EĞRİSİ ELDE EDİLMESİNDE KULLANILAN YÖNTEMLER	21
3.1 Debi Süreklilik Eğrisi.....	21
3.2 Parametreleştirme ve Ardından Genelleştirme Yöntemi	22
3.2.1 Parametreleştirme ve genelleştirme yönteminin uygulama adımları.....	22
3.2.2 Lineer regresyon metodu ile modelleme.....	23
3.2.3 Jack Knife yöntemi ile genelleştirme.....	24
3.2.4 NASH kriteri ve RMSE ile lineer regresyon metotlarının performans değerlendirmesi	26
4. YÖNTEMLERİN SEÇİLEN BÖLGEDE UYGULANMASI VE ANALİZLER	27
4.1 Proje Verileri	27
4.2 Debi Süreklilik Eğrisinin Çizilmesi	29
4.3 Parametreleştirme ve Ardından Genelleştirme Metodu	31
4.3.1 Lineer regresyon metodu ile modelleme.....	31
4.3.2 Havza karakteristikleri ile ortalama debi hesaplanması.....	33
4.3.2.1 Jack Knife yöntemi	33
4.3.2.2 Ortalama debi hesaplanması	33

4.3.3 Günlük akım değerlerinin hesaplanması	36
4.4 Uygulanan Yöntemlerin Performansının Değerlendirilmesi	39
4.4.1 Debi süreklilik eğrilerinin kıyaslanması	40
5. SONUÇ VE ÖNERİLER	43
KAYNAKLAR	47
EKLER	49
ÖZGEÇMİŞ	57

KISALTMALAR

AGİ	: Akım Gözlem İstasyonu
BP	: British Petrol
DSİ	: Devlet Su İşleri
EİE	: Elektrik İşleri Etüd İdaresi
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
FDC (DSE)	: Flow Duration Curve (Debi Süreklilik Eğrisi)
HES	: Hidroelektrik Santral
IEA	: International Energy Agency
NASH	: Nash Sutcliffe Efficiency
OECD	: Organization for Economic Co-Operation and Development (Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı)
PG	: Parametreleştirme ve Ardından Genelleştirme Metodu
RMSE	: Root Mean Square Error
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : Yıllara göre kurulu güç gelişimi (MW)-Senaryo	7
Çizelge 2.2 : Güvenilir enerji üretiminin yıllara göre değişimi (GWh)-Senaryo	8
Çizelge 2.3 : Kıtalara göre hidroelektrik enerji tüketimi	13
Çizelge 2.4 : Kuruluş ve yakıt cinslerine göre kurulu güç	18
Çizelge 3.1 : 2102, 2122, 2157, 2158, 2164 nolu istasyonların havza karakteristikleri	25
Çizelge 3.2 : 2152, 2174, 2177 nolu istasyonların havza karakteristikleri	25
Çizelge 4.1 : İstasyonlara göre havza karakteristikleri dağılımı.....	27
Çizelge 4.2 : 2102 nolu istasyon havza karakteristiklerine göre ortalama debi değerleri.....	34
Çizelge 4.3 : 2122 nolu istasyon havza karakteristiklerine göre ortalama debi değerleri.....	34
Çizelge 4.4: 2157 nolu istasyon havza karakteristiklerine göre ortalama debi değerleri.....	35
Çizelge 4.5: 2158 nolu istasyon havza karakteristiklerine göre ortalama debi değerleri.....	35
Çizelge 4.6: 2164 nolu istasyon havza karakteristiklerine göre ortalama debi değerleri.....	35
Çizelge 4.7 : % 10, %20, %30 aşma olasılıklarına karşılık gelen lineer regresyon yöntemleri değerleri	39
Çizelge 4.8 : 2102 İstasyonu NASH ve RMSE Değerleri.....	40
Çizelge 4.9 : 2122 İstasyonu NASH ve RMSE Değerleri	40
Çizelge 4.10 : 2157 İstasyonu NASH ve RMSE Değerleri	41
Çizelge 4.11 : 2158 İstasyonu NASH ve RMSE Değerleri	41
Çizelge 4.12 : 2164 İstasyonu NASH ve RMSE Değerleri	41

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : 1990-2030 yılları arası nüfus artışında gözlemlenen ve beklenen değişiklikler	3
Şekil 2.2 : 1990-2030 yılları arası birincil enerji tüketimi dağılımı	4
Şekil 2.3 : Enerji kaynaklarının 1987-2013 yılları arası tüketim dağılımı (mtpe)	5
Şekil 2.4 : Dünya enerji arz ve talep projeksiyonları.....	5
Şekil 2.5 : Doğalgaz petrol ve kömür ithalat-üretim oranları	6
Şekil 2.6 : Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücünün enerji kaynaklarına göre dağılımı	7
Şekil 2.7 : Hidrolojik Çevrim	11
Şekil 2.8 : Depolamasız hidroelektrik güç birimi - Depolamalı hidroelektrik güç birimi	12
Şekil 2.9 : Kıtalara göre hidroelektrik enerji tüketimi (mtpe)	13
Şekil 2.10 : Hidroelektrik enerjinin elektrik üretimindeki payının yıllara göre değişimi	14
Şekil 2.11 : 2050 kıtalararası hidroelektrik enerji hedefleri	15
Şekil 2.12 : Yıllara göre hidrolik enerji kurulu güç gelişimi	16
Şekil 2.13 : Türkiye yükselti haritası	17
Şekil 2.14 : Türkiye ortalama yağış haritası	17
Şekil 2.15 : Nehir tipi santral şeması	20
Şekil 3.1 : Debi süreklilik eğrisi	21
Şekil 4.1 : 21. Bölge istasyon dağılımları	28
Şekil 4.2 : 2102 istasyonu debi süreklilik eğrisi	29
Şekil 4.3 : 2122 istasyonu debi süreklilik eğrisi	30
Şekil 4.4 : 2157 istasyonu debi süreklilik eğrisi	30
Şekil 4.5 : 2158 istasyonu debi süreklilik eğrisi	30
Şekil 4.6 : 2164 istasyonu debi süreklilik eğrisi	31
Şekil 4.7 : 2102 istasyonu 1969-2009 yılları arası debi süreklilik eğrisi kıyaslaması	36
Şekil 4.8 : 2122 istasyonu 1969-2009 yılları arası debi süreklilik eğrisi kıyaslaması	37
Şekil 4.9 : 2157 istasyonu 1969-2009 yılları arası debi süreklilik eğrisi kıyaslaması	37
Şekil 4.10 : 2158 istasyonu 1969-2009 yılları arası debi süreklilik eğrisi kıyaslaması	38
Şekil 4.11 : 2164 istasyonu 1969-2009 yılları arası debi süreklilik eğrisi kıyaslaması	38

Şekil 4.12 : Lineer regresyon yöntemlerinin 1969-2009 yılları NASH değerleri	42
Şekil 4.13 : Lineer regresyon yöntemlerinin 1969-2009 yılları RMSE değerleri	42
Şekil A.1 : 2102 istasyonu 17 olasılık değeri için debi süreklilik eğrisi kıyaslaması	51
Şekil A.2 : 2122 istasyonu 17 olasılık değeri için debi süreklilik eğrisi kıyaslaması	52
Şekil A.3 : 2157 istasyonu 17 olasılık değeri için debi süreklilik eğrisi kıyaslaması	53
Şekil A.4 : 2158 istasyonu 17 olasılık değeri için debi süreklilik eğrisi kıyaslaması	54
Şekil A.5 : 2164 istasyonu 17 olasılık değeri için debi süreklilik eğrisi kıyaslaması	55

SEMBOL LİSTESİ

a₀, a₁, a₂, a₃	: Lineer denklem katsayıları
c	: Lineer denklem sabiti, 1
i	: Durum sayısı (seçilen debi başlangıç numarası)
j	: Durum sayısı (seçilen debi bitiş numarası)
m³/s	: Hacim birimi (saniyede geçen metreküp)
n	: Tahmin edilen ve gözlemlenen DSE için olasılık sayısı
p	: Seçilen aşılma olasılığı
Q_g	: Gerçek akım değeri (m ³ /s)
Q_h	: Hesaplanan akım değeri (m ³ /s)
Q_i	: i'nci akım değeri (m ³ /s)
Q_{ort}, \bar{Q}	: Ortalama akım değeri (m ³ /s)
Z_i	: Normal dağılım değeri
Z_{min}	: Lineer denklem sabiti, -4.66

AKIM ÖLÇÜMÜ OLMAYAN HAVZALARDA GÜNLÜK AKIMLARIN TAHMİNİ VE DEBİ SÜREKLİLİK EĞRİSİNİN ELDESİ

ÖZET

Hidroelektrik enerji üretim santrallerinde akış değişkenliğinin ve hidrolojik rejimin belirlenmesi, kurulu gücün hesaplanması ve nehir tipi santraller için doğru türbin seçiminde, debi süreklilik eğrileri (FDC) ve günlük akım değerleri önemli rol oynamaktadır. Bu çalışmada, “Parametreleştirme ve Ardından Genelleştirme (PG)” yönteminin debi süreklilik eğrisi tahminindeki doğruluğu, 5 ölçüm istasyonu için incelenmiştir. Murat Nehri bölgesinde yer alan bu 5 ölçüm istasyonunun akım değerleri ölçülmemiş olarak kabul edilmiştir. Parametreleştirme ve ardından genelleştirme yönteminde 5 lineer regresyon metodu uygulanmış ve bu metodların günlük akım ve debi süreklilik eğrisi tahmininde doğruluğu karşılaştırılmıştır. Metodlar sırası ile lineer, log kübik, kare ve kombinasyon3 tür. İstasyonların 1969-2009 yılları arası günlük akım dataları Devlet Su İşleri’nden (DSİ) sağlanmıştır. Günlük akımlar ortalama akışlara bölünerek boyutsuzlaştırılmıştır.

Giriş bölümünde projenin amacından bahsedilmiştir. Farklı çözüm önerileri göz önünde bulundurularak proje için uygun görülen seçim kriterleri belirtilmiştir.

İkinci bölümde çalışmanın amacını daha iyi aktarabilmek için dünyada ve Türkiye’de enerjinin durumu hakkında bilgilendirme yapılmıştır. Ayrıca hidroelektrik santrallerden ve çeşitlerinden olan nehir tipi santrallerden kısaca bahsedilmiş ve nehir tipi santrallerin Türkiye ve dünyadaki potansiyeli değerlendirilmiştir.

Üçüncü bölümde projede kullanılan parametreleştirme ve genelleştirme yöntemi detaylı olarak anlatılmıştır. Ayrıca NASH ve RMSE kriterlerinden bahsedilmiştir.

Dördüncü bölümde proje verileri temel alınarak günlük akım değerlerine göre lineer regresyon yöntemi ile modelleme yapılmış ve ortalama debi değerleri hesaplanmıştır. Ortalama debi değerlerinden yararlanılarak günlük akım ve debi süreklilik eğrileri elde edilmiştir. NASH ile RMSE yöntemlerine göre günlük akım ve debi süreklilik eğrilerinin gerçek verileri ile elde edilen verileri kıyaslanmıştır.

Beşinci bölümde çalışma sonuçları irdelenmiş ve çalışmanın uygulanabilir olup olmadığı tartışılmıştır.

ESTIMATION OF DAILY STREAMFLOWS AND FLOW DURATION CURVES AT UNGAUGED SITES

SUMMARY

Energy is a fundamental necessity for human being for long years. After the industrial revolution, energy necessity of the countries has gone up day by day in parallel to the economical growth. Energy is now assumed as a symbol of the development for the countries. This means, the importance of the energy has been increasing over years.

By considering the reserves, fossil fuels were the focus of interest of energy requirement in the world. However, usage of the fossil fuels leads to pollution and many environmental impacts which results with unrecyclable outcomes. Fossil fuels, including natural gas, petroleum and coal, produce billion tonnes of carbondioxide which can not be fully absorbed by natural processes. Carbondioxide is also one of the greenhouse gases which cause the global warming rise.

To reduce environmental impacts, social and sustainability problems, global movement has towarded to an alternative energy resource. Countries searched for the new energy model which does not cause pollution in the environment and should be efficient enough and can be used for long years. In this respect, it is found that renewable energy satisfies all the demands.

Since renewable energy is environmentally friendly and sustainable, trend towards to renewable energy as compared to the other energy sources. Hydropower, which is one of renewable energy sources, is also assumed as the clean and environmental friendly energy source in the world.

When status of Turkey is glanced shortly, it can be found that Turkey consumes only quarter of the demand from domestic resources. The rest of it is used from natural gas, petroleum and coal which increase import dependecy day by day. Therefore, alternative energy production resources diversification is the fundamental necessity for the security of supply in Turkey.

Turkey has about 70557 MW installed capacity but only 34% of capacity is consumed from hydroelectricity. Main energy source which is used in the country is natural gas. According to 2021 future plan, Turkey plans to increase hydroelectricity installed capacity from 17000 MW to 34000 MW which includes run off the river type hydroelectric power plant installation, as well.

Hydroelectrical power plants are assumed as one of the clean and renewable energy sources. These plants have about 90-95 % efficiency when fossil fuels have maximum 60%. Operating cost is very low and plants can support peak load demands.

Hydroelectrical power plant can be classified into two groups which are called as storage type and run off the river type. Run off the river plants do not store the water and they can be installed for medium and small scale plants. In addition to it, run off the river plants are accepted as the most green and environmental friendly plants in the world.

Characterization of flow variability and hydrological regimes are vital important parameters before the installation of hydroelectrical power plants. These parameters can be calculated from daily streamflows and flow duration curves data. During the feasibility study, wrong decisions which are made according to the missing information, may directly affect the installation time of the power plant. Daily streamflows and flow duration curves are also useful tools for installed capacity calculation and proper turbine selection for the run off rivers. This means, these parameters also affect the life of installed power plants.

If there is no gauging station in the river area or if the data history of the gauging station is very short, hydrological estimation should be done. Daily streamflow and flow duration curves should be calculated in ungauged stations by using different methods.

In this paper, the influence of the “Parameterisation then Generalisation (PG)” method on the empirically predicted flow duration curves is investigated. 5 gauging stations, 2102, 2122, 2157, 2158, 2164, which are located across Murat River in Turkey, are selected for the study. Daily streamflow data are recorded for 40 years. Then these stations are assumed as ungauged and parameterisation method is applied on the stations. Five linear regression methods, linear, log, cubic, squared and combination³, are calculated for the stations and the appropriateness of the methods are compared for the estimation of daily streamflows and flow duration curves.

Stations streamflow data between 1969-2009 years are provided from Devlet Su Isleri (DSI). Before starting the study, daily streamflows are made dimensionless by dividing to mean flows to make them comparable.

In the introduction, the aim of the project and solution criteria are explained. Some of the related estimation studies are mentioned from the world. It showed that, there are lots of studies have been done for the flow duration curve and streamflow estimations in the world.

In order to represent aim of the study better, energy status in the world and Turkey is explained in second section. It showed that global demand tended the world to search for new energy resources. Hydroelectric power plants and run off the river plants are shortly explained and the potentials are presented.

In the third section, flow duration curve is explained shortly. Details of the parameterisation and generalisation method are mentioned. Linear regression methods application strategy is explained and equations are provided for linear, log, cubic, squared and combination³ methods. Steps of the PG method are given and jack knife method literature is explained shortly. Additionally, NASH and RMSE criteria which are used for method accuracy comparison, are mentioned.

In the fourth section, daily streamflows are modelled with linear regression methods and mean flows are calculated based on project data. By using jack-knife method and with the aid of catchment characteristics, daily streamflows of the ungauged stations are calculated. Flow duration curves are drawn according to the estimated daily streamflows. As a result, estimated values are compared with the current parameters by using NASH and RMSE criteria.

In the fifth section, results of the studies are examined and the feasibility of the project is discussed. It is found that, mean streamflows calculations give the most accuracy results while using area-altitude and precipitation catchment characteristics. According to the NASH criteria calculations, combination³ method and linear

methods are giving the most accurate results for the estimation of flow duration curves and daily streamflows. When the result is evaluated from RMSE point of view, it is found that combination3 method is the best method for the estimations.

It is observed that, quantity of the catchment characteristics and stations have a direct effect on the results of calculations. By this study, it is shown that parameterisation and generalisation method gives the accurate estimation for daily streamflow and flow duration curve calculations.

1. GİRİŞ

Bu bölümde tezin amacı ve ilgili literatür özetinden kısaca bahsedilmiştir.

1.1 Tezin Amacı

Akım ölçümü olmayan havzalarda günlük akım ve debi süreklilik eğrisinin tahmini projenin temel amacıdır.

1.2 Literatür Özeti

Nehir tipi hidroelektrik santral projelerinde, istasyonlarda ölçülen akım değerleri, kurulu gücün belirlenmesi ve doğru türbin seçiminde önemli ölçüde faydalı olmaktadır. Ancak AGİ'lerin bulunmadığı ya da kayıtlarının kısa olduğu noktalarda, hidrolojik veri tahmin ihtiyacı doğmaktadır. Akım ölçümü yapılmamış akarsularda günlük akım değeri ve debi süreklilik eğrisinin tahmini için birçok araştırma yapılmıştır. Bu konuda yapılan ve yayımlanan araştırmalardan bazıları aşağıda bahsedildiği gibidir.

Ming Li, Quanxi Shao, Lu Zhang ve Francis Chiew tarafından yayınlanan bir makalede, ölçüm yapılmamış istasyonlarda debi süreklilik eğrisinin tahmini için bölgeselleştirme metodunun index model yöntemi üzerine çalışılmıştır [1].

Attilio Castellarin, Giorgio Galeati, Luigia Brandimarte, Alberto Montanari ve Armando Brath tarafından yapılan bir çalışmada ise bölgeselleştirme metodu ile tahmin edilen debi süreklilik eğrilerinin güvenilirliği tartışılmaktadır [2].

Holmes, Young, Gustard ve Grew tarafından yapılan bir çalışmada bölgeselleştirme metodu ile debi süreklilik eğrisi tahmin edilmiştir [3].

Vogel ve Arcfield tarafından yapılan bir çalışmada, harita korelasyon yönteminin günlük akım tahmininde verimliliği incelenmiştir [4].

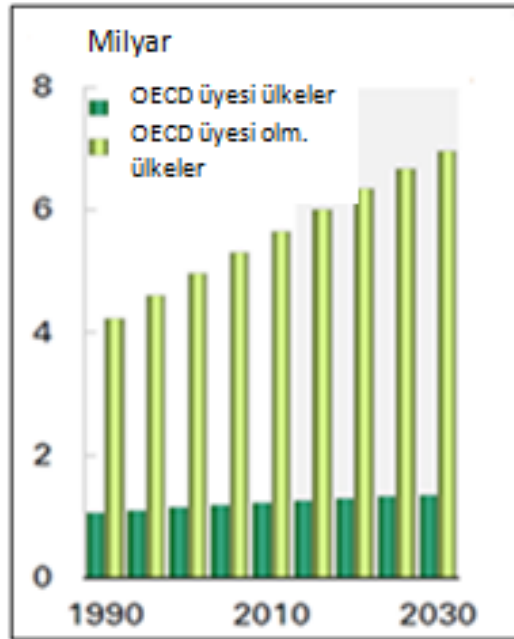
Chang Shu ve Ouarda tarafından yayınlanan bir makalede ise alan oranı ve debi süreklilik eğrisi yöntemleri ile günlük akımların tahmininde yapılabilecek iyileştirmelerden bahsedilmiştir [5].

2. ENERJİ

Dünyada ve Türkiye’de enerjinin durumu ile ülkelerin öngörülen 2030 gelişim verileri aşağıda belirtildiği gibidir.

2.1 Dünyada Enerji

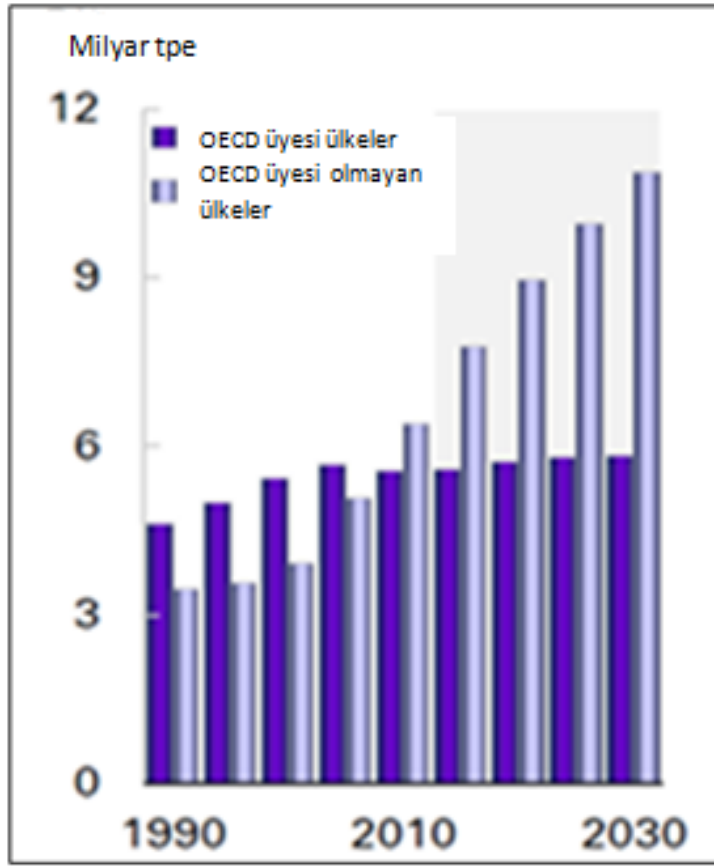
Dünya nüfusunun giderek artması ve gelişen teknolojiye paralel olarak, kişi başına düşen enerji tüketimi de artmaktadır. Diğer bir taraftan enerji talebi, özellikle gelişmemiş ülkelerde nüfus artışından büyük oranda etkilenmektedir [6]. BP Energy Outlook tarafından yapılan tahminlere göre 2012 yılında 7,046 milyar olan dünya nüfusunun 2030 yılında 8,3 milyar olması beklenmektedir. Nüfus artışında beklenen değişikliğin gelişmiş ve henüz gelişmekte olan ülkelere göre dağılımı Şekil 2.1’de verilmiştir.



Şekil 2.1: 1990-2030 yılları arası nüfus artışında gözlemlenen ve beklenen değişiklikler [7].

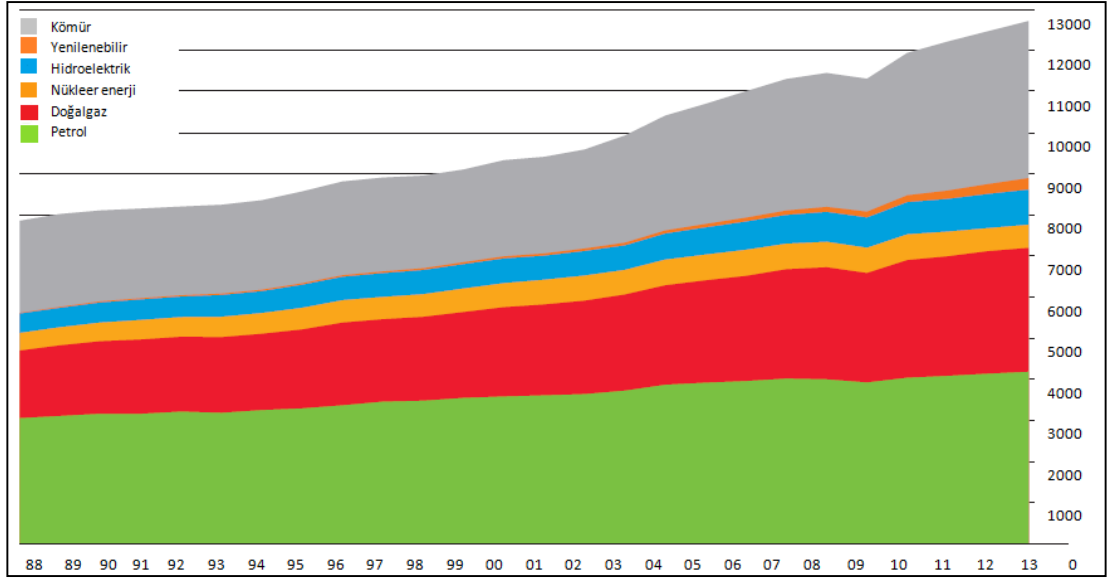
Birincil enerji tüketiminin senelere göre değişkenliği yine BP Energy Outlook tarafından incelenmiş ve tüketim dağılımı Şekil 2.2’de verilmiştir. Yapılan

araştırmalara göre 2012 yılında birincil enerji tüketimi 12,476 milyar tpe olarak hesaplanmıştır ve bu da 2011 yılına oranla senede %1.6'lık artış demektir. 2030 yılında beklenen birincil enerji tüketimi ise %36'lık artışla 16,636 milyar tpe dir. 2010-2020 yılları arasında senelik %2.1'lik artış, 2020-2030 yılları arasında ise %1.3 lük artış beklenmektedir. Enerji tüketiminin %93'lk bölümünde gelişmekte olan ülkelerin isimler görülmektedir.2030 yılında 2011 yılına oranla gelişmekte olan ülkelerin enerji tüketiminde %61'lik artış beklenmektedir. Bu durum gelişmiş olan ülkelerde %6 olarak gözlenecektir.



şekil 2.2 : 1990-2030 yılları arası birincil enerji tüketimi dağılımları [7].

Yine BP tarafından yapılan araştırmaya göre enerjinin kaynaklarına göre tüketimi şekil 2.3 de gösterilmiştir. Buna göre 1987 yılından 2013 yılına kadar geçen sürede yenilenebilir enerji kaynaklarının tüketiminde artış gözlenmiştir. 1987 yılında neredeyse %0'lık bir paya sahip olan yenilenebilir enerji kaynakları 2013 yılı sonunda %6.7'lik bir tüketim oranına ulaşmıştır. Bu artışa başlıca sebep olan lkeler AB ye ülkeleridir .

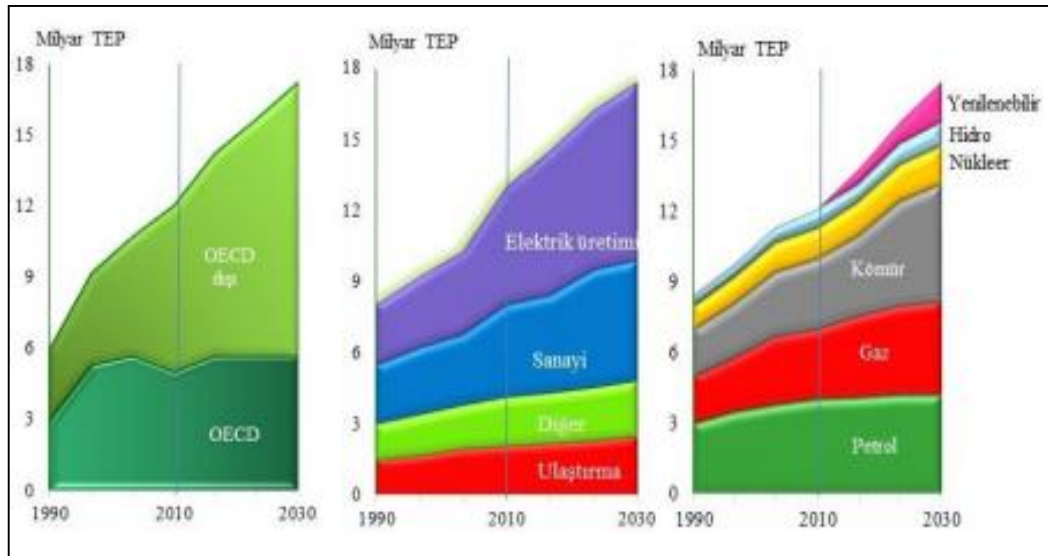


Şekil 2.3 : Enerji kaynaklarının 1987-2013 yılları arası tüketim dağılımı (mtpes) [8].

Enerji kaynaklarının ülke gelişmişlik düzeyine, kullanım bölgesine ve kaynak çeşitlerine göre 1990-2030 yılları arasında dağılımları Şekil 2.4 de gösterilmiştir.

BP tarafından yapılan tahminlere göre enerji tüketiminde 2010-2030 yılları arasında en çok payı %49'luk artış ile enerji üretimi için harcanacak enerji olacaktır. Sanayide kullanılan enerji ise 2030 yılına kadar %31'lik artış yaşayacaktır.

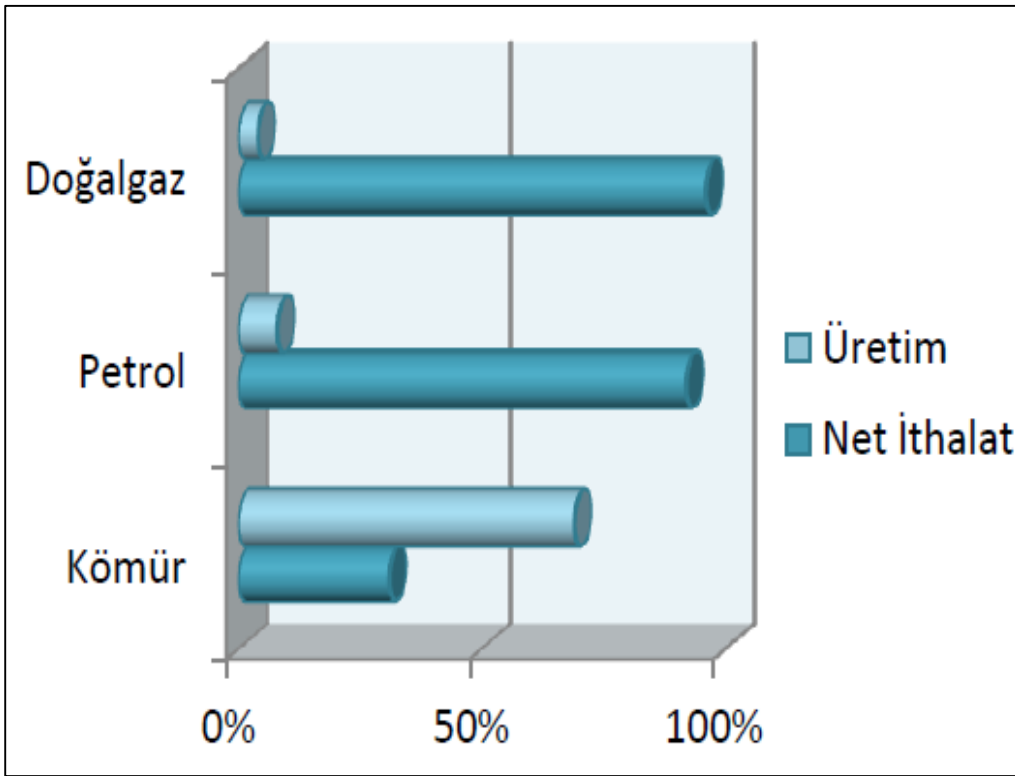
Enerji kaynaklarından yenilenebilir enerjinin kullanımı 2030 yılında %7.6 oranında artacaktır. Hidroelektrik enerji ise bu değer %2'lik kısmına sahip olacaktır [7].



Şekil 2.4 : Dünya enerji arz ve talep projeksiyonları [7].

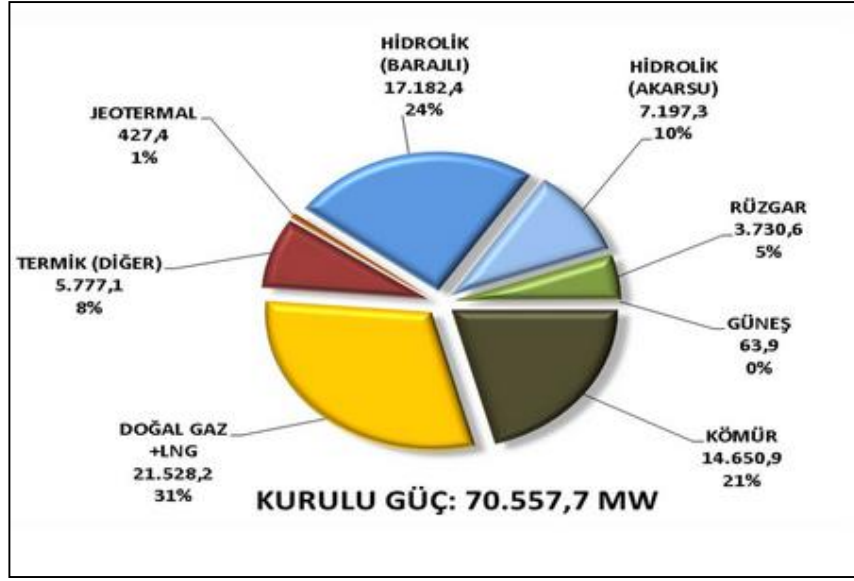
2.2 Türkiye’de Enerji

Son on yıl içerisinde, dünyada doğal gaz ve elektrik talebinin Çin’den sonra en fazla arttığı ikinci ülke konumunda bulunan Türkiye’nin önümüzdeki dönemde de ekonomik ve sosyal gelişme hedefleri ile tutarlı olarak, enerji talebi artışı bakımından dünyanın en dinamik enerji ekonomilerinden biri olmaya devam etmesi beklenmektedir. Hızla artan enerji talebi neticesinde Türkiye’nin başta petrol ve doğal gaz olmak üzere enerji ithalatına bağımlılığı artmaktadır [9]. Türkiye’nin diğer enerji kaynaklarına olan bağımlılığı Şekil 2.5 de gösterilmiştir.



Şekil 2.5 : Doğalgaz petrol ve kömür ithalat-üretim oranları [9].

Ülkemizin halihazırda toplam enerji talebinin yaklaşık %28’i yerli kaynaklardan karşılanmaktayken, kalan bölümü çeşitlilik arz eden ithal kaynaklardan karşılanmaktadır. Bu durumda birincil enerji tüketiminde Türkiye 21. ülke konumundadır.



Şekil 2.6 : Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücünün enerji kaynaklarına göre dağılımı [10].

Şekil 2.6 da da gösterildiği gibi 31 Mart 2015 tarihinden itibaren alınan verilere göre elektrik enerjisinin %31’lik kısmı doğalgazdan karşılanmaktadır. Doğalgaz tüketimi ve ithalatı yıllar içerisinde değerini arttırmaktadır.

Yıllara göre kurulu güç ve enerji üretimindeki değişiklik senaryosuna göre Çizelge 2.1 ve Çizelge 2.2 de gösterilmiştir. Buna göre hidroelektrik enerji kurulu gücünün 2021 yılında iki katına çıkarılması hedeflenmektedir.

Çizelge 2.1 : Yıllara göre kurulu güç gelişimi (MW)-Senaryo [10].

YILLAR	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
LİNYİT	8319	8375	9857	9857	9857	9857	9857	9857	9857
T.KÖMÜR+ ASFALTİT	690	690	960	960	960	960	960	960	960
İTHAL KÖMÜR	3881	3881	5081	5681	5681	5681	960	960	960
DOĞAL GAZ	20806	22376	23417	24042	24042	24042	24042	24042	24042
JEOTERMAL	148	197	197	197	197	197	197	197	197
FUEL OİL	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406	1406
MOTORİN	26	26	26	26	26	26	26	26	26
NÜKLEER	0	0	0	0	0	0	1200	2400	3600
DİĞER	215	215	215	215	215	215	215	215	215
TERMİK TOP.	35492	37166	37166	42384	42384	42384	43584	44784	45984
BİOGAZ+ ATIK	175	185	185	185	185	185	185	185	185
HİDROLİK	21461	24291	24291	31606	33394	33815	33815	33815	33815
RÜZGAR	2165	2646	2646	2646	2646	2646	2646	2646	2646
TOPLAM	59292	64288	64288	76821	78609	79030	80230	81430	82630

Çizelge 2.2 : Güvenilir enerji üretiminin yıllara göre değişimi (GWh)-Senaryo [10].

YILLAR	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
LİNYİT	44118	48600	52676	56651	56748	57260	57260	57260	57260
T.KÖMÜR+ ASFALTİT	3857	3857	4829	5801	5801	5801	5801	5801	5801
İTHAL KÖMÜR	25426	25002	29474	36481	38272	38311	38311	38311	38311
DOĞAL GAZ	145475	150184	162289	167216	167848	168184	168184	168184	168184
JEOTERMAL	912	1212	1402	1402	1402	1402	1402	1402	1402
FUEL OIL	9034	9034	9034	9034	9034	9034	9034	9034	9034
MOTORİN	148	148	148	148	148	148	148	148	148
NÜKLEER	0	0	0	0	0	0	4200	12600	21000
DİĞER	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408
TERMİK TOP.	230376	239443	261259	278139	280659	281547	285547	294147	302457
BİOGAZ+ ATIK	1111	1166	1196	1196	1196	1196	1196	1196	1196
HİDROLİK	44940	48717	54932	62536	67210	68946	69386	69386	69386
RÜZGAR	5764	6907	7644	7644	7644	7644	7644	7644	7644
TOPLAM	282192	296234	325031	349516	356709	359334	363974	372374	380774

Türkiye'nin kendi tüketimini karşılayabilecek kayda değer tek sahip olduğu fosil yakıt kömürdür. Dünyada kömür rezervlerinin ömrünün 240 yıl olduğu söylenmektedir. Türkiye'de 9,7 milyar ton olan taş kömürü rezervinin 8,3 milyar tonunu linyit rezervi, 1,35 milyar tonu ise taşkömürü rezervi oluşturmaktadır. Günümüzde bu rezervden elektrik üretimine yönelik kısmı 3,5 milyar ton dur. Dünyada elektrik üretiminde ilk sırada yer alsa da kömürün diğer yakıtlara göre çevreye olumsuz etkileri daha çoktur. Kömürün çevreye verdiği zararları gidermek amacıyla kömür yakma teknolojileri üzerinde çalışılmaktadır. Ayrıca kömürün elektrik üretiminde kullanım oranının artırılması ülkemiz açısından oldukça önemlidir.

Doğalgaz tüketimi Türkiye'de son yirmi yılda büyük oranda artış göstermiştir. Türkiye'de 2005 yılı itibariyle doğalgaz rezerv kapasitesi yaklaşık olarak 7 milyar m³ tür. Bu değer ile Türkiye'nin dünya doğalgaz rezerv kapasitesindeki payı %0,01 den daha azdır. Isınma yanında elektrik üretimi için de tüketilmekte olan doğalgaz düşük yatırım maliyeti sebebiyle ilk olarak tercih edilse de aslında birim enerji maliyetinin yüksek olması sebebiyle dezavantajlıdır. Türkiye'de rezerv oranı olarak incelendiğinde doğalgazın ömrü 7,8 yıl olarak hesaplanmaktadır [9]. Doğalgaza olan talep ülkemizde çok hızlı olarak gelişse de talepten fazla tahmin edilen değerler

nedeniyle, Türkiye’de “al ya da öde” gibi yapılan alım garantili anlaşmalar doğalgaza olan bağımlılığı gitgide arttırmıştır [11]. Türkiye’nin doğalgaz rezervinin az olması ve doğalgazda az sayıda ülkeye bağımlı olunması aslında doğalgazın arz güvenilirliğini tehlikeli konuma getirmektedir. Fiyatının yüksek olması, doğalgaz ihtiyacının %97 sini yurtdışından karşılayan Türkiye’nin, ekonomisini kötü yönde etkilemektedir.

Petrol ülkemizde elektrik üretmekten çok ulaşımda akaryakıt olarak tercih edilmektedir. 2005 yılı sonu ile Türkiye’de bulunan petrol rezervleri 6,87 milyar varil olup bu değer tüm dünyadaki petrol rezervlerinin yaklaşık olarak %0,1 lik kısmına karşılık gelmektedir. Türkiye’de petrol sahalarımız için rezerv ömrü 17 yıl biçildiğinden, yeni petrol rezervleri bulunamayacağı varsayıldığında petrolde dışa bağımlı olunacağı açıktır. Petrol fiyatlarının yüksek olması petrol ihtiyacının %93’ünü yurtdışından karşılayan Türkiye için ekonomiyi olumsuz etkilemektedir. Bu nedenlerden dolayı petrole bağımlılığın azaltılması için ulaşımda gelişmelerin yapılması ve yeni petrol rezervi keşiflerinin yapılması gerekmektedir.

Artan elektrik ihtiyacının gereken oranda karşılanabilmesi için en ciddi çözümlerden biri de Türkiye için nükleer enerji olarak gösterilmektedir. Sera gazı salınımına sebep olmaması ve büyük güçler ortaya çıkarabilmesi nükleer enerji için avantaj olarak görünse de, atıkların depolanması, kurulum süresi nükleer enerjinin büyük dezavantajları arasındadır. Batılı ülkelerde nükleer enerji için yapılan yatırımlar duraklatılsa da Çin bu konuda yatırım yapmaya devam etmektedir.

Türkiye’nin yenilenebilir enerji kaynakları açısından potansiyeli büyüktür. Özellikle Batı Anadolu kıyıları, Karadeniz Bölgesi ve Doğu Anadolu Bölgelerinde yüksek noktalarda rüzgar enerji potansiyeli yüksek olsa da rüzgar enerjisindeki başlıca problem toplam maliyetin fazla olmasıdır. EİE’nin yaptığı araştırmaya göre Türkiye’nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2460 saat, ortalama toplam ışınım süresi ise 1311 kWh/m².yıldır. Ancak güneş enerjisinin verimi düşük olduğundan ve ekonomik olmadığından güneş enerjisinden henüz tam olarak yararlanılamamaktadır. Türkiye’nin jeotermal enerji varlığı dikkate alınırsa zengin olduğu kabul edilmektedir. Ülkemiz Avrupa’da ve dünyada bu enerji çeşidini kullanmada ilk sıralardadır. Jeotermal enerjinin ülkemizde kullanımı daha çok bölgesel ısıtma amaçlı olmuştur. Ar-Ge çalışmalarına gereken özen gösterilerek Türkiye koşullarına jeotermal enerji için uygun olan stratejiler geliştirilebilir [11].

Türkiye’de genel enerji gereksinimlerinin karşılanması için alternatif üretim kaynaklarının ve bunların elde edildikleri kaynakların çeşitlendirilmesi arz güvenilirliği açısından son derece önemlidir. Yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde hidroelektrik potansiyel Türkiye’nin elektrik ihtiyacının sadece %35 ini buradan karşıladığı enerji türüdür. Ekonomik ömrünün yüksek olması, toplam maliyetinin düşük olması hidroelektrik santrallerin avantajlı olduğu durumlardır. Çevre açısından zararlı etkisi olmadığı göz önüne alınırsa hidroelektrik santrallerin kullanılmayan %65 lik bölümünün değerlendirilmesi gerektiği açıktır.

Türkiye ekonomik olarak hızla gelişen ve nüfus olarak çok çabuk büyüyen bir ülkedir. Aynı zamanda Türkiye’nin özellikle mali açıdan istikrarsızlığı mevcuttur. Bu faktörlerin asıl etkisi ise, ülkede her geçen yıl daha da artan enerji talebi olsa da, bu talebi gelecekte istenen oranda kapatmak için yeterli yatırım olmamasıdır.

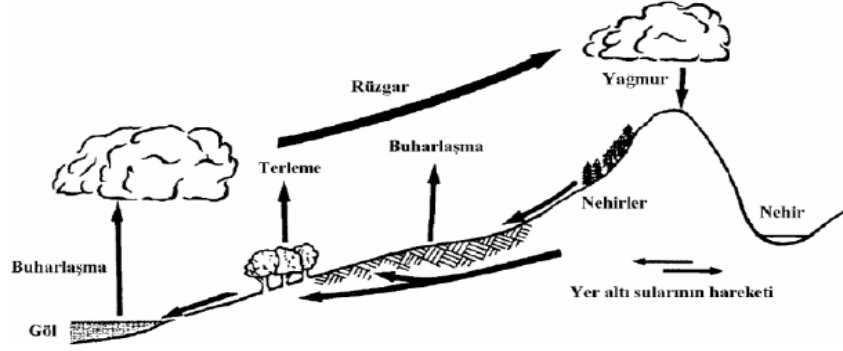
Türkiye 2009 yılı itibariyle toplam enerji tüketiminde %74 oranında dışarıya bağımlı bir ülkedir. Bu bağımlılık asıl olarak petrol, doğalgaz ve taşkömürüdür. Ancak unutulmamalıdır ki, bu enerji üretimi ve tüketiminin hızlı yayılımı aynı zamanda geniş oranda çevresel problemler de getirecektir.

2.3 Hidroelektrik Santraller

Hidroelektrik enerjinin tanımı ve sınıflandırılması ile dünyada ve Türkiye’deki enerji çeşitleri arasında hidroelektrik enerjinin konumu aşağıda belirtildiği gibidir.

2.3.1 Hidroelektrik enerji

Hidroelektrik enerji, suyun potansiyel enerjisinin kinetik enerjiye dönüştürülmesi ile elde edilen bir enerji çeşididir. Hidroelektrik enerji temiz ve yenilenebilir enerjilerin en önemlisi olarak kabul edilmektedir. Hidrolojik çevrim şeması Şekil 2.7 de ifade edildiği şekildedir. Çevrimde de görüldüğü gibi nehirden veya gölden buharlaşan su, rüzgar etkisiyle bulut haline gelmekte ve dağ yamaçlarından yeryüzüne tekrar yağmur ya da kar aracılığıyla dönmektedir. Hidroelektrik santrallerde kullanılan ana madde su olduğundan, suyun kendisini sürekli yenilemesi, hidroelektrik enerjinin kendini sürekli yenileyen bir kaynak olmasına katkıda bulunmaktadır [12].



Şekil 2.7 : Hidrolojik Çevrim [12].

Hidroelektrik santrallerde su cebri boru ya da kanallar yardımıyla türbinlere taşınır ve bu şekilde suyun kinetik enerjisi mekanik enerjiye dönüştürülür. Türbinlerin de jeneratörleri tahrik etmesiyle mekanik enerji elektrik enerjisine dönüştürülür. Türbinden elde edilen güç suyun düşü ve debisine bağlıdır.

2.3.2 Hidroelektrik santrallerin sınıflandırılması

1. Büyük ölçekli hidroelektrik santraller: Bu sistemlerde güç 50MW'ın üzerindedir. Bir ev için gereken gücün 5 KW olduğu kabul edildiği takdirde 100000 evin ihtiyacını karşılayabileceği anlamına gelmektedir.

2. Küçük ölçekli hidroelektrik santraller: Bu santrallerde elde edilen güç 10MW-50MW arasındadır. Ülkemiz küçük hidroelektrik santraller bakımından oldukça zengindir.

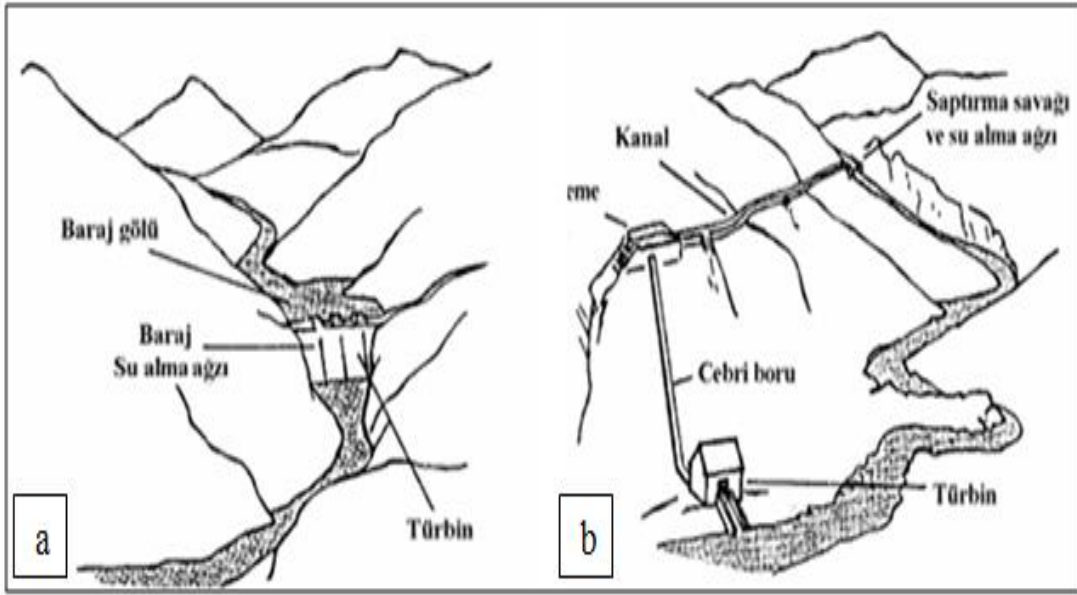
3. Mini ölçekli hidroelektrik santraller: 100KW-10000KW arasında güç elde etmektedirler. Bu sistemlerin ulusal enerji şebekesine daha az katkıları vardır. Genelde küçük yerleşim bölgelerinin elektrik ihtiyacını karşılamak amacıyla kullanılırlar.

4. Mikro ölçekli hidroelektrik santraller: Ulusal enerji şebekesinin ulaşmadığı bölgelerde genelde küçük yerleşim yerlerinin elektrik ihtiyacını karşılamak amacıyla kullanılırlar.

Bu sınıflandırma dışında düşüye göre de bir sınıflandırma çeşidi vardır:

- Alçak düşü: 2-20m
- Orta düşü: 20-150m
- Yüksek Düşü: 150m ve üzeri

Farklı bir sınıflandırma çeşidi ise suyun depolanıp depolanmadığına göre. Depolamasız sistem 'run off the river' olarak adlandırılır. Depolamalı sistemde suyun önü bir baraj ile kapatılmaktadır. Depolamalı sistemin avantajı yağmurlu zamanlarda suyun biriktirilmesi ve kurak geçen süreçlerde ise biriken sudan yararlanarak elektrik enerjisi üretilmesidir. Depolamalı sistemin avantajları yanında zamanla kilin birikmesi gibi dezavantajları da vardır. Bu durumda barajdaki toplanan kum ve kilin temizlenmesi gerekmektedir. Bu durumda ek maliyete sebep olur [12]. Şekil 2.8 de depolamalı ve depolamasız hidroelektrik güç birimleri gösterilmiştir.



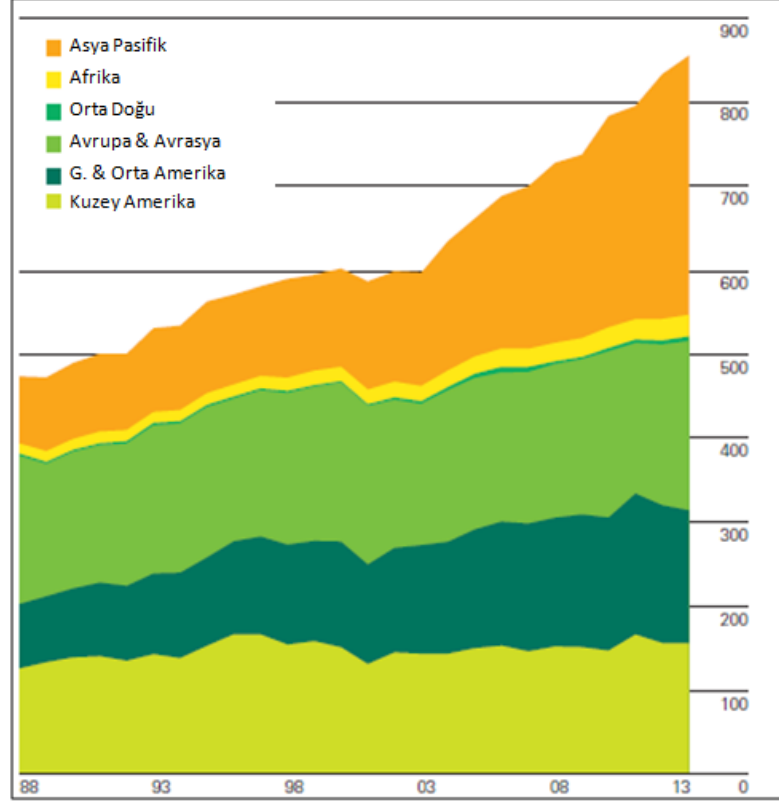
Şekil 2.8: a) Depolamasız hidroelektrik güç birimi b) Depolamalı hidroelektrik güç birimi [12].

2.3.3 Hidroelektrik santrallerin tercih edilme sebepleri

Hidroelektrik enerji temiz ve yenilenebilir enerjinin en önemlisi olarak görülmektedir. Bugünkü hidroelektrik santraller %90-95 verimle en yüksek dönüşümlü enerji santralleri olarak kabul edilmektedir. Buna kıyasla güneş enerji panellerinin verimi %18, en gelişmiş fosil yakıtlı santrallerin verimi ise %60 tır. Hidroelektrik santraller en düşük işletme maliyeti ve en düşük işletme ömrüne sahiptir. Hidroelektrik santrallerin en önemli avantajlarından biri de kısa sürede devreye alınabilmeleri, dolayısıyla ani elektrik ihtiyaçlarını anında karşılayabilmeleridir. Bunun yanında hidroelektrik santraller kendi ekonomiklikleri yanında elektrik üretim sektöründe de daha düşük maliyetle arzı karşılayabilme imkânını yaratmaktadır [12].

2.3.4 Dünyada hidroelektrik enerji

BP tarafından yapılan araştırmalara göre hidroelektrik enerjinin kullanıldığı kıtalar Şekil 2.9 da gösterilmiştir.



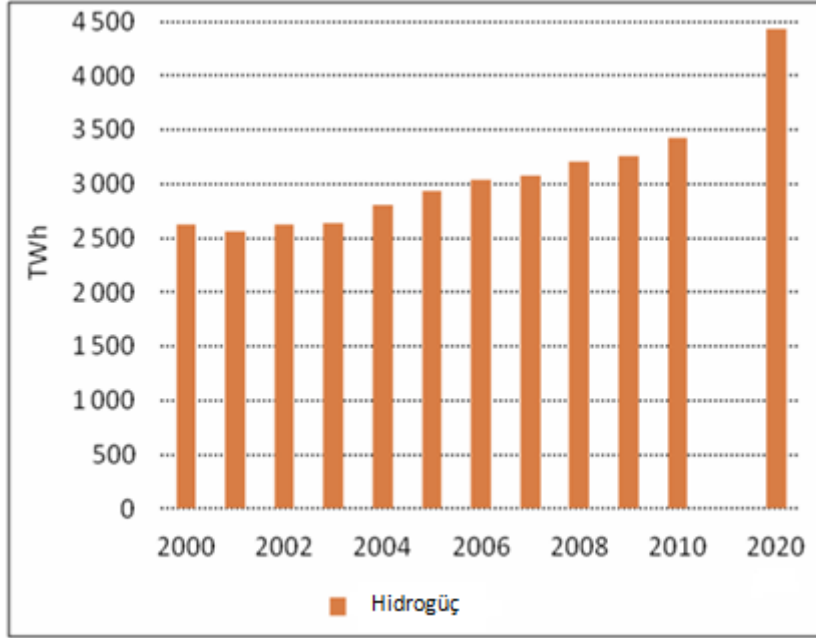
Şekil 2.9 : Kıtalarla göre hidroelektrik enerji tüketimi (mtp) [8].

Şekil 2.9 ve 2.10 a göre, hidroelektrik enerji kullanımında en yüksek paya sahip olan bölgeler Asya Pasifik ve Avrupa'dır. En çok hidroelektrik enerji kullanan ülke ise Amerika'dır ve 314 milyon tpe dir.

Çizelge 2.3 : Kıtalarla göre hidroelektrik enerji tüketimi [8].

Hidroelektrik Enerji Tüketimi	
Milyon ton petrol eşdeğeri (mtp)	2013
Kuzey Amerika	156,3
Güney ve Orta Amerika	158,1
Avrupa & Avrasya	201,3
Orta Doğu	5,7
Afrika	25,7
Asya Pasifik	308,7

Yapılan araştırmalara göre 2020 yılına doğru hidroelektrik enerjinin elektrik üretimindeki payının artması beklenmektedir. Bununla ilgili tahminler Şekil 2.10 da verilmiştir.



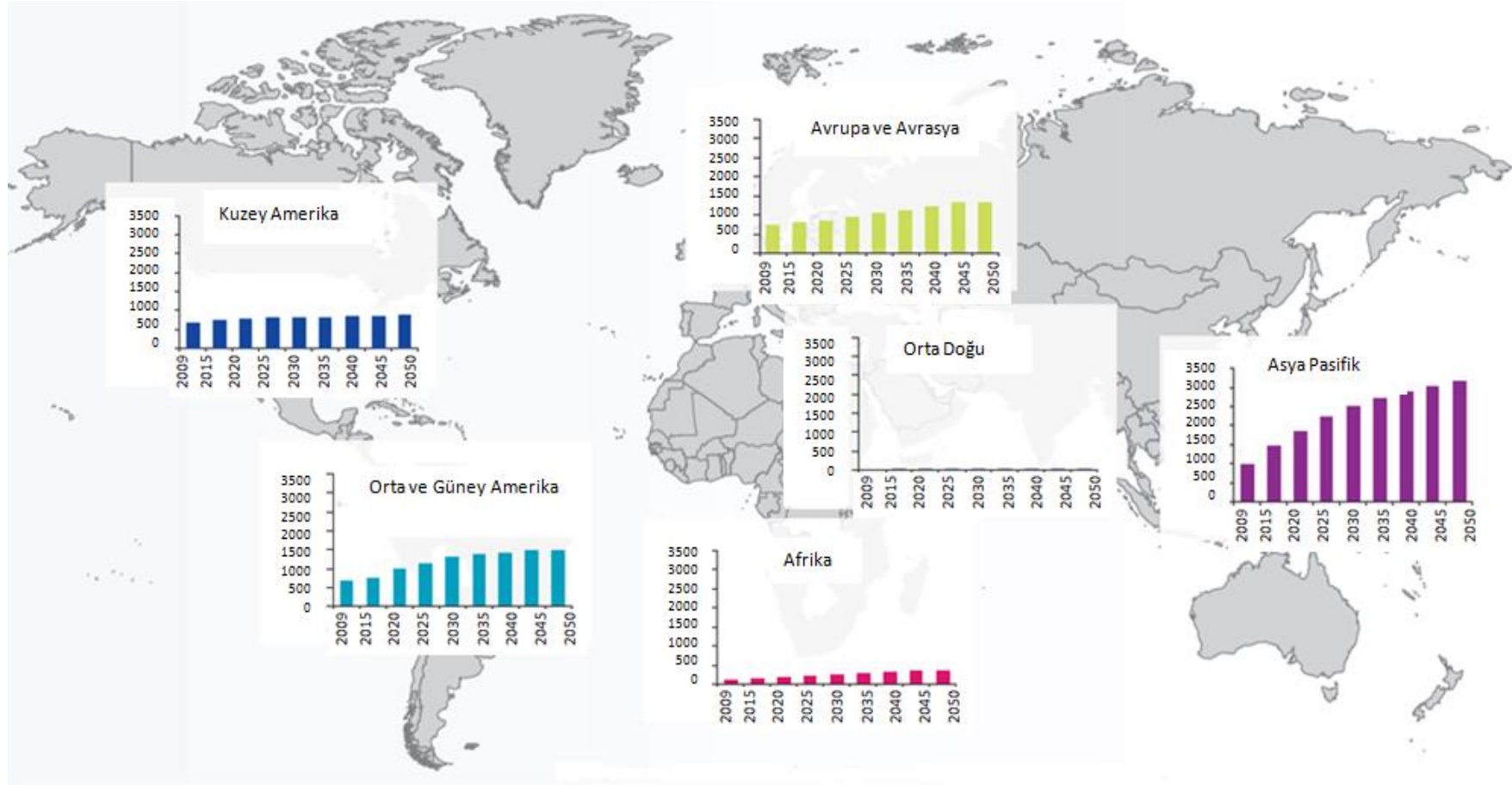
Şekil 2.10 : Hidroelektrik enerjinin elektrik üretimindeki payının yıllara göre değişimi [13].

Hidroelektrik enerji yenilenebilir enerji çeşitleri arasında elektrik üretiminde en çok tercih edilen ve en iyi teknolojiye sahip enerji kaynağıdır ve uzun bir süre de öyle kalacaktır. 2005 yılından buyana hidroelektrikte yeni kapasiteler eklenmiş ve bu sayede hidroelektrik enerjiden elektrik üretim payı artmıştır.

Özellikle Afrika, Asya ve Latin Amerika'da henüz kullanılmamış hidroelektrik potansiyeli oldukça yüksektir. Bu nedenle 2050 yılına kadar kapasiteyi iki katına çıkararak 2000 GW değerine ulaşmak ve 7000 TWh den daha çok global elektrik üretmek hedefler arasındadır.

Hidroelektrik enerji üretiminde genişleme konusunda en büyük projelerin özellikle gelişmekte olan ülkelerden gelmesi beklenmektedir. Bu ülkelerde, büyük ve küçük ölçekli projeler, modern enerji servislerine erişimi geliştirecek, daha hızlı sosyal ve ekonomik gelişme sağlatacaktır[14].

Şekil 2.11 de "International Energy Agency" tarafından belirlenen kıtaların 2050 yılı hidroelektrik enerji hedefleri gösterilmiştir [15].



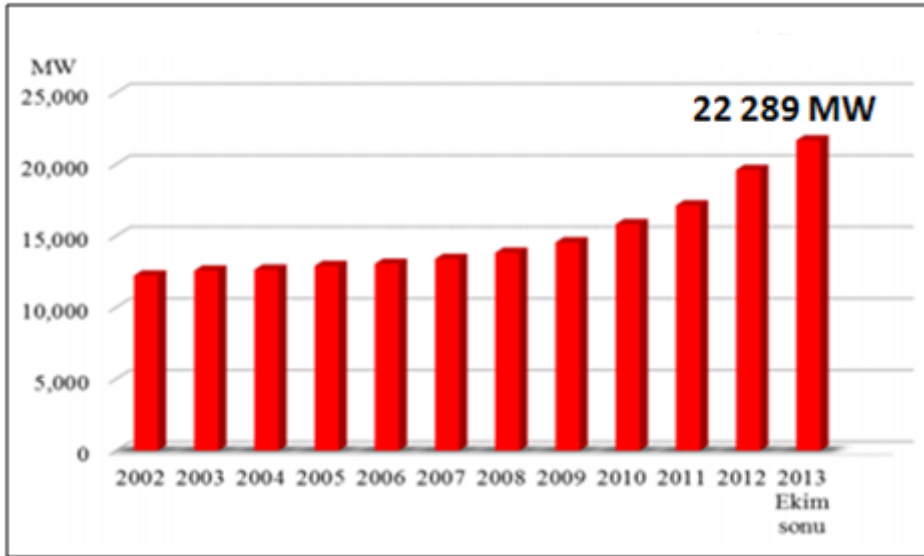
Şekil 2.11 : 2050 kıtalararası hidroelektrik enerji hedefleri (TWh) [15].

2.3.5 Türkiye’de hidroelektrik enerji

Türkiye birincil enerji kaynakları olan petrol ve doğalgaz gibi kaynaklardan fakir olmasına karşın hidroelektrik potansiyel açısından oldukça zengindir. Ancak bu potansiyelin %34.7 gibi bir oranını kullanmaktadır. Türkiye enerji politikasında termik santrallere öncelik vererek kendini geliştirememekte ve her geçen gün dışa daha çok bağımlı hale gelmektedir.

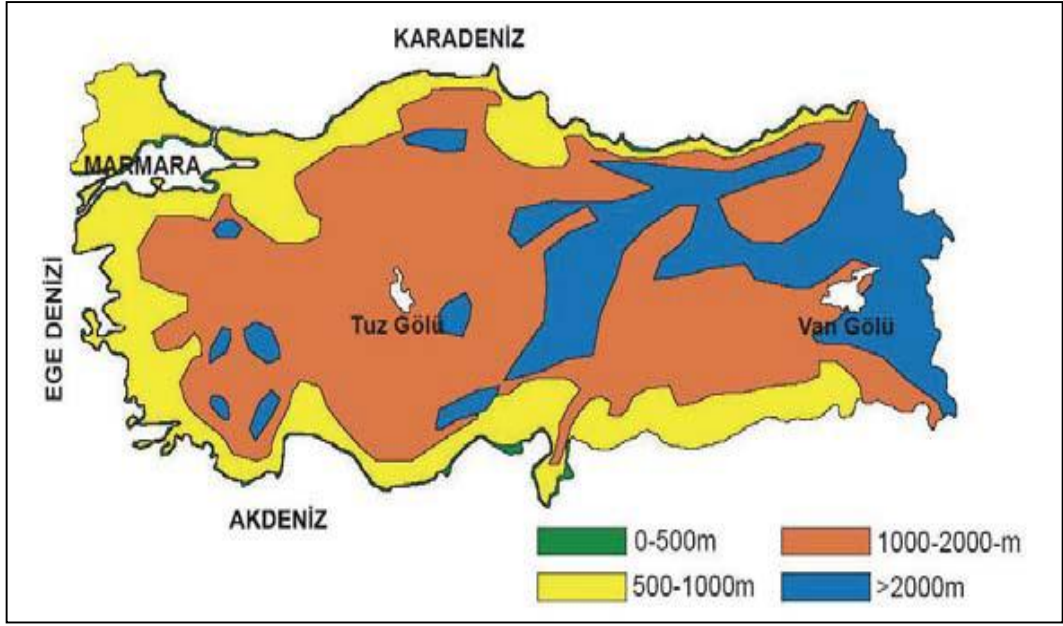
Türkiye yenilenebilir enerji potansiyeli içinde en önemli yeri tutan hidrolik kaynakların teorik hidroelektrik potansiyeli 433 milyar kWh, teknik hidroelektrik potansiyeli 216 milyar kWh, ekonomik hidroelektrik potansiyeli ise 140 milyar kWh/yıl’dır. Türkiye’nin teorik potansiyeli dünya teorik potansiyelinin %1’i, ekonomik potansiyeli ise Avrupa ekonomik potansiyelinin %16’sıdır [16].

Türkiye’nin yıllara göre kurulu gücü Şekil 2.12 de gösterilmiştir. Buna göre 2013 Ekim sonu 22289 MW olan kurulu güç, 2014 sonunda 23643 MW ve 2015 Mart itibari ile 24379 MW olmuştur [10, 16].

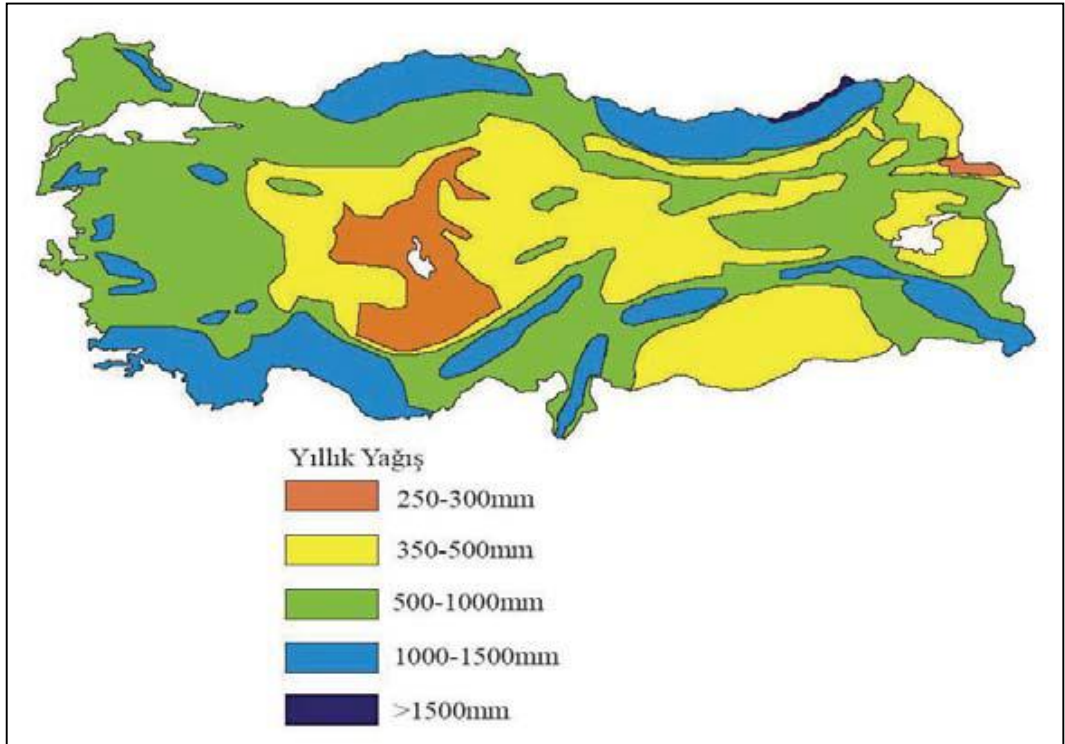


Şekil 2.12 : Yıllara göre hidrolik enerji kurulu güç gelişimi [16].

Türkiye’de ortalama yükseklik 1000m’nin üzerindedir ve ülkemizin akarsu eğimi de fazladır. Yüksekliği 1000 m’nin üzerinde olan alanlar ülkemizin%55’ini kaplamaktadır. Bu özellikler Türkiye’nin hidroelektrik santrallerden elektrik üretebilmesini mümkün kılmaktadır. Türkiye için bahsedilen topografik ve hidrolojik koşullar Şekil 2.13 ve Şekil 2.14 te gösterilmiştir [12].



Şekil 2.13 : Türkiye yükselti haritası [12].



Şekil 2.14 : Türkiye ortalama yağış haritası [12].

31 Mart 2015 sonu itibariyle barajlı ve barajsız hidroelektrik santral sayısı ve kurulu gücü Çizelge 2.4 te gösterildiği gibidir. 31 Mart 2015 tarihinden itibaren nehir tipi hidroelektrik santrallerin kurulu gücü 7197,3MW ve santral sayısı 454 adet olarak belirtilmiştir. Bu santrallerin toplam kurulu güce katkısı ise %10.2 değerindedir. Bu durum barajlı santrallerde %24.4 değerine kadar çıkmıştır.

Çizelge 2.4 : Kuruluş ve yakıt cinslerine göre kurulu güç [10].

YAKIT CİNSLERİ	2014 YILI SONU			31 MAYIS 2015 SONU İTİBARIYLA		
	KURULU GÜÇ	KATKI	SANTRAL SAYISI	KURULU GÜÇ	KATKI	SANTRAL SAYISI
	MW	%	ADET	MW	%	ADET
FUEL-OİL + ASFALTİT + NAFTA + MOTORİN	659,8	0,9	18	659,8	0,9	18
TAŞ KÖMÜRÜ + LİNYİT	8.573,40	12,3	23	8.588,40	12,2	23
İTHAL KÖMÜR	6.062,60	8,7	8	6.062,60	8,6	8
DOĞALGAZ + LNG	21.476,10	30,9	230	21.528,20	30,5	234
YENİLEN.+ATIK+ATIKISI +PİROLİTİK YAĞ	288,1	0,4	58	296,3	0,4	60
ÇOK YAKITLILAR KATI+SIVI	667,8	1	9	667,8	0,9	9
ÇOK YAKITLILAR SIVI+D.GAZ	4.074,00	5,9	42	4.153,10	5,9	42
JEOTERMAL	404,9	0,6	15	427,4	0,6	15
HİDROLİK BARAJLI	16.606,90	23,9	77	17.182,40	24,4	81
HİDROLİK AKARSU	7.036,30	10,1	444	7.197,30	10,2	454
RÜZGAR	3.629,70	5,2	90	3.730,60	5,3	92
GÜNEŞ (LİSANSIZ)	40,2	0,1	112	63,9	0,1	138
TOPLAM	69.519,80	100	1.126	70.557,70	100	1.174

2.4 Nehir Tipi Hidroelektrik Santraller

Nehir tipi hidroelektrik santrallerin tanımı ve dünya ile Türkiye'deki nehir tipi santraller hakkında genel bilgi aşağıda belirtildiği gibidir.

2.4.1 Dünyada nehir tipi hidroelektrik santraller

Nehir tipi santrallerde Çin ve Asya ülkeleri dünyanın yeni liderleri olma yolunda ilerlemektedirler. Dünyadaki nehir tipi santrallerin yarısından fazlası Çin'de bulunmaktadır. Sadece 2007 yılında Çin 12 milyon dolarlık bir yatırımı yenilenebilir enerji üzerine yapmıştır ve bu yatırımın içerisinde nehir tipi hidroelektrik santraller de bulunmaktadır. Aynı zamanda Avustralya ve Yeni Zelanda'da da nehir tipi hidroelektrik santraller üzerine yeni gelişmeler yaşanmaktadır.

Nehir tipi hidroelektrik santraller yeni ve acil durum enerji kaynakları olduğundan, birçok ülke bu tip santraller için gerekli olan teknolojiyi daha uygun fiyata

getirebilmek amacıyla araştırma & geliştirme faaliyetlerine yoğunlaşmış durumdadır. Sistemin en pahalı ekipmanı türbinler olarak kabul edilmektedir. Birçok farklı türbin modelleri üzerine çalışılmakta, verimler arttırılmakta ve fiyatlar düşürülmeye çalışılmaktadır. Bu çalışmalar ile nehir tipi santrallerin tüm dünyada zamanla daha çok yaygınlaşması hedeflenmektedir [17].

2.4.2 Türkiye’de nehir tipi hidroelektrik santraller

Türkiye’de hidroelektrik enerjisi üretimi söz konusu olduğunda daha çok baraj tipi santraller ön plâna çıkmakta, nehir tipi santraller ise nispeten göz ardı edilmektedir. Diğer yandan yakın zamana kadar fazla dikkat çekmeyen nehir tipi santrallere karşı dünyada giderek artan bir ilginin olduğu gözlenmektedir. Baraj tipi santral kapasitesini sonuna kadar kullanan pekçok ülke, son zamanlarda nehir tipi santrallere yönelmektedir. Doğalgaz termik santrallerinin yaygınlaşması nedeniyle elektrik üretiminde giderek dışa bağımlı hale gelen Türkiye’nin, ekonomik olarak işletilebilir nitelikteki hidrolik kapasitesinin tamamını değerlendirme zorunluluğu vardır [18].

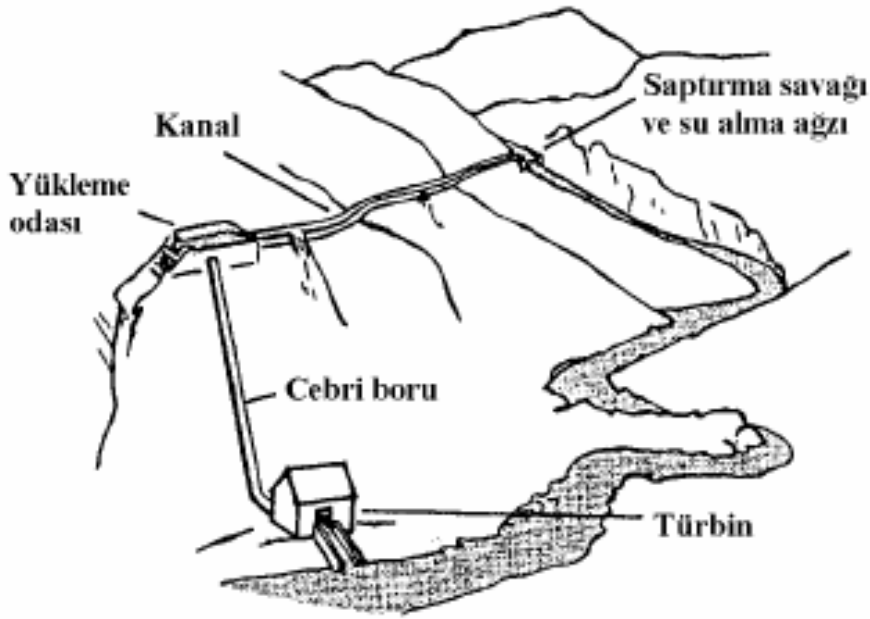
Hidroelektrik Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'nde 2023 yılına kadar hidroelektrik potansiyelimizin tamamının elektrik enerjisi üretiminde kullanılmasının sağlanacağı belirtilmektedir. Devlet politikasının Hidroelektrik Santralleri (HES) destekleyici yönde olması; eğilimlerin artmasına neden olmuştur. Kamu ve özel sektör tarafından Türkiye genelinde yapılması planlanan 2.000'e yakın nehir tipi HES Projesi bulunmaktadır. Projelerin toplam kurulu gücü 25.000MW, yıllık ortalama üretimi 125.000GWh'dir. Öngörülen bu üretim değeri, ülkemizin 2008 yılında tükettiği elektrik enerji miktarının % 60'ına karşılık gelmektedir [19].

2.4.3 Nehir tipi santrallerin avantajları

Nehir-tipi (run-off-the-river) hidroelektrik santrallerde su biriktirmesi bulunmaz. Şekil 2.15 te gösterilen serbest yüzeyli isale hattına göre, saptırma savağı ile kanala verilen su yükleme odasına kadar getirilmekte buradan cebri borular yardımı ile türbinlerden geçirilerek mekanik ve daha sonra elektrik enerjisi elde edilmekte ve daha sonra nehre geri bırakılmaktadır. Yükleme odasında fazla su için taşkın savağı da bulunmaktadır. Biriktirme bulunmadığı için elektrik üretimi nehrin akış rejimine bağlıdır. Bu yüzden bu tip santrallerin sisteme sağladıkları baz yük nehrin minimum akış miktarı ile ilişkili olup, ülkemiz nehir rejimleri düşünüldüğünde bu değer oldukça düşüktür. Fakat bu tip santrallerin, biriktirdikleri su genellikle bir veya

birkaç yüzme havuzu alanınca olduğundan, işletme aşamasında çevreye etkisi yok denecek kadar azdır ve tüm dünyada kabul gören en yeşil ve doğaya dost enerji santralleridir.

Nehir tipi santrallerin başlıca üretim birimleri; regülatör ve çevirme yapıları, çökeltim havuzu, iletim kanalı, iletim tüneli, yükleme havuzu, denge bacası, vana odası ve teçhizatı, cebri borular, türbin, jeneratör, emme borusu, transformatör ve kuyruk suyudur. Nehir tipi santrallerin şeması Şekil 2.15de gösterildiği gibidir.



Şekil 2.15 : Nehir tipi santral şeması [12].

Nehir tipi santraller;

- Çoğunlukla orta ve küçük ölçekli santrallerdir ve bu nedenle finansmanları kolaydır,
- Elektrik üretim kapasiteleri baraj tipi santrallere göre düşüktür,
- Su biriktirmedeğinde gelen su debisine göre çalışmaları gerekmektedir,
- Baraj gölü inşası olmadığından kuruluş ve işletme maliyetleri düşüktür,
- Ekonomik geri dönüşümü kısadır,

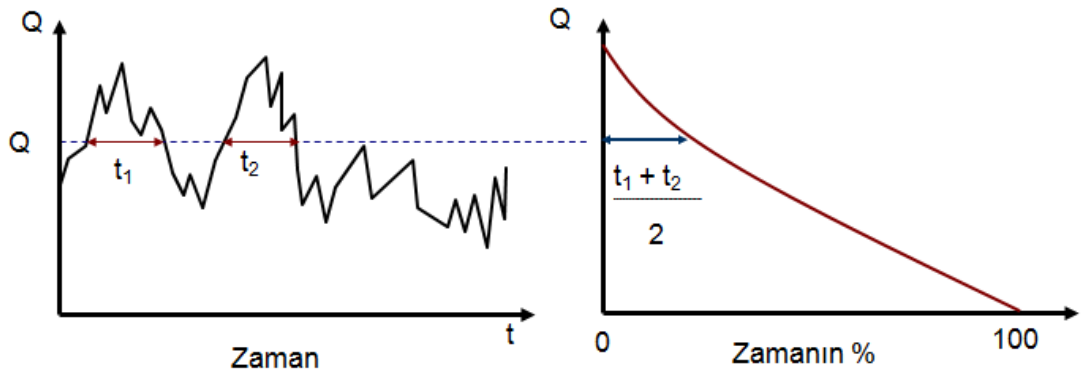
Kısa kuruluş süreleri vardır. Nehir tipi santraller, proje işlemleri tamamlandıktan sonra mali koşulların uygun olması halinde çok kısa sürede inşa edilebilirler. Halbuki baraj tipi santrallerin yapımı en az birkaç yıl sürmekte, hatta inşa süresince ortaya çıkan teknik ve mali sorunlar nedeniyle bazen on yılı dahi aşmaktadır.

3. GÜNLÜK AKIM VE DEBİ SÜREKLİLİK EĞRİSİ ELDE EDİLMESİNDE KULLANILAN YÖNTEMLER

Bu bölümde debi süreklilik eğrisinden bahsedilmiş, debi süreklilik eğrisinin ve günlük akımın elde edilmesinde kullanılan parametreleştirme ve ardından genelleştirme yöntemine değinilmiştir. Ayrıca bu yöntemin uygulanması esnasında gerçekleştirilen adımlar kısaca anlatılmıştır.

3.1 Debi Süreklilik Eğrisi

Debi süreklilik eğrisi, akışın büyüklüğü ile frekansı arasındaki ilişkiyi, akımın belirli bir değere eşit veya ondan büyük olduğu zaman yüzdesi ile tanımlayarak ifade eden eğridir. Debi süreklilik eğrisi hidrolojik rejimi tanımlamada kullanılan bir araçtır. Belirlenen bir bölgedeki akış değişkenliğini değerlendirmek için kullanışlı grafiksel ve analitik veriler sağlar. Debi süreklilik eğrisindeki verilerden yararlanılarak, su kaynağı ile ilgili değerlendirmeler, su arzı güvenilirliği, su kalitesi incelemesi ve nehir habitatu değerlendirmesi yapılabilir. Debi süreklilik eğrisinde debiler büyükten küçüğe doğru çizilir. Şekil 3.1 de debi süreklilik eğrisinin elde edilmesi yöntemi gösterilmiştir.



Şekil 3.1 : Debi süreklilik eğrisi [20].

Akım ölçümü olmayan yerlerde debi ve debi süreklilik eğrisi tahmini için literatürdeki mevcut uygulamalardan aşağıda verilen yöntemler bu çalışmada kullanılmıştır.

3.2 Parametreleştirme ve Ardından Genelleştirme Yöntemi

Parametreleştirme ve ardından genelleştirme yöntemi iki ayrı adımdan oluşmaktadır. Birinci adımda parametrik yöntemler kullanılarak, her debi süreklilik eğrisinin önceden tanımlanmış karakteristikleri ölçülür. Bu adımda, lineer regresyon kullanarak ya da lineer moment hesaplamaları (olasılık dağılım fonksiyonu) ile başarıya ulaşılır. İkinci adımda havza karakteristiklerine bağlı olarak her gözlemlenen debi süreklilik eğrisinin parametre değerleri hesaplanır. Bu hesaplama işlemi, hem lineer regresyon yöntemi hem de “random forests” yöntemi ile gerçekleştirilebilir. Çalışma kapsamında ise parametreleştirme ve genelleştirme adımları için lineer regresyon yöntemlerinden faydalanılmıştır.

3.2.1 Parametreleştirme ve genelleştirme yönteminin uygulama adımları

Parametreleştirme ve genelleştirme yönteminde aşağıdaki adımlar sırasıyla uygulanmıştır.

- a) Günlük akım verilerinden yararlanılarak her istasyon için debi süreklilik eğrileri elde edilmiştir [21].
- b) Günlük akım verilerinin her istasyon için ortalaması bulunmuştur. Ardından günlük akımlar hesaplanan ortalama debiler ile oranlanarak boyutsuzlaştırılmıştır.
- c) Günlük akımların log-normal dağıldığı kabulüyle, debiler ve Z ile bölüm 3.2.2 de denklemleri verilen modeller kullanılarak denklemlerin katsayıları(a_0, a_1, a_2, a_3) elde edilmiştir . Bu çalışmada en küçük kareler yönteminden yararlanılmıştır.
- d) Her istasyonun ortalama debi değerleri havza karakteristiklerinden yararlanılarak jack knife metodu ile elde edilmiştir.
- e) C adımında elde edilen denklem katsayıları ile d adımında elde edilen ortalama debi değerleri kullanılarak, lineer regresyon denklemleri ile her istasyonda günlük akım verileri bulunmuş ve bu yeni verilerden debi süreklilik eğrileri elde edilmiştir. Ayrıca aynı işlem pratikte sıkça önerilen 17 olasılık değeri için de yapılmıştır.
- f) - 1969-2009 yılları arası günlük akım verilerinden yararlanılarak, gözlemlerden elde edilen debi süreklilik eğrileri ile tahmin edilen debi süreklilik eğrileri arasında NASH ve RMSE hesaplanmıştır.

17 olasılık değeri için gözlemlerden elde edilen debi süreklilik eğrileri ile tahmin edilen ve her bir yöntem için tahmin edilen debi süreklilik eğrileri arasında NASH ve RMSE hesaplanmıştır.

3.2.2 Lineer regresyon metodu ile modelleme

Lineer regresyon metodunun uygulanmasında 5 adet denklemden yararlanılmıştır ve bu denklemler her bir istasyon için uygulanmıştır [22]. Uygulanan lineer regresyon denklemleri sırasıyla lineer, logaritmik, kübik, kare ve kombinasyon3 tür. Daha sonra ortalama debi değerleri günlük debi değerlerine oranlanmış ve çıkan sonuçlar logaritma tabanında hesaplanmıştır. Bu sayede veriler standartlaştırılmış ve istasyonlar arası karşılaştırma yapmaya olanak sağlanmıştır. Lineer regresyon metodu içerisinde hesaplanan Z_i normal dağılım değeri, akışın verilen değerini aştığı zaman yüzdesi olarak hesaplanmıştır. C değeri sabit olup 1 olarak kabul edilmiş, Z_{min} değeri ise yine sabit olup -4,66 olarak kabul edilmiştir [23]. Buna göre her istasyon için yararlanılan denklemler aşağıdaki gibidir.

Lineer :

$$\log(Q_i/\bar{Q}) = a_0 + a_1(Z_i - c) \quad (3.1)$$

Logaritmik:

$$\log(Q_i/\bar{Q}) = a_0 + a_1 \log(Z_i - Z_{min}) \quad (3.2)$$

Kübik:

$$\log(Q_i/\bar{Q}) = a_0 + a_1(Z_i - c) + a_2(Z_i - c)^3 \quad (3.3)$$

Kare:

$$\log(Q_i/\bar{Q}) = a_0 + a_1(Z_i - c) + a_2(Z_i - Z_{min})^2 \quad (3.4)$$

Kombinasyon3:

$$\log(Q_i/\bar{Q}) = a_0 + a_1(Z_i - c) + a_2(Z_i - Z_{min})^2 + a_3(Z_i - c)^3 \quad (3.5)$$

Normal dağılım eğrisindeki Z_i değeri, akım olasılığı (p) ile bağlantılıdır ve bu değer p değeri için hesaplanmıştır. Buna göre Z_i ve p arasındaki ilişki aşağıdaki denklem ile hesaplanmıştır.

$$Z_i = \frac{p^{0,135} - (1 - p)^{0,135}}{0,1975} \quad (3.6)$$

Z_i değeri elde edildikten sonra denklemler içerisinde bulunan a_0, a_1, a_2, a_3 bilinmeyenleri de sırası ile hesaplanmıştır. Bilinmeyenler en küçük kareler yönteminden yararlanılarak bulunmuştur.

En küçük kareler yöntemi, birbirine bağlı olarak değişen iki fiziksel büyüklük arasındaki matematiksel bağlantıyı, mümkün olduğunca gerçeğe uygun bir denklem olarak yazmak için kullanılan, standart bir regresyon yöntemidir. Bir başka deyişle bu yöntem, ölçüm sonucu elde edilmiş veri noktalarına "mümkün olduğu kadar yakın" geçecek bir fonksiyon eğrisi bulmaya yarar. Gauss-Markov Teoremi'ne göre en küçük kareler yöntemi, regresyon için optimal yöntemdir.

" $Y = b_1 + b_2X + u$ " basit regresyon modeline göre hata terimi u 'nun bazı genel varsayımları yerine getirmesi, yani ortalamasının sıfır ve varyansının sabit olması koşuluyla, en küçük kareler tahmincilerinin DES(doğrusal, en iyi, sapmasız) özelliklerini sağlaması Gauss-Markov en küçük kareler teoreminin temelidir [24].

3.2.3 Jack Knife yöntemi ile genelleştirme

Jack knife, yeniden örnekleme metotlarından biridir. Özellikle değişkenlik ve eğilim tahminlerinde kullanılır. Diğer ismi "birini dışarıda bırakma yöntemi" olarak dabilinen jack knife yöntemi ilk Quenouille tarafından geliştirilmiş ve daha sonra yöntemin kullanım alanı John Tukey tarafından genişletilmiştir. Jack knife metodu bağımsız değişkenlerden bağımlı değişken oluşturan bilgisayar modellerinin tahmin kalitesinin değerlendirilmesinde kullanılır. Buna örnek olarak genetik algoritmalar ve istatistik öğrenme modelleri verilebilir.

Jack knife cross validation yöntemine göre, her bir parametre sırası ile bilinmeyen kabul edilir ve parametre değeri diğer modellere göre tahmin edilir. Bu işlem, model içerisindeki her parametre için sırası ile tekrarlanır. Bu sayede her bir parametrenin gerçek değerinden ne kadar sapma gösterdiği tespit edilebilir [25].

Bu yöntem, günlük akım değeri ölçülmemiş istasyonlarda debi süreklilik eğrisinin tahmini için bağımsız bir test yöntemi olarak da kullanılmıştır. Jack knife yöntemine göre Murat Nehri üzerindeki 5 istasyonun her biri sırası ile bilinmeyen olarak kabul edilmiştir. Diğer 4 istasyonun havza karakteristikleri verilerinden yararlanılarak, bilinmeyen istasyon için ortalama akım değerleri hesaplanmıştır.

Ortalama debi hesaplamasında, istasyonların alan, kot, yağış ve sıcaklık olmak üzere 4 çeşit havza karakteristiklerinden yararlanılmıştır. Ancak temin edilen havza karakteristikleri çeşitliliğinin az olması ortalama debi hesaplamasında sonuçların sağlıklı olma yüzdesini düşürmüştür. İstasyon sayısı ve kullanılan havza karakteristikleri çeşitliliği, günlük debi hesaplamasında oldukça önemli parametrelerdir. Buna göre 5 istasyon için temin edilen havza karakteristikleri Çizelge 3.1 de gösterildiği gibidir.

Çizelge 3.1 : 2102, 2122, 2157, 2158, 2164 nolu istasyonların havza karakteristikleri.

İstasyon	Alan (km^2)	Kot (m)	Yağış (mm)	Sıcaklık (°C)
2122	5882,4	1552	394,2	6,4
2157	2098,4	1250	747,9	9,6
2158	1577,6	1310	561,3	6,6
2164	2232	998	820	11,7
2102	25447,2	859	523,1	13,7

Yapılan çalışmada istasyon sayısı az olduğundan, aynı bölgede bulunan diğer 3 istasyonun (2152, 2174, 2177) verileri de göz önüne alınmıştır ve bu istasyonlara göre sonuçlar karşılaştırılarak gerçek ortalama değerlerine en yakın elde edilen ortalama debiler tercih edilmiştir [26]. İlave olarak kullanılan 3 istasyon için havza karakteristikleri bilgisi Çizelge 3.2 de gösterildiği gibidir.

Çizelge 3.2 : 2152, 2174, 2177 nolu istasyonların havza karakteristikleri.

	Qort (m^3/s)	Alan (km^2)	Kot (m)	Yağış (mm)
2152	127,5	17773,6	1241	750
2174	35,4	2995,3	1452	650
2177	150,5	17435,1	1285	750

3 istasyon için verilen alan, kot ve yağış verileri de hesaplamalara katıldığında, gerçek ortalama debiye en yakın sonucu çalışmada esas olarak kullanılan 5 istasyon

ile yapılan jack-knife hesaplamalarının verdiği gözlemlenmiştir. Bu nedenle hesaplamalara 5 istasyonun verileri kullanılarak devam edilmiştir.

3.2.4 NASH kriteri ve RMSE ile lineer regresyon metotlarının performans değerlendirilmesi

Jack knife yönteminin uygulanmasının ardından elde edilen tahmini debi süreklilik eğrilerinin gerçeğe yakınlık eğiliminin kıyaslanması amacıyla NASH ve RMSE hata değerlendirme yöntemlerinden yararlanılmıştır. Bu yöntemler, gerçekte gözlemlenen ve hesaplanan debi süreklilik eğrileri arasındaki temel farklılığı sayısal verilerle göstermektedir. NASH yöntemine göre, elde edilen sonuç $-\infty$ ile $+1$ arasında değişebilmektedir. NASH değerinin $+1$ e yakın olması uygulanan yöntemin güvenilirliğini, 0 dan küçük olması ise yöntemin debi süreklilik eğrisi hesaplamaları için uygun olmadığını göstermektedir.

NASH yöntemi denklemi:

$$NASH = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (Q_g - Q_h)^2}{\sum_{i=1}^n (Q_g - Q_{ort})^2} \quad (3.7)$$

RMSE (ortalama hata kareleri kökü) yöntemine göre ise elde edilen sonucun 0 'a yakın olması, uygulanan yöntemin doğruluk payının yüksek olduğunu ifade etmektedir.

RMSE denklemi:

$$RMSE = \sqrt{\sum_{i=1}^{n_j} \frac{(\log Q_{g\ ij} - \log Q_{h\ ij})^2}{n_j}} \quad (3.8)$$

Q_g : Gerçek akım değeri (m^3/s)

Q_h : Hesaplanan akım değeri (m^3/s)

Q_{ort} : Ortalama akım değeri (m^3/s)

n : tahmin edilen ve gözlemlenen DSE için olasılık sayısı

i : durum sayısı (seçilen debi başlangıç numarası)

j : durum sayısı (seçilen debi bitiş numarası)

4. YÖNTEMLERİN SEÇİLEN BÖLGEDE UYGULANMASI VE ANALİZLER

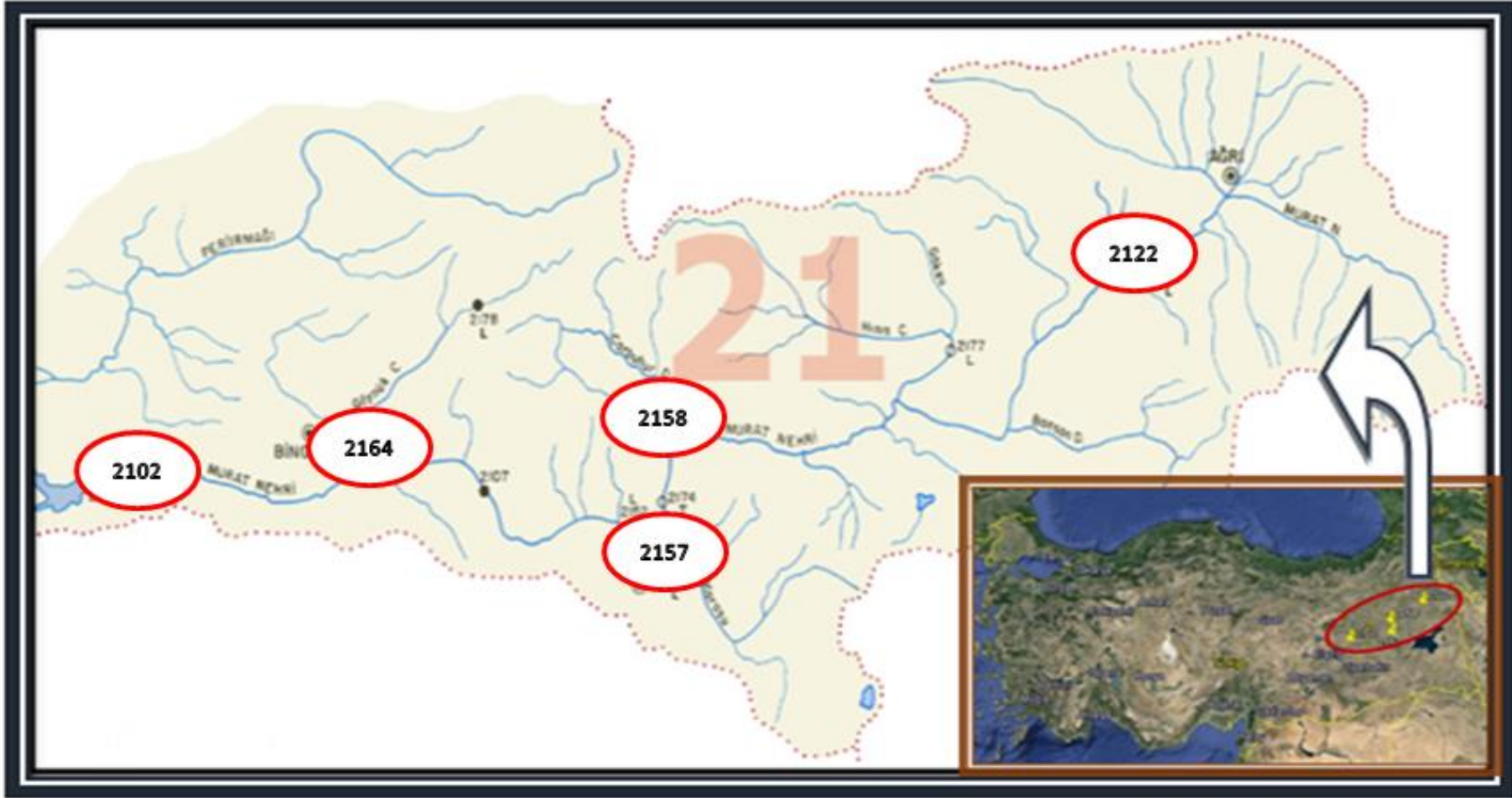
Parametreleştirme ve ardından genelleştirme yönteminin uygulanması detaylı olarak aşağıda belirtilmiştir.

4.1 Proje Verileri

- Fırat Havzası üzerinde bulunan Murat Nehri 21. Bölge çalışma alanı olarak belirlenmiştir. Murat Nehri Fırat Nehri'nin yukarı havzasının güney kolunu oluşturmakta, Tunceli, Muş yöreleri ile Yukarı Murat yöresini kapsamaktadır. Havza toplam alanı 25.856,8 km², akımı 8,1 milyar m³ tür. Bölgenin su verimi yüksektir ve bölge tesis ve yatırımlar için önemlidir.
- 21. Bölge'ye ait 5 istasyon çalışma alanı olarak seçilmiştir. Bu istasyonlar sırası ile 2102, 2122, 2157, 2158, 2164'tür.
- Seçilen istasyonların günlük akımları regüle edilmemiştir.
- Çalışmalar esnasında parametreleştirme ve ardından genelleştirme yönteminden yararlanılmıştır.
- Murat Havzası 21. Bölge'ye ait 1969-2009 yılları arası günlük debi değerleri DSİ'den elde edilmiştir.
- İstasyonlara ait havza karakteristikleri Çizelge 4.1 de belirtildiği gibidir.

Çizelge 4.1 : İstasyonlara göre havza karakteristikleri dağılımı.

İstasyon	Alan (km ²)	Yağış (mm)	Sıcaklık (°C)	Kot (m)	Ortalama Akım (m ³ /s)	Günlük Akım (m ³ /s)	
						Min	Max
2122	5882,4	394,2	6,4	1552	48,2	0,23	821
2157	2098,4	747,9	9,6	1250	25,3	0,025	440
2158	1577,6	561,3	6,6	1310	18,5	0,13	338
2164	2232	820	11,7	998	32,7	0,045	639
2102	25447,2	523,1	13,7	859	242,2	0,636	3291



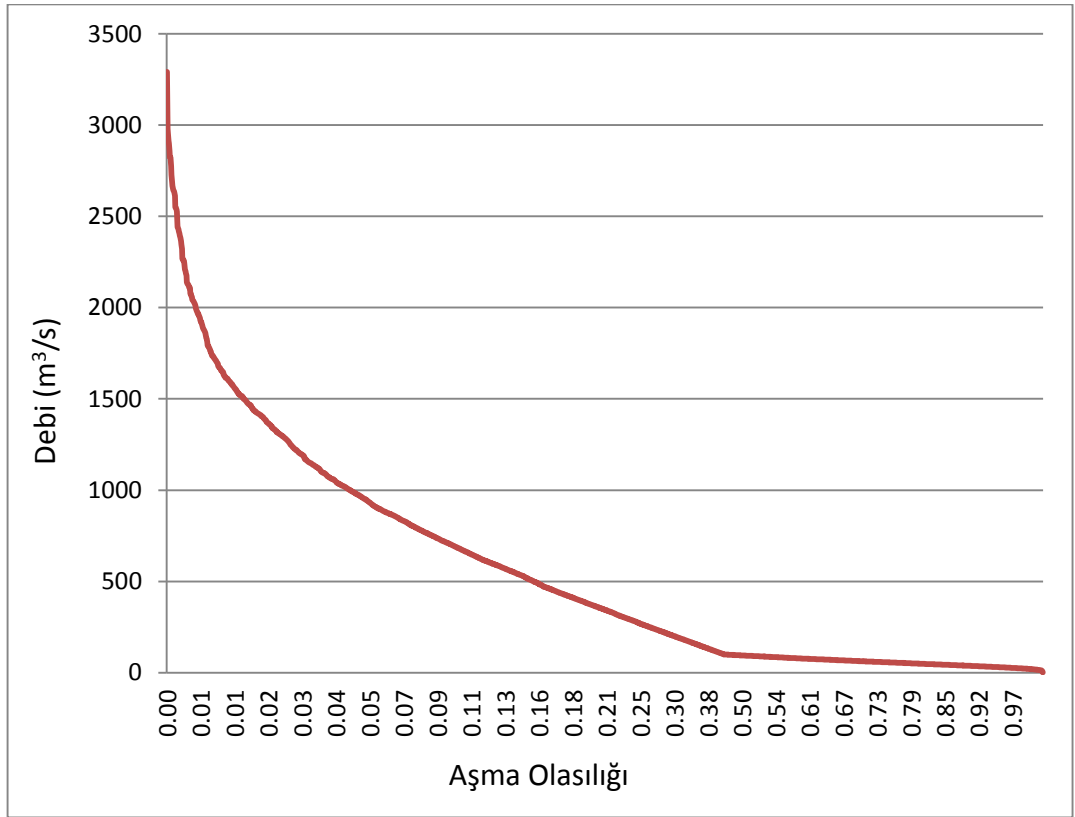
Şekil 4.1 : 21. Bölge istasyon dağılımları.

4.2 Debi Süreklilik Eğrisinin Çizilmesi

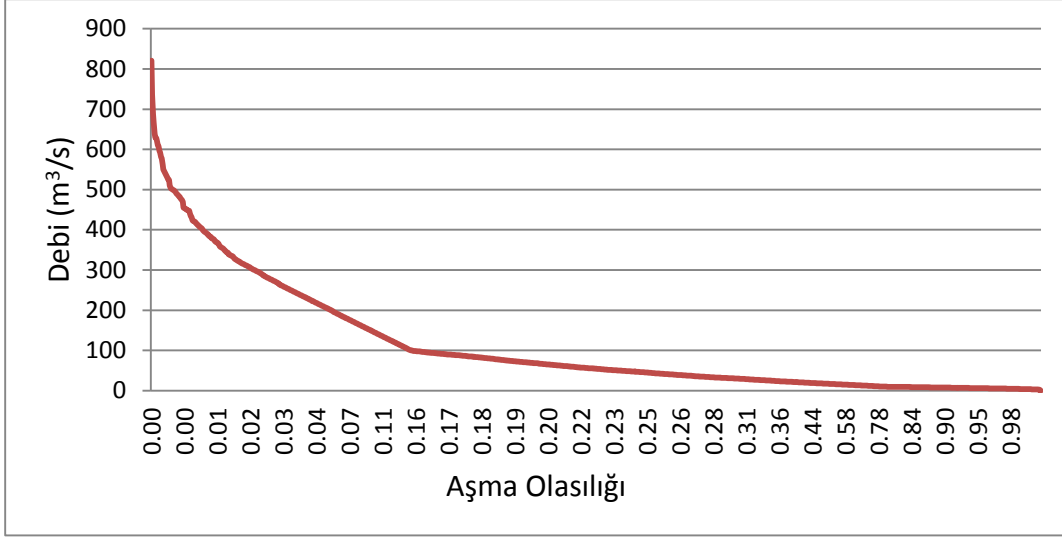
Debi süreklilik çizgisinin elde edilmesi için DSİ'den her istasyon için 1969-2009 yılları arası debi değerleri sağlanmıştır. Buna uygun olarak Bölüm 3.2.2'de anlatıldığı üzere her istasyon için ortalama debi değerleri hesaplanmıştır. İstasyon bazlı ortalama debi değerleri Çizelge 4.1 de görüldüğü gibidir.

Çalışmada sıfır akım olarak gözlenen debi değerleri için ayrıca bir hesaplama yapılmıştır. İstasyon içinde gözlemlenen en küçük debi değerinin 1/10 u hesaplanmış ve bu değerler 0 olan debi değerleri olarak kabul edilmiştir.

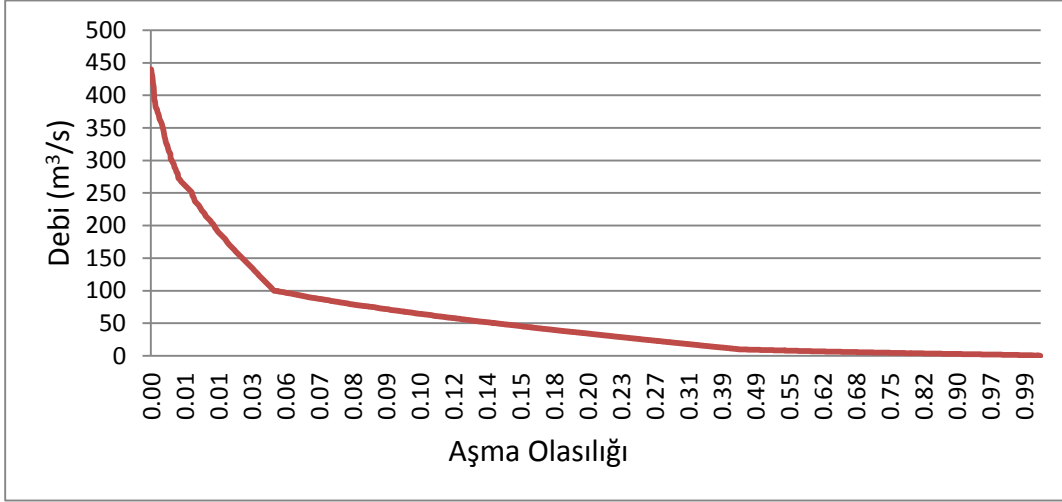
Bölüm 3.2.2'de anlatıldığı üzere her istasyon için hesaplanan ortalama debi değerleri, günlük debi değerlerine oranlamıştır. Elde edilen bu sonuçlar (Q/Qort) logaritma tabanına alınmış ve bu sayede boyutsuz değerler elde edilmiştir. Boyutsuz değerler, istasyonları standartlaştırıp karşılaştırma yapmaya olanak sağlamıştır. Yapılan çalışmaya dayanarak elde edilen debi süreklilik eğrileri Şekil 4.2-4.6 arasında gösterilmiştir.



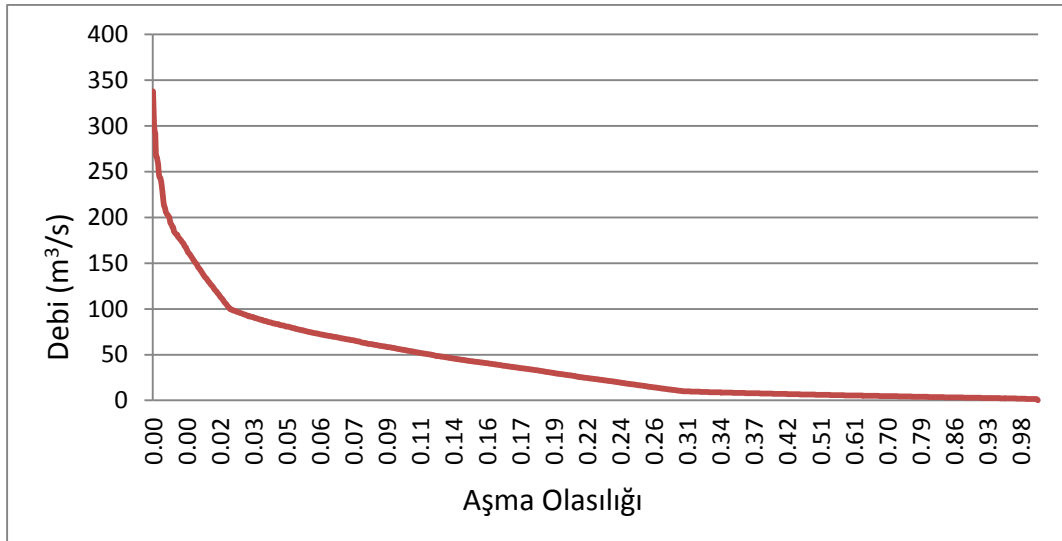
Şekil 4.2: 2102 istasyonu debi süreklilik eğrisi.



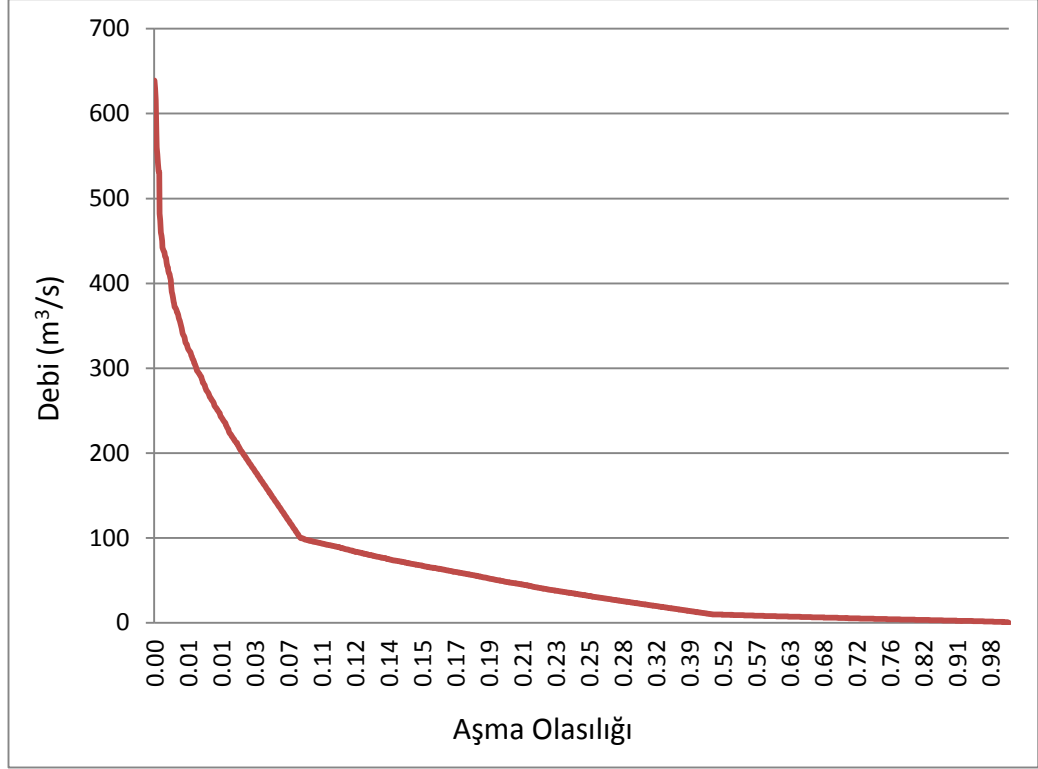
Şekil 4.3: 2122 istasyonu debi süreklilik eğrisi.



Şekil 4.4: 2157 istasyonu debi süreklilik eğrisi.



Şekil 4.5: 2158 istasyonu debi süreklilik eğrisi.



Şekil 4.6: 2164 istasyonu debi süreklilik eğrisi.

4.3 Parametreleştirme ve Ardından Genelleştirme Metodu

Bu bölümde 3. Bölümde anlatılan parametreleştirme ve genelleştirme yöntemi uygulanmıştır.

4.3.1 Lineer regresyon metodu ile modelleme

3.2.2 de anlatıldığı üzere 5 adet lineer regresyon denkleminde yararlanılmıştır. Denklemlerde kullanmak üzere, her istasyon için günlük debiler logaritma tabanında ortalama debilere oranlanmıştır.

Lineer : $\log(Q_i/\bar{Q}) = a_0 + a_1(Z_i - c)$

Logaritmik: $\log(Q_i/\bar{Q}) = a_0 + a_1 \log(Z_i - Z_{min})$

Kübik: $\log(Q_i/\bar{Q}) = a_0 + a_1(Z_i - c) + a_2(Z_i - c)^3$

Kare: $\log(Q_i/\bar{Q}) = a_0 + a_1(Z_i - c) + a_2(Z_i - Z_{min})^2$

Kombinasyon3: $\log(Q_i/\bar{Q}) = a_0 + a_1(Z_i - c) + a_2(Z_i - Z_{min})^2 + a_3(Z_i - c)^3$

En küçük kareler yöntemi ile hesaplanan katsayılar her istasyon için aşağıdaki denklemlerde gösterilmiştir.

İstasyon 2102:

Linear: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -0,718 - 0,47 * (Z_i - 1)$

Log: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = 2,47 - 4,153 * (Z_i + 4,66)$

Cubic: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -0,716 - 0,466 * (Z_i - 1) - 0,0004 * (Z_i - 1)^3$

Squared: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -1,28 - 0,622 * (Z_i - 1) + 0,0176 * (Z_i + 4,66)^2$

Comb3: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -2,433 - 1,021 * (Z_i - 1) + 0,0523 * (Z_i + 4,66)^2 + 0,0104 * (Z_i - 1)^3$

İstasyon 2122:

Linear: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -0,697 - 0,449 * (Z_i - 1)$

Log: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = 2,329 - 3,94 * (Z_i + 4,66)$

Cubic: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -0,68 - 0,417 * (Z_i - 1) - 0,003 * (Z_i - 1)^3$

Squared: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -1,477 - 0,66 * (Z_i - 1) + 0,024 * (Z_i + 4,66)^2$

Comb3: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -2,25 - 0,93 * (Z_i - 1) + 0,047 * (Z_i + 4,66)^2 + 0,0067 * (Z_i - 1)^3$

İstasyon 2157:

Linear: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -0,812 - 0,512 * (Z_i - 1)$

Log: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = 2,745 - 4,661 * (Z_i + 4,66)$

Cubic: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -0,805 - 0,495 * (Z_i - 1) + 0,019 * (Z_i - 1)^3$

Squared: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -1,45 - 0,69 * (Z_i - 1) + 0,019 * (Z_i + 4,66)^2$

Comb3: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -2,188 - 0,95 * (Z_i - 1) + 0,0415 * (Z_i + 4,66)^2 + 0,00712 * (Z_i - 1)^3$

İstasyon 2158:

Linear: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -0,742 - 0,475 * (Z_i - 1)$

Log: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = 2,47 - 4,16s * (Z_i + 4,66)$

Cubic: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -0,725 - 0,446 * (Z_i - 1) + 0,00289 * (Z_i - 1)^3$

Squared: $\text{Log}(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -1,746 - 0,749 * (Z_i - 1) + 0,03166 * (Z_i + 4,66)^2$

$$\text{Comb3:} \log(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -2,954 - 1,1657 * (Z_i - 1) + 0,06779 * (Z_i + 4,66)^2 + 0,010541 * (Z_i - 1)^3$$

İstasyon 2164:

$$\text{Linear:} \log(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -0,9518 - 0,5695 * (Z_i - 1)$$

$$\text{Log:} \log(Q_i/Q_{\text{ort}}) = 2,8433 - 4,897 * (Z_i + 4,66)$$

$$\text{Cubic:} \log(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -0,968 - 0,5964 * (Z_i - 1) + 0,00227 * (Z_i - 1)^3$$

$$\text{Squared:} \log(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -1,2358 - 0,6472 * (Z_i - 1) + 0,00897 * (Z_i + 4,66)^2$$

$$\text{Comb3:} \log(Q_i/Q_{\text{ort}}) = -2,8849 - 1,22 * (Z_i - 1) + 0,0584 * (Z_i + 4,66)^2 + 0,0147 * (Z_i - 1)^3$$

4.3.2 Havza karakteristikleri ile Q_{ort} (ortalama debi) hesaplanması

Bu adımda istasyonların havza karakteristikleri verilerinden yararlanılarak ortalama debi hesaplamaları yapılmıştır.

4.3.2.1 Jack Knife yöntemi

Bölüm 3.2.3’de de belirtildiği üzere, Murat Nehri üzerindeki 5 istasyonun her biri sırası ile bilinmeyen olarak kabul edilmiştir. Diğer 4 istasyonun verilerinden yararlanılarak, bilinmeyen istasyon için ortalama akım değerleri hesaplanmıştır.

4.3.2.2 Ortalama debi hesaplanması

Ortalama debi hesaplamasında, istasyonların alan, kot, yağış ve sıcaklık olmak üzere 4 çeşit havza karakteristiklerinden yararlanılmıştır.

Jack-knife yöntemine göre daha önce de bahsedildiği üzere istasyonlardan biri ölçüm yapılmamış olarak kabul edilmekte, diğer istasyonların havza karakteristiklerinden yararlanılarak bilinmeyen istasyon için ortalama debi değeri hesaplanmaktadır.

Buna göre 5 istasyon ve sonradan ilave edilen 3 istasyon ile yapılan hesaplamalarda elde edilen sonuçlara bakıldığında, 2164 numaralı istasyon hariç, ortalama debiye en yakın sonuçları veren havza karakteristiklerinin alan ve kot ikilisi ya da alan, kot, yağış üçlüsünün olduğu tespit edilmiştir. Hesaplanan ortalama debi değerlerinin gerçek debi değerlerine oldukça yakın olduğu da ayrıca gözlenmektedir.

Çizelge 4.2: 2102 nolu istasyon havza karakteristiklerine göre ortalama debi değerleri.

2102	Gerçek Değer (m ³ /s)	Alan	Kot	Yağış	Sıcaklık	Alan & Kot	Alan & Yağış	Alan & Sıcaklık	Alan & Kot & Yağış	Alan & Kot & Sıcaklık	Alan & Yağış & Sıcaklık	Kot & Yağış & Sıcaklık	Kot & Yağış
Qort (5 istasyon)	242,2	167,6	20,5	34,6	27,7	231	212,4	200,4	230	225,4	169,5	98,1	33,7
Qort (8 istasyon)	242,2	195,2	68,5	60,3	x	200,2	193,3	x	199,7	x	x	x	66,8

Çizelge 4.3: 2122 nolu istasyon havza karakteristiklerine göre ortalama debi değerleri.

2122	Gerçek Değer (m ³ /s)	Alan	Kot	Yağış	Sıcaklık	Alan & Kot	Alan & Yağış	Alan & Sıcaklık	Alan & Kot & Yağış	Alan & Kot & Sıcaklık	Alan & Yağış & Sıcaklık	Kot & Yağış & Sıcaklık	Kot & Yağış
Qort (5 istasyon)	48,2	61,6	-103,9	203,7	-28,8	50,5	53,9	55,8	50,5	51,1	62,8	128,5	17,1
Qort (8 istasyon)	48,2	56,1	5,7	153,8	x	40,5	66	x	51,7	x	x	x	68,6

Çizelge 4.4: 2157 nolu istasyon havza karakteristiklerine göre ortalama debi değerleri.

2157	Gerçek Değer (m^3/s)	Alan	Kot	Yağış	Sıcaklık	Alan & Kot	Alan & Yağış	Alan & Sıcaklık	Alan & Kot & Yağış	Alan & Kot & Sıcaklık	Alan & Yağış & Sıcaklık	Kot & Yağış & Sıcaklık	Kot & Yağış
Qort (5 istasyon)	25,3	23,1	70,1	61,1	85,8	24,3	29,3	27,1	22,4	23,7	31,7	-16,4	-36,8
Qort (8istasyon)	25,3	22,2	92	69,5	x	26,5	13,3	x	5,9	x	x	x	19,2

Çizelge 4.5: 2158 nolu istasyon havza karakteristiklerine göre ortalama debi değerleri.

2158	Gerçek Değer (m^3/s)	Alan	Kot	Yağış	Sıcaklık	Alan & Kot	Alan & Yağış	Alan & Sıcaklık	Alan & Kot & Yağış	Alan & Kot & Sıcaklık	Alan & Yağış & Sıcaklık	Kot & Yağış & Sıcaklık	Kot & Yağış
Qort (5 istasyon)	18,5	19,0	56,5	99,9	4,1	18,0	13,7	11,2	16,5	9,8	11,4	-152,4	64,6
Qort (8istasyon)	18,5	18,5	80,0	100,5	x	19,8	19,7	x	24,9	x	x	x	85,8

Çizelge 4.6: 2164 nolu istasyon havza karakteristiklerine göre ortalama debi değerleri.

2164	Gerçek Değer (m^3/s)	Alan	Kot	Yağış	Sıcaklık	Alan & Kot	Alan & Yağış	Alan & Sıcaklık	Alan & Kot & Yağış	Alan & Kot & Sıcaklık	Alan & Yağış & Sıcaklık	Kot & Yağış & Sıcaklık	Kot & Yağış
Qort (5 istasyon)	32,7	22,1	159,3	38,2	155,5	34,8	30,9	33,7	34,7	34,9	18,6	73,9	74
Qort (8istasyon)	32,7	21,7	177,5	74,3	x	46	18,5	x	46,7	x	x	x	155,4

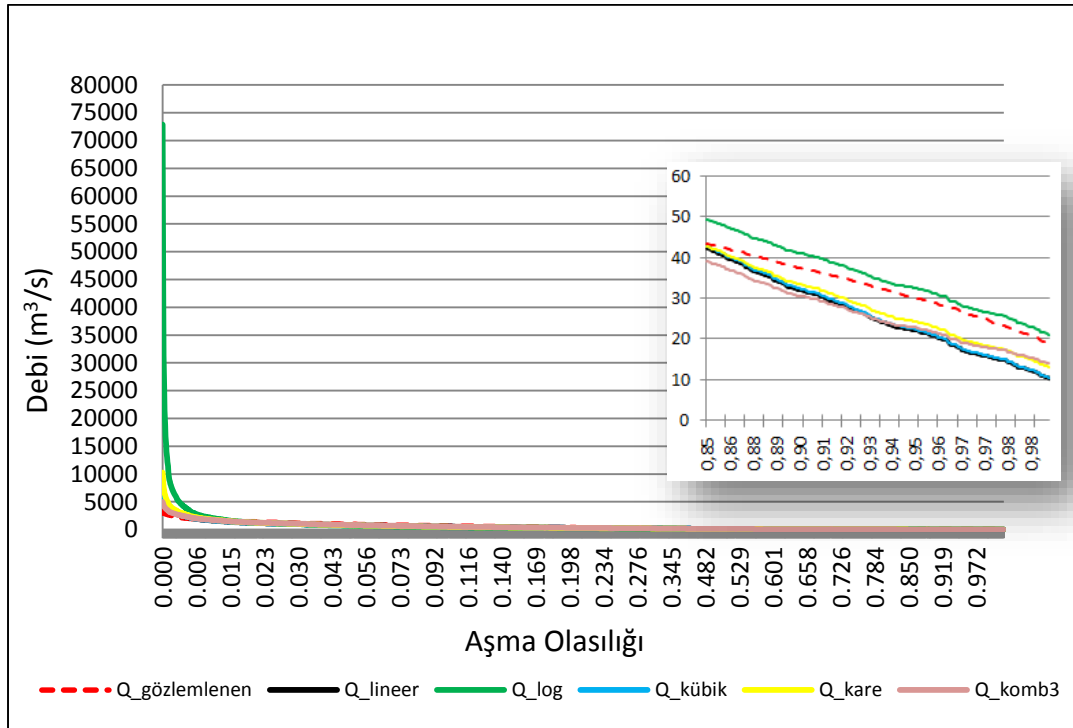
4.3.3 Günlük akım değerlerinin hesaplanması

Havza karakteristiklerinden yararlanılarak elde edilen ortalama akım değerleri, yeniden lineer regresyon denklemlerinde kullanılmıştır. Bu sayede günlük akım değerleri tahmin edilmiştir.

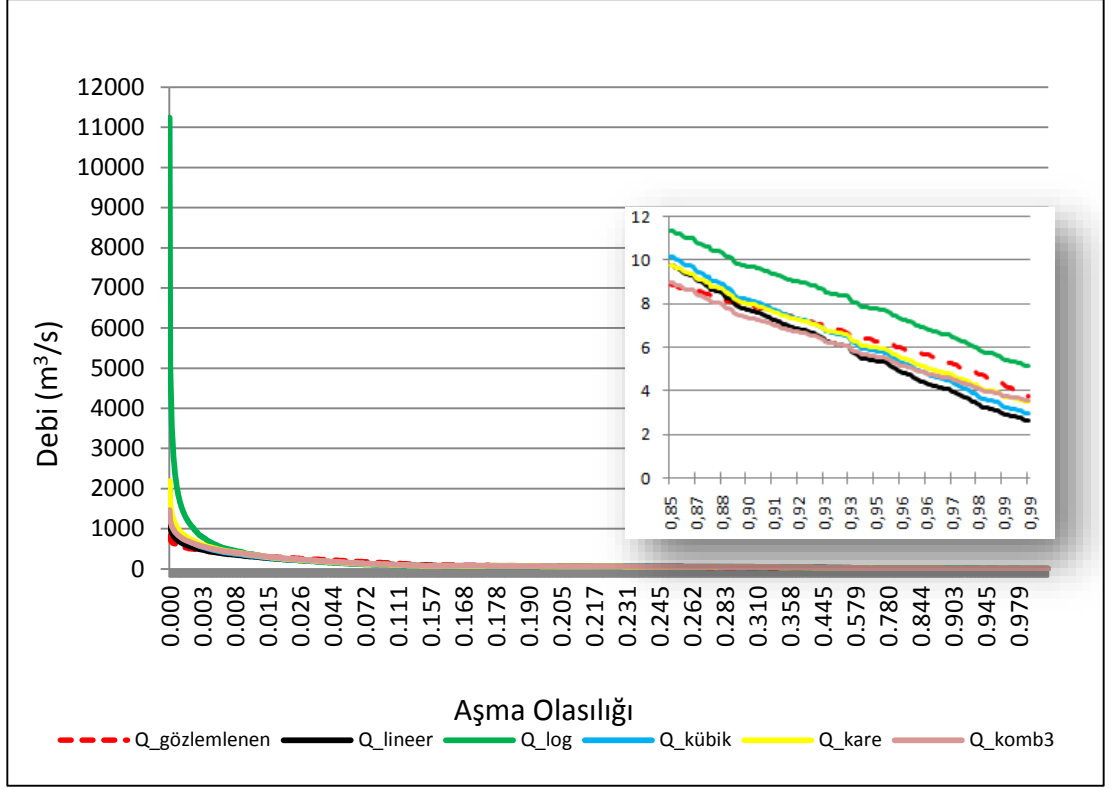
Günlük akım değerleri hem 1969-2009 yılları arası için hem de debi süreklilik eğrileri belirlenen 17 olasılık değeri için hesaplanmıştır. Seçilen 17 olasılık değeri sırası ile 0,0001; 0,001; 0,005; 0,01; 0,05; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 0,95; 0,99; 0,9999'dur [5].Seçilen 17 olasılık değeri günlük çalışmalarda yöntem performansının değerlendirilmesinde pratik değerler olarak öngörülmekte ve önerilmektedir.

Günlük akım değerleri hesaplandıktan sonra aşma olasılıklarından faydalanılarak debi süreklilik eğrileri elde edilmiştir ve her lineer regresyon yöntemi kendi istasyonu içinde kıyaslanmıştır. Çeşitli havza karakteristikleri için yapılan bu regresyon analizi sonucunda bu sayede her istasyon için en uygun regresyon yöntemi seçilmiştir.

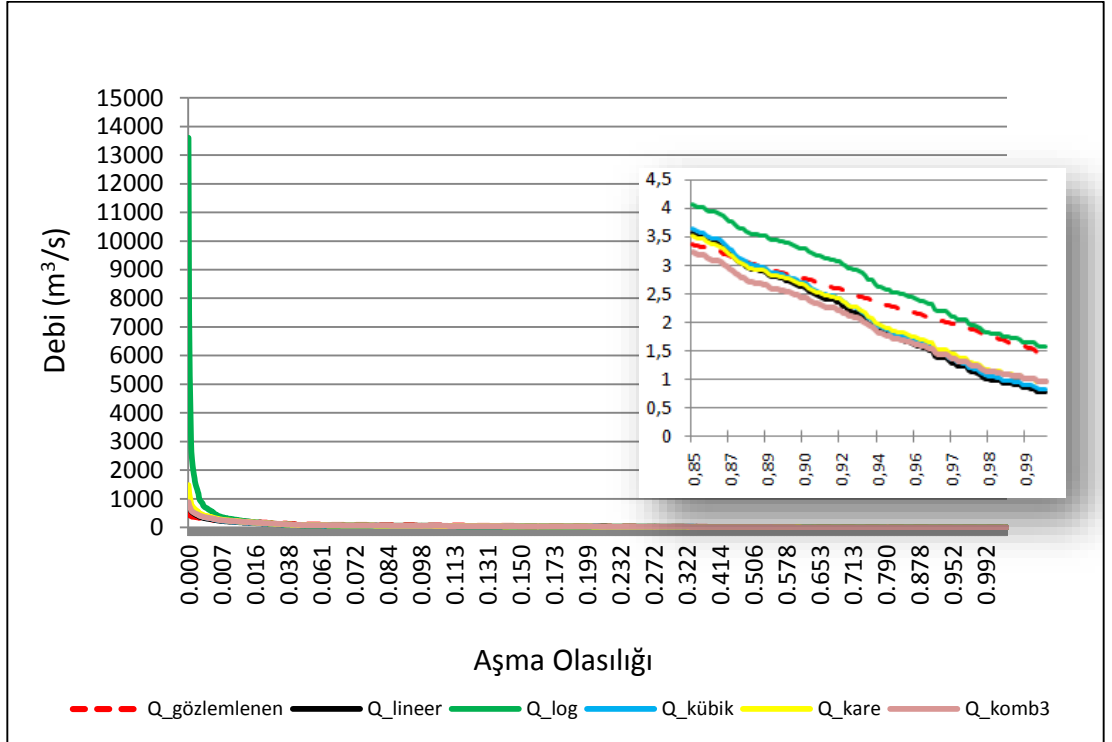
1969-2009 yılları arası verilere göre debi süreklilik eğrilerinin lineer regresyon yöntemlerine göre istasyon bazlı kıyaslaması Şekil 4.7-4.11 arasında gösterilmiştir.



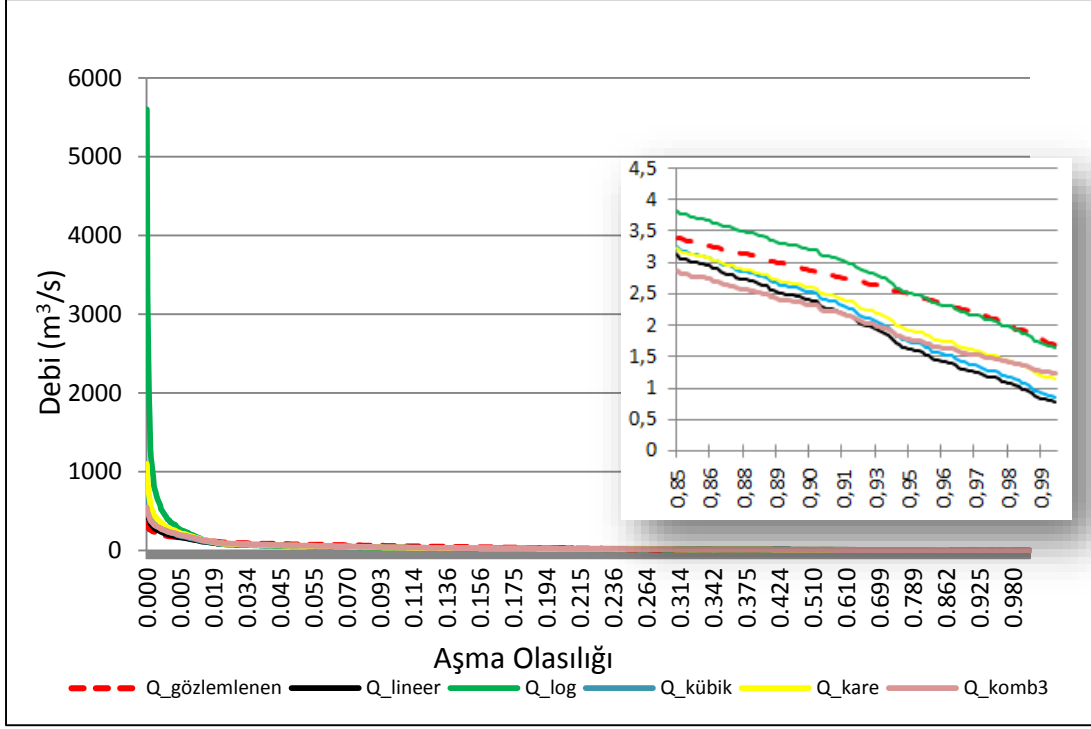
Şekil 4.7: 2102 istasyonu 1969-2009 yılları arası debi süreklilik eğrisi kıyaslaması.



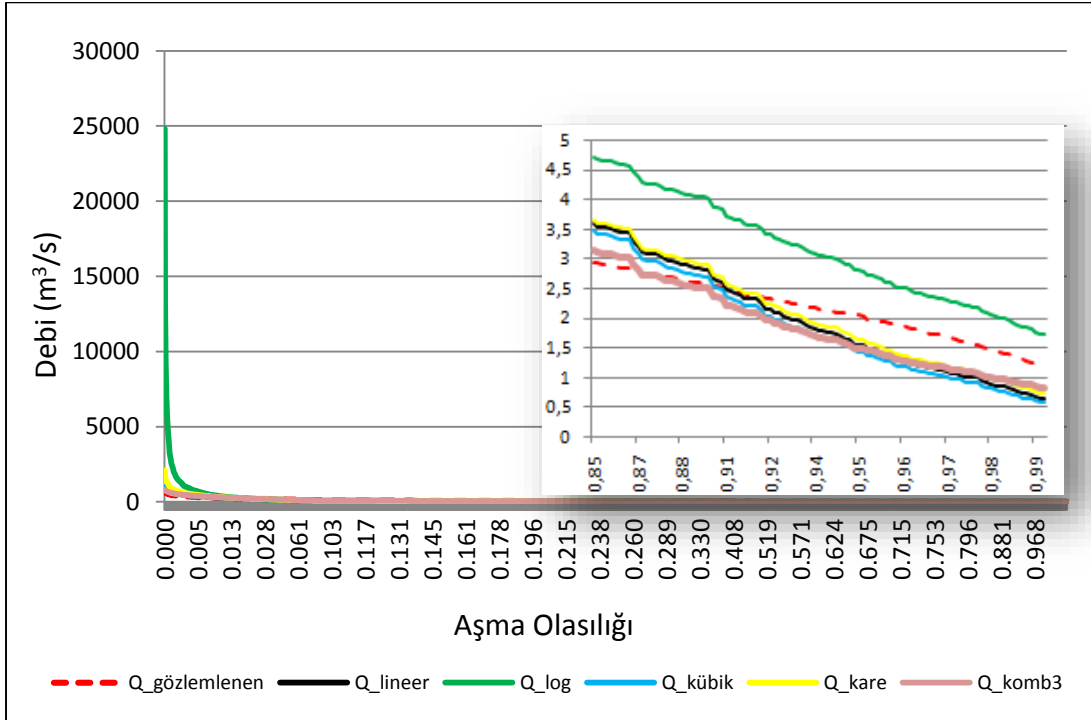
Şekil 4.8: 2122 istasyonu 1969-2009 yılları arası debi süreklilik eğrisi kıyaslaması.



Şekil 4.9: 2157 istasyonu 1969-2009 yılları arası debi süreklilik eğrisi kıyaslaması.



Şekil 4.10: 2158 istasyonu 1969-2009 yılları arası debi süreklilik eğrisi kıyaslaması.



Şekil 4.11: 2164 istasyonu 1969-2009 yılları arası debi süreklilik eğrisi kıyaslaması.

Grafikler üzerinde lineer regresyon yöntemlerinin kırılım noktalarını daha iyi gözlemleyebilmek adına, olasılık değerlerinin %85-%100 aralıklarıayrıca incelenmiştir. Sonuca göre komb3 metodu, gözlemlenen debi değerine en yakın

geçen eğrilerden biri olmuş, olasılık değeri %99'a yakınlaştıkça gerçek debi değerine yaklaşmıştır.

Çizelge 4.7: %10, %20, %30 aşma olasılıklarına karşılık gelen lineer regresyon yöntemleri değerleri

Aşma olasılığı (%)	İstasyon	Gözlemlenen Debi	Lineer	Log	Kübik	Kare	Komb3
10	2102	670	522	433	519	505	542
	2122	145	107	89	102	103	108
	2157	67	55	46	54	54	57
	2158	56	39	34	38	38	41
	2164	97	75	60	77	74	83
15	2102	504	400	323	397	381	406
	2122	104	83	67	79	78	81
	2157	47	41	33	40	40	41
	2158	42	30	25	29	28	30
	2164	68	54	43	56	53	59
20	2102	368	324	260	321	305	322
	2122	67	68	65	64	63	65
	2157	35	33	26	34	31	32
	2158	28	24	22	23	22	23
	2164	49	42	33	44	41	44

Çizelge 4.7 de gösterildiği gibi, aşma olasılığının %10, 15 ve 20 olduğu aralıklarda lineer regresyon denklemlerinin kırılımları değişkenlik göstermektedir. %10 aşma olasılığı değerinde gözlemlenen debiye en yakın sonucu kombinasyon3 metodu vermiş, %15 aşma olasılığına yaklaştıkça lineer yöntemin de kombinasyon3 yöntemi gibi etkili sonuçlar verdiği gözlemlenmiştir. %20 aşma olasılığına bakıldığında ise lineer yöntemin kombinasyon3 yöntemine göre daha başarılı sonuçlar verdiği anlaşılmıştır. Şekiller ve çizelge incelendiğinde aşma olasılığının %10-20 aralığı ile %85-100 aralıkları arasında en etkili olarak belirlenen yöntemlerin farklı olabileceği gözlemlenmiştir.

4.4 Uygulanan Yöntemlerin Performansının Değerlendirilmesi

Parametre ve genelleştirme metodu ile elde edilen günlük debi ve debi süreklilik eğrilerinin performansları NASH ve RMSE yöntemleri ile incelenmiştir.

4.4.1 Debi süreklilik eğrilerinin kıyaslanması

Tahmin edilen günlük akım değerlerinden elde edilen, hem 17 olasılık değeri hem de 1969-2009 yılları arası hesaplanan değerinin doğruluğunu tespit etmek amacıyla NASH ve RMSE kriterlerinden de yararlanılmıştır. Bölüm 3.2.4'te ifade edilen denklemlere başvurulduğunda, NASH ve RMSE yöntemlerine göre her istasyonun sonucu Çizelge 4.8 – 4.12 de belirtildiği gibi elde edilmiştir.

2102 İstasyonu:

Çizelge 4.8: 2102 İstasyonu NASH ve RMSE değerleri.

	17 olasılık değeri için		1969-2009 yılları arası için	
	NASH	RMSE	NASH	RMSE
LİNEER	0,47812	0,13868	0,90075	0,1014
LOG	-82,0116	0,39488	-10,8401	1,485
KÜBİK	0,34383	0,13485	0,87897	0,10133
KARE	-0,76606	0,17944	0,68924	0,09515
KOMB3	0,84249	0,40332	0,95946	0,08328

2122 İstasyonu:

Çizelge 4.9: 2122 İstasyonu NASH ve RMSE değerleri.

	17 olasılık değeri için		1969-2009 yılları arası için	
	NASH	RMSE	NASH	RMSE
LİNEER	0,78978	0,17922	0,9529	0,12544
LOG	-61,4793	0,36145	-6,43529	0,15617
KÜBİK	-0,17018	0,16652	0,78896	0,1217
KARE	-0,68814	0,20179	0,66657	0,11194
KOMB3	0,54253	0,13098	0,88276	0,10683

2157 İstasyonu:

Çizelge 4.10: 2157 İstasyonu NASH ve RMSE değerleri.

	17 olasılık değeri için		1969-2009 yılları arası için	
	NASH	RMSE	NASH	RMSE
LİNEER	0,6728	0,24987	0,91429	0,09591
LOG	-128,016	0,34763	-30,0303	0,15483
KÜBİK	0,11857	0,26787	0,78842	0,09456
KARE	-0,68122	0,17218	0,5877	0,08524
KOMB3	0,66312	0,12654	0,91104	0,07793

2158 İstasyonu:

Çizelge 4.11: 2158 İstasyonu NASH ve RMSE değerleri

	17 olasılık değeri için		1969-2009 yılları arası için	
	NASH	RMSE	NASH	RMSE
LİNEER	0,83313	0,40146	0,92399	0,15137
LOG	-52,7953	0,32516	-13,4281	0,1743
KÜBİK	0,13781	0,41927	0,72493	0,14937
KARE	-1,24931	0,23254	0,29491	0,13687
KOMB3	0,74358	0,18087	0,87915	0,12713

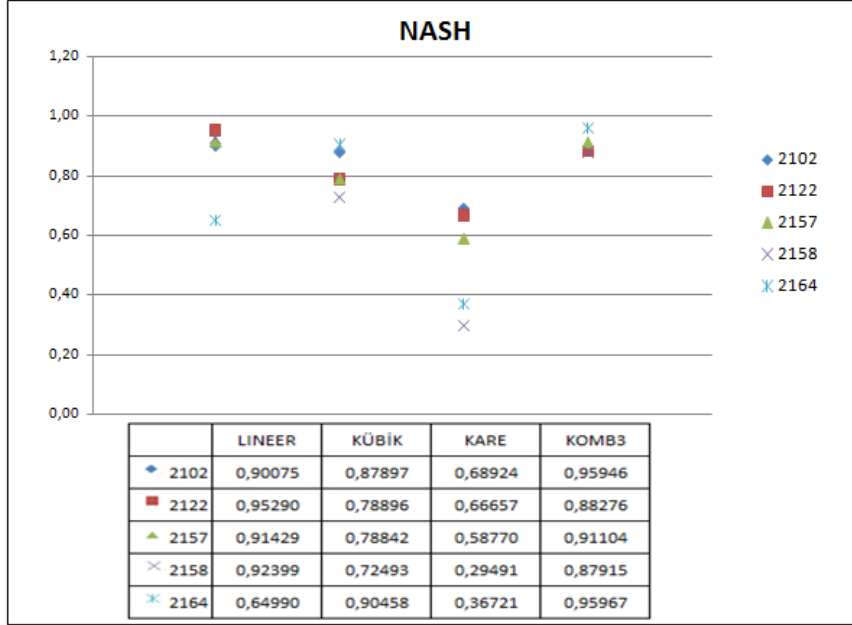
2164 İstasyonu:

Çizelge 4.12: 2164 İstasyonu NASH ve RMSE değerleri

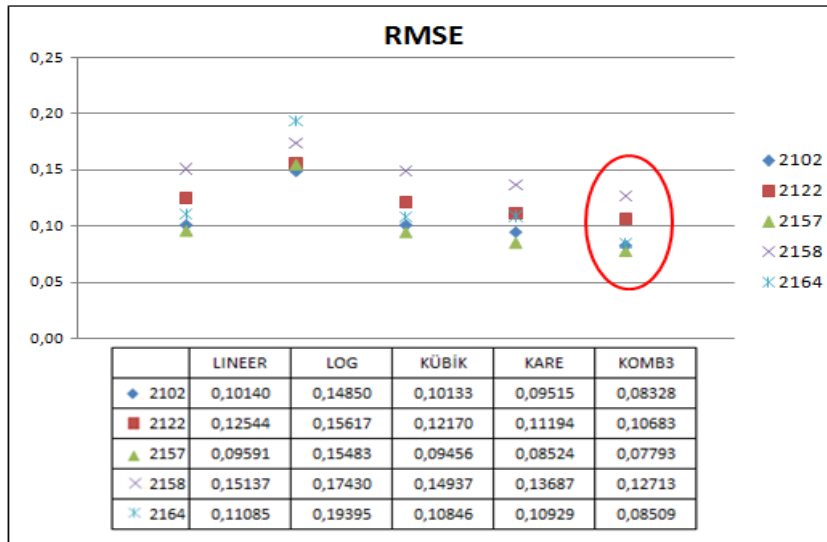
	17 olasılık değeri için		1969-2009 yılları arası için	
	NASH	RMSE	NASH	RMSE
LİNEER	-0,09921	0,17877	0,6499	0,11085
LOG	-229,972	0,44577	-59,5884	0,19395
KÜBİK	0,73067	0,15554	0,90458	0,10846
KARE	-1,01389	0,16677	0,36721	0,10929
KOMB3	0,94712	0,38453	0,95967	0,08509

NASH ve RMSE hesaplamalarının sonuçlarına bakıldığında, NASH için +1 değerine en yakın sonuçları çoğunlukla lineer ve komb3 metodunun verdiği

gözlemlenmiştir. Bu da diğer yöntemlerdeki hata payının komb3 ve lineer metoduna göre daha çok olduğu anlamına gelmektedir. RMSE için ise 0 değerine en yakın sonucu hem 17 olasılık değeri hem de 1969-2009 yılları verilerinde, yine komb3 metodunun verdiği gözlemlenmektedir. Lineer regresyon denklemlerinin 1969-2009 yılları arası verilere göre NASH ve RMSE için istasyon bazlı değerleri Şekil 4.12 ve Şekil 4.13’de ayrıca gösterilmiştir.



Şekil 4.12: Lineer regresyon yöntemlerinin 1969-2009 yılları NASH değerleri.



Şekil 4.13: Lineer regresyon yöntemlerinin 1969-2009 yılları RMSE değerleri.

5. SONUÇ VE ÖNERİLER

Dünya nüfusunun giderek artması ve gelişen teknolojiye paralel olarak, kişi başına düşen enerji talebi ve tüketimi de gün geçtikçe artmaktadır. Çevre dostu olması nedeniyle yenilenebilir enerjiye olan ilgi ve teşvik, diğer kaynaklara oranla daha fazladır. Hidroelektrik enerji ise temiz ve yenilenebilir enerjilerin en önemlisi olarak kabul edilmektedir.

Türkiye'nin akım verileri incelendiğinde en uygun hidroelektrik santral çeşidinin nehir tipi santraller olduğu gözlenmektedir. Ayrıca küçük hidroelektrik santraller özel sektör yatırımına daha uygun olduğu için öncelikli tercih sebebidir. Nehir tipi santrallerin AGİ'lerde ölçülen akım değerleri, kurulu gücün belirlenmesi ve doğru türbin seçilmesinde önemli ölçüde faydalı olmaktadır. Ancak AGİ'lerin bulunmadığı ya da kayıtlarının kısa olduğu bölgelerde hidrolojik veritahmin ihtiyacı doğmaktadır. Türkiye'de AGİ olmayan yerlerde nehir tipi santrallerinin kurulması planlanmaktadır. Bu nedenle tez süresince hedeflenen, akım değerinin ölçülmediği akarsularda günlük akımlarının ve debi süreklilik eğrilerinin elde edilmesi için en uygun yöntemlerin bulunmasıdır.

Bu çalışmada Murat Nehri pilot bölge olarak belirlenmiş, bu bölgedeki 5 ölçüm istasyonu çalışma alanı olarak seçilmiştir. İstasyonların günlük akım verilerinin olmadığı kabul edilmiştir. Parametreleştirme ve ardından genelleştirme metodu ile lineer regresyon yöntemi kullanılarak 5 istasyonun bilinmeyen denklem katsayıları hesaplanmıştır.

Aynı istasyonların, havza karakteristiklerinden yararlanılarak jack knife yöntemi ile ortalama debileri hesaplanmıştır. Ortalama debi eldesinde gerçek değerlere en yakın sonuçları alan-kot ve alan-kot-yağış karakteristiklerinin verdiği gözlemlenmiştir. Sadece 2164 istasyonunda alan-sıcaklık karakteristiği en yakın sonucu vermiştir.

Çalışmanın sonunda ortalama debi değerleri ve lineer regresyon denklemlerinden faydalanılarak, her istasyon için günlük akım ve buna bağlı debi süreklilik eğrileri tahmin edilmiştir. Elde edilen veriler ile gerçek veriler NASH ve RMSE kriterlerinden faydalanılarak kıyaslanmıştır. NASH kriteri sonuçlarına göre

kombinasyon3 ve lineer metodunun debi süreklilik eğrisi ve günlük akım değerleri tahmininde en doğru sonucu verdiği gözlemlenmiştir. RMSE kriteri sonuçlarına bakıldığında ise hem 17 olasılık değerinde hem de 1969-2009 verilerinde kombinasyon3 metodu daha doğru sonuç vermiştir.

Literatürde D.J. Booker ve T.H. Snelder tarafından yapılan çalışma ile kıyaslandığında, projede kullanılan havza karakteristiği verileri ve istasyonların sayısı çok daha az olduğu gözlenmektedir. Booker ve Snelder Yeni Zelanda'da yaptığı çalışmada 379 adet istasyon verisinden yararlanmıştır. Bu projede ise verileri kullanılabilen istasyon sayısı 5'tir. Havza karakteristiklerinin sayısı çok olması Booker ve Snelder'in birçok farklı yöntemi kıyaslamasına olanak sağlamıştır. Bu projede 4 çeşit havza karakteristiğinin olması, uygulanabilen yöntem sayısını ve yöntemlerin DSE ve günlük akım tahminindeki doğruluğunu azaltmıştır. Ancak çalışma sonuçlarına bakıldığında kombinasyon3 ve lineer yöntemlerin DSE ve günlük akım tahminindeki doğruluk payları projede ve Yeni Zelanda'da yapılan çalışmada benzer sonuçlar vermiştir.

Sonuçların %10 luk olasılıktaki değerleri kıyaslandığında kombinasyon3 metodunun gerçek debi değerlerine en yakın sonucu verdiği gözlemlenmiştir. %15 olasılıkta ise lineer metot da kombinasyon3 gibi yakın sonuçlar vermeye başlamış, %20 değerlerinde ise lineer metot kombinasyon3 metodunu geçerek gerçek değere en yakın sonuçları vermiştir.

Bu çalışma ile akım değerleri ölçülmemiş istasyonlarda ilgili yöntemlerden yararlanılarak gerekli debi süreklilik eğrisi ve günlük akım hesaplamalarının yapılabileceği ve bu sayede hidrolojik rejim ve kurulu güç hesaplamalarının gerçekleştirilebileceği anlaşılmaktadır.

Daha önce de bahsedildiği üzere debi süreklilik eğrisi ve günlük akım tahmininde yararlanılabilecek birçok farklı uygulama mevcuttur. Bu çalışmada, parametreleştirme ve ardından genelleştirme metodu ve bu metot için lineer regresyon uygulamaları tercih edilmiştir.

Çalışma sonuçları incelendiğinde, havza karakteristikleri sayısının, debi süreklilik eğrisi tahmininde oldukça önemli bir yer teşkil ettiği gözlemlenmiştir. İstasyon sayısının çokluğu ise jack-knife yöntemi uygulamalarının doğruluğunda etkilidir.

Murat Nehri'nde seçilen 5 istasyon için DSE ve günlük akım tahmininde uygun görülen kombinasyon3 ve lineer metotları, sadece seçilen bölgeye özgü bir sonuçtur. Bu nedenle diğer bölgeler için sonuçlar farklılık gösterebilir. Bu tür çalışmalar su kaynaklarının planlanması, projelendirilmesi ve işletilmesi aşamasında büyük önem taşımakta olup, literatürde çok seyrek araştırılan bu konuların ülkemizde de yaygın olarak kullanılması önem arz etmektedir.

KAYNAKLAR

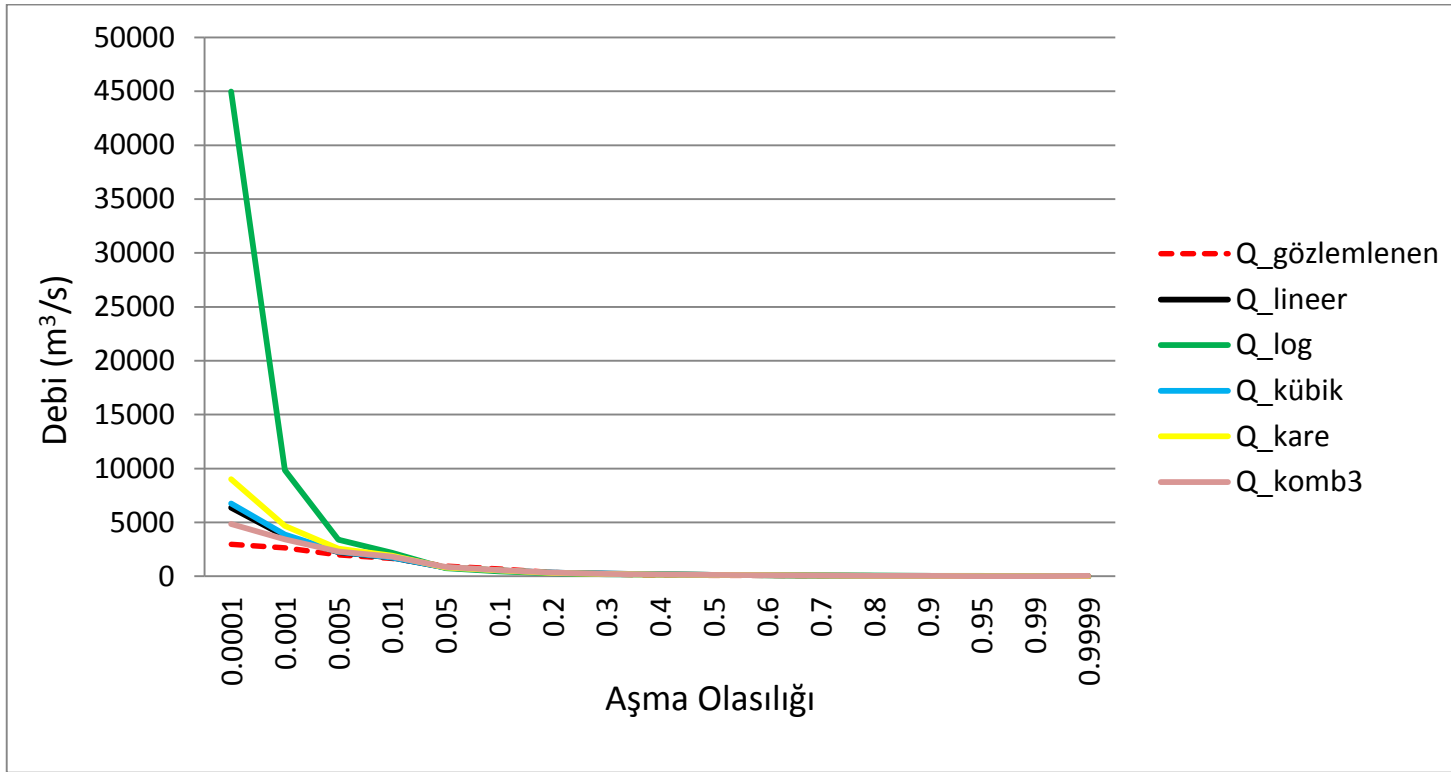
- [1] Li, M., Shao, Q., Zhang, L., Chiew, F. (2010). A New Regionalization Approach and Its Application to Predict Flow Duration Curve in Ungauged Basins. *Journal of Hydrology*, Australia.
- [2] Castellarin, A., Galeati, G., Brandimarte, L., Montanari, A., Brath, A. (2004). Regional Flow-Duration Curves: Reliability for Ungauged Basins, *Water Resources Research*, Italy.
- [3] Holmes, M.G.R., Young, A.R., Gustard, A., and Grew, R. (2002). A Region of Influence Approach to Predicting Flow Duration Curves Within Ungauged Catchments, *Hydrology and Earth System Sciences*, UK.
- [4] Archfield, S. A., and Vogel, R. M., (2010). Map Correlation Method: Selection of a Reference Streamgauge to Estimate Daily Streamflow at Ungauged Catchments, *Water Resources Research*.
- [5] Shu, C., Ouarda, T.B., (2012). Improved Methods for Daily Streamflow Estimates at Ungauged Sites, *Water Resources Research*.
- [6] Pınar, E., Evrensel, G., Özenir, F., (2008). Küçük Hidroelektrik Santral Tasarımı Bitirme Tasarım Projesi, İTÜ, İstanbul, Türkiye.
- [7] **BP Energy Outlook 2030**, (2013). 8,10.
- [8] **BP Statistical Review of World Energy June**(2014). 63rd edition, 37,42.
- [9] **Nükleer Güç Santralleri ve Türkiye**. *Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Nükleer Enerji Proje Uygulama Daire Başkanlığı, Yayın No.2, 7, Ankara.*
- [10] **Url** <<http://enerjienstitusu.com/turkiye-kurulu-elektrik-enerji-gucu-mw/>>, alındığı tarih : 20.03.2013
- [11] **Türkiye’de Enerji ve Geleceği**, (2007). *İTÜ Görüşü*, İstanbul Teknik Üniversitesi, İstanbul.
- [12] **Kale, P.L., Berktaş, E.E.**, (2011). Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santral Tasarımı Bitirme Tasarım Projesi, İTÜ, İstanbul, Türkiye.
- [13] **Url**<<http://www.world-nuclear.org/info/Energy-and-Environment/Renewable-Energy-and-Electricity/>>alındığı tarih: 13.10.2013.
- [14] **Technology Roadmap Hydropower**, (2012). International Energy Agency.
- [15] **Key World Energy Statistics 2014**, International Energy Agency.
- [16] **Url**<<http://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%2f1%2fDocuments%2fSayfalar%2f2014+Y%2fC4%B1%2fC4%B1+B%2fC3%BCt%2fC3%A7esinin+TBMM+Plan+ve+B%2fC3%BCt%2fC3%A7e+Komisyonuna+Sunumu.pdf>>, alındığı tarih:10.10.2014.
- [17] **Url**<<http://www.energybc.ca/profiles/runofriver.html#rorworld>>, alındığı tarih: 20.02.2015.

- [18] **Akpınar, E.**, 2012. Nehir Tipi Santrallerin Türkiye'nin Hidroelektrik Üretimindeki Yeri, *Erzincan Eğitim Fakültesi Dergisi*, Erzincan.
- [19] **Url**<http://www.tema.org.tr/web_149662_1/entitalfocus.aspx?primary2&target=categorical1&detail=single&sp_table=&sp_primary=&sp_table_extra=&openfrom=sortial>, alındığı tarih:20.03.2015.
- [20] **Bayazıt, M.**,(2009). Hidroloji Ders Notları, İTÜ, İstanbul.
- [21] **Çağıl, G.**, (2014).Normal Dağılım Eğrisi Ders Notları, Sakarya Üniversitesi, Sakarya.
- [22] **Fox,J.**, (2014). Linear Least Squares Regression Lecture Notes, Canada.
- [23] **Booker,D.J., Snelder, T.H.**,(2012). Comparing Methods for Estimating Flow Duration Curves at Ungauged Sites , *Journal of Hydrology*, New Zealand.
- [24] **Url**<<https://www.google.com.tr/webhp?sourceid=chrome-instant&ion=8#q=deu%20ekonometri%20gauss1&espv=2&ie=UTF-%20markov>>, alındığı tarih:20.04.2015.
- [25] **Abdi, H., Williams, L.J.**,(2010). Jack Knife, The University of Texas at Dallas, ABD.
- [26] **Güneş, H.** (2006). The Water Potential of Murat River Basin and Its Evaluation, *Eastern Geographical Review*, Fırat Üniversitesi.

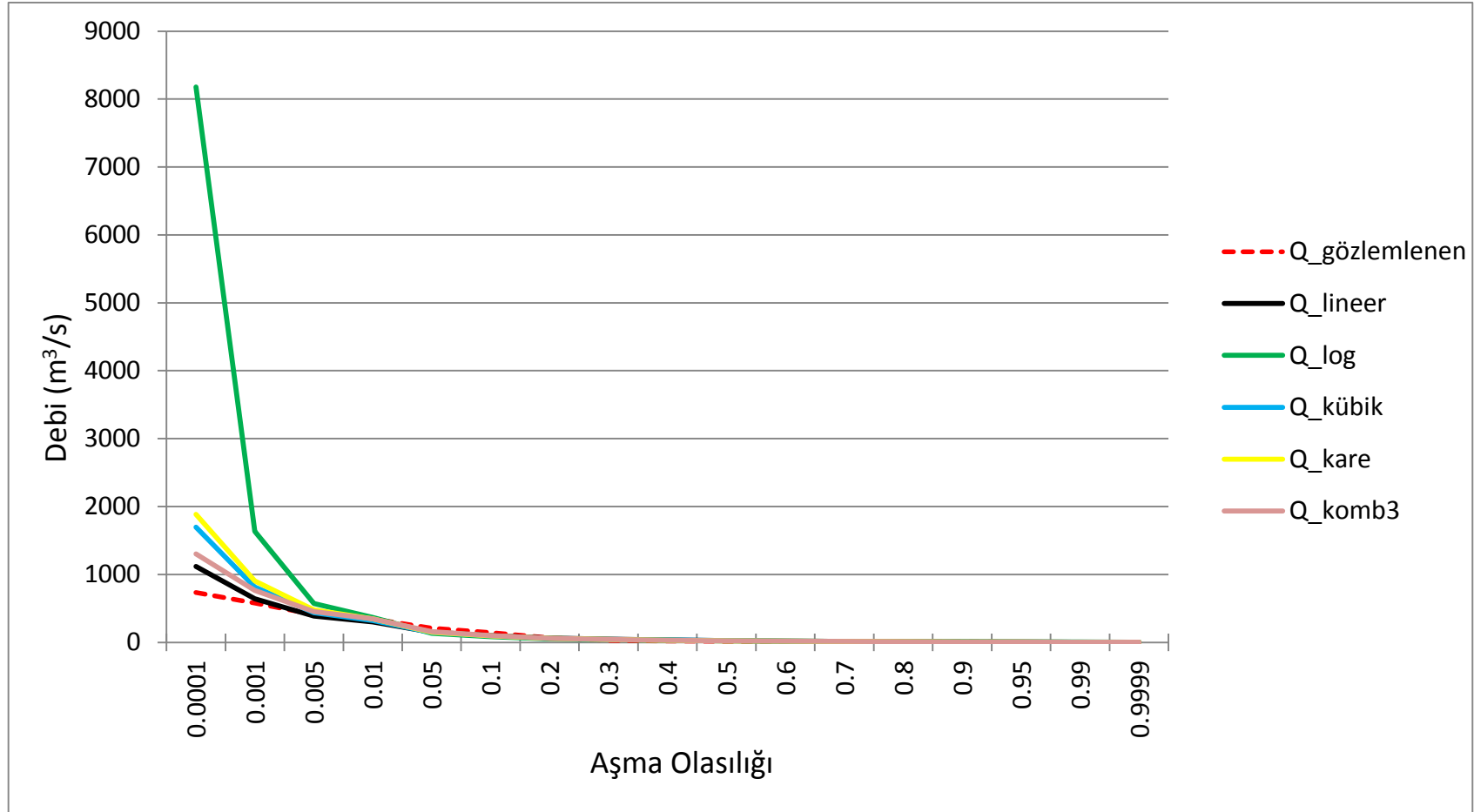
EKLER

**EK A. 21. BÖLGE İSTASYONLARI 17 OLASILIK DEĞERİ İÇİN DEBİ
SÜREKLİLİK EĞRİSİ KİYASLAMASI**

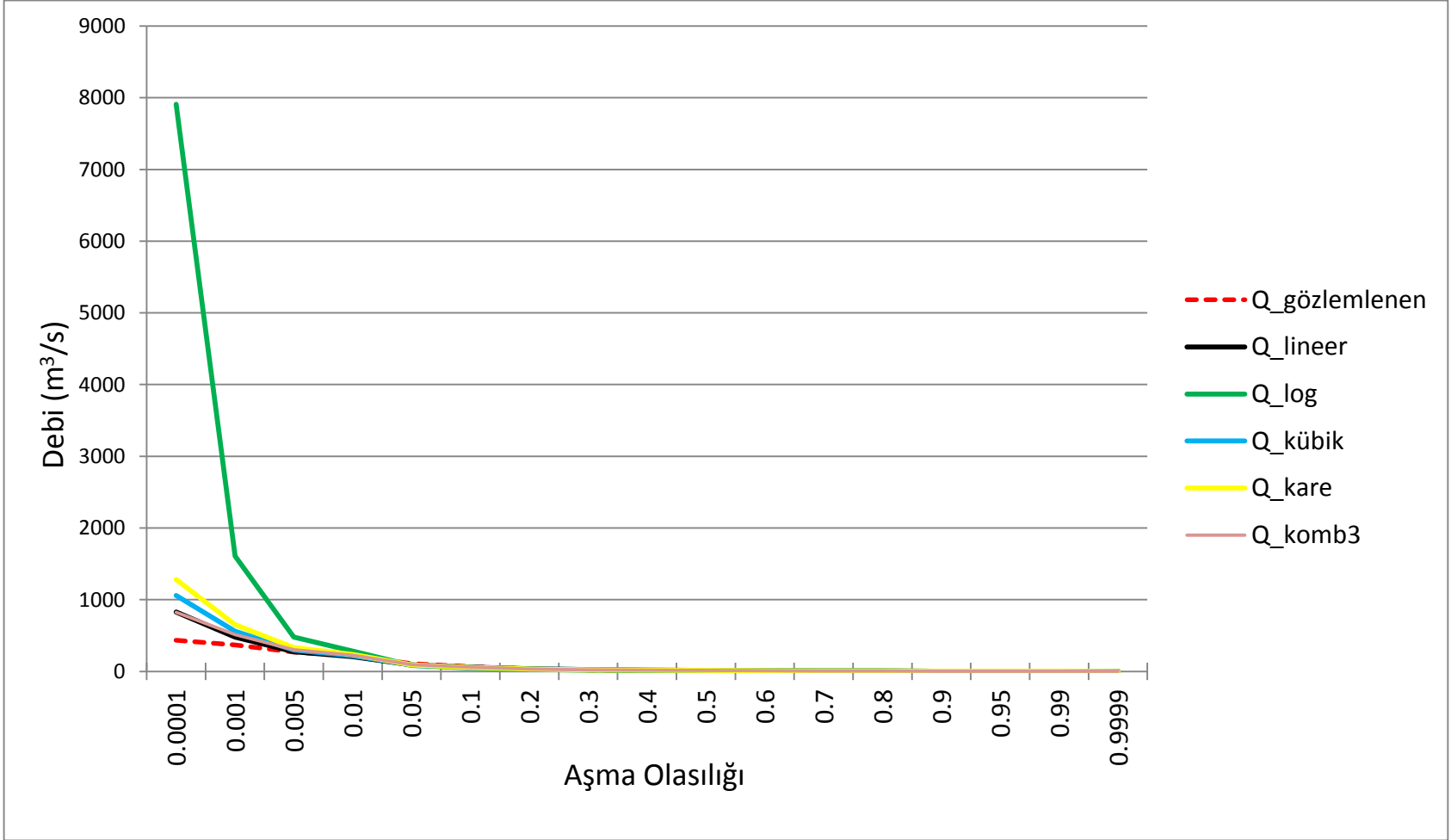
EK A. 21. BÖLGE İSTASYONLARI 17 OLASILIK DEĞERİ İÇİN DEBİ SÜREKLİLİK EĞRİSİ KIYASLAMASI



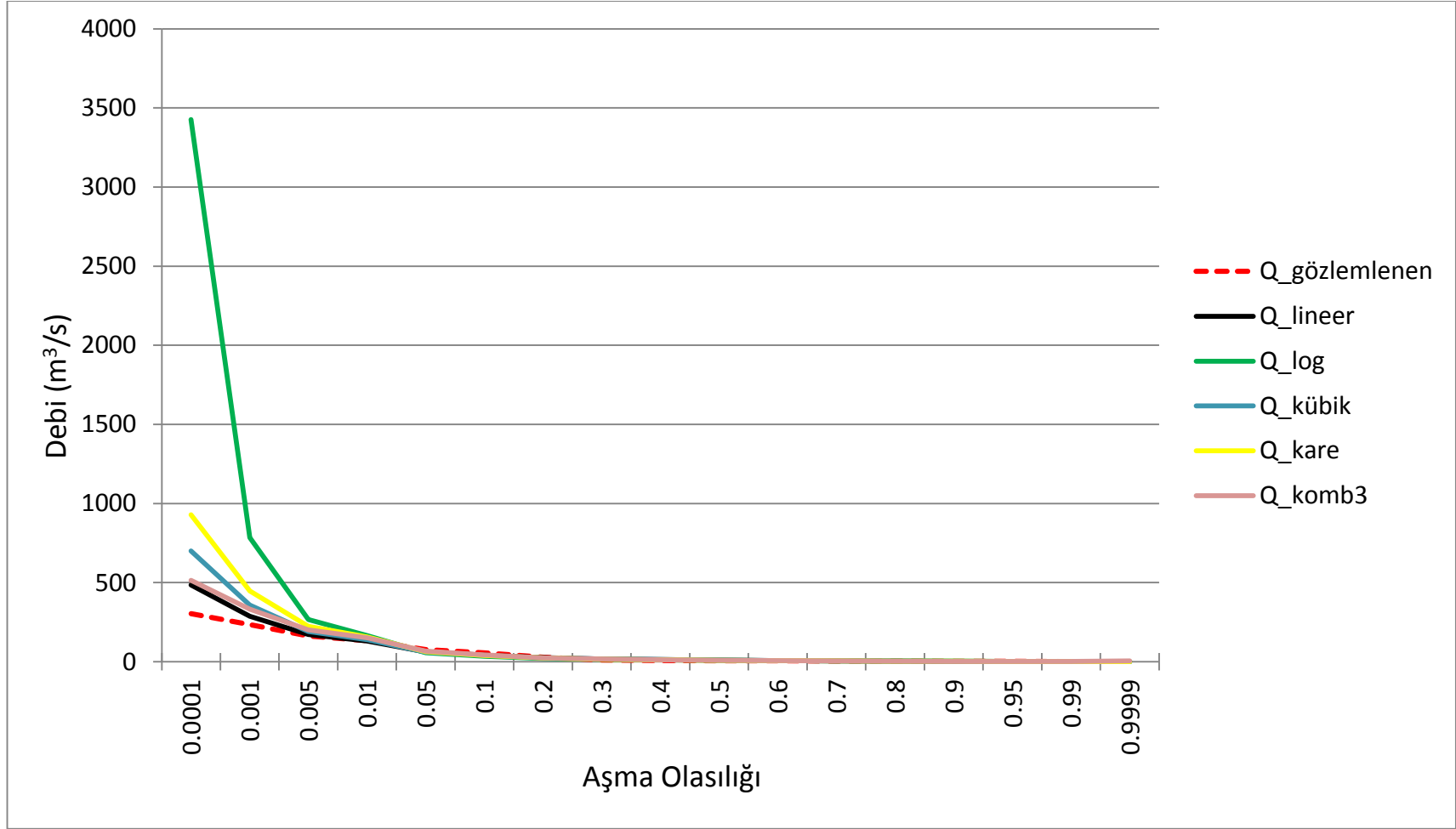
Şekil A.1: 2102 istasyonu 17 olasılık değeri için debi süreklilik eğrisi kıyaslaması



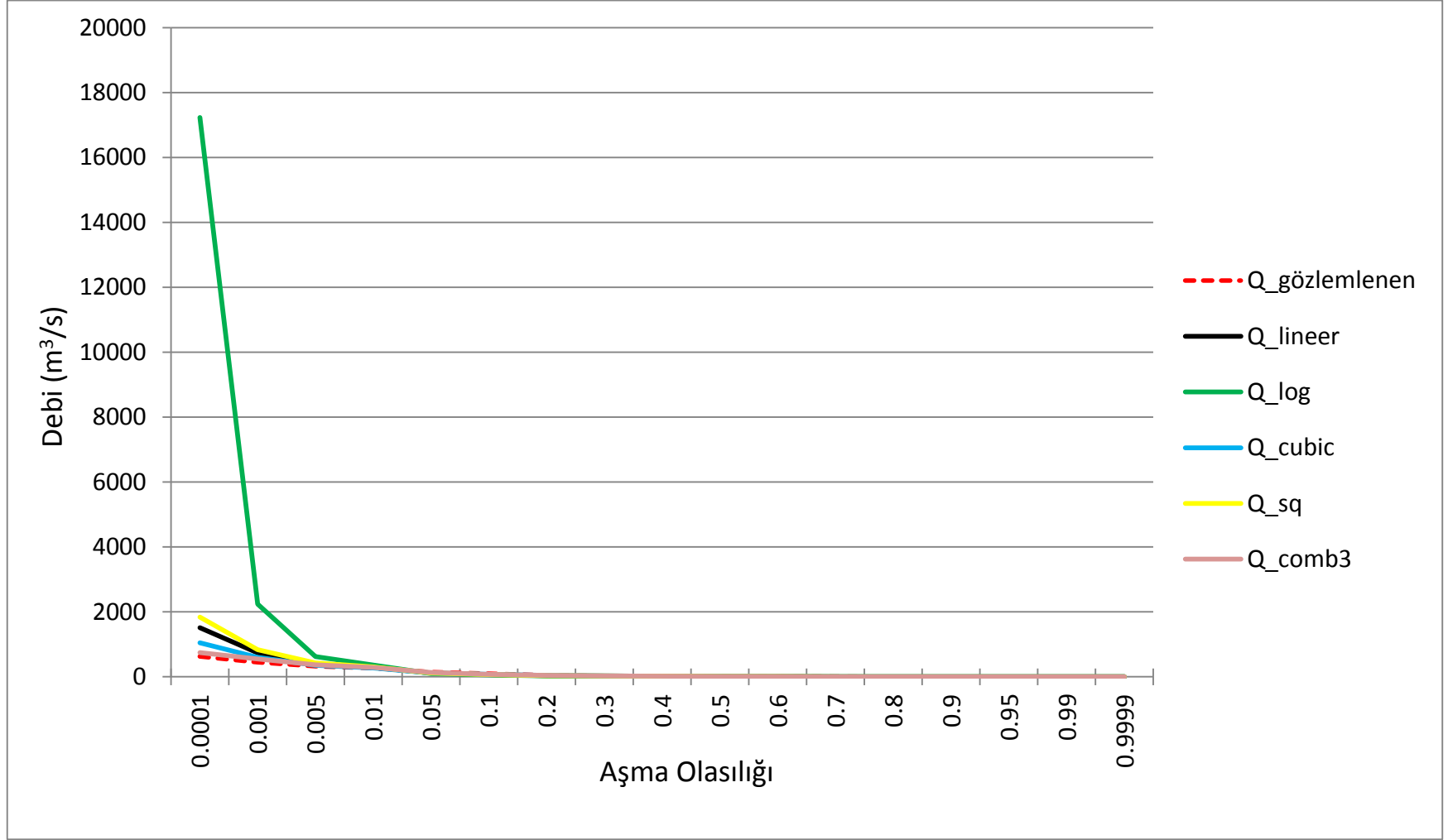
Şekil A.2 : 2122 istasyonu 17 olasılık değeri için debi süreklilik eğrisi kıyaslaması



Şekil A.3 : 2157 istasyonu 17 olasılık değeri için debi süreklilik eğrisi kıyaslaması



Şekil A.4 : 2158 istasyonu 17 olasılık değeri için debi süreklilik eğrisi kıyaslaması



Şekil A.5 : 2164 istasyonu 17 olasılık değeri için debi süreklilik eğrisi kıyaslaması

ÖZGEÇMİŞ



Ad Soyad: Pelin Lale ŞENGÜN

Doğum Yeri ve Tarihi: Kırıkkale 25/12/1990

Adres: Atatürk Mahallesi Ervatan Sitesi Burçak Apartmanı 2/4 Değirmendere
KOCAELİ

E-Posta: pelinlalekale@hotmail.com

Lisans: İstanbul Teknik Üniversitesi Makine Mühendisliği

Mesleki Deneyim ve Ödüller:

- Hyundai Assan Otomotiv Sanayi A.Ş. : Montaj Mühendisi (2014 -)
- Ford Otomotiv Sanayi A.Ş. : Montaj Mühendisi (2011- 2014)

Yayın ve Patent Listesi:

TEZDEN TÜRETİLEN YAYINLAR/SUNUMLAR

- **Kale P. ve Önöz B.,** 2015: Estimation of Daily Streamflows and Flow Duration Curves at Ungauged Sites.*EWRA 9th World Congress*, Haziran10-13, 2015 İstanbul, Türkiye.