

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**ÖLÇÜM OLMAYAN YERLERDE
DEBİ-SÜREKLİLİK EĞRİLERİNİN ELDE EDİLMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Duygu KARAGÖL

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

MAYIS 2014

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**ÖLÇÜM OLMAYAN YERLERDE
DEBİ-SÜREKLİLİK EĞRİLERİNİN ELDE EDİLMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Duygu KARAGÖL
(301091095)**

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Bihrat ÖNÖZ

MAYIS 2014

İTÜ, Enerji Enstitüsü'nün 301091095 numaralı Yüksek LisansÖğrencisi **Duygu KARAGÖL**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “**ÖLÇÜM OLMAYAN YERLERDE DEBİ-SÜREKLİLİK EĞRİLERİNİN ELDE EDİLMESİ**” 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 : **05 Mayıs 2014**

Savunma Tarihi : **30 Mayıs 2014**

Canım anneme, canım babama ve biricik kardeşime

ÖNSÖZ

Enerji, sosyal ve endüstriyel faaliyetler için bir girdi olmanın yanı sıra günümüz Dünya'sında toplumsal gelişmişliğin de bir sembolü konumundadır. Bu nedenledir ki; yükselen yaşam standartlarını ve ekonomik, sosyal kalkınmayı sağlamak ve devam ettirmek için enerjinin güvenli, sürdürülebilir ve en ekonomik çözümlerle temin edilmesi önemlidir.

Bu noktadan yola çıkarak tez boyunca enerji temininde bir çözüm olarak değerlendirebileceğimiz nehir tipi hidroelektrik santraller için gerekli olankurulum parametrelerinden debinin, ölçüm istasyonu eksikliği nedeniyle ulaşılamadığı akarsularımızda belirlenmesi amaçlanmıştır.

Tez çalışmam boyunca akademik ve insani desteğini aldığım, tecrübelerinden ve derin bilgi birikiminden yararlandığım çok değerli hocam Prof. Dr. Bihret ÖNÖZ'e teşekkürlerimi sunarım.

Gerek lisans eğitimim gerek yüksek lisans eğitimimde beni her daim teşvik eden, tez çalışmam boyunca maddi-manevi desteklerini esirgemeyen, hayatım boyunca yanımda olduklarını hissettiren aileme, tüm başarılarımın asıl sahipleri olan kardeşime, anneme ve babama, minnetlerimi sunarım.

Mayıs 2014

Duygu KARAGÖL
(Makine Mühendisi)

İÇİNDEKİLER

Sayfa

| | |
|---|-----------|
| ÖNSÖZ..... | vii |
| İÇİNDEKİLER..... | ix |
| KISALTMALAR..... | xi |
| ÇİZELGE LİSTESİ..... | xiii |
| ŞEKİL LİSTESİ..... | xv |
| SEMBOLLER..... | xix |
| ÖZET..... | xxi |
| SUMMARY..... | xxiii |
| 1. GİRİŞ | 1 |
| 1.1 Tezin Amacı..... | 3 |
| 1.2 Tezde İzlenen Yöntem..... | 4 |
| 2. HİDROELEKTRİK ENERJİ VE SÜRDÜRÜLEBİLİRLİK..... | 5 |
| 2.1 Hidroelektrik Enerjinin Tarihçesi..... | 5 |
| 2.2 Barajların Dünü ve Bugünü | 6 |
| 2.3 Dünya’da HES Durumu..... | 6 |
| 2.4 Türkiye’de HES Güncel Durumu..... | 9 |
| 2.4.1 Enerji sektörü ile ilgili temel tespitler ve enerji talep tahminleri..... | 9 |
| 2.4.2 Türkiye’nin hidroelektrik potansiyeli ve mevcut durumu | 10 |
| 3. LİTERATÜR TARAMASI..... | 13 |
| 4. YÖNTEM | 17 |
| 4.1 Debi-Süreklilik Eğrisi Tanımı ve Önemi..... | 18 |
| 4.1.1 DSE’lerinin nehir tipi santraller için önemi..... | 19 |
| 4.2 Ölçüm Olan Bölgelerde DSE’lerinin Elde Edilmesi..... | 19 |
| 4.3 Regresyona Dayalı Logaritmik Enterpolasyon Yöntemi ile Ölçüm Olmayan İstasyonlarda Bölgesel DSE Tahmini | 20 |
| 4.4 Günlük Debi Tahmini..... | 21 |
| 4.5 Yöntemlerin Performans Değerlendirmesi | 22 |
| 4.5.1 Performans indisi: Nash etkinlik kistası | 23 |
| 4.5.2 Performans indisi: root mean square error..... | 23 |
| 4.5.3 Performans indisi: bias | 24 |
| 5. PİLOT BÖLGE UYGULAMASI..... | 25 |
| 5.1 Çalışmanın Uygulama Alanı..... | 25 |
| 5.2 İstasyonlar için Ampirik DSE’lerinin Elde Edilmesi..... | 28 |
| 5.2.1 Debi-süreklilik eğrileri (1969-2000 yılları) | 28 |
| 5.2.2 Debi-süreklilik eğrileri (1969-2010 yılları) | 30 |
| 5.2.3 Zamansal değişimin yorumlanması..... | 32 |
| 5.3 Ölçüm Olmayan İstasyonlarda DSE Eldesi | 34 |
| 5.3.1 Regresyonların Performans Değerlendirmesi | 57 |
| 5.4 Günlük Debi Tahminleri..... | 60 |
| 5.4.1 Drenaj alan yöntemi ile günlük debi tahmini..... | 60 |
| 5.4.2 Fizyografik yöntem ile günlük debi tahmini..... | 66 |

| | |
|--|-----------|
| 5.4.3 Günlük debi tahmini performans değerlendirmesi | 72 |
| 5.5 Yöntemlerin Karşılaştırılması..... | 74 |
| 5.6 Kurulu Güç Belirlenirken Tahminlerin Değerlendirilmesi | 82 |
| 6. SONUÇ VE ÖNERİLER..... | 83 |
| KAYNAKLAR..... | 87 |
| ÖZGEÇMİŞ..... | 89 |

KISALTMALAR

| | |
|--------------|--|
| HES | : Hidroelektrik Santral |
| AGİ | : Akım Gözlem İstasyonu |
| DSE | : Debi-Süreklilik Eğrisi |
| HPP | : Hydropower Plant |
| FDC | : Flow Duration Curve |
| SHW | : State Hydraulic Works |
| EPRSD | : Electric Power Resources Survey and Development Administration |
| SMS | : State Meteorological Services |
| BM | : Birleşmiş Milletler |
| DSİ | : Devlet Su İşleri |
| EİE | : Elektrik İşleri Etüd İdaresi |
| DMİ | : Devlet Meteoroloji İşleri |
| ABD | : Amerika Birleşik Devletleri |
| OECD | : Organization for Economic Co-Operation and Development (Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı) |
| ETKB | : Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı |
| EPDK | : Enerji Piyasası Denetleme Kurumu |
| AB | : Avrupa Birliği |
| RDLE | : Regresyona Dayalı Logaritmik Enerpolasyon |
| CA | : Coğrafi Uzaklık Ağırlıklı |
| DA | : Drenaj Alanı Ağırlıklı |
| ÇDSE | : Çoklu Debi-Süreklilik Eğrisi |
| CADSE | : Coğrafi Uzaklık Ağırlıklı Debi-Süreklilik Eğrisi |
| DADSE | : Drenaj Alanı Ağırlıklı Debi-Süreklilik Eğrisi |
| NASH | : Nash Sutcliffe Efficiency |
| RMSE | : Root Mean Square Error |
| RMSD | : Root Mean Square Deviation |
| BIAS | : Bias |
| TEİAŞ | : Türkiye Elektrik İletim A.Ş. |
| IEA | : International Energy Agency |
| BP | : British Petrol |
| TMMOB | : Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği |
| GSYH | : Gayri Safi Yurtiçi Hasıla |
| USD | : United States dollar (Amerikan doları) |

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

| | |
|---|----|
| Çizelge 2.1 :Türkiye enerji talep tahminleri | 10 |
| Çizelge 2.2 :Ülkelerin enerji sürdürülebilirlik indeksleri..... | 10 |
| Çizelge 2.3 :Hidroelektrik potansiyel (GWh/yıl)..... | 11 |
| Çizelge 2.4 :Türkiye'nin 2012-2023 yılları hidroelektrik üretim projeksiyonları | 11 |
| Çizelge 2.5 :Türkiye'nin yıllık hidroelektrik potansiyeli (DSİ'ye göre)..... | 12 |
| Çizelge 5.1 :Seçilen AGİ'lerin karakteristikleri..... | 28 |
| Çizelge 5.2 :İstasyonlara göre regresyonların R^2 değerleri | 57 |
| Çizelge 5.3 :Regresyonların BIAS değerlendirmesi | 58 |
| Çizelge 5.4 :Regresyonların NASH değerlendirmesi..... | 59 |
| Çizelge 5.5 :Regresyonların RMSE değerlendirmesi..... | 60 |
| Çizelge 5.6 :İstasyonlara göre regresyonların R^2 değerleri | 72 |
| Çizelge 5.7 : Günlük debi tahminlerinin BIAS değerlendirmesi | 72 |
| Çizelge 5.8 : Günlük debi tahminlerinin NASH değerlendirmesi | 73 |
| Çizelge 5.9 : Günlük debi tahminlerinin RMSE değerlendirmesi | 74 |
| Çizelge 5.10 :Kurulu gücün belirlenebileceği zaman dilimindeki tahminler | 82 |

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

| | |
|--|----|
| Şekil 1.1 : Dünya’da birincil enerji dağılımının yıl bazlı değişimi..... | 2 |
| Şekil 1.2 : Farklı projeksiyonlarla Dünya popülasyonu, 1950-2100..... | 2 |
| Şekil 2.1 : 1965- 2009 arası hidroelektrik üretiminin kıtalar bazlı tarihsel gelişimi... | 6 |
| Şekil 2.2 : Güç üretiminde birincil girdilerin payı..... | 7 |
| Şekil 2.3 : OECD ülkeleri yenilenebilir enerji arzı..... | 7 |
| Şekil 2.4 : Dünya çapında HES’lerden elektrik üretimi (toplamın %’si)..... | 8 |
| Şekil 2.5 : Yakıt cinsine göre küresel çapta elektrik üretimi, 1973-2010..... | 8 |
| Şekil 2.6 : 2002-2021 Yılları Türkiye elektrik sistemi puant güç - enerji talebi..... | 9 |
| Şekil 4.1 : Metod uygulama ve akış diyagramı..... | 17 |
| Şekil 5.1 : Türkiye’nin hidrolojik havzaları ve Fırat Havzası..... | 25 |
| Şekil 5.2 : Pilot bölge ve ülkemizdeki lokasyonu..... | 26 |
| Şekil 5.3 : 2102 İstasyonunun ampirik DSE (1969-1999)..... | 28 |
| Şekil 5.4 : 2164 İstasyonunun ampirik DSE (1970-1999)..... | 29 |
| Şekil 5.5 : 2158 İstasyonunun ampirik DSE (1970-1999)..... | 29 |
| Şekil 5.6 : 2157 İstasyonunun ampirik DSE (1969-2000)..... | 29 |
| Şekil 5.7 : 2122 İstasyonunun ampirik DSE (1969-1999)..... | 30 |
| Şekil 5.8 : 2102 İstasyonunun ampirik DSE (1969-2010)..... | 30 |
| Şekil 5.9 : 2164 İstasyonunun ampirik DSE (1969-2010)..... | 31 |
| Şekil 5.10 : 2158 İstasyonunun ampirik DSE (1969-2010)..... | 31 |
| Şekil 5.11 : 2157 İstasyonunun ampirik DSE (1969-2010)..... | 31 |
| Şekil 5.12 : 2122 İstasyonunun ampirik DSE (1969-2010)..... | 32 |
| Şekil 5.13 : 2158 istasyonu eski ve güncel DSE karşılaştırması..... | 32 |
| Şekil 5.14 : 2164 istasyonu eski ve güncel DSE karşılaştırması..... | 33 |
| Şekil 5.15 : 2158 istasyonu eski ve güncel DSE karşılaştırması..... | 33 |
| Şekil 5.16 : 2157 istasyonu eski ve güncel DSE karşılaştırması..... | 34 |
| Şekil 5.17 : 2122 istasyonu eski ve güncel DSE karşılaştırması..... | 34 |
| Şekil 5.18 : Alan regresyonu tahmini (2102 istasyonu)..... | 36 |
| Şekil 5.19 : Alan regresyonu tahmini (2164 istasyonu)..... | 36 |
| Şekil 5.20 : Alan regresyonu tahmini (2158 istasyonu)..... | 37 |
| Şekil 5.21 : Alan regresyonu tahmini (2157 istasyonu)..... | 37 |
| Şekil 5.22 : Alan regresyonu tahmini (2122 istasyonu)..... | 38 |
| Şekil 5.23 : Alan-kot regresyonu tahmini (2102 istasyonu)..... | 38 |
| Şekil 5.24 : Alan-kot regresyonu tahmini (2164 istasyonu)..... | 39 |
| Şekil 5.25 : Alan-kot regresyonu tahmini (2158 istasyonu)..... | 39 |
| Şekil 5.26 : Alan-kot regresyonu tahmini (2157 istasyonu)..... | 40 |
| Şekil 5.27 : Alan-kot regresyonu tahmini (2122 istasyonu)..... | 40 |
| Şekil 5.28 : Alan-yağış regresyonu tahmini (2102 istasyonu)..... | 41 |
| Şekil 5.29 : Alan-yağış regresyonu tahmini (2164 istasyonu)..... | 42 |
| Şekil 5.30 : Alan-yağış regresyonu tahmini (2158 istasyonu)..... | 42 |
| Şekil 5.31 : Alan-yağış regresyonu tahmini (2157 istasyonu)..... | 43 |

| | |
|--|----|
| Şekil 5.32 : Alan-yağış regresyonu tahmini (2122 istasyonu) | 43 |
| Şekil 5.33 : Alan-sıcaklık regresyonu tahmini (2102 istasyonu)..... | 44 |
| Şekil 5.34 : Alan-sıcaklık regresyonu tahmini (2164 istasyonu)..... | 44 |
| Şekil 5.35 : Alan-sıcaklık regresyonu tahmini (2158 istasyonu)..... | 45 |
| Şekil 5.36 : Alan-sıcaklık regresyonu tahmini (2157 istasyonu)..... | 45 |
| Şekil 5.37 : Alan-sıcaklık regresyonu tahmini (2122 istasyonu)..... | 46 |
| Şekil 5.38 : 2102 İstasyonu alan regresyonu | 46 |
| Şekil 5.39 : 2102 İstasyonu alan-kot regresyonu | 47 |
| Şekil 5.40 : 2102 İstasyonu alan-yağış regresyonu..... | 47 |
| Şekil 5.41 : 2102 İstasyonu alan-sıcaklık regresyonu..... | 48 |
| Şekil 5.42 : 2164 İstasyonu alan regresyonu | 48 |
| Şekil 5.43 : 2164 İstasyonu alan-kot regresyonu | 49 |
| Şekil 5.44 : 2164 İstasyonu alan-yağış regresyonu..... | 49 |
| Şekil 5.45 : 2164 İstasyonu alan-sıcaklık regresyonu..... | 50 |
| Şekil 5.46 : 2158 İstasyonu alan regresyonu | 51 |
| Şekil 5.47 : 2158 İstasyonu alan-kot regresyonu | 51 |
| Şekil 5.48 : 2158 İstasyonu alan-yağış regresyonu..... | 52 |
| Şekil 5.49 : 2158 İstasyonu alan-sıcaklık regresyonu..... | 52 |
| Şekil 5.50 : 2157 İstasyonu alan regresyonu | 53 |
| Şekil 5.51 : 2157 İstasyonu alan-kot regresyonu | 53 |
| Şekil 5.52 : 2157 İstasyonu alan-yağış regresyonu..... | 54 |
| Şekil 5.53 : 2157 İstasyonu alan-sıcaklık regresyonu..... | 54 |
| Şekil 5.54 : 2122 İstasyonu alan regresyonu | 55 |
| Şekil 5.55 : 2122 İstasyonu alan-kot regresyonu | 56 |
| Şekil 5.56 : 2122 İstasyonu alan-yağış regresyonu..... | 56 |
| Şekil 5.57 : 2122 İstasyonu alan-sıcaklık regresyonu..... | 57 |
| Şekil 5.58 : BIAS grafiksel gösterim | 58 |
| Şekil 5.59 : NASH grafiksel gösterim..... | 59 |
| Şekil 5.60 : RMSE grafiksel gösterim..... | 60 |
| Şekil 5.61 : 2102 istasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini..... | 61 |
| Şekil 5.62 : 2164 istasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini..... | 61 |
| Şekil 5.63 : 2158 istasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini..... | 62 |
| Şekil 5.64 : 2157 istasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini..... | 62 |
| Şekil 5.65 : 2122 istasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini..... | 63 |
| Şekil 5.66 : 2102 İstasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini..... | 63 |
| Şekil 5.67 : 2164 İstasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini..... | 64 |
| Şekil 5.68 : 2158 İstasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini..... | 64 |
| Şekil 5.69 : 2157 İstasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini..... | 65 |
| Şekil 5.70 : 2122 İstasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini..... | 65 |
| Şekil 5.71 : 2102 istasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini..... | 66 |
| Şekil 5.72 : 2164 istasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini..... | 67 |
| Şekil 5.73 : 2158 istasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini..... | 67 |
| Şekil 5.74 : 2157 istasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini..... | 68 |
| Şekil 5.75 : 2122 istasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini..... | 68 |
| Şekil 5.76 : 2102 İstasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini..... | 69 |
| Şekil 5.77 : 2164 İstasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini..... | 69 |
| Şekil 5.78 : 2158 İstasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini..... | 70 |
| Şekil 5.79 : 2157 İstasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini..... | 70 |
| Şekil 5.80 : 2122 İstasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini..... | 71 |
| Şekil 5.81 : BIAS grafiksel gösterim | 72 |

| | |
|--|----|
| Şekil 5.82 : NASH grafiksel gösterim | 73 |
| Şekil 5.83 : RMSE grafiksel gösterim | 74 |
| Şekil 5.84 : 2102 İstasyonu tahminsel ve gözlenen DSE kıyasları | 75 |
| Şekil 5.85 : 2164 İstasyonu tahminsel ve gözlenen DSE kıyasları | 78 |
| Şekil 5.86 : 2158 İstasyonu tahminsel ve gözlenen DSE kıyasları | 79 |
| Şekil 5.87 : 2157 İstasyonu tahminsel ve gözlenen DSE kıyasları | 80 |
| Şekil 5.88 : 2122 İstasyonu tahminsel ve gözlenen DSE kıyasları | 81 |

SEMBOL LİSTESİ

| | |
|----------------|--|
| m^3/s | : Hacim birimi (saniyede geçen metreküp) |
| q_i | : Akarsu debisi |
| N | : Toplam gözlem sayısı |
| i | : Durum sırası (debilerin sıra numarası) |
| q_1 | : En büyük akarsu debisi |
| q_N | : En küçük akarsu debisi |
| n | : Tekrar sayısı |
| x | : Zamanın seçilen %'lik dilimi |
| y | : Zamanın %x'lik kısmında gözlenen debi |
| x_{i-1} | : x'e soldan en yakın aşılma olasılığı |
| x_i | : x'e sağdan en yakın aşılma olasılığı |
| y_{i-1} | : x_{i-1} 'de gözlenen debi |
| y_i | : x_i 'de gözlenen debi |
| $V_{1,2,3...}$ | : Fizyografik/iklimsel karakteristik |
| p | : Seçilen aşılma olasılığı |
| $a,b,c,d...$ | : Model parametreleri |
| Q_p | : p aşılma olasılığında gözlenen debi |
| Q_d | : Ölçüm olmayan yerdeki debi |
| Q_{dj} | : j kaynağından elde edilen debi tahmini |
| W_j | : j kaynağından atanan ağırlık |
| d_j | : Hedef nokta ile j kaynak istasyonu arasındaki benzerlik ölçütü |
| X | : Hedef istasyonunun enlemi |
| Y | : Hedef istasyonunun boylamı |
| X_j | : j kaynak istasyonunun enlemi |
| Y_j | : j kaynak istasyonunun boylamı |
| $ALAN$ | : Hedef istasyonunun drenaj alanı |
| $ALAN_j$ | : j kaynak istasyonunun drenaj alanı |
| q_j | : i'nci ölçülen debi |
| \hat{q}_i | : i'nci tahmin edilen debi |

ÖLÇÜM OLMAYAN YERLERDE DEBİ SÜREKLİLİK EĞRİLERİNİN ELDE EDİLMESİ

ÖZET

Dünya genelinde her geçen gün artmakta olan nüfus, teknolojik gelişmeler, ülkelerin ekonomik ve sosyal kalkınma arayışları gibi sebeplerden dolayı, tüm sektörler için ana girdi olan enerjinin önemi de her geçen gün artmaktadır. Sosyal gelişmişliğin bir yansıması olan kişi başına enerji tüketimi artarak devam etmektedir. Endüstriyel faaliyetler, dünyada en büyük enerji kullanım alanlarından biri olup sanayide enerji kullanımında artış devam etmektedir.

Enerjiye duyulan ihtiyacın günden güne artmasıyla birlikte, bu ihtiyacı karşılamaya yönelik çözüm arayışları ve alternatifler de incelenmiş ve incelenmeye devam etmektedir. Dünyada da diğer yenilenebilir kaynaklara göre daha eski sayılabilecek hidroelektrik santraller enerji ihtiyacını karşılamaya yönelik en popüler çözümlerden biri olmuştur.

Tez çalışması boyunca hidroelektrik santrallerin (HES) tarihçesi incelenmiş, çeşitleri ve avantajları anlatılmış, Dünya ve ülkemizdeki güncel durumu incelenmiş ve mevcut potansiyel ortaya konmuştur. Bu potansiyelle birlikte nehir tipi hidroelektrik santrallerin kurulması için gerekli olan debinin, akım gözlem istasyonu (AGİ) olmayan bölgelerde belirlenmesi için çeşitli yöntemler uygulanmıştır.

Ülkemizde maalesef akarsular üzerinde kurulu olan debi ölçüm istasyonu sayısı yeterli değildir. Bu eksiklik santral kurulumu için gerekli olan en büyük parametre ve girdi sayılan debinin belirlenmesine, dolayısıyla türbin seçimi ve santral fizibilitesinin yapılmasına da engel olmaktadır. Bu eksiklikten yola çıkarak, ölçüm olmayan nehirlerde matematiksel ve istatistiki yöntemler yardımıyla debinin tahmin edilmesi amaçlanmıştır.

Debi tahmininde Orta Fırat Havzasındaki 5 ölçüm istasyonu belirlenmiştir ve sırasıyla her bir istasyon ölçümü olmadığı farzedilerek debi tahmininde kullanılmıştır.

Tahminler iki ayrı yöntemle yapılmıştır. İlk yöntemde öncelikle her bir istasyonun debi-süreklilik eğrileri (DSE) çizilmiş ve gerçek eğriler ölçümler yardımıyla bulunmuştur. Bu haliyle beş eğri elde edilmiştir. Ölçümü olmadığı farzedilen istasyonun debi-süreklilik eğrisi, bölgesel regresyon metoduyla hesaplanmış ve sırasıyla her bir istasyon için uygulanarak beş adet tahminsel eğri oluşturulmuştur. Regresyon alınırken drenaj alanı, yıllık ortalama toplam yağış, ortalama sıcaklık ve kot gibi parametreler kullanılmıştır. Çıkan tahmin sonuçları mevcut gerçek verilerle karşılaştırılarak sonuçların doğruluğu kontrol edilmiş ve hata payları Bias, Nash, RMSE gibi istatistiki yöntemlerle hesaplanmıştır.

İkinci yöntemde ise debi-süreklilik eğrisi çizilen her bir istasyonun günlük debilerinin bulunması amaçlanmıştır. Literatürde geçen matematiksel formülasyonlar ile günlük debi tahmini yapılmıştır. Bu matematiksel yöntemler coğrafi uzaklık

ağırlıklı ve drenaj alanı ağırlıklı olarak iki ayrı baz gözetilerek denenmiştir. Bulunan sonuçlar kullanılarak yine debi-süreklilik eğrileri elde edilmiştir.

DEVELOPING FLOW DURATION CURVES AT UNGAUGED REGIONS

SUMMARY

Energy is not only a measurement for economical and social improvement but also a fundamental human necessity. From the beginning of time, energy is used for primary human needs; but afterwards it has turned into a symbol of growing and development. Energy consumption per capita as a reflection of social development and energy use in domestic and the industry is continuing to increase. Since the technological developments, economical and social growing plans of the countries, increasing world population, the importance of energy, which is the main input for all sectors, is increasing rapidly day by day.

At present, most of the energy requirement worldwide which have become an essential and integral part of modern civilization, being increasingly relied on since the Industrial Revolution is met by the combustion of fossil fuels (i.e., coal, petroleum oils, natural gas, etc.). However combustion of fossil fuels continues to contribute significantly to the increase in atmospheric pollutant concentrations, thus intensifying the prospect of global warming and global climate variability, and threatening the existence of civilization and mankind on Earth. In addition to the fact of fossil originated energy resources are both exhaustible and have detrimental effects to environment has led the world to focus on alternative resources, a steady depletion of the world's limited fossil fuel reserves also calls for alternative primary energy sources, and new energy technologies for energy conversion and power generation that are more energy efficient than the conventional combustion engine, with minimal or no pollutant emissions, and also compatible with renewable energy sources and sustainable development.

Concerning these points, the governments began to seek to create alternative energy resources. In this respect, all countries are trying to find a way to solve energy problems such as environmental pollution, global warming, increasing cost of energy, and energy inefficiency. So, the governments give vast amount of incentives for renewable energy for the solutions to these kind of problems due to energy policies.

The alternative energy resources, including hydropower, have some important advantages, as stated above, such as being clean, sustainable, renewable and environmentally friendly resources. The inherent technical, economic and environmental benefits of hydroelectric power make it an important contributor to the future world energy mix, particularly in the developing countries.

Hydroelectric power plants, offering a promising alternative for supplying clean and sustainable energy to meet the world's increasing demands, are older than the other renewable sources in the world and have been the most popular solutions.

If we throw the perspective to our country and glance Turkey, we see that we have been experiencing same concerns. According to the Ministry of Energy and Natural

Resources, energy supply security has great importance for our country. In recent years, significant progress has been made in the context of energy supply security in our country. Government has been paying attention to legal and technical studies based on detection and use of the local and renewable source potential. Turkey's basic energy policies are,

- To be available for customers in terms of cost, time and also the amount,
- Reducing foreign dependency,
- To increase the regional and global effectiveness of our country in the field of energy,
- To ensure diversity of the source, route and technology,
- To ensure maximum use of renewable resources,
- To minimize the negative impact on environment of usage and production of energy and natural resources.

Taking into consideration all of these policies, all hydroelectric potential technically and economically evaluated in electricity is aimed to be used by 2023. It is necessary to assess the run of river type hydroelectric power stations, which is subject to our thesis, very well.

Hydropower plants (HPP)(specifically analysed run of river type hydroelectric stations) have low running costs and shield end-users against fossil fuel price volatility, but their potentially extended lifetime carries heavy initial investment costs. Hence, financing is one of the most critical issues. From this aspect, initial parameters and feasibility studies are of vital importance. Wrongly determined and taken into consideration parameters will increase the initial costs and even the operating expenses and affect the plant efficiency in a negative sense. For this reason, the main inputs such as stream flow must be well known.

In this thesis current status of hydropower in our country and in the World and also existing potentials are demonstrated. Besides, various methods to determine the streamflows leading to construct a run of river station, at the ungauged basins are investigated.

In our country we generally face lack of streamflow measurement. Streamflow measurement stations are not existing in the area of hydropower plants being constructed. Streamflow is the most important parameter for constructing the plant, especially the runoff river types. For runoff river type plants, there is generally no pondage structure, so the energy is driven by natural flow conditions, not by stored capacity. And head, the other main input of the plant feasibility, is a constant value depending on the catchment regions' topographical features. Due to these reasons plant size and generated energy is totally related to stream flow. Thus, this lack causes lots of errors on designating stream flow, therefore on turbine selection and plant feasibility. From this point forth, it is aimed to predict flow duration curves (FDC) at the ungauged sites by new methods proposed in literature.

In the study 5 gauge stations in Euphrates basin, which is the biggest water potential and selected as pilot region, are considered. Estimations have been made using two different methods. In the first method, empirical FDCs of the 5 stations are constructed by gauged records principally. At the following step, the streamflow

record of one catchment is held out from database and considered as ungauged site. And then the FDCs at 17 specified quantiles are constructed for selected 5 sites respectively using the gauges of 4 stations. For the estimation an improved regression based logarithmic interpolation method is used. The streamflow records are taken from State Hydraulic Works (SHW) and from Electrical Power Resources Survey and Development Administration (EPRSD), meteorological data are taken from State Meteorological Services (SMS). In regression equations parameters such as catchment area, annual mean total precipitation, average temperature and altitude are used.

In the second method, it is aimed to predict the daily streamflows of the stations that had been used to develop the FDCs. Prediction method is made by applying the mathematical formulations recommended in the literature. These mathematical techniques are based on two parameters: geographical distance and drainage area.

Obtained solutions and estimations are compared with the existing gauges by calculating 3 error criteria, Bias, Nash and RMSE, to determine the performances of the methods.

1. GİRİŞ

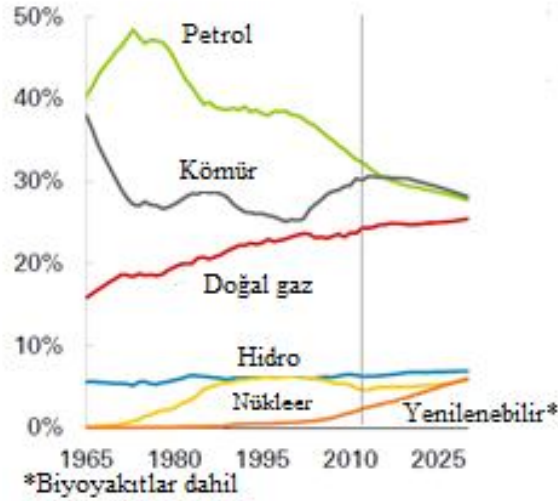
Günümüz dünyasında özellikle sanayi devrimi sonrası sürekli artış gösteren endüstriyel faaliyetler, artan nüfus, yükselen hayat standartları ve gereksinimler elektriğe duyulan ihtiyacı da arttırmıştır. Enerji tüketimi yalnızca insanların yaşam standartlarını etkileyen bir parametre değil aynı zamanda ülkelerin tüm siyasi stratejilerini de belirleyen en önemli faktörlerden biri olmuştur. Bununla birlikte doğal dengelerin sarsılması, çevresel etkenler, emisyonların artması sonucu gündeme gelen çevreye duyarlılık konuları ve imzalanan uluslararası protokoller enerji temininde alternatif çözümleri zorunlu hale getirmiştir. Geçtiğimiz yüzyıllarda genel olarak insanların tek odak noktası kaynak gözetmeksizin üretilebilen enerji miktarı iken; çağımızda en sağlıklı, en sürdürülebilir ve en efektif enerjiyi nasıl üreteceği endişesi ön planda yer edinmiştir.

Bu bağlamda, geçmişten bu yana kullanılan alışlagelmiş fosil esaslı yakıt kullanımının yanısıra alternatif arayışlara gidilmiş ve sürdürülebilir bir enerji tüketimini sağlamak amacıyla yenilenebilir kaynaklara yönelim araştırılmıştır. Birincil enerji ihtiyacı, ülkeler için ithal enerji yerine öz kaynakların kullanımı ile sağlanmaya çalışılmış, ülkelerin jeolojik ve fizyolojik imkânlarının elverdiği ölçüde doğal kaynaklar değerlendirilmeye çalışılmış, buna yönelik politikalar geliştirilmiştir. Bu çaba ile dışa bağımlılığı azaltan kalkınma planları hazırlanmış, çeşitli tedbirler alınmıştır.

Tükenebilir enerji kaynakları yerini jeotermal, güneş, rüzgar, hidroelektrik gibi kendini yenileyebilen enerji türleri ile paylaşmaya başlamıştır. Hidroelektrik enerji ise diğer yenilenebilir enerji kaynakları ile birlikte temiz, düşük işletim maliyetli, kısa devreye girme süresi olması avantajları sayesinde yaygın bir kullanım yerine sahip olmuştur.

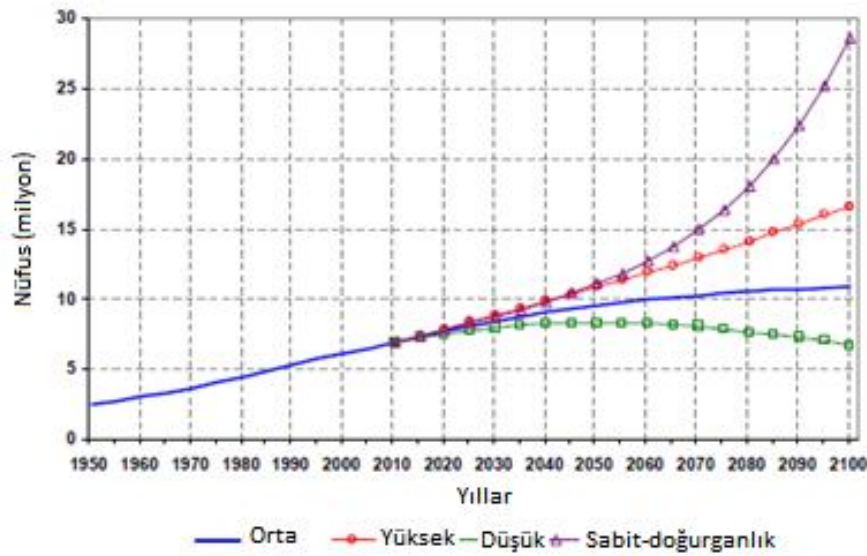
Şekil 1.1’de de görüldüğü üzere petrol, kömür gibi fosil yakıt kullanımı eski düzeyini kaybederken, bu teze esas teşkil eden ve yenilenebilir kaynaklardan biri olarak da nitelendirilen hidroelektrik santraller (HES), geçmişten günümüze enerji

üretimindeki yerini korumuştur. Şekil 1.1’de Dünya’da toplam tüketimdeki azalan payı ile fosil kaynak kullanım trendi ve bu payda yerini sürekli koruyan hidroelektrik kullanımı görülmektedir[1].



Şekil 1.1 : Dünya’da birincil enerji dağılımının yıl bazlı değişimi.

Bununla birlikte Birleşmiş Milletler (BM) resmi tahmin ve öngörüler 2012 revizyonuna göre, dünya nüfusunun önümüzdeki 12 yıl boyunca bir milyon insan artış göstererek, 2025’te 8.1 milyona, ve daha fazla artışla 2050’de 9.6 milyona, 2100’de 10.9 milyona ulaşacağı öngörülmektedir. Bu sonuçlar, orta varyant öngörülere dayalıdır [2]. Dünya nüfusu Şekil 1.2’de görülebilir.



Şekil 1.2 : Farklı projeksiyonlarla Dünya popülasyonu, 1950-2100 [2].

Artan nüfustan yola çıkararak enerji ihtiyacının ileride artmaya devam edeceği, bu ihtiyacı kaşılamaya yönelik enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi gerekeceği anlaşılmaktadır.

Çağımızda toplumların sosyo-ekonomik gelişmişlik düzeyleri de enerji tüketimleri ile paralel değerlendirilmektedir.

“Türkiye’de kişi başına yıllık elektrik tüketimi 3,200 kWh düzeylerinde olup, bu miktar kalkınmış ve kalkınmakta olan ülkeler ortalamasının çok altındadır. Ülkemizin ekonomik ve sosyal bakımdan kalkınmasının sağlanması için sanayileşme bir hedef olduğuna göre bu endüstrinin ve diğer kullanıcıların ihtiyacı olan enerjinin, yerinde, zamanında ve güvenilir bir şekilde karşılanması büyük önem arz etmektedir[3].

1.1 Tezin Amacı

Dünyamızın %70’ine yakını su olduğundan enerji temininde de hidrolik kaynaklar yenilenebilir enerji kaynağı kapsamında en ön sırada değerlendirilmelidir. Ülkemizde de teknik hidrolik potansiyelin değerlendirilebilmesi, buna yönelik baraj tipi santrallerin ele alındığı ölçüde nehir tipi santrallerimizin de geliştirilmesi ve yeni santrallerin planlamaya alınması gerekmektedir. Nehir tipi santrallerin kurulumunun kolay, yatırım maliyetlerinin daha düşük olması, uygulanabilirliğinin yüksek olması tez konusunun belirlenmesinde büyük etken olmuştur.

Nehir tipi santrallerin arttırılması için gerekli olankurulum parametrelerinden debi, AGİ eksikliği nedeniyle tüm akarsularımız için erişilebilir değerdir.

Bu tez çalışmasında lkemizdeekonomik değerlendirilebilir hidrolik potansiyelin arttırılmasına yönelik baraj tipi santrallerin ele alındığı ölçüde nehir tipi santrallerimizin de geliştirilmesi ve arttırılması, varolan potansiyelin değerlendirilmesi, ölçüm istasyonu olmayan akarsularımızın bu değerlendirme kapsamında tutulması için en önemli kurulum parametresi olan akış rejiminin çeşitli metodlarla belirlenmesi ve Türkiye’de bu tip metodların uygulamada yaygınlaşmasını sağlamak adına örnek bir çalışma sunmak amaçlanmıştır.

1.2 Tezde İzlenen Yöntem

Bu çalışmada öncelikle yenilenebilir enerjinin mevcut durumu ve diğer enerji kaynakları arasındaki yeri Dünya ve Türkiye çapında incelenmiş, gelişen Dünya trendlerinde edindiği yer vurgulanmıştır. Hidrolik kaynakların ve hidroelektrik enerjinin bu trendler arasındaki yeri vurgulanmıştır. Tüm bunlar, enerji ajanslarının internet sitelerinden, yayınlanan raporlardan, literatür taramasından ve eski tez çalışmalarından da destek alınarak yapılmıştır. Dünya çapında yapılmış benzer çalışmalar incelenmiş, yazılan raporlar okunmuştur. Ouarda, T.B.M.J.'nin makalelerinden yararlanılmış ve önerdiği metodlar baz alınmıştır. Sonraki aşamada tezde kullanılacak yöntemlerdeki değişkenlere karar verilmiştir. İhtiyaç duyulan akarsu debi ölçümlerinde Devlet Su İşleri (DSİ) ve Elektrik İşleri Etüd İdaresi(EİE) verilerinden, sıcaklık ölçümlerinde Devlet Meteoroloji İşleri (DMİ) verilerinden, mesafe tayininde Google Earth programından yararlanılmıştır. Edinilen data lar ışığında sayısal yöntemler Microsoft Excel programında uygulanmış ve teyit gerektiren durumlarda ikinci kontrol için Matlab yazılımından yararlanılmıştır.

2. HİDROELEKTRİK ENERJİ VE SÜRDÜRÜLEBİLİRLİK

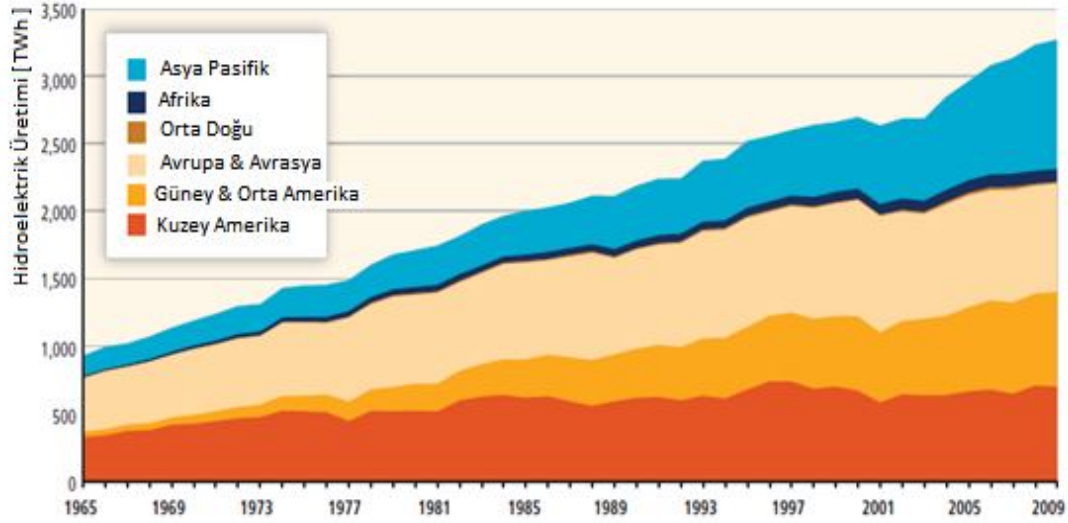
2.1 Hidroelektrik Enerjinin Tarihçesi

Hidrolik kaynaklar, ticari anlamda elektrik enerjisinin yaygın olarak kullanılmasından önce sulamada, içme suyu temininde ve su değirmeni, tekstil makinesi, hızar gibi çeşitli makinelerin işletilmesinde kullanılmıştır. İnsanlar enerji üretimi için suyu kullanarak daha iyi bir yaşam standardına ulaşmak için doğayla birlikte hareket etmişlerdir. Düşüsü olan suyun mekanik gücü, üretken kullanımlar için eski bir kaynaktır. 2000 yıldan daha uzun bir süre önce Yunanlılar buğdaydan un öğütmek için su değirmenlerini çevirmede kullanmışlardır [4]. Dördüncü yüzyıla gelindiğinde Asya ve Kuzey Avrupa'da da su değirmenleri bulunmuştur [5]. 1700'lü yıllarda, mekanik hidrolik güç yaygın olarak değirmencilikte ve pompalamada kullanılmıştır [4]. 1826'da Fransız mühendis Jean-Victor Poncelet kapalı bir değirmen tasarladı, böylelikle su değirmenin etrafından değil, içinden geçiyordu. Bu fikir modern Amerikan su türbininin temelini oluşturdu. 1800 ortalarında Locks and Canal Company'nin baş mühendisi James Franciskanatları şekillendirerek kapalı su türbinini geliştirdi. Francis türbini olarak bilinen bu türbinin modern varyasyonları hidroelektrik tesislerde halen kullanılmaktadır [5].

İlk hidroelektrik santral 1870'te İngiltere Cragside Rothbury'de kurulmuştur. Hidroelektriğin endüstriyel kullanımı 24 Temmuz 1880'de Amerika Birleşik Devletleri (ABD)'nde, Grand Rapids Electric Light and Power Company akan suyu elektrik üretmek için bir su türbinine güç sağlamak için kullandığında başlamıştır [5]. 1881'de bir un değirmenindeki türbine bağlı bir dinamo Niagara Falls, New York'ta sokak aydınlatmasını sağladı. Elektrik jeneratörü türbine bağlandığında atılım gerçekleşmiş ve böylece iki kağıt fabrikasını ve bir konutu aydınlatan Dünya'nın ilk hidroelektrik istasyonu Vulcan Street Santrali (12.5 kW) 30 Eylül 1882'de Fox Nehri, Appleton, Wisconsin, ABD'de devreye alınmıştır [4].

Ülkemizde ise ilk elektrik enerjisi, 1902 yılında Tarsus'ta bir su değirmenine bağlanan 2 kW gücündeki bir dinamodan üretilmiştir.

Şekil 2.1’de hidroelektriğin tarih boyunca izlediği gelişim görülmektedir.



Şekil 2.1:1965-2009 arası hidroelektrik üretiminin kıtalar bazlı tarihsel gelişimi.

2.2 Barajların Dünü ve Bugünü

Bilinen en eski insan yapımı barajlar 5,000 yıldan önce Mezopotomya’da bitkileri sulamada nehre yön vermek için inşa edilen küçük yapılardı. M.Ö. 2900’lü yıllarda Mısırlılar Memphis kentinde şehir etrafında bir baraj inşa ettiler. Baraj Nil Nehri’nin periyodik su baskınlarını durdurdu ve içme suyu ve sulama için bir rezervuar yarattı. Romalılar ayrıca ilk milenyumda birçok baraj yapmıştır ancak onların teknik bilgileri ve mühendislik becerileri Roma İmparatorluğu’nun çöküşü sırasında kaybolmuştur. Barajlar, büyük baraj ihtiyaçları ile onları yapabilecek altyapı buluşana, yani 19. Yüzyıl sonlarına kadar başlıca inşaat projeleri haline gelmemiştir. Günümüzde Dünya çapında 500,000’in üzerinde baraj bulunmaktadır. Barajların çoğu 3m’nin altında küçük yapılardır. 45,000’in üzerinde yüksekliği 15 m’den fazla baraj bulunmaktadır [5].

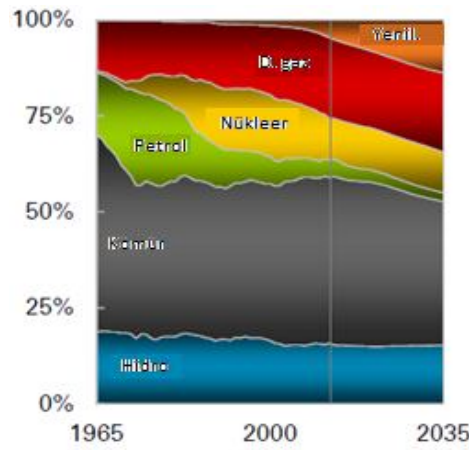
2.3 Dünya’da HES Durumu

Hidroelektrik 159 ülkede kullanılan tamamen olgunlaşmış eski bir teknolojidir [6].Hidroelektrik Brezilya, Kanada, Çin, Norveç ve ABD’nin de içinde bulunduğu birçok ülkede ekonomik büyümeyi tetiklemiştir [7].

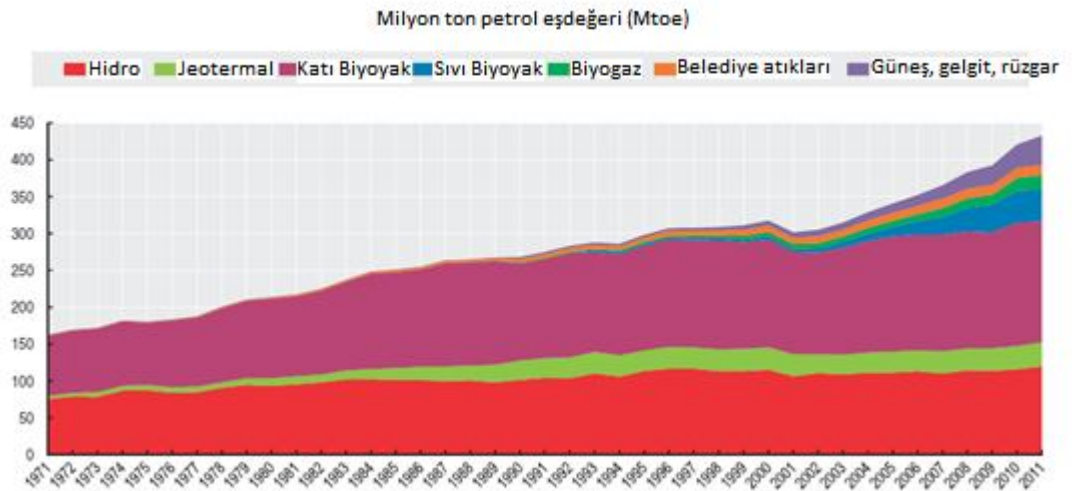
1990 yılından bu yana, küresel anlamda hidroelektrik üretimi, Çin’de en yüksek büyüme ile %50 oranında artmıştır. 2008 yılında Dünya’nın hidroelektrik üretiminin

üçte ikisi hidroelektrik üretimindeki ilk on ülke tarafından oluşturulmuştur. En yüksek potansiyele sahip ilk beş ülke (Çin, ABD, Rusya, Brezilya ve Kanada) yılda yaklaşık 8,360 TWh üretebilecekken, sonraki beş ülke (Demokratik Kongo Cumhuriyeti, Hindistan, Endonezya, Peru ve Tacikistan) yıllık yaklaşık 2,500 TWh'lik bir potansiyele sahiptir. Yine bu on ülke global hidroelektrik potansiyelin üçte ikisine sahiptir. Küresel olarak potansiyelin yaklaşık %19'u geliştirilmiştir. Hidroelektrikliğini aktif olarak geliştiren ülkeler potansiyellerinin %60'a yakını kullanmaktadır. Çok sayıdaki diğer ülkelerde ise yüksek miktarda kullanılmayan hidroelektrik potansiyeli bulunmaktadır [8].

Aşağıda Dünya çapında, hidrogücün payı diğer enerji türleri ile birlikte, Şekil 2.2'de OECD ülkelerinde diğer yenilenebilir enerjilerle birlikte Şekil 2.3'te görülmektedir:

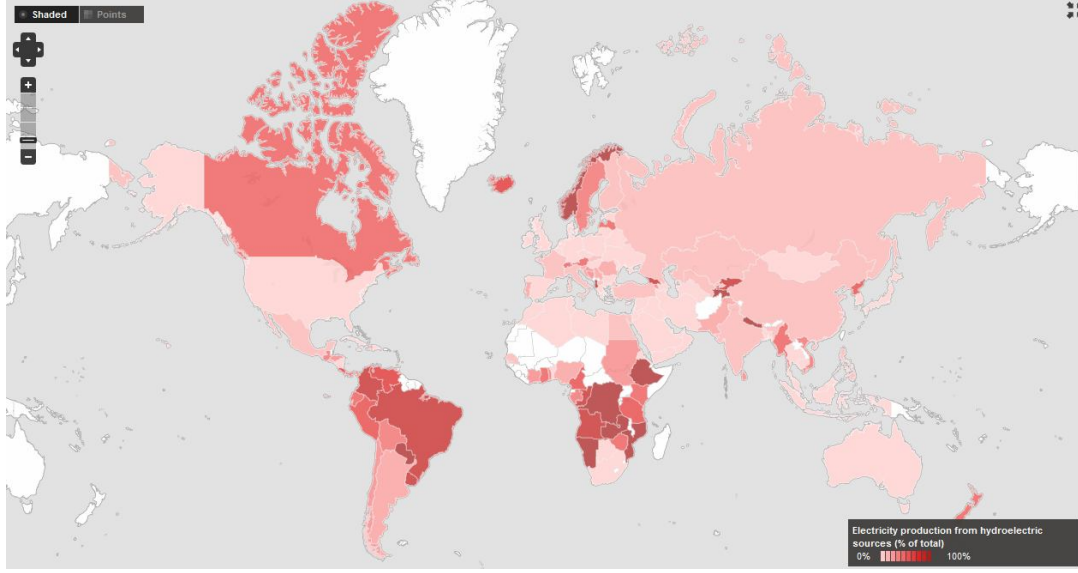


Şekil 2.2:Güç üretiminde birincil girdilerin payı[9].



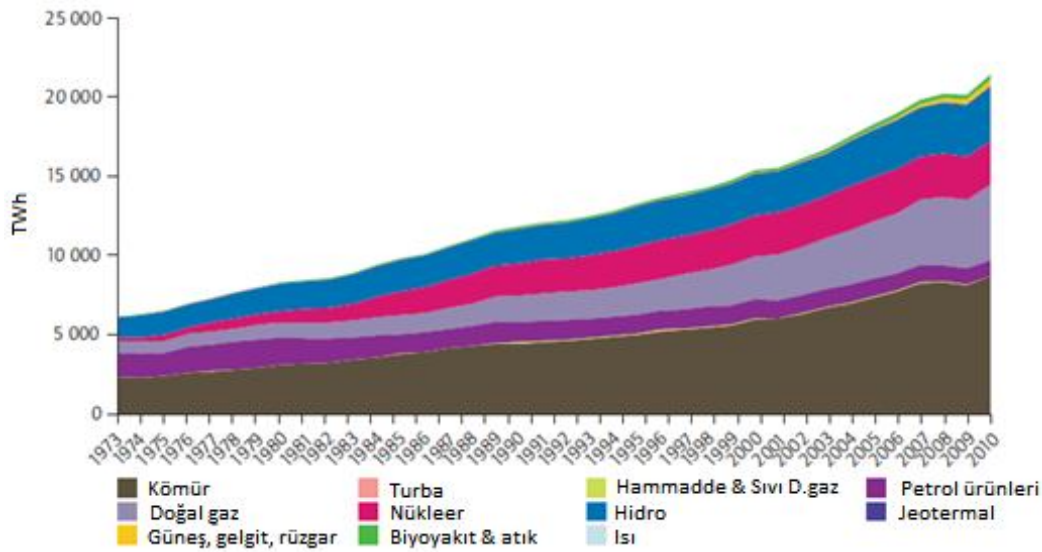
Şekil 2.3: OECD ülkeleri yenilenebilir enerji arzı[10].

Hidroelektrik Dünya elektriğinin %16.3'ünü sağlamaktadır (2010'da yaklaşık 3,500 TWh). Bu pay nükleerden daha fazla(%12.8), rüzgar, güneş, jeotermal ve diğer kaynaklardan(%3.6) çok daha fazladır. Ancak hidroelektriğin elektrik üretimindeki payı fosil yakıt santrallerinden(%67.2) daha fazla değildir [6].Şekil 2.4'te Dünya'da hidroelektrik dağılımı görülmektedir.



Şekil 2.4: Dünya çapında HES'lerden elektrik üretimi (toplamın %'si) [11].

OECD ülkelerinde hidroelektriğin toplama katkısı %13 oranındadır (2008'de yaklaşık 1,400 TWh). Bu oran OECD üyesi olmayan ülkelere daha düşüktür (2008'de yaklaşık %19.8, yani 2,100 TWh) [6].Tüm yakıt tipleri ile global anlamda elektrik üretiminin dağılımı Şekil 2.5'te gösterilmiştir.



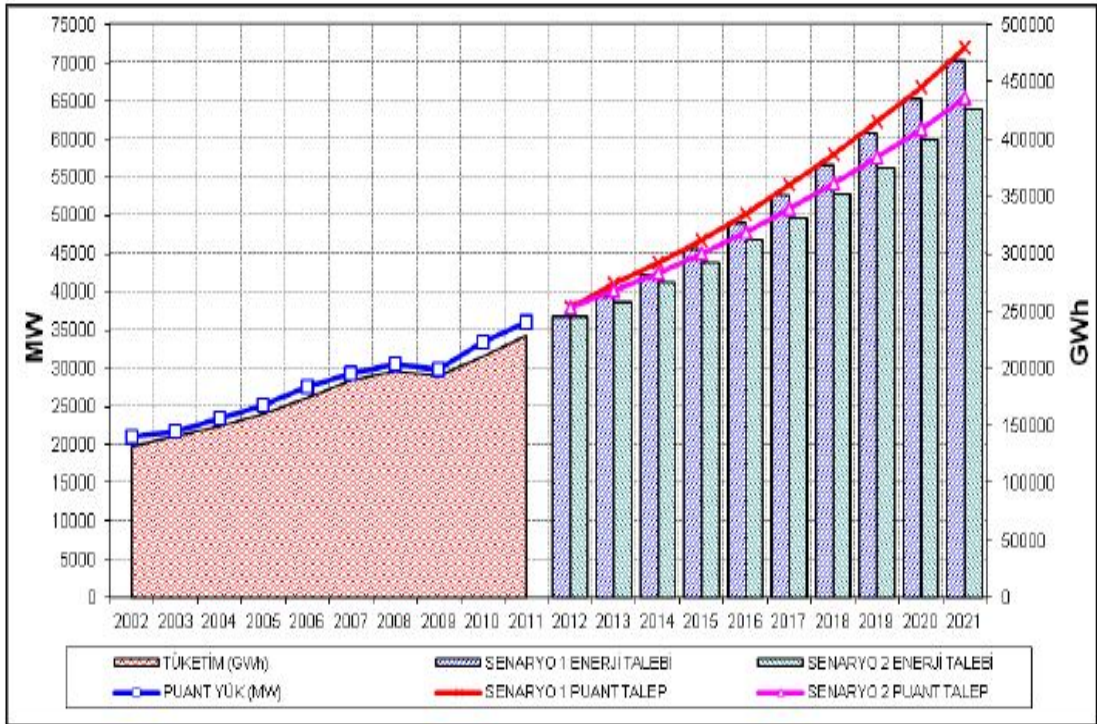
Şekil 2.5: Yakıt cinsine göre küresel çapta elektrik üretimi, 1973-2010 [6].

2.4 Türkiye’de HES Güncel Durumu

2.4.1 Enerji sektörü ile ilgili temel tespitler ve enerji talep tahminleri

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) ve Enerji Piyasası Denetleme Kurumu (EPDK)’nun tespitlerine göre enerjide hızlı bir talep artışı söz konusudur. Her ne kadar kişi başına elektrik üretimi, Avrupa Birliği (AB) ortalamasının yaklaşık üçte biri düzeyinde olsa da, hızla artmaktadır. Bu talebin karşılanabilmesi için önemli ölçekte yatırıma ihtiyaç vardır. Enerji talebinin karşılanmasında yüksek oranda dışa bağımlılık; yerli ve yenilenebilir kaynakların değerlendirilmesinin önemini, kaynak ve menşe çeşitlendirilmesi gerekliliğini ortaya koymaktadır [12].

Türkiye elektrik enerjisi brüt tüketimi 2010 yılında 210.4 Milyar kWh, 2011 yılında ise 229.3 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Bununla birlikte artışı devam eden enerji talebi için tahminler de oluşturulmaktadır. Türkiye elektrik sistemi için geçerli olan enerji talep tahminleri yüksek ve düşük talep durumuna göre iki opsiyon için incelenmiştir. Talep tahminleri, brüt taleptir [13]. Şekil 2.6’da görüldüğü üzere:



Şekil 2.6: 2002-2021 Yılları Türkiye elektrik sistemi puant güç - enerji talebi [13].

Enerji talep tahminlerinin yüksek ve düşük talep durumuna göre iki senaryo şeklinde ayrı ayrı incelemesine Çizelge 2.1’de yer verilmektedir.

Çizelge 2.1: Türkiye enerji talep tahminleri[13].

| YIL | YÜKSEK TALEP | | | | DÜŞÜK TALEP | | | |
|------|--------------|-----------|---------------|-----------|-------------|-----------|---------------|-----------|
| | PUANT TALEP | | ENERJİ TALEBİ | | PUANT TALEP | | ENERJİ TALEBİ | |
| | MW | Artış (%) | GWh | Artış (%) | MW | Artış (%) | GWh | Artış (%) |
| 2014 | 43,800 | 6.8 | 281,850 | 7.6 | 42,360 | 5.6 | 281,850 | 6.6 |
| 2015 | 46,800 | 6.8 | 303,140 | 7.6 | 44,955 | 6.1 | 303,140 | 6.5 |
| 2016 | 50,210 | 7.3 | 325,920 | 7.5 | 47,870 | 6.5 | 325,920 | 6.5 |
| 2017 | 53,965 | 7.5 | 350,300 | 7.5 | 50,965 | 6.5 | 350,300 | 6.5 |
| 2018 | 57,980 | 7.4 | 376,350 | 7.4 | 54,230 | 6.4 | 376,350 | 6.4 |
| 2019 | 62,265 | 7.4 | 404,160 | 7.4 | 57,685 | 6.4 | 404,160 | 6.4 |
| 2020 | 66,845 | 7.4 | 433,900 | 7.4 | 61,340 | 6.3 | 433,900 | 6.3 |
| 2021 | 71,985 | 7.7 | 467,260 | 7.7 | 65,440 | 6.7 | 467,260 | 6.7 |

Ekonomik gruplara göre ülkelerin enerji sürdürülebilirlik indeksine Çizelge 2.2’de yer verilmiştir. Türkiye’nin enerji sürdürülebilirliği konusunda gelişime açık bir noktada olduğu bu tablodan görülebilmektedir.

Çizelge 2.2: Ülkelerin enerji sürdürülebilirlik indeksleri[14].

| GSYH/kişi(USD) | >33,500 | 14,300 – 33,500 | 6,000 – 14,300 | <6,000 |
|----------------|---------|-----------------|----------------|------------|
| Numara | | | | |
| 1 | İsviçre | İspanya | Kolombiya* | Endonezya* |
| 2 | İsveç | Portekiz | Arjantin | Mısır |
| 3 | Fransa | Slovenya | Brezilya | Kamerun |
| 4 | Norveç* | İtalya | Meksika* | Filipinler |
| 5 | Almanya | Yeni Zelanda | Türkiye | Svaziland |

GSYH: Gayrisafi Yurtiçi Hasıla.(*)=net enerji ihracatçısı, (diğerleri)=net enerji ithalatçısı

Gerek enerji talep artışı gerekse enerjinin sürdürülebilirliğini sağlamak için ülkemizin büyük yatırımlara ihtiyacı bulunmaktadır. Bu nedenle büyük bir oranda sahip olduğu hidroelektrik, güneş, rüzgar, biyokütle, jeotermal vs. gibi yenilenebilir enerji potansiyelini iyi değerlendirmelidir[14].

2.4.2 Türkiye’nin hidroelektrik potansiyeli ve mevcut durumu

Hidroelektrik potansiyel üç ayrı yolla değerlendirilir. Birincisi brüt potansiyeldir ve teknik-ekonomik fizibilite göz önünde tutulmaz. İkincisi teknik potansiyeldir ve ekonomik boyutu göz önüne alınmaz. Üçüncüsü ise teknolojik gelişmelere ve enerjideki siyasi yaklaşımlara bağlı olarak değişen ekonomik potansiyeldir.

Hidroelektrik Türkiye’de en önemli ve yaygın yenilenebilir enerji kaynağı konumundadır ve domestik kullanımda kömürden sonra en geniş paya sahiptir. Brüt hidroelektrik potansiyelin 433,000 GWh olduğu tahmin edilmektedir. Bu değer Avrupa’nın toplam hidrogücünün %14’üne ve Dünya’nın toplam hidrogücünün yaklaşık %1’ine denk gelmektedir. Brüt potansiyelin %50’sine yakını (216,000 GWh) teknik anlamda değerlendirilebilir potansiyeldir vekimi kaynaklara göre yaklaşık %28’i(127,381 GWh)[15], kimi kaynaklara göre ise yaklaşık %32’si (140,000 GWh) ekonomik potansiyeldir [16].Çizelge 2.3’teTürkiye, Avrupa ve Dünya çapında hidroelektrik potansiyeli görülürken, Çizelge 2.4’te ülkemizde ilerleyen yıllardaki üretim projeksiyonları görülmektedir.

Çizelge 2.3: Hidroelektrik potansiyel (GWh/yıl)[16].

| | Brüt Potansiyel | Teknik Potansiyel | Ekonomik Potansiyel |
|---------|-----------------|-------------------|---------------------|
| Dünya | 40,150,000 | 14,060,000 | 8,905,000 |
| Avrupa | 3,150,000 | 1,225,000 | 1,000,000 |
| Türkiye | 433,000 | 216,000 | 140,000 |

Çizelge 2.4:Türkiyenin 2012-2023 yılları hidroelektrik üretim projeksiyonları[15].

| Yıl | Senaryo 1 | | Senaryo 2 | |
|------|-----------------|--------------|-----------------|--------------|
| | Kurulu Güç (MW) | Üretim (GWh) | Kurulu Güç (MW) | Üretim (GWh) |
| 2014 | 24,291 | 79,651 | 23,085 | 76,555 |
| 2015 | 28,003 | 90,522 | 25,883 | 84,380 |
| 2016 | 31,606 | 104,443 | 29,143 | 96,511 |
| 2017 | 33,394 | 112,708 | 31,706 | 106,626 |
| 2018 | 33,815 | 115,779 | 33,815 | 113,652 |
| 2019 | 33,815 | 116,558 | 33,815 | 116,558 |
| 2020 | 33,815 | 116,558 | 33,815 | 116,558 |
| 2021 | 33,815 | 116,558 | 33,815 | 116,558 |
| 2022 | 33,815 | 116,558 | 33,815 | 116,558 |
| 2023 | 33,815 | 116,558 | 33,815 | 116,558 |

Hidroelektrik potansiyeli havzalarımız baz alınarak Çizelge 2.5’te incelenmiştir. Çizelgeden de görülebileceği üzere toplam ekonomik değerlendirilebilir potansiyel 127,623 GWh iken, kurulu güç 36,950 MW düzeyindedir. Diğer havzalar arasında hem kurulu güç içerisindeki payı ile hem de ekonomik potansiyeli ile bu teze de konu olan Fırat Havzası’nın en ön sırada geldiği görülmektedir. Fırat Havzası’nı

takiben ikinci en büyük havzamız olan Dicle, ve sırayla Doğu Karadeniz ve Doğu Akdeniz havzaları gelmektedir.

Çizelge 2.5:Türkiye'nin yıllık hidroelektrik potansiyeli (DSİ'ye göre).

| Havza | Brüt Potansiyel (GWh) | Ekonomik Potansiyel (GWh) | Kurulu Güç (MW) |
|----------------|-----------------------|---------------------------|-----------------|
| Fırat | 84,122 | 39,375 | 10,345 |
| Dicle | 48,706 | 17,375 | 5,416 |
| Doğu Karadeniz | 48,478 | 11,474 | 3,257 |
| Doğu Akdeniz | 27,445 | 5,216 | 1,490 |
| Antalya | 23,079 | 5,355 | 1,537 |
| Çoruh | 22,601 | 10,933 | 3,361 |
| Ceyhan | 22,163 | 4,825 | 1,515 |
| Seyhan | 20,875 | 7,853 | 2,146 |
| Kızılırmak | 19,552 | 6,555 | 2,245 |
| Yeşilirmak | 18,685 | 5,494 | 1,350 |
| Batı Karadeniz | 17,914 | 2,257 | 669 |
| Batı Akdeniz | 13,595 | 2,628 | 723 |
| Aras | 13,114 | 2,372 | 631 |
| Sakarya | 11,335 | 2,461 | 1,175 |
| Susurluk | 10,573 | 1,662 | 544 |
| Diğer (Toplam) | 30,744 | 1,788 | 546 |
| Toplam | 432,981 | 127,623 | 36,950 |

3. LİTERATÜR TARAMASI

Akım, santral kurulu gücüne etki eden temel unsurların başında gelmesinin yanı sıra su kaynaklarının planlaması, taşkın tahmini ve kontrolü, su temini gibi konularda da önemlidir. Bu nedenlerle geçmiş yıllardan bu yana hidrolojik değişkenlerin, özellikle de debinin belirlenmesi araştırmacıların yoğun olarak üzerinde çalıştığı bir konu olmuştur. Literatürdeki bilimsel çalışmalar incelendiğinde Dünya üzerindeki birçok ülkede akım tahminine yönelik çok farklı yöntem ve yorumların da ele alındığı araştırmalar görülmektedir. Bu kapsamda farklı ülkelerdeki bazı örnek çalışmalara da özet halde yer verildiği üzere birçok araştırmada farklı yöntemler değerlendirilmiş ve kıyaslamalar yaparak hidrolojik verilerin tahmininde en isabetli yönteme karar vermeye çalışılmıştır.

Orta İtalya'nın doğusunda 51 havzanın içine katıldığı çalışmada bazı bölgesel yaklaşımların güvenilirliğini değerlendirerek ölçüm olmayan nehirlerde DSE tahminindeki problemler ortaya konmuştur. Sonuçlar göstermektedir ki; bölgesel DSE'lerine kıyasla, kısıtlı datalarla oluşturulan DSE'leri (5 yıllık akım gözlemleri yeterlidir), uzun dönem DSE'lerini oluşturmada daha uyumlu olmaktadır ve daha güvenilirdir [17].

Colorado, Washington ve Oregon bölgelerindeki 150 akarsuyu kapsayan bir drenaj alanında yapılan çalışmada, çalışma alanının muhtelif hidroiklimsel yerlerinde coğrafi bağımsız değişken kümeleri tanımlanmış ve her akım rejim türü için ayrı ayrı tahmin modeli geliştirmede kullanılmıştır. Akım rejimlerini tabakalaştırmaya dayalı yöntemde çoklu regresyon kullanılmıştır ve sonuçta ekolojik akarsu akım karakteristiklerinin bu çerçevede çok geniş heterojen bölgelerde isabetli şekilde modellenebileceği görülmüştür. Oluşturulan modeller akış rejimi ile suda yaşayan yapıların belirli yönleri arasındaki bağlantıları da vermiştir. Sonuçları yüksek akış büyüklüğü, zamanlaması ve büyük bölgelerde balık ve nehir kıyası bitki örtüsü gibi değişkenlere ilişkin ekolojik süreçleri modelleme başarılı olduğunu göstermiştir [18].

İtalya'nın dağlık Apenninic havzalarından 18 havza ele alınarak DSE'lerin stokastik indeks-akım modeli oluşturularak bölgeselleştirilmiştir. Literatürde önceden önerilen geleneksel modeller belli bir zamana yönelik (uzun vadeli veya yıllık) DSE'lerinin birini yorumlayabilirken, bölgesel indeks-akım modeli aynı anda ikisini yorumlayabilmektedir. Sonuçlar göstermiştir ki; uzun vadeli DSE elde etmede bölgesel indeks-akım modeli geleneksel yöntemler kadar ya da daha güvenilir olmaktadır [19].

Avustralya'nın güneydoğusunda 227 havzada yapılan ve indeks model olarak adlandırılan çalışmada öngörü (tahmin) araçlarının parametreleri arasında parametrik olmayan bir ilişki kurulmuştur. Uygulamayla birlikte en yüksek verimlilik katsayısıyla indeks modelin en isabetli yöntem olduğu, bunu takiben lineer regresyonun geldiği anlaşılmıştır. Bilhassa lineer regresyon sonuçlarının iyi oturmadığı havzalarda bu yöntem modelin performansını büyük ölçüde arttırmaktadır. İndeks model ayrıca evapotranspirasyon ve yağış istatistiklerinin tahminlerde baskın olduğunu göstermiştir [20].

İngiltere ve Galler bölgesindeki 30 havzanın dahil edildiği çalışmada, modelbağımsız alternatif bir yaklaşım üzerinde durulmuştur. Yaklaşımında havza yapısı, iklim ve havza davranışı arasındaki ilişkiler ampirik olarak gözlenmiş ve ayrıca tahminler yürütülmüştür. Model parametreleri için değerleri direkt tahmin etmek yerine, havzanın model bağımsız akarsu akım endeksleri aracılığıyla ölçülen farklı hidrolojik davranışları tahmin edilerek daha sonra bir belirsizlik çerçevesinde bölgeselleştirilmiştir. Bu yöntem, yaygın olarak kullanılan bölgesel modellerden farklı olarak parametre kalibrasyon problemlerinden ve modelin yapısal hatalarından etkilenmediğinden ve aynı zamanda havza özellikleri ile model parametreleri arasındaki ilişkiyi kurmaya çalışmadığından bir avantaj sergileyerek ölçümü olmayan yerlerde güvenilir tahminler vermiştir [21].

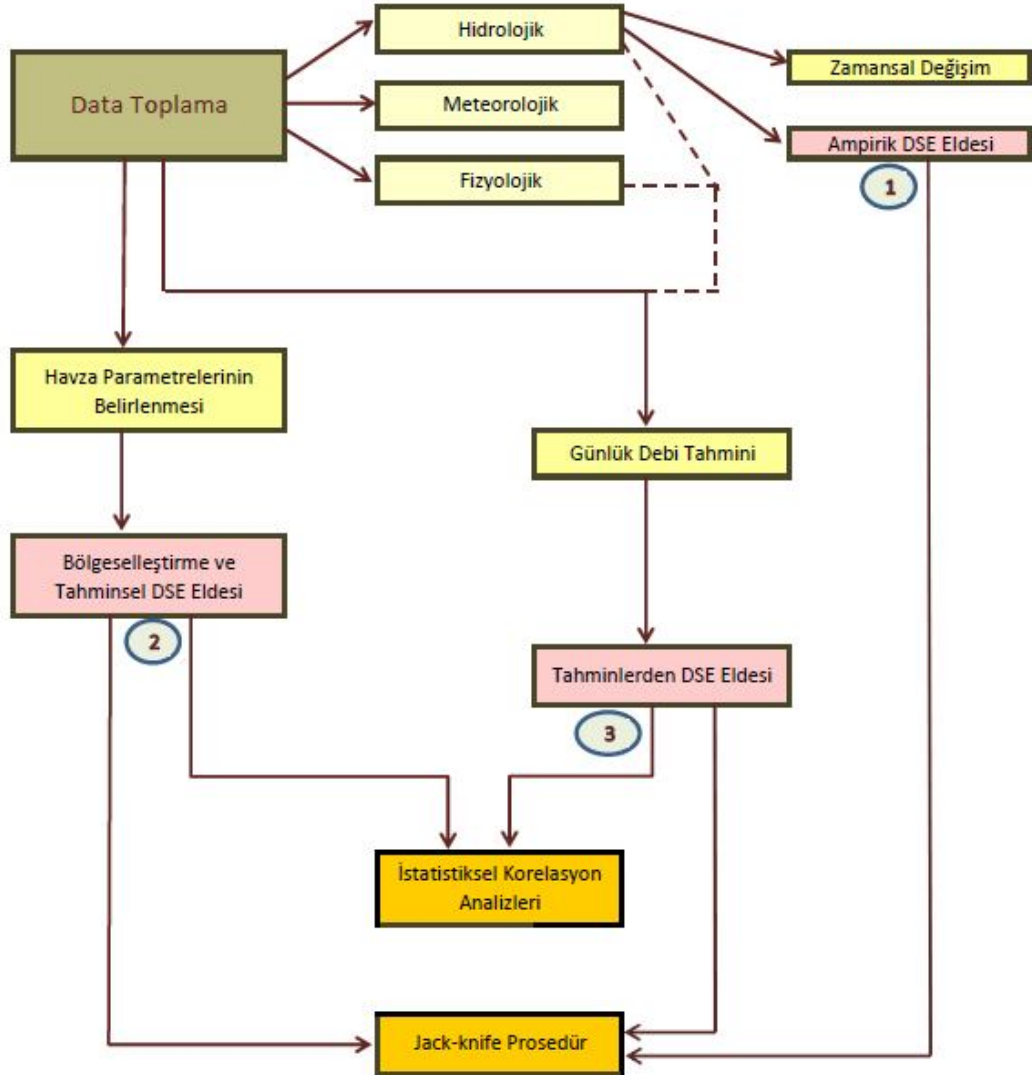
İrlanda'nın 125 ölçüm istasyonundan alınan verilerle yapılan çalışmada %25-%99.99 aşılma olasılığı arasında kalan düşük akımlar tahmin edilmeye çalışılmıştır. Günlük debiler kullanılarak, basit logaritmik regresyon metodu iki ayrı alternatif için denenmiştir: i) havza alanı-ortalama yıllık yağış ve ii) ortalama yıllık akım-ortalama yıllık evapotranspirasyon. Yöntem ii'nin daha iyi sonuç verdiği anlaşılırken, iki yöntemin de %25,50,75 aşılma olasılıklarında %95'e göre daha iyi sonuç verdiği de görülmüştür [22].

Kanada'nın Quebec eyaletinde 109 adet istasyon verisiyle çalışılmış,DSE ve alan oranı metodlarıyla ölçüm olmayan yerlerde günlük akım tahminleri elde edilmiştir. Regresyona dayalı logaritmik enterpolasyon metoduyla bölgesel DSE'leri tahmin edilmiştir.Tahmin eğrileri uzaysal enterpolasyon algoritmasıyla desteklenerek günlük debi tahminleri elde edilmiştir. Standart alan oranı yöntemini geliştirmek için birden çok kaynak istasyona dayalı alan oranı metodu uygulamaya konmuştur. Analizsonuçları,Nash, RMSE, Bias gibi değerlendirme kriterlerinin tümünde DSE'ne dayalı metodun alan oranı metoda göre daha iyi performans sergilediğini göstermiştir.Aynı şekilde DSE yaklaşımıyla tahminlerin yürütülerek daha iyi sonuçlar alındığı istasyon sayısı, alan oranı yönteminden yararlanılarak daha iyi sonuçlar alınan istasyon sayısından fazladır.Son olarak CA birden çok kaynak istasyona dayalı yaklaşımların, tek kaynak istasyona dayalı yaklaşıma göre, havzaların çoğunda performansı arttırdığı yorumlanmıştır [23].

ABD'nin Carolina-Georgia-Florida şehirlerini kapsayan güneydoğu kıyı ovalarındaki çalışmada toplam 51 istasyon bilgileri kullanılarak, akımın büyüklüğü (DSE vasıtasıyla) ve akım dizisi (ölçüm olan istasyonların akım serilerini ölçüm olmayan noktalara transfer ederek) ayrı ayrı tahmin edilmiştir. Sonuçta, günlük akım tahmininin isabetinin, tahmin edilen büyüklüğün (DSE) isabetinden daha iyi olamayacağı ve hedef bölgeye 50 km'ye kadar yakın olan, bir yerine birden fazla kaynak istasyon kullanmanın akım dizisi tahminini iyileştirdiği ortaya çıkmıştır [24].

4. YÖNTEM

Tez çalışmasında iki ayrı yöntem üzerinde durularak yakınında akım gözlem istasyonu olmayan nehir tipi santrallerin kurulumu için gerekli akım tahminleri yapılmıştır. Bu yöntemlerden ilki Debi-Süreklilik Eğrisi(DSE)'nin bölgesel anlamda tahmin edilmesi ve ikincisi ise günlük debilerin tahmininden elde edilen sonuçlardan DSE'lerinin elde edilmesidir. Tez boyunca izlenen yöntemlerin uygulama ve akış diyagramı Şekil 4.1 üzerinden izlenebilmektedir.



Şekil 4.1: Metod uygulama ve akış diyagramı.

İlk yöntem uygulanırken, belirlenen ve ölçüm kayıtları mevcut istasyonların tek tek DSE'leri çizilmektedir. İkinci aşamada ise sırasıyla her bir istasyonun debi ölçümlerinin olmadığı farzedilerek bölgesel bir regresyon yöntemi yardımıyla eğriler tahmin edilmektedir. İkinci yöntem ise günlük debi tahminine dayanmaktadır. Bu ikinci yöntemimizde ise DSE'lerinin günlük debilerden tahmin edilmesi amaçlanmıştır. Her iki yöntem vasıtasıyla elde edilen DSE'leri santralin kurulu gücünün belirlenmesinde önemlidir.

4.1 Debi-Süreklilik Eğrisi Tanımı ve Önemi

Günlük debi tahmini tarımsal-endüstriyel aktivitelerin planlaması, kentsel su temini, taşkın kontrolü için oldukça önemlidir. Ancak akım ölçümleri ve tarihsel kayıtlar debi bilgisinin gerekli olduğu yerlerde her zaman ulaşılabilir değildir. Ölçümü olmayan noktalarda günlük akım tahmini için kullanılan, iyi sonuçlar veren ve yaygın olarak kullanılan teknik DSE'nin kullanımı ile ilişkilidir [25]. Çünkü DSE bir akarsu kesitinde yapılan en düşük ve en büyük akımlarla bunların arasında kalan tüm gözlenmiş akımları esas alarak o kesitteki akışın davranış biçimi hakkında bilgi sağlar. Özellikle günlük akım serilerinin kullanılmasıyla elde edilen DSE istenilen bir debi değerinin zamanın kaçta kaçında mevcut olduğunu gösterir [26]. Yani, DSE herhangi bir akım değeri ve bu akım değerinin eşit olduğu ya da aşıldığı yüzde cinsinden zaman dilimi arasındaki ilişki olarak yorumlanır [25]. Başka bir ifadeyle, debinin belli bir değere eşit veya ondan büyük olduğu zaman yüzdesi düşey ekseninde, zaman yüzdeleri yatay ekseninde gösterilerek çizilen eğriye denir.

Burada bahsedilen “zaman yüzdesi” 0-100 arasında bir aralıktır. Böylelikle, akarsu debi aralığının tamamı göz önünde bulundurulmaktadır.

Genel olarak bu eğrinin %70-%99 aralığı tasarım amaçlı düşük akım aralığı ya da Q_{70} - Q_{90} aralığı olarak ifade edilir. Örneğin, Q_{95} zamanın %95'inde aşılması beklenen akış olarak yorumlanır [26].

Debi-süreklilik eğrisi analizi belirli bir periyodun üzerindeki tarihsel debi datasının kümülatif frekansını değerlendirir. Taşkın debisi daha seyrek gözlenirken düşük debiler zamanın çoğunluğunda gözlenir [27].

4.1.1 DSE'lerinin nehir tipi santraller için önemi

HES'ler depolama yapılarına göre depolamalı(rezervuarlı) HES'ler ve nehir tipi(regülatör) HES'lerolarak iki ana başlıkta incelenebilir. Üretilen enerji miktarına etki eden debi bu sınıflandırmaya göre önem arz etmektedir.

Depolamalı santrallerde zamana bağlı olarak değişkenlik gösterebilen akım, depolama yapılarak düzenlenmekte ve üretilecek enerji miktarının tahmini ve planlaması daha kolay sağlanabilmektedir. Doğal akışlı santrallerde ise; bir depolama yapısının olmaması ya da bir yükleme havuzu olsa dahi yeteri ölçüde depolama işlevi görmemesi ve yanı sıra düşünün, santralin kurulduğu bölgenin fiziki/topoğrafik özelliklerine bağlı sabit bir değer olması nedeniyle üretilen enerji santralden anlık geçen debinin bir fonksiyonu niteliğindedir. Bu nedendir ki özellikle de nehir tipi HES'lerde akım bilgisi santral kurulumu için çok önemlidir.

Doğal akışlı bir HES'in kurulugüç ve enerji potansiyelinin belirlenmesindekarşılaşılan en önemli sorun proje debisininseçilmesidir. Burada bir başka önemli sorun daöngörülen tesis yerinde akarsuya ait akım ölçümverilerinin bulunmayışıdır. Yine enerji potansiyelininbelirlenmesi bölgesel ölçekte ele alındığındabu sorunlar çok daha büyük boyutlaravarmaktadır. Yukarıdaki sorunların giderilmesinde“*bölgesel debi-süreklilik eğrisi*” kavramı önemlibir araç olmaktadır [28].

4.2 Ölçüm Olan Bölgelerde DSE'lerinin Elde Edilmesi

Ölçüm olan istasyonlarda DSE'ni çizmek için her bir istasyonda gözlemlenen akarsu debisi olan q_i 'nin azalan bir sırayla sıralanması gerekmektedir. $q_i, i=1,2, \dots, N$; N kayıt altındaki veri sayısıdır. i durum sırası yani sıralanmış debilerin sıra numarası, q_1 ve q_N sırasıyla en büyük ve en küçük akarsu debileridir. Daha sonra grafikteki konum olan p_i 'nin i 'nci durum için aşağıdaki formül ile hesaplanması gerekmektedir. n tekrar sayısı, N ise toplam gözlem sayısıdır.

$$p_i = \frac{n}{N} \quad (4.1)$$

Böylelikle büyükten küçüğe doğru sıralanmış tüm debilerin tekrar sıklığı tüm zaman dilimine bölünerek, o debi değerine rastlama olasılığı bulunur.Zamanın belirli bir

yüzde diliminde gözleneceği hesaplanan bu debi değerleri düşey eksene, aşılma olasılıkları yatay eksene gelecek şekilde DSE çizilmektedir.

4.3 Regresyona Dayalı Logaritmik Enterpolasyon Yöntemi ile Ölçüm Olmayan İstasyonlarda Bölgesel DSE Tahmini

Çalışmada ölçüm olmayan istasyonlarda DSE'nin elde edilmesi için regresyona dayalı logaritmik enterpolasyon (RDLE) metodu uygulanmıştır. İlk aşamada ölçüm olan istasyonların DSE'lerindeki aşılma olasılıkları belirlenmiştir. Çalışmada 17 sabit aşılma olasılığı seçilmiştir (%0.01, %0.1, %0.5, %1, %5, %10, %20, %30, %40, %50, %60, %70, %80, %90, %95, %99 ve %99.99). Ölçüm olan istasyonlar için bu yüzdeler zaman dilimlerinde debiler direkt olarak akım kayıtlarından elde edilebilmektedir. Tahminlerin direkt yapılabilmesi için uç noktalar sayılan %0.01 ve %99.99 dilimleri, en az 27 yıllık kayıt gerektirmektedir. 27 yıllık kayıttan daha az ölçümün olduğu durumlarda %0.01'lik zaman dilimindeki değeri ve en düşük debinin denk geldiği %99.97 ve üzerindeki zaman dilimindeki değerleri tahmin etmek için ya da seçtiğimiz sabit 17 yüzdeler zaman noktasından hariç bir ara noktadaki debiyi belirlemek için denklem (4.2)'de görülen logaritmik extrapolasyon kullanılmalıdır[23]:

$$\ln(y) = \ln(y_i) + \frac{\ln(y_{i-1}) - \ln y_i}{x_{i-1} - x_i} \times (x - x_i) \quad (4.2)$$

Burada y, zamanın x yüzdeler kısmında bulunmak istenen debidir. Buradaki debinin belirlenmesi için x'in en yakınında seçtiğimiz 17 sabit yüzdeler noktalar ile işleme sokulur. x_{i-1} ve x_i noktaları x'e en yakın sabit yüzde noktaları, y_{i-1} ve y_i ise bu noktalara denk gelen debi değerleridir.

Ölçüm olmayan istasyonda tahmin elde etmek için tahminde en etkili olan fizyografik değişkenleri belirlemek amacıyla adımsal regresyon tekniği kullanılmaktadır. Seçilen değişkenler aşağıdaki denklem kullanılarak tüm çalışma bölgesi için bölgesel regresyon denklemi kurmak için kullanılır.

$$Q_p = a \times V_1^b \times V_2^c \times V_3^d \dots \quad (4.3)$$

V_1, V_2, V_3, \dots seçilen istasyonun Q_p tahmininde kullanılan fizyografik ya da iklimsel karakteristiğidir; p seçilen yüzdelik 17 aşılma olasılığı değerinden biridir; b, c, d, \dots model parametreleridir ve a çarpımsal bir hata terimi yani modelin çarpımsal parametresidir. Denklem (4.3) logaritmik olarak lineer bir denkleme dönüştürülür:

$$\ln Q_p = \ln a + b \ln V_1 + c \ln V_2 + d \ln V_3 \dots \quad (4.4)$$

Böylece, standart çok değişkenli lineer regresyon tekniği uygulanabilir. Eşitlikteki parametrelerin ölçüm olan istasyonlardaki bilgilere göre tanımlanmasının ardından, denklem(4.4)'teki bağımsız değişkenlerin yerine konmasıyla birlikte ölçüm olmayan havzalardaki DSE'nin tahminine geçilmektedir.

4.4 Günlük Debi Tahmini

Uzaysal enterpolasyon metodu, ölçümü olan kaynak istasyonlardan hedef istasyonlara akım oluşturmak için bir veri transfer tekniği olduğundan kaynak istasyonların uygun seçilmesi hedef istasyonların tahmin kalitesinde çok büyük önem taşımaktadır. Ouarda ve Shu (2012), hedef istasyonun akım serilerine etkilerinin genellikle tek kaynak istasyonun akım kayıtlarından elde edilemeyeceğinden birden çok kaynak istasyon kullanılması gerektiğini savunur [23]. Ouarda ve Shu (2012), aynı nehir üzerindeki en yakın ölçümlerin, nehrin kollarının ya da komşu akarsuların kaynak istasyon olarak kullanılabileceğini önermiştir [23].

Çalışmada kaynak istasyonlar hedef istasyona olan coğrafi uzaklıklarına ve fizyolojik benzerliklerine göre seçilmiştir.

Verileri ölçümü olmayan istasyonlara uyarlamak için n adet kaynak istasyonun seçildiğini farzederek, belirli bir gün için ölçüm olmayan yerlerde akım tahmini n kaynak bölgenin tahminlerinin ağırlıklı ortalaması olarak hesaplanabilir. n kaynak bölgeden ölçüm olmayan yerlerdeki Q_d tahmin hesaplaması aşağıdaki denklem kullanılarak elde edilebilir [23]:

$$Q_d = \frac{\sum_{j=1}^n w_j Q_{dj}}{\sum_{j=1}^n w_j} \quad (4.5)$$

Q_{dj} , j kaynağından elde edilen tahmindir. w_j , j kaynak bölgesinden atanan ağırlıktır. Denklem (4.5)'deki ağırlıkların değerleri hedef ve kaynak istasyonlar arasındaki

benzerliğe dayalıdır. Bu çalışmada istasyonların benzerlik ölçütü olarak kurulmuş iki ağırlık bulma şeması önerilmiş ve değerlendirilmiştir: Coğrafi uzaklık ağırlıklı (CA) ve drenaj alanı ağırlıklı (DA). Bu iki ağırlıklı şema kullanılarak elde edilen çoklu debi-süreklilik eğrisi (ÇDSE), sırasıyla CADSE ve DADSE olarak gösterilir. Denklem (4.5)'deki w_j ağırlıkları aşağıda ifade edildiği gibi hesaplanır[23]:

$$w_j = \frac{1/d_j}{\sum_{j=1}^n 1/d_j} \quad (4.6)$$

d_j hedef istasyon ve j kaynak istasyonu arasındaki benzerlik uzaklık ölçütüdür. d_j çoğunlukla bir Öklid uzaklık ölçüsü olarak ifade edilir ve coğrafi uzaklık ağırlıklı ve drenaj alanı ağırlıklı yöntemler için sırasıyla denklem (4.7) ve (4.8) kullanılarak hesaplanır[23]:

$$d_j = \sqrt{(X_j - X)^2 + (Y_j - Y)^2} \quad (4.7)$$

$$d_j = \sqrt{(ALAN_j - ALAN)^2} \quad (4.8)$$

X_j ve Y_j , j kaynak istasyonunun enlem ve boylamıdır. X ve Y ise hedef istasyonun sentroidinin enlem ve boylamıdır. $ALAN_j$, j kaynak istasyonunun drenaj alanı, $ALAN$ ise; hedef istasyonun drenaj alanıdır.

4.5 Yöntemlerin Performans Değerlendirmesi

Günlük akarsu akım tahmin yaklaşımlarının performansları bir jackknife prosedürü kullanılarak değerlendirilmiştir. Jackknife prosedürde çalışma alanındaki bir havzanın akım kayıtları veritabanının dışında tutulur, bu şekilde havza “ölçümü olmayan” istasyon olarak addedilir. Ardından bu ayrı tutulan istasyonun DSE ve akarsu debileri, kalan istasyonların dataları kullanılarak tahmin edilir. Bu proses çalışma bölgesindeki tüm istasyonların sırasıyla modelleri kullanılarak bölgesel DSE ve akarsu debisi tahminleri elde edilene kadar devam eder.

DSE'ne dayalı metodun değerlendirmesinde üç farklı indis kullanılmıştır. Bu indisler Nash etkinlik kıstası (NASH), root mean square error (RMSE) ve bias

(BIAS)'tir.İndislerin tanımları ve verilen istasyon için hesaplanması alt başlıklarda daha detaylı anlatılmaktadır:

4.5.1 Performans indisi: Nash etkinlik kıstası

Nash-Sutcliffe model verimlilik katsayısı, hidrolojik modellerin tahminsel doğruluğunu değerlendirmek için kullanılır.Formülasyon olarak şöyledir:

$$NASH = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (q_i - \hat{q}_i)^2}{\sum_{i=1}^n (q_i - \bar{q}_m)^2} \quad (4.9)$$

n tahmin edilen günlük debi değerinin toplam sayısıdır, q_i ve \hat{q}_i sırasıyla i'nci ölçülen ve tahmin edilen günlük debilerdir ve \bar{q}_m günlük debi ölçümlerinin ortalamasıdır.

Nash değerinin $-\infty$ ile 1 (1 dahil) değerleri arasında yelpazesi vardır, Nash=1 olduğunda optimum değerdedir. 0 ile 1 arasında çıkan değerler genellikle kabul edilebilir performans seviyeleri olarak görülmektedir. Bununla birlikte Nash<0 çıkan değerler, ortalama gözlenen değerlerin simulasyon değerlerinden daha iyi belirleyiciler olduğunu gösterir ve kabul edilemez performans değerleridir.

Nash Sutcliffe Efficiency (NSE) iki temel neden için tavsiye edilmiştir.(1) ASCE tarafından kullanılması önerilmiştir(1993), ve (2) bildirilen değerler hakkında geniş bilgi sağlar [29].

4.5.2 Performans indisi: root mean square error

The root-mean-square deviation (RMSD) ya da root-mean-square error (RMSE) bir model yardımıyla elde edilen tahminler ve gerçekte gözlenen değerler arasındaki farkları ölçmede sıkça kullanılmaktadır.Temelde, RMSD tahminsel değerlerle gözlenen değerlerin farklılıklarının standart sapmasını temsil eder.Bu farklılıklar, hesaplamalar tahminleri elde etmede kullanılan datalardan daha büyük çıktığında “*artıklar*” olarak nitelendirilir.

RMSE çeşitli zamanlardaki tahminlerin hatalarının büyüklüklerini tek bir tahminsel ölçütte toplayarak sunar.RMSE iyi bir doğruluk ölçütüdür, ancak ölçek bağımlı

olduğu gibi, farklı değişkenler arasında değil, farklı modellerin tahminsel hatalarını belirli bir değişken için karşılaştırmak için kullanılır.

RMSE değeri ne kadar düşük çıkmış ise model performansının o kadar iyi olduğu kabul edilir. RMSE değeri 0 isemükemmel bir sonuca işaret eder [29].

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (q_i - \hat{q}_i)^2} \quad (4.10)$$

n tahmin edilen günlük debi değerinin toplam sayısıdır, q_i ve \hat{q}_i sırasıyla i'nci ölçülen ve tahmin edilen günlük debilerdir.

4.5.3 Performans indisi: bias

Bias gerçek değerden sistematik (rastgele olmayan) sapma anlamına gelen genel bir istatistiki terimdir [30]. Bias (ya da bias fonksiyonu) tahmin edilen parametrenin gerçek değeri ile tahmincinin beklediği değer arasındaki farktır.Çıkan değer 0 olması halinde sonuç “*unbiased*”, 0'dan farklı bir değer alması halinde ise “*biased*” olarak adlandırılır.

$$BIAS = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (q_i - \hat{q}_i) \quad (4.11)$$

n tahmin edilen günlük debi değerinin toplam sayısıdır ve q_i ve \hat{q}_i sırasıyla i'nci ölçülen ve tahmin edilen günlük debidir.

5. PİLOT BÖLGE UYGULAMASI

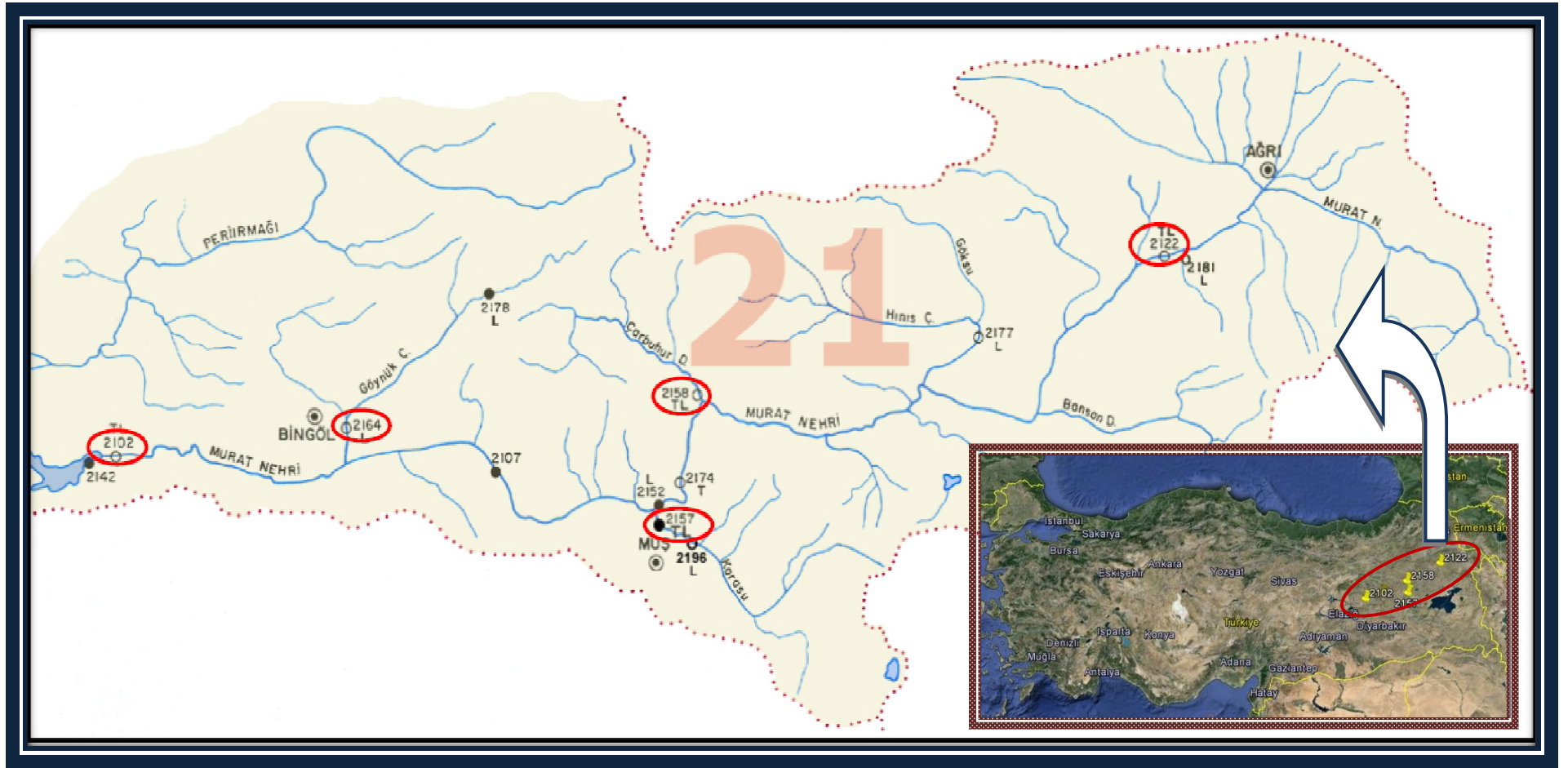
Türkiye topoğrafik özelliklerine göre 26 hidrolojik havzaya ayrılmıştır. Gerek brüt (84,122 GWh), gerekse ekonomik (39,375 GWh) [15] hidrolik potansiyel bakımından birinci sırada gelen ve 26 havza içerisinde %17'lik potansiyel iştirak oranı ile en büyük payı sergileyen Fırat Havzası tez çalışmamıza konu olmuştur. Fırat Havzası 127,304 km²'lik bir alana sahiptir. Yıllık ortalama 31.61 km³ akışın düştüğü havzanın ortalama yıllık verimi 8.31/s/km²'dir [31]. Şekil 5.1 üzerinde havzanın ülkemizdeki konumu ve büyüklüğü görülmektedir.



Şekil 5.1: Türkiye'nin hidrolojik havzaları ve Fırat Havzası.

5.1 Çalışmanın Uygulama Alanı

Tez boyunca Fırat Havzası'nın alt havzası olan Orta Fırat Havzası'ndaki Murat nehri, Karasu, Bingöl Çayı ve Göynük Çayları üzerinde çalışılmıştır (Şekil 5.2). Bu çalışmada yapılan analizler 3 tip bilgi üzerine kuruludur. Bunlardan biri hidrolojik bilgiler (debi), diğeri meteorolojik data (yağış, sıcaklık) ve sonuncusu ise fizyografik verilerdir (alan, kot). Nümerik çalışmalar ve tahminler yürütülürken başvurulan hidrolojik akım kayıtları (günlük akımlar) Devlet Su İşleri (DSİ)'den ve Elektrik İşleri Etüd İdaresi (EİE)'nden edinilmiştir.



Şekil5.2: Pilot bölge ve ülkemizdeki lokasyonu.

Bahsedilen günlük debiler için Murat Nehri üzerinde bulunan Batı'dan Doğu'ya doğru sırasıyla 2102, 2164, 2158, 2157 ve 2122 AGİ'leri göz önüne alınmıştır. 2102, 2164, 2158 ve 2122 istasyonları açık gözlem istasyonları olup 2157 istasyonu kapalı gözlem istasyonudur.

Çalışılan 5 istasyonun akım verileri için özellikle dikkate alınan noktalar;

- Süregelen akarsu akım kayıtlarının minimum 10 yıllık periyodu içermesi ve
- Seçilen her istasyonun doğal akım rejimine sahip olmasıdır.

Hidrolojik akım verileri DSE'lerinin elde edilmesinde, bölgesel DSE tahminlerinin yapılmasında, bölgesel model doğrulamada ve akabinde günlük debi tahminlerinin yapılarak DSE'lerinin oluşturulmasında kullanılmıştır.

Yine regresyon ve debi tahmininde gerekli olan fizyografik veri olarak değerlendirilen drenaj alanı ve kot DSİ ve EİE'nin kayıtlarından edinilmiştir. Bu fizyografik veriler bölgesel regresyon metoduyla tahminsel DSE'lerinin oluşturulmasında kullanılmıştır.

Meteorolojik datalar ise Devlet Meteoroloji İşleri (DMİ)'nden sağlanmıştır. Fizyografik verilerde olduğu gibi bölgesel regresyonda bağımsız değişken olarak kullanılan ve DSE'lerinin tahmininde girdi olan yağış ve sıcaklık için DMİ'nin belirli istasyonları seçilmiştir. Seçilen AGİ'lere coğrafi mesafesine (yakınlığına) göre tayin edilen DMİ istasyonları sırasıyla şöyledir:

- 2102 no'lu AGİ için 17806 no'lu *Palu* istasyonu (rakım: 1000 m),
- 2164 no'lu AGİ için 17808 no'lu *Genç* istasyonu (rakım: 1250m),
- 2158 no'lu AGİ için 17778 no'lu *Varto* istasyonu (rakım: 1650m),
- 2157 no'lu AGİ için 17204 no'lu *Muş* istasyonu (rakım: 1322 m),
- 2122 no'lu AGİ için 17690 no'lu *Horasan* istasyonu (rakım: 1540 m).

Çalışmada ele alınan bölgeye ve istasyonlara ait karakteristikler Çizelge 5.1'de birarada gösterilmektedir.Çizelge üzerinden de görülebileceği üzere yağış alanı, yıllık ortalama toplam yağış, rakım ve aylık ortalama sıcaklık gibi girdiler öncelikle 1969-2000 yılları arasında işleme konmuş, daha sonra aynı girdiler 1969-2010 yılları ile işleme sokulmuştur.

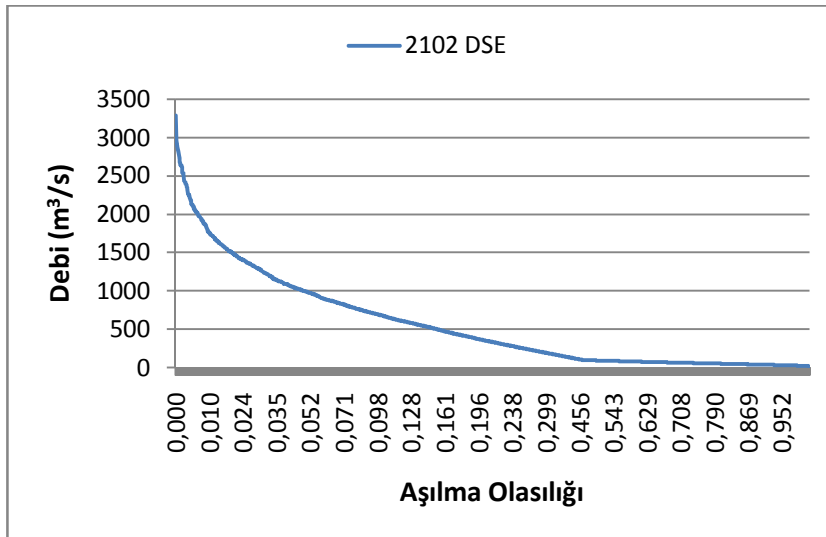
Çizelge5.1: Seçilen AGİ'lerin karakteristikleri.

| AGİ | Gözlem Yılı | Yağış Alanı (km ²) | Yıllık Ort. Top. Yağış (mm) | Rakım (m) | Aylık Ort. Sıc. (°C) |
|------|----------------------|--------------------------------|-----------------------------|-----------|----------------------|
| 2102 | 1969-1999, 1969-2010 | 25,515.6 | 523 | 859 | 13.6 |
| 2164 | 1970-1999, 1970-2010 | 2,232.0 | 819 | 998 | 11.7 |
| 2158 | 1970-1999, 1970-2010 | 1,577.6 | 561 | 1310 | 6.6 |
| 2157 | 1969-2000, 1969-2007 | 2,098.4 | 747 | 1250 | 9.6 |
| 2122 | 1969-1999, 1969-2009 | 5,882.4 | 394 | 1552 | 6.4 |

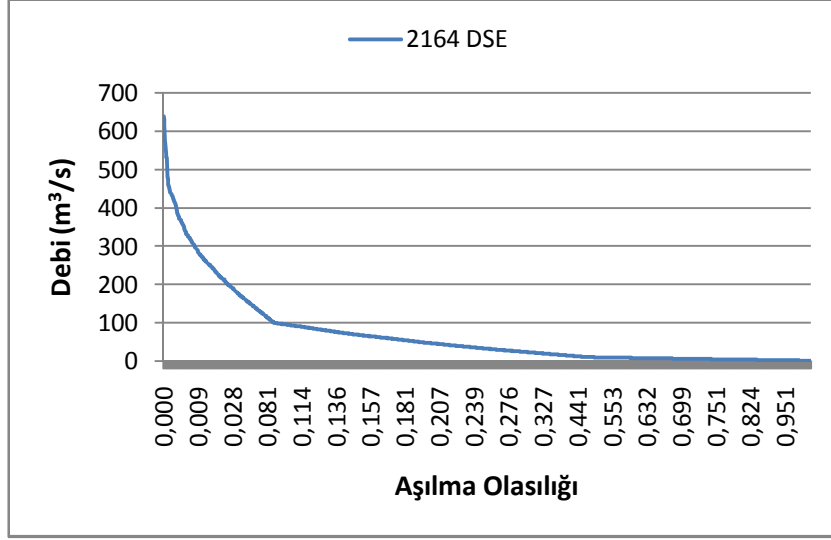
5.2 İstasyonlar için Ampirik DSE'lerinin Elde Edilmesi

5.2.1 Debi-süreklilik eğrileri (1969-2000 yılları)

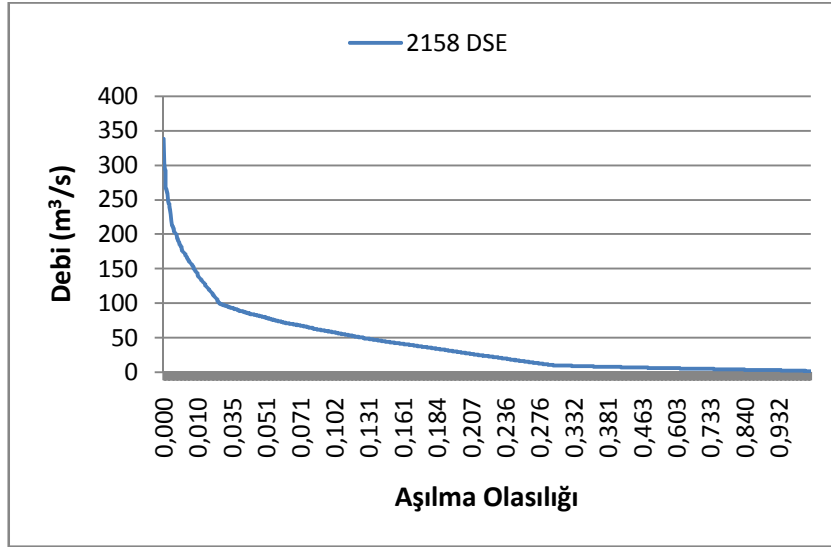
Başlık 4.2'de anlatılan işlemler uygulanarak 5 istasyon için ayrı ayrı DSE'leri çizilmiştir. Yukarıda, Çizelge 5.1'de yer verilen 1969 ile 2000 yılları arasında kayıt altına alınan günlük debiler azalan bir sırayla sıralanmış ve tekrar etme oranları bulunarak eğriler çizilmiştir. Eğriler daha sonra belirlenen 17 aşılma olasılığında incelenecektir. Oluşturulan eğriler aşağıda görülebilir (Şekil 5.3-5.7):



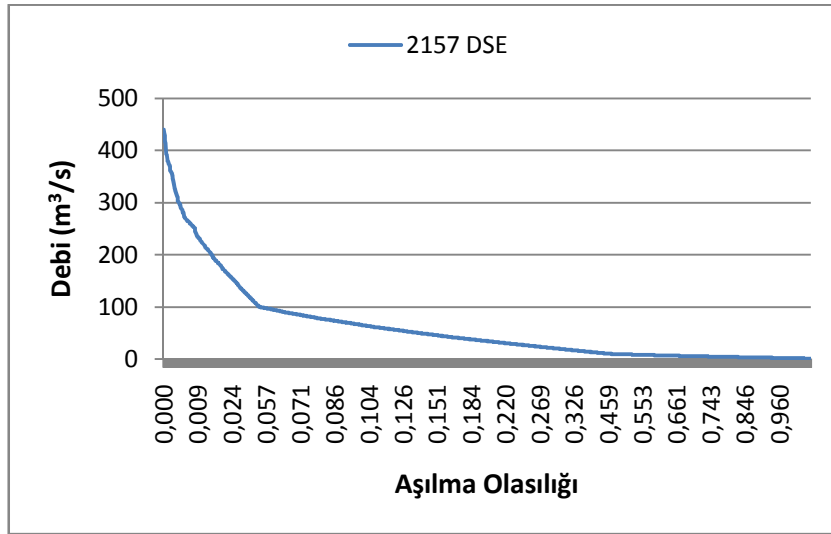
Şekil5.3: 2102 İstasyonunun ampirik DSE (1969-1999).



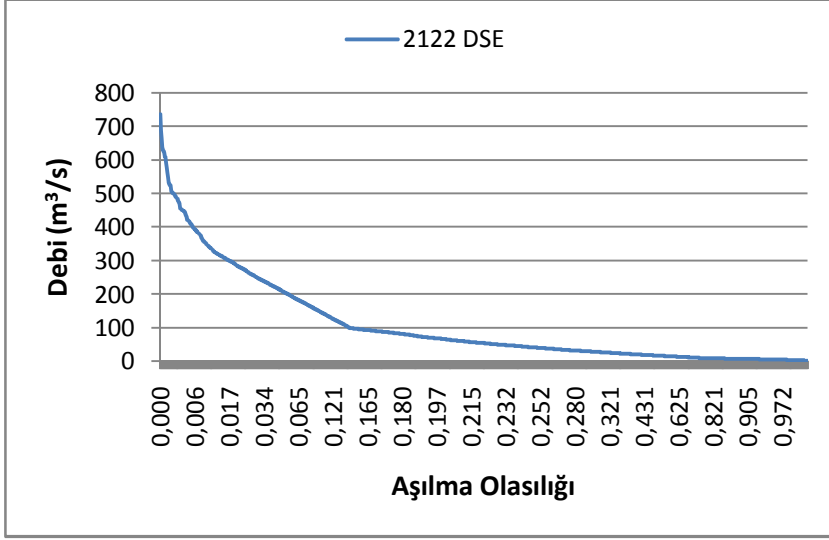
Şekil5.4: 2164 İstasyonunun ampirik DSE (1970-1999).



Şekil5.5: 2158 İstasyonunun ampirik DSE (1970-1999).



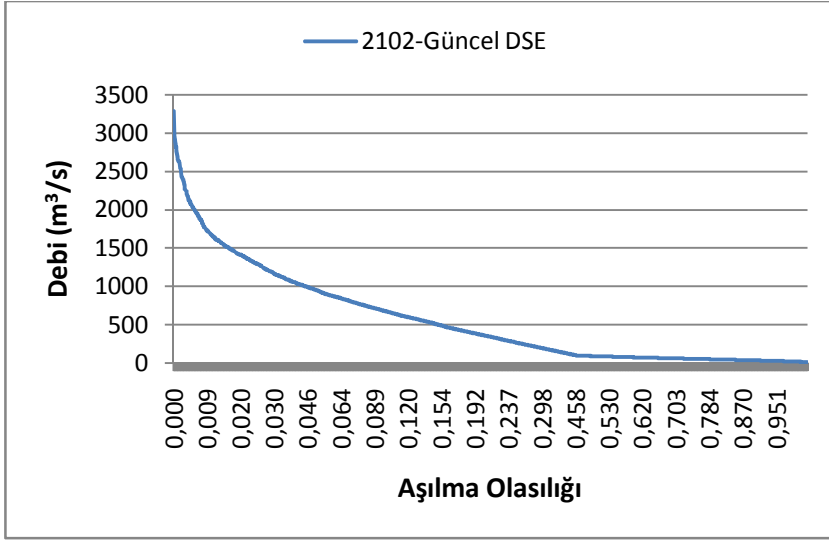
Şekil5.6: 2157 İstasyonunun ampirik DSE (1969-2000).



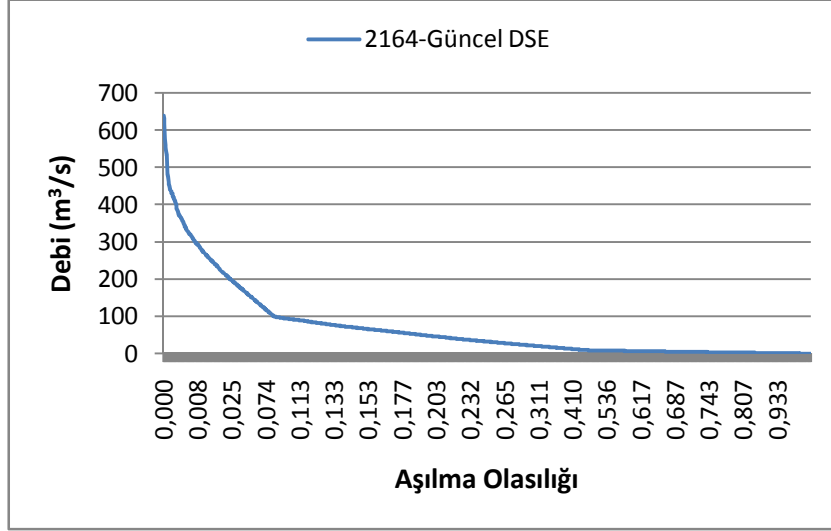
Şekil 5.7:2122 İstasyonunun ampirik DSE (1969-1999).

5.2.2 Debi-süreklilik eğrileri (1969-2010 yılları)

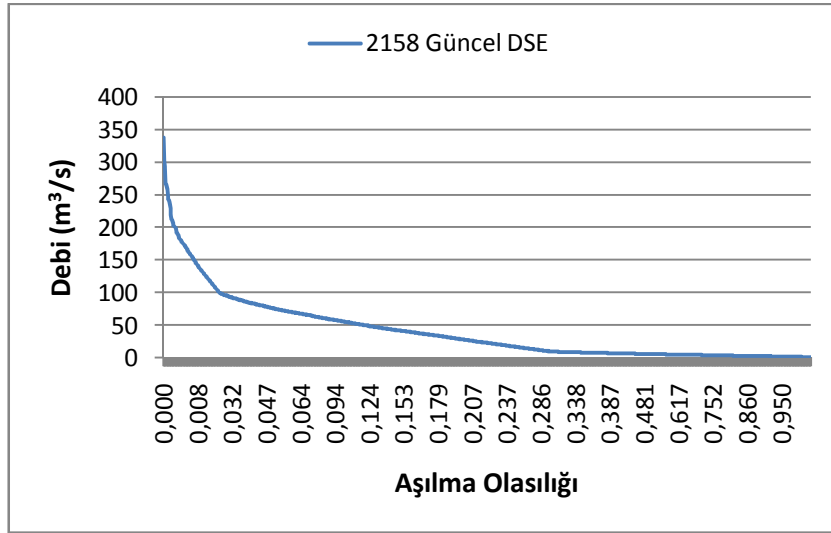
Eski ölçümlere kayıt altına alınan yeni veriler de eklenerek bir önceki başlıkta çizimleri gösterilen eğriler güncellenmiştir. Eğriler yeniden oluşturulurken yine 1969 yılından itibaren 2010'a kadar günlük debiler sıralanmıştır. Güncellenen eğriler şöyledir (Şekil 5.8-5.12):



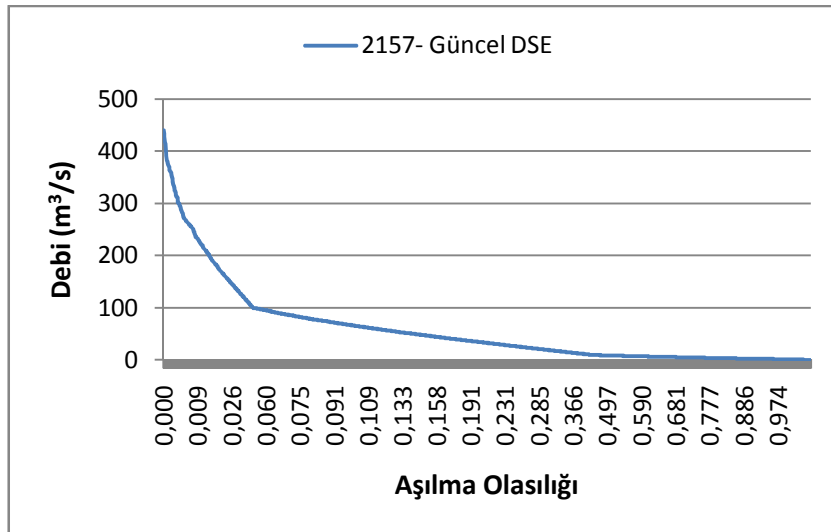
Şekil 5.8:2102 İstasyonunun ampirik DSE (1969-2010).



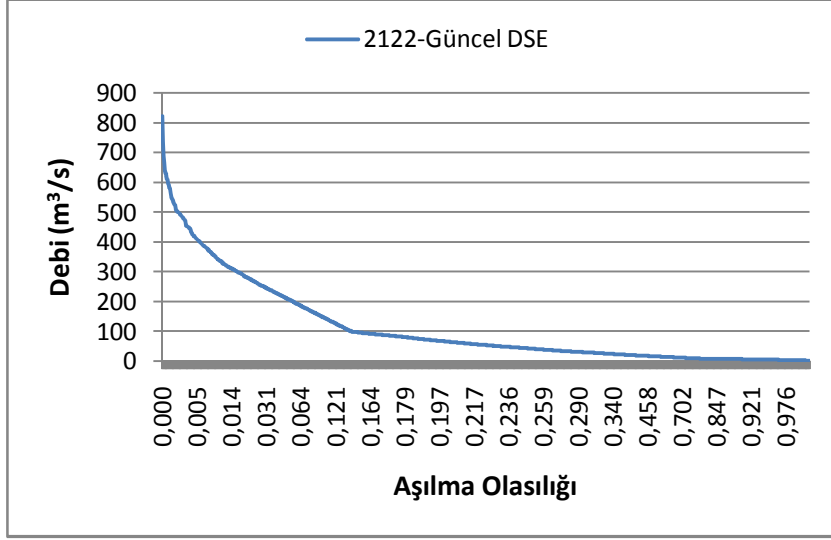
Şekil 5.9:2164 İstasyonunun ampirik DSE (1969-2010).



Şekil 5.10:2158 İstasyonunun ampirik DSE (1969-2010).



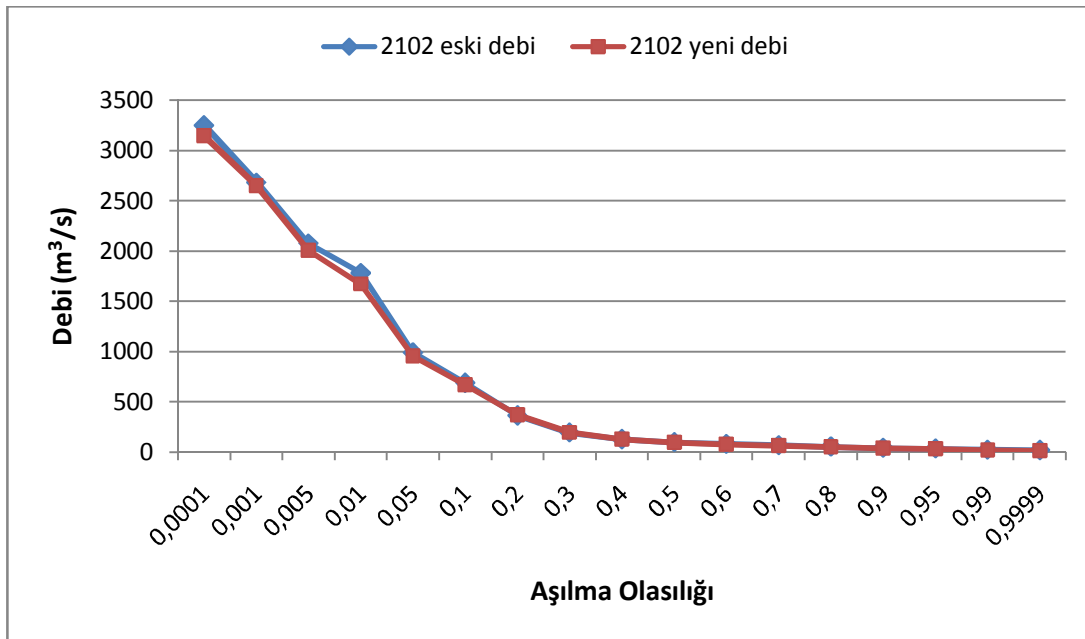
Şekil 5.11:2157 İstasyonunun ampirik DSE (1969-2010).



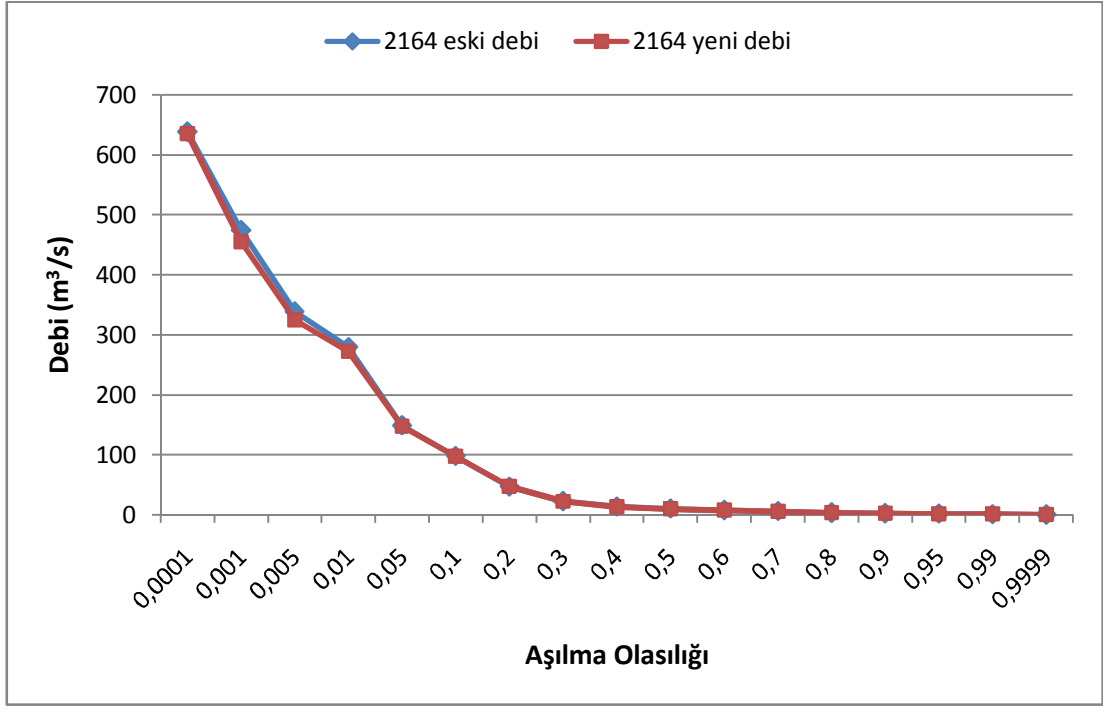
Şekil 5.12:2122 İstasyonunun ampirik DSE (1969-2010).

5.2.3 Zamansal değişimin yorumlanması

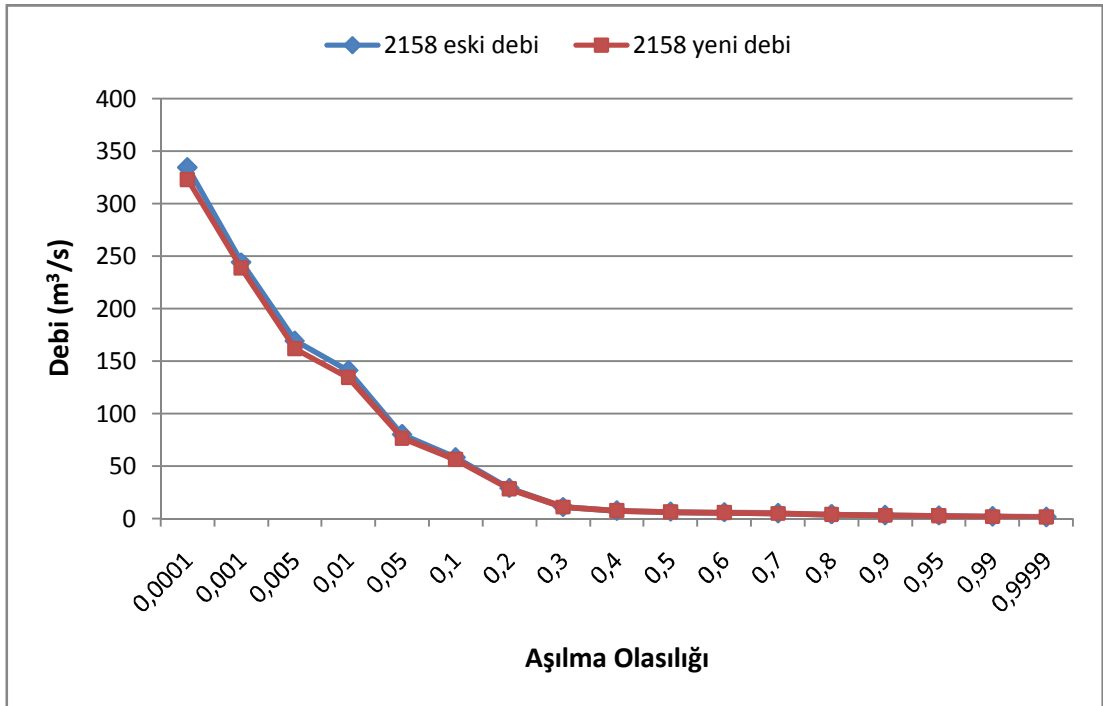
Başlık 5.2.1 ve 5.3.1’de incelenen DSE eski yıllar ve günümüz güncel verilerini de içerecek şekilde çizilmiştir. Böylelikle son 10 yılın hidrolojik eğilimi de yorumlanabilecektir. Kıyaslar yapılırken 17 aşılma olasılığındaki gözlenen debi değerleri baz alınmıştır. Ancak son 10 yıl içerisinde göze çarpan ekstrem bir değişiklik ya da eğilim yaşanmamıştır. Eski DSE’leri ile yeni DSE’lerinde, aşağıda (Şekil 5.13-5.17) da görülebileceği üzere aşırı oranda bir sapma bulunmamakta, eğriler birbirleri ile örtüşmektedir. Eski dönemde de, günümüzde de yapılacak olan santral fizibilitesi ya da türbin seçimi yaklaşık olarak aynı şekilde belirlenebilecektir.



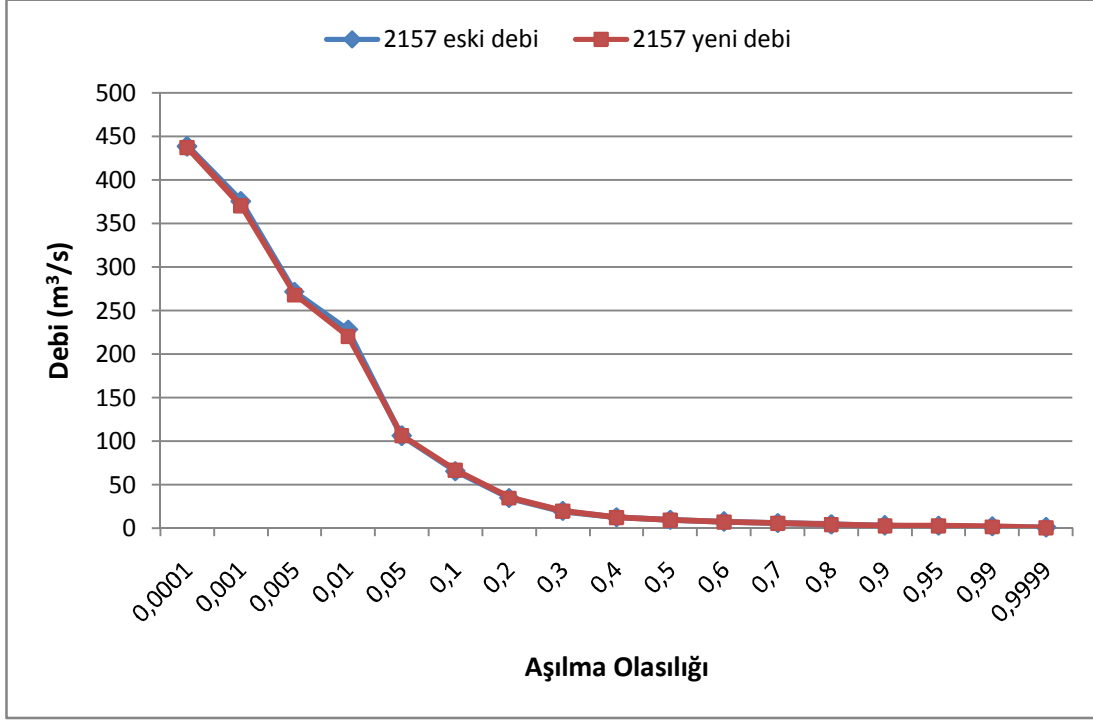
Şekil 5.13:2102 istasyonu eski ve güncel DSE karşılaştırması.



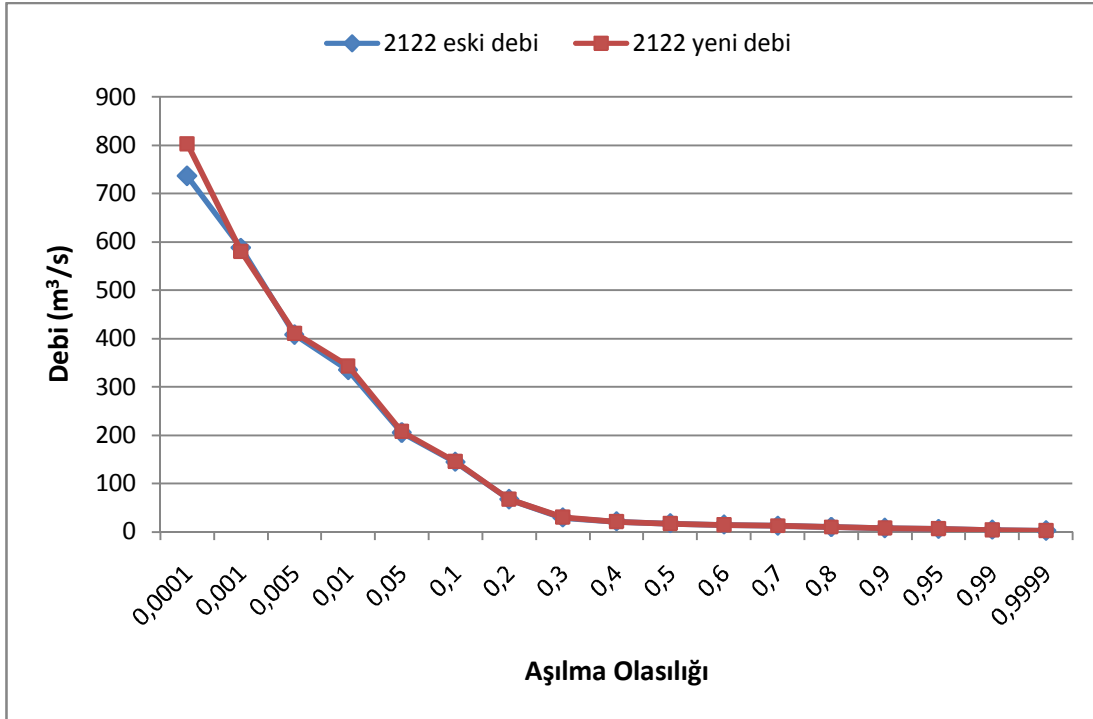
Şekil 5.14:2164 istasyonu eski ve güncel DSE karşılaştırması.



Şekil 5.15:2158 istasyonu eski ve güncel DSE karşılaştırması.



Şekil 5.16:2157 istasyonu eski ve güncel DSE karşılaştırması.



Şekil 5.17:2122 istasyonu eski ve güncel DSE karşılaştırması.

5.3 Ölçüm Olmayan İstasyonlarda DSE Eldesi

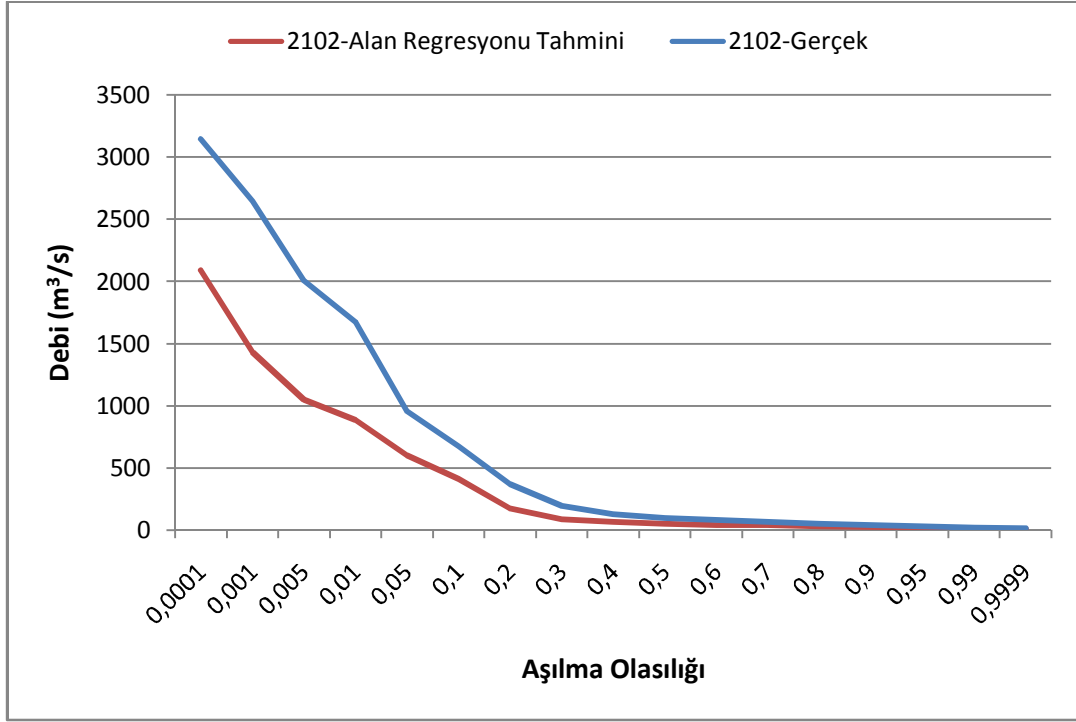
Yukarıda 4.2 başlığı altında anlatılan yöntem kullanılarak 5 istasyonun DSE'leri günlük ortalama debiler yardımıyla çizilmiştir. Çizimlerde 17 sabit aşılma

olasılığı(%0.01, %0.1, %0.5, %1, %5, %10, %20, %30, %40, %50, %60, %70, %80, %90, %95, %99 ve %99.99) gözetilmiştir. Mevcut ölçümlerden yola çıkılarak elde edilen bu eğriler tahminlerden elde edilen eğrilerle karşılaştırmak amacıyla oluşturulmuştur. Başlık 4.2 altında anlatılan regresyon metodu yardımıyla her bir istasyonun ölçümünün olmadığı farzedilerek kalan 4 istasyon ölçümleri vasıtasıyla DSE'si tahmin edilmiştir. Bu tahminler için regresyon 4 farklı şekilde uygulanmıştır ve (4.4)no'lu denklemdeki denklem parametreleri olarak;

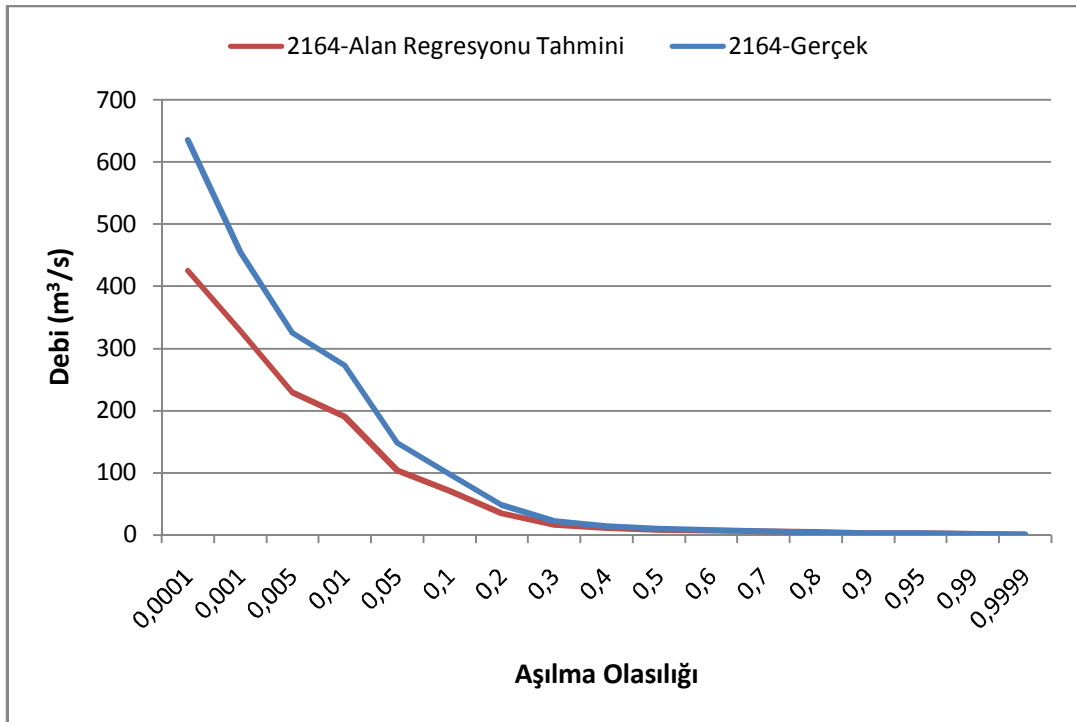
- i. Alan
- ii. Alan-kot
- iii. Alan-yağış
- iv. Alan-sıcaklık

ele alınmıştır. (4.4) no'lu denklemde her aşılma olasılığındaki debi değerleri ve karakteristik alan, kot, yağış, sıcaklık gibi bilgiler denklemde yerine konularak bölgesel regresyon yardımıyla modelin çarpımsal parametreleri olan $\ln a$, b , c , d , ... bulunmuştur. Ardından elde edilen bu değerler ve hedef istasyonun havza karakteristikleri yeni kurulan(4.4) no'lu denklemde yerine konarak ölçümü olmayan istasyonun debi değerine ulaşılmıştır. Sırasıyla her bir istasyon için bu yöntem uygulanmış ve 4 farklı regresyon, 5 istasyon ve 17 aşılma olasılığı için 340 ayrı denklem kurulmuştur. Bölgesel regresyon sonucunda elde edilen DSE'leri ile gerçek DSE'lerinin karşılaştırması ve hatalarının hesaplanmasıyla performans değerlendirmesine, başlık 5.3.1'de detaylıca yer verilecektir.

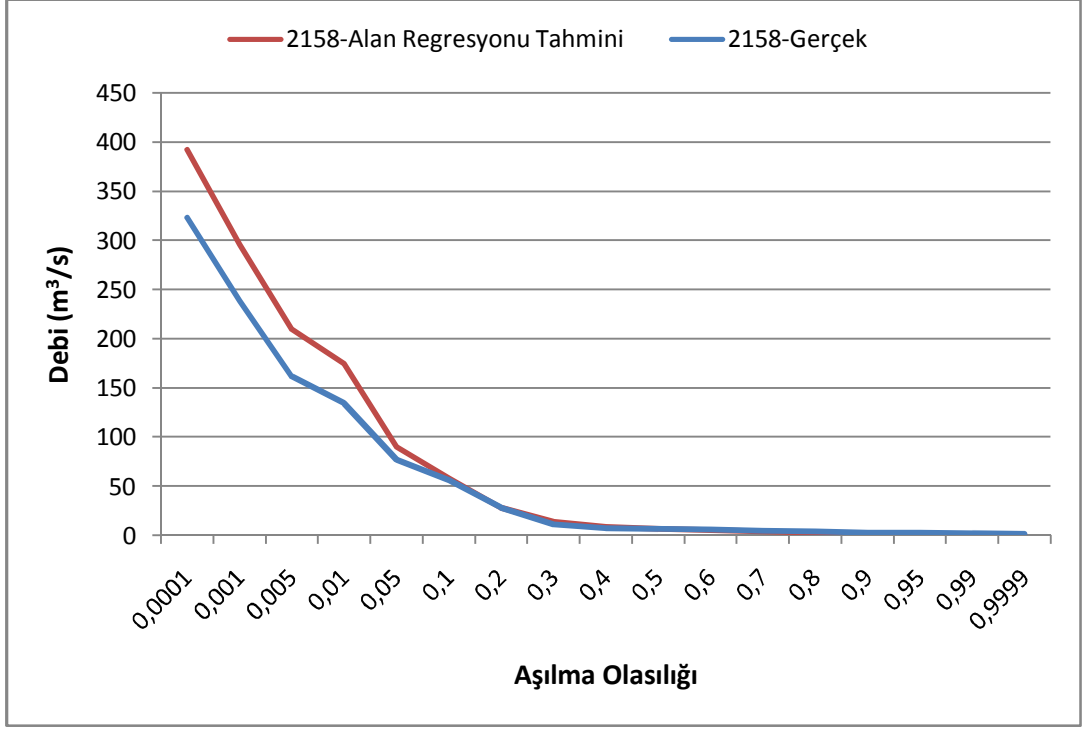
Alan bilgisi kullanılarak oluşturulan regresyon sonuçları 5 ayrı istasyon için Şekil 5.18-5.22'de gösterilmektedir. Şekiller üzerinden de anlaşılacağı üzere, yalnızca alan kullanılarak alınan regresyon sonuçları çok iyi sonuçlar vermeyip, isabetli değildir. 2157 istasyonu için tahminsel DSE ile gerçek DSE'leri diğer istasyonlara kıyasla örtüşmekte, büyük oranda bir sapma oluşmamaktadır. 2102 ve 2122 gibi iki uç istasyon için tahminsel ve gerçek eğriler yaklaşık %40 aşılma olasılığından itibaren (daha küçük debilere doğru) bir örtüşme sergilemektedir. 2158 istasyonu için tahminler %5 aşılma olasılığındaki debiler ve daha küçük debi değerleri için doğru çıkmıştır. Sapmaların daha ziyade taşkın debilerinde olduğu gözlenmektedir.



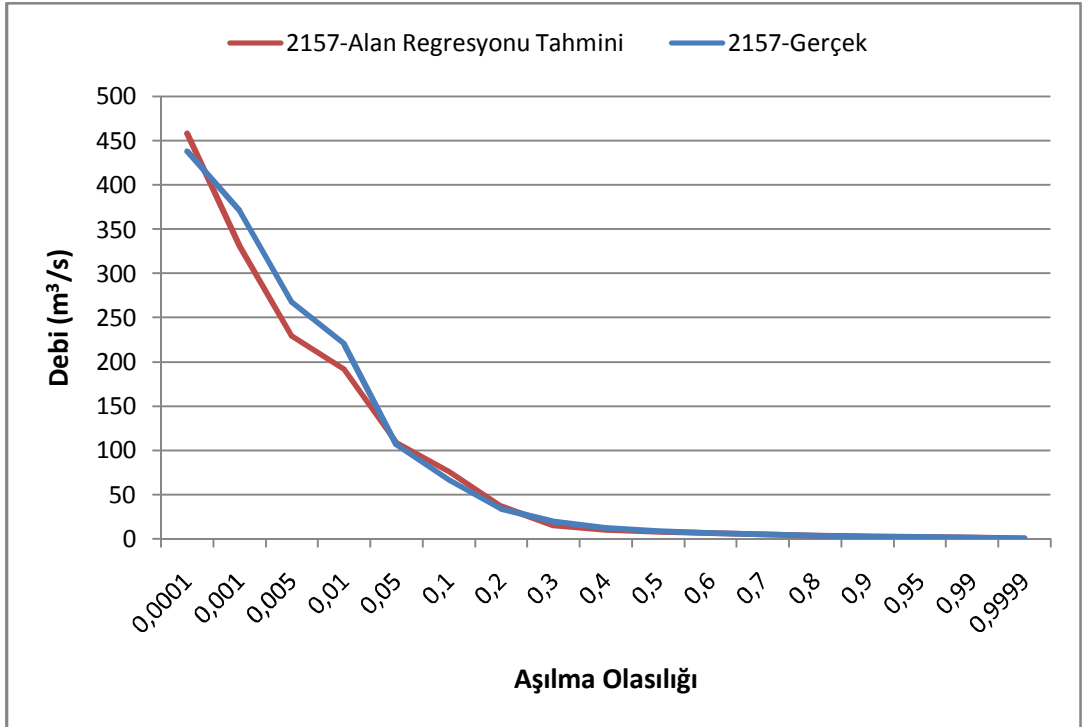
Şekil5.18: Alan regresyonu tahmini (2102 istasyonu).



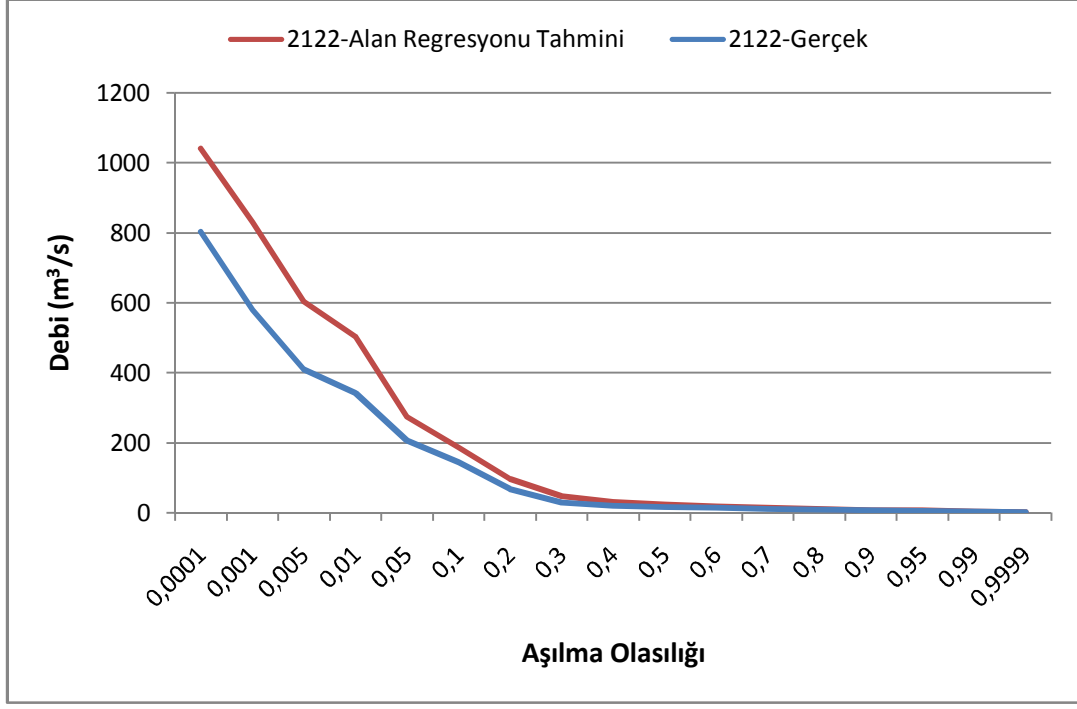
Şekil5.19: Alan regresyonu tahmini (2164 istasyonu).



Şekil5.20: Alan regresyonu tahmini (2158 istasyonu).

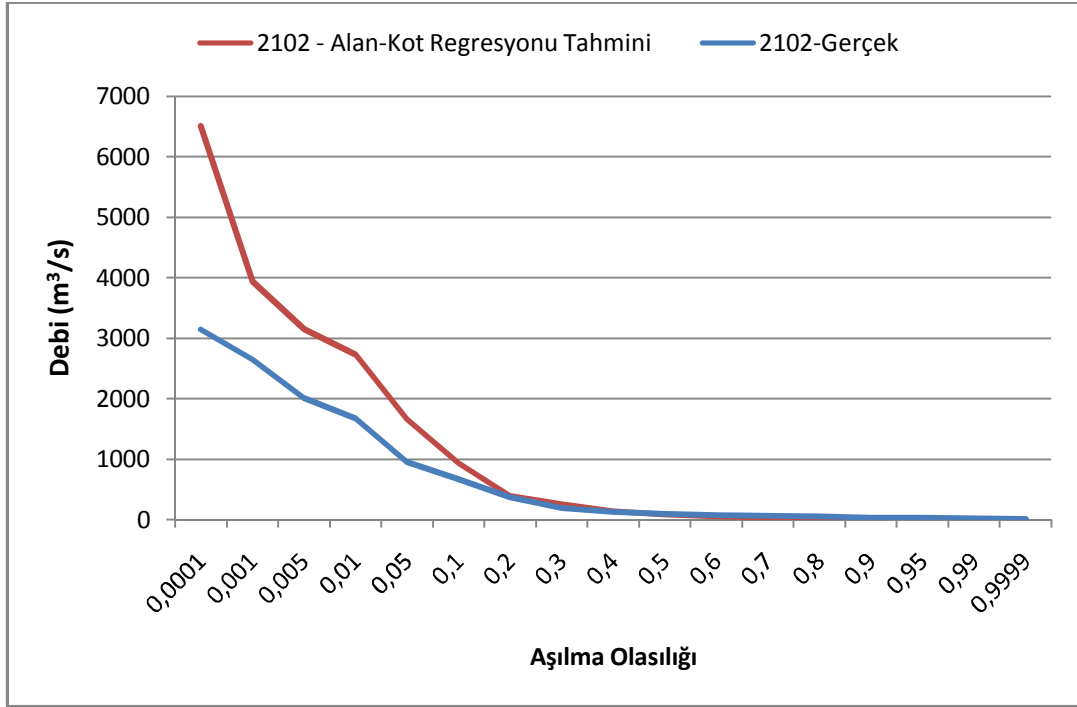


Şekil5.21: Alan regresyonu tahmini (2157 istasyonu).

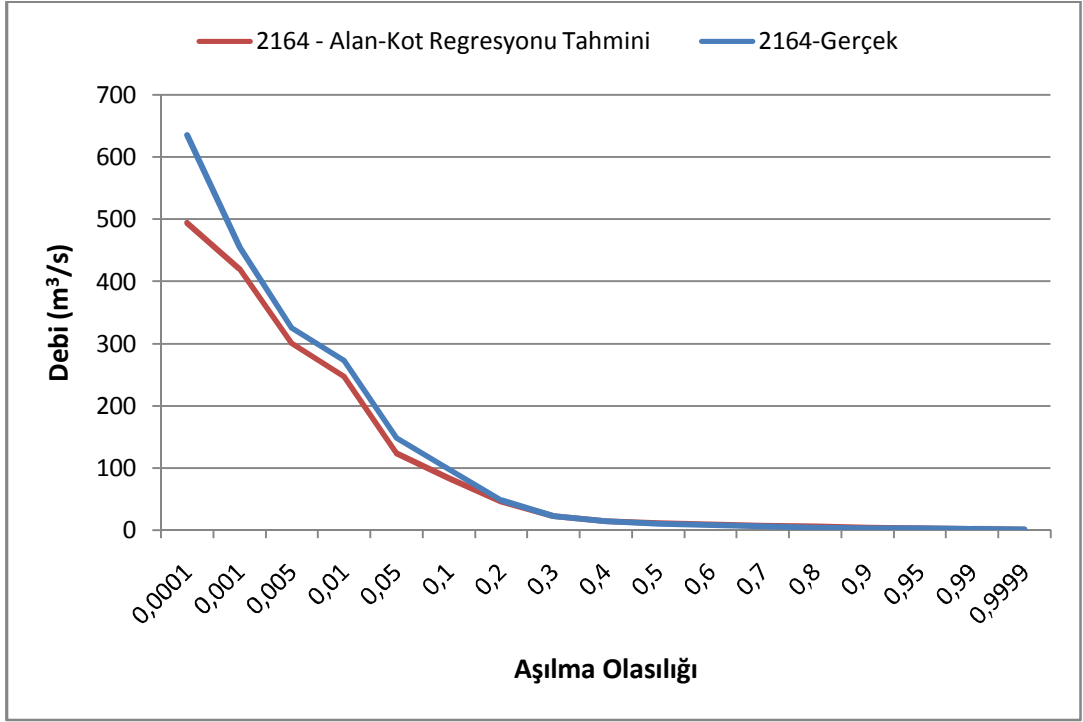


Şekil5.22: Alan regresyonu tahmini (2122 istasyonu).

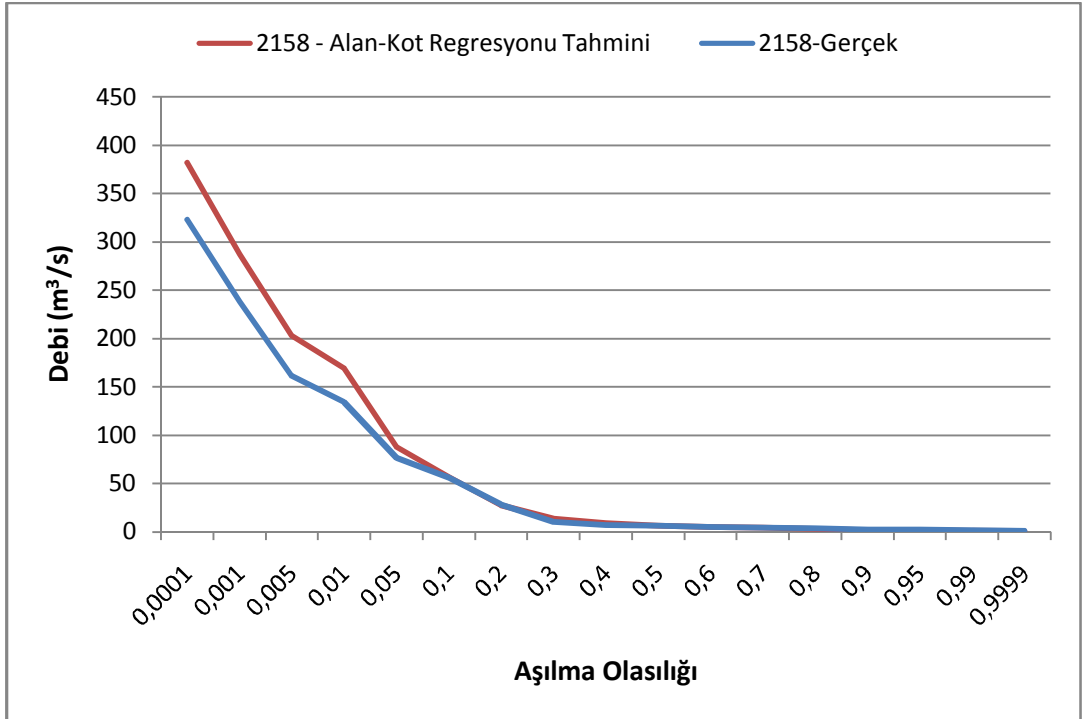
Fizyografik veri olarak kullanılan analana, yine fizyografik datalarımızdan kot da eklenerek, regresyon işlemi tekrarlanmıştır. Sonuçlar istasyonlar için Şekil 5.23-5.27’te görülmektedir.



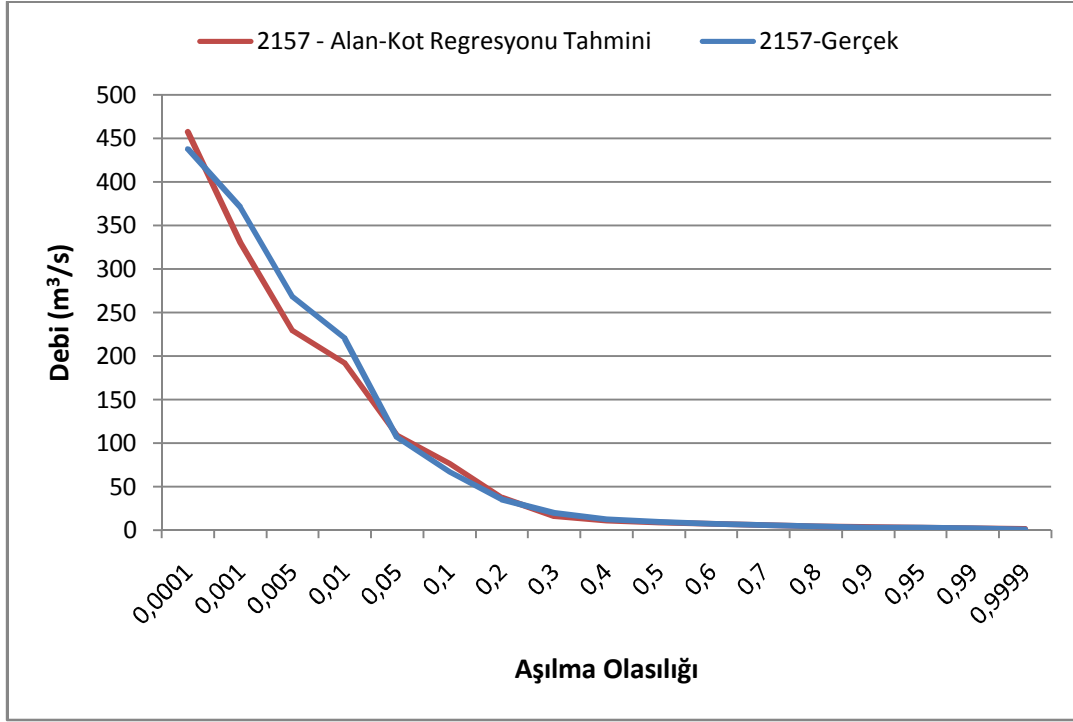
Şekil5.23: Alan-kot regresyonu tahmini (2102 istasyonu).



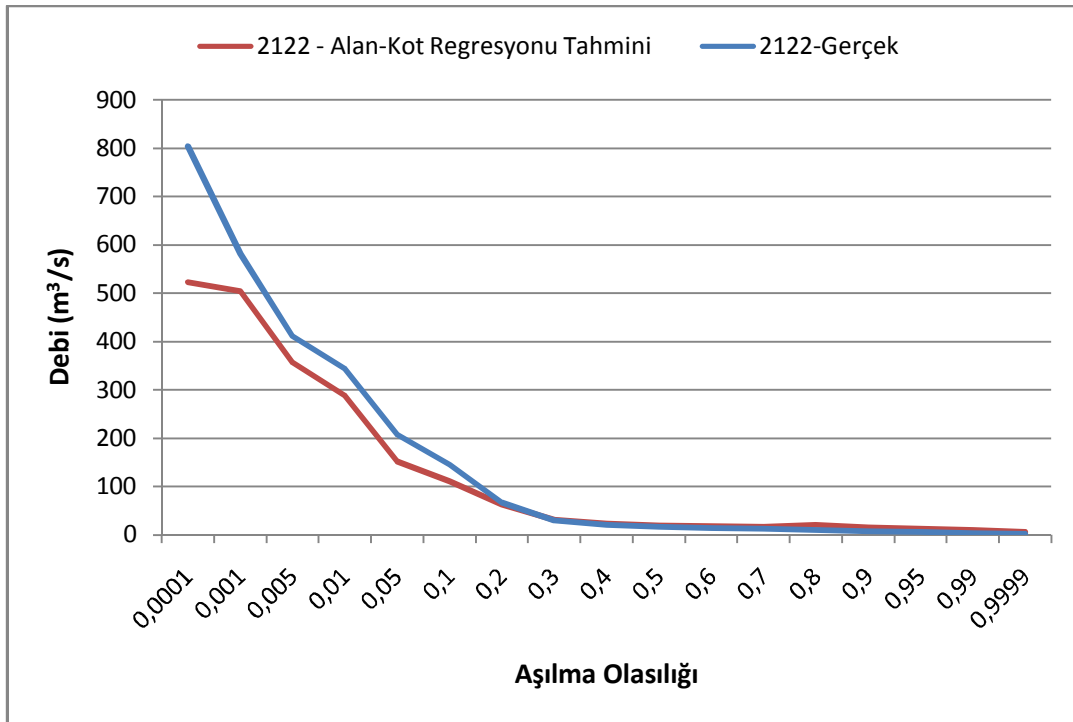
Şekil5.24: Alan-kot regresyonu tahmini (2164 istasyonu).



Şekil5.25: Alan-kot regresyonu tahmini (2158 istasyonu).



Şekil5.26: Alan-kot regresyonu tahmini (2157 istasyonu).



Şekil5.27: Alan-kot regresyonu tahmini (2122 istasyonu).

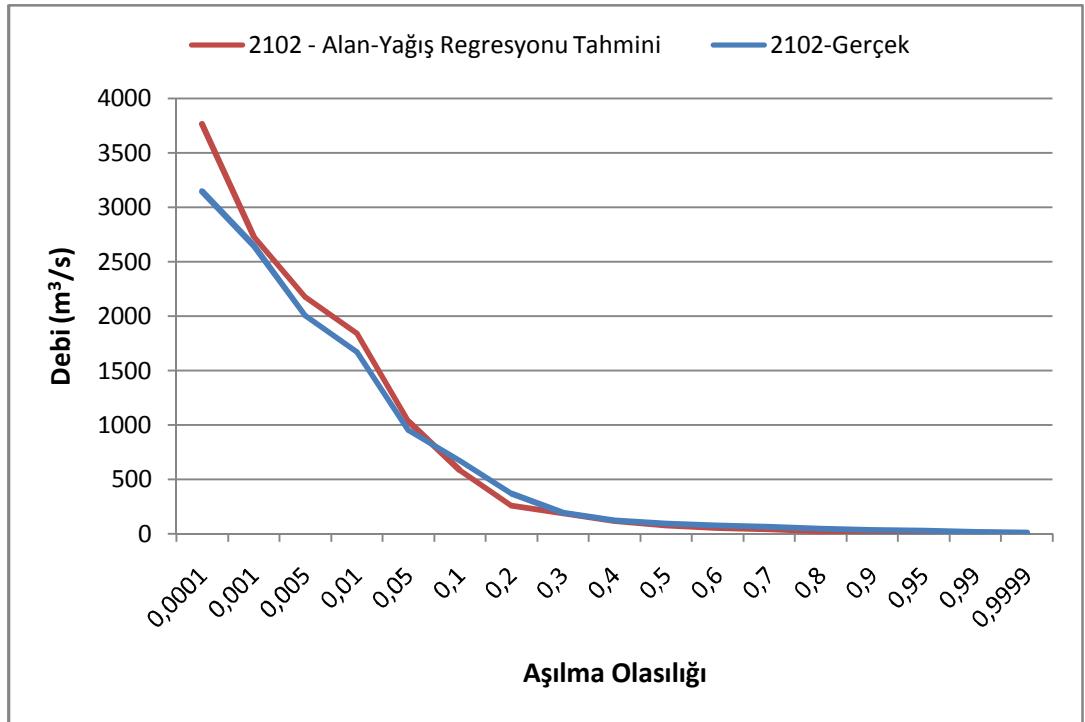
Alan-kot regresyon sonuçlarının ana kola yakın olan 2102 istasyonu dışında kabul edilebilir tahmin sonuçları verdiği gözlenmektedir. Sapmalar yine taşkın debisi bölgesinde görülmektedir. Taşkın debisinden daha düşük debilere gidildikçe

tahminlerin iyileştiği ve %10-%20 aşılma olasılığından itibaren gerçek ölçümler ile örtüşmeye başladığı şekiller üzerinden okunabilmektedir.

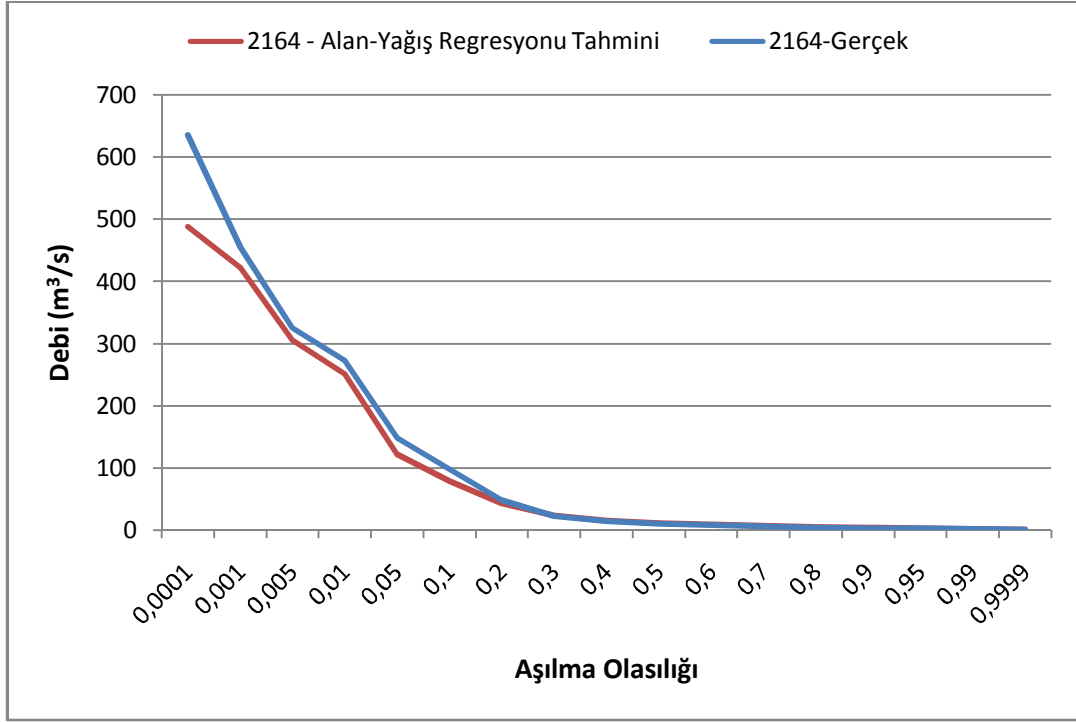
Alan ve alan-kot regresyonlarının ardından bir meteorolojik veri kullanılmıştır. Üçüncü regresyon uygulamasında alan, yağış dataları ile birlikte değerlendirilerek tahminler elde edilmiştir.

İstasyonlardan 2158 ve 2122 için oldukça iyi tahmin sonuçları veren alan-yağış regresyonu, diğer istasyonlar için de iyi olarak tanımlanabilecek sonuçlar vermiştir. İlk iki regresyonda (alan ve alan-kot) tahminlerin gerçek verilere çok yakın çıkmadığı 2102 istasyonu için tahminler de alan-yağış regresyonunda daha isabetlidir. Sapmalar yine taşkın debisi bölgesinde görülmektedir.

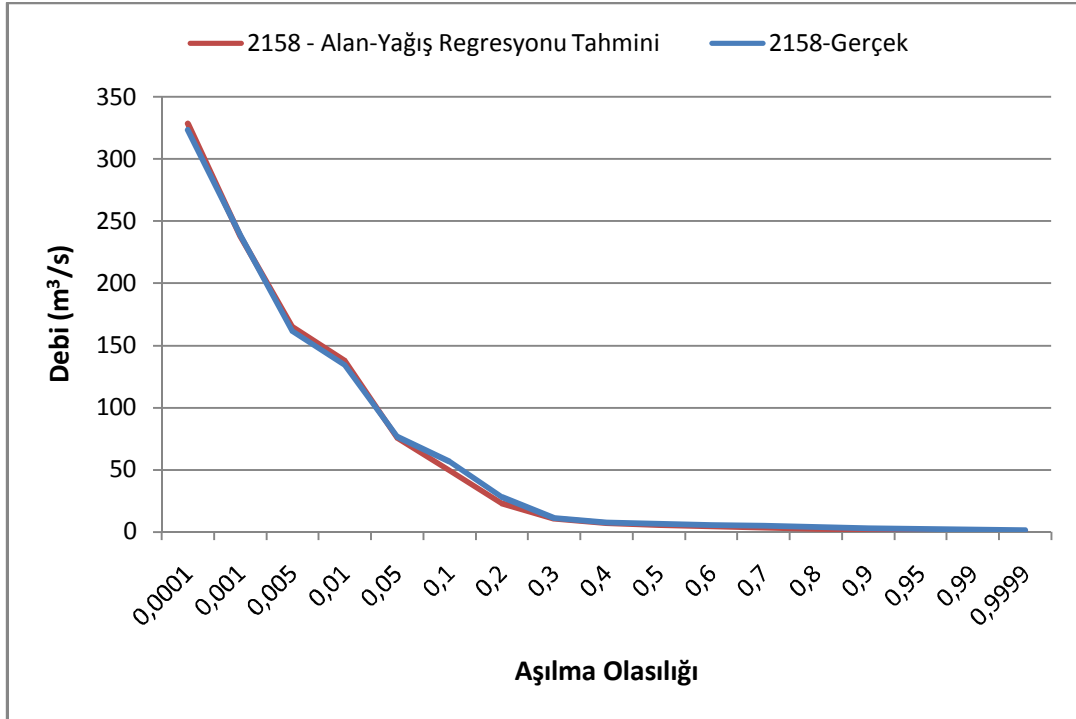
Alan-yağış regresyon tahminlerinin gerçek DSE ile kıyaslamaları şekil 5.28-5.32 ile gösterilmektedir.



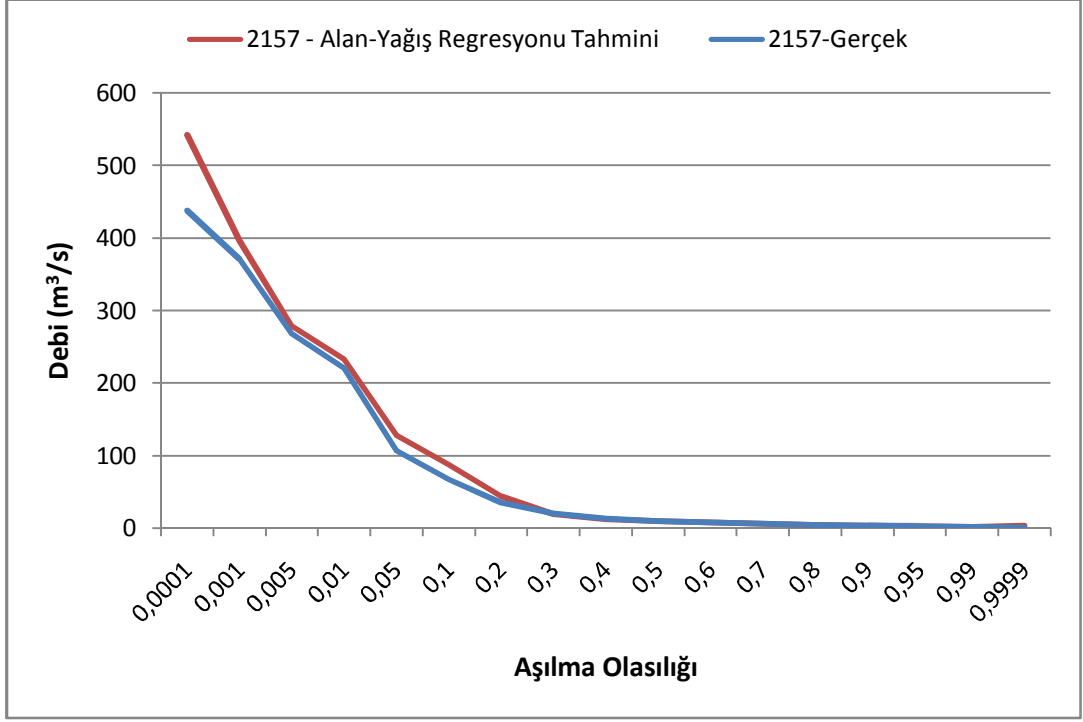
şekil5.28: Alan-yağış regresyonu tahmini (2102 istasyonu).



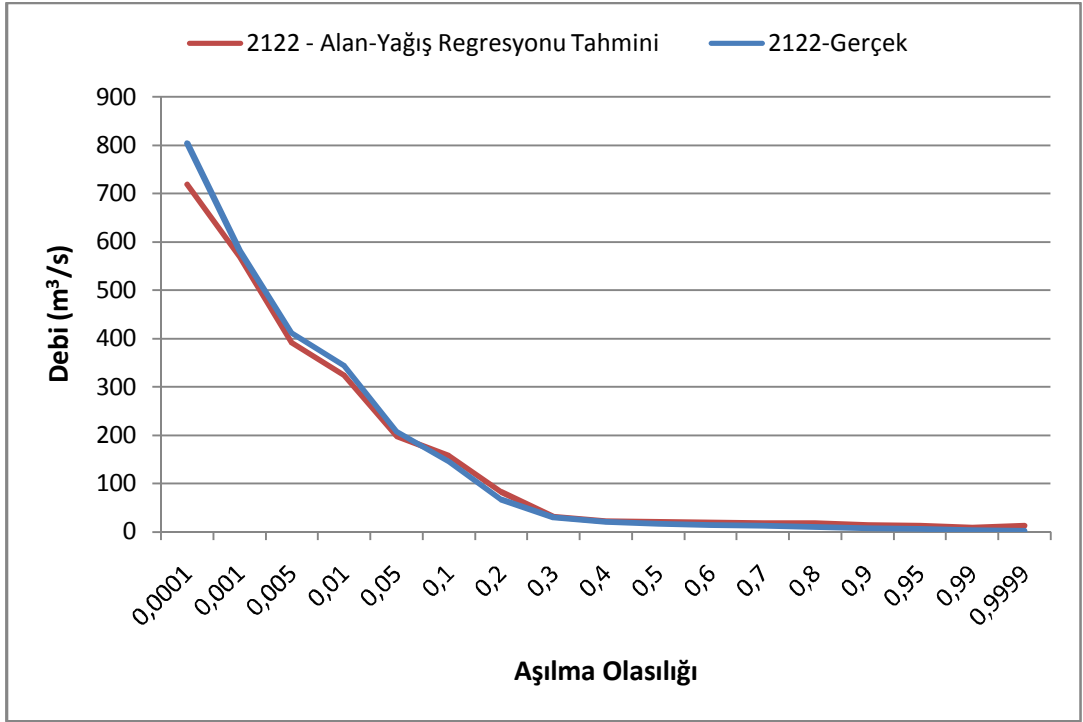
Şekil5.29: Alan-yağış regresyonu tahmini (2164 istasyonu).



Şekil5.30: Alan-yağış regresyonu tahmini (2158 istasyonu).



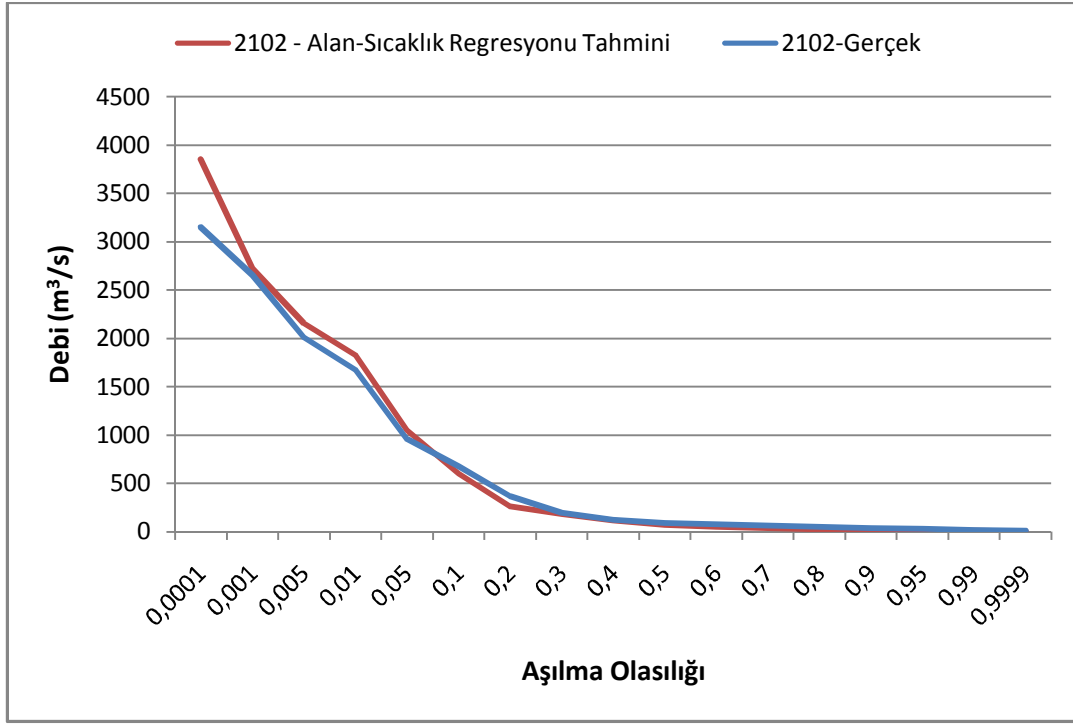
Şekil 5.31: Alan-yağış regresyonu tahmini (2157 istasyonu).



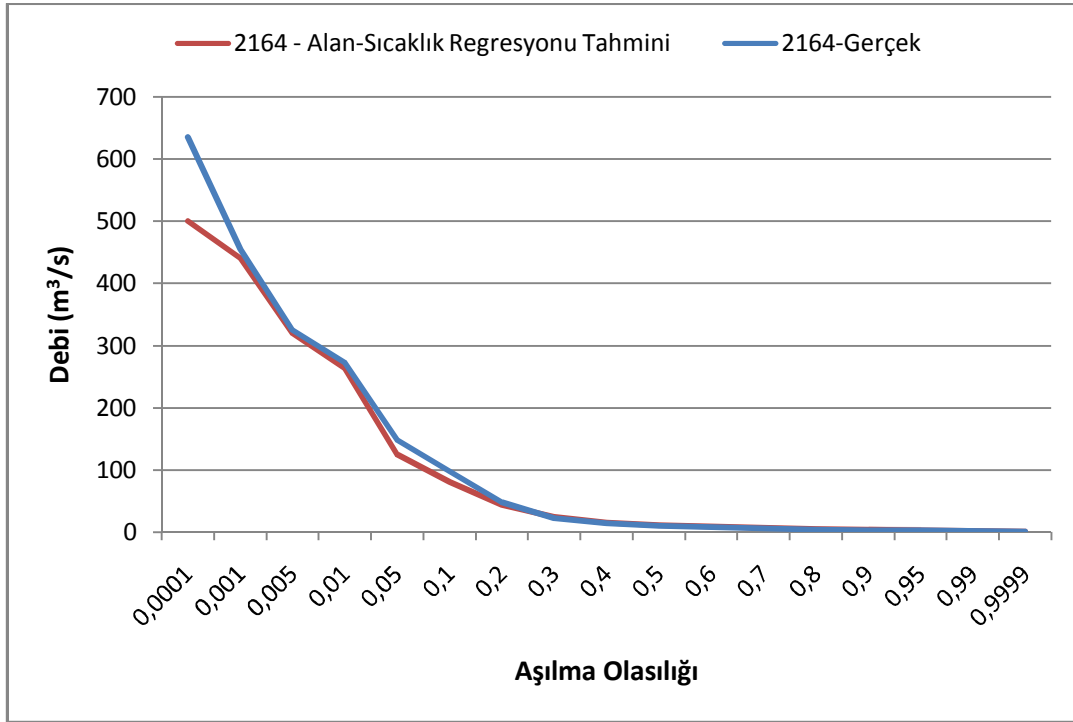
Şekil 5.32: Alan-yağış regresyonu tahmini (2122 istasyonu).

Son olarak meteorolojik data olarak belirlenen sıcaklık, alanla birlikte regresyon almada parametre olarak kullanılmıştır. Sonuçlar Şekil 5.33-5.37'de görülmektedir. Bir önceki alan-yağış regresyonundakigibi, alan-sıcaklık regresyonu sonucunda elde edilen tahminsel DSE de ampirik DSE ile örtüşmektedir. Bu

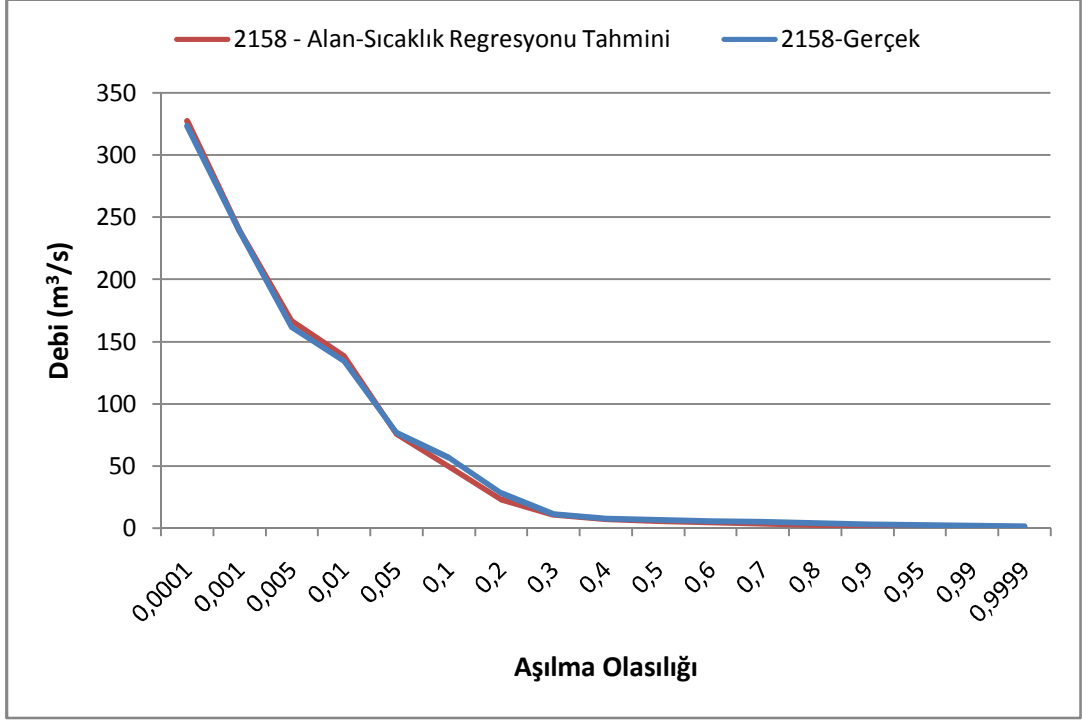
bağlamda tahminlerin elde edilmesinde alan sıcaklık regresyonu özellikle 2158 istasyonu için iyi bir yöntem olmuştur.



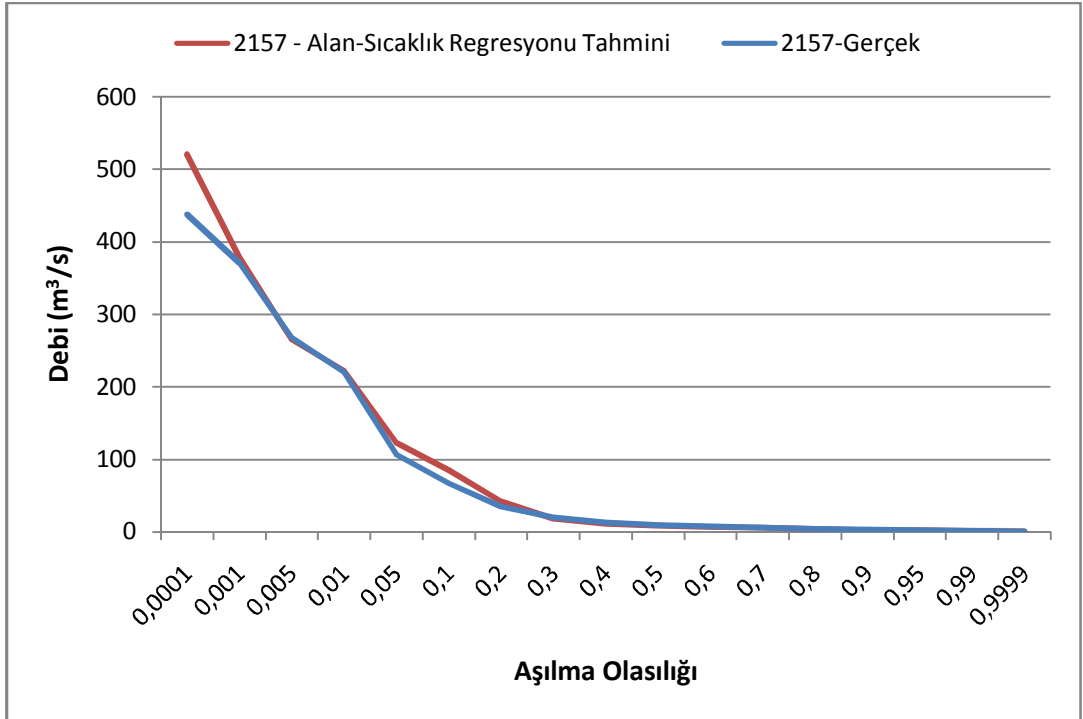
Şekil5.33: Alan-sıcaklık regresyonu tahmini (2102 istasyonu).



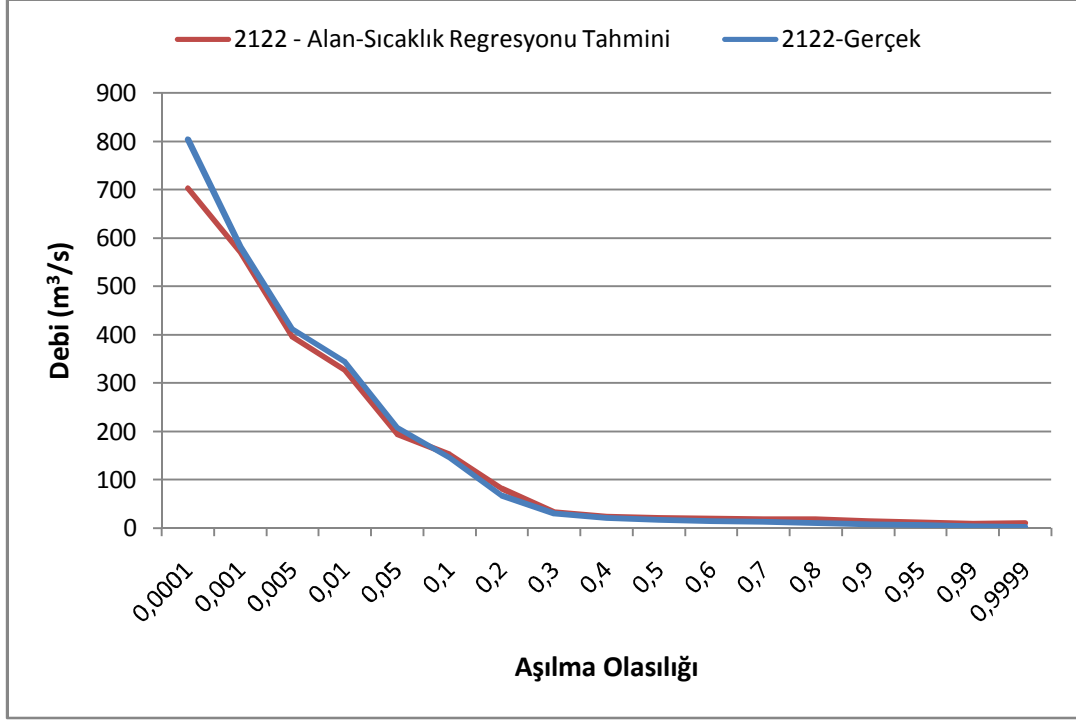
Şekil5.34: Alan-sıcaklık regresyonu tahmini (2164 istasyonu).



Şekil5.35: Alan-sıcaklık regresyonu tahmini (2158 istasyonu).

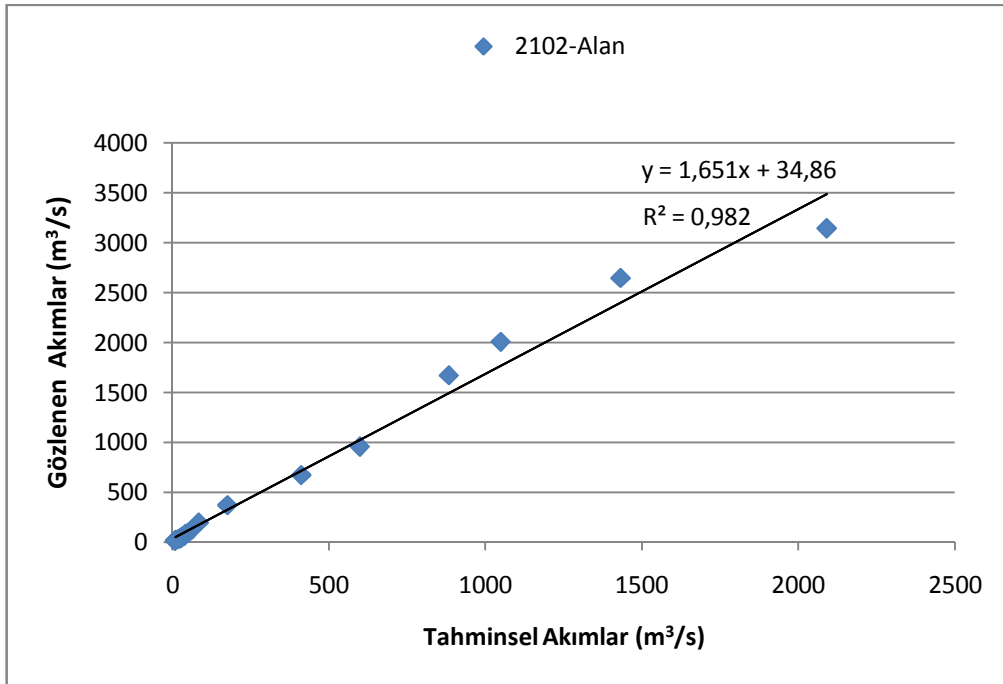


Şekil5.36: Alan-sıcaklık regresyonu tahmini (2157 istasyonu).

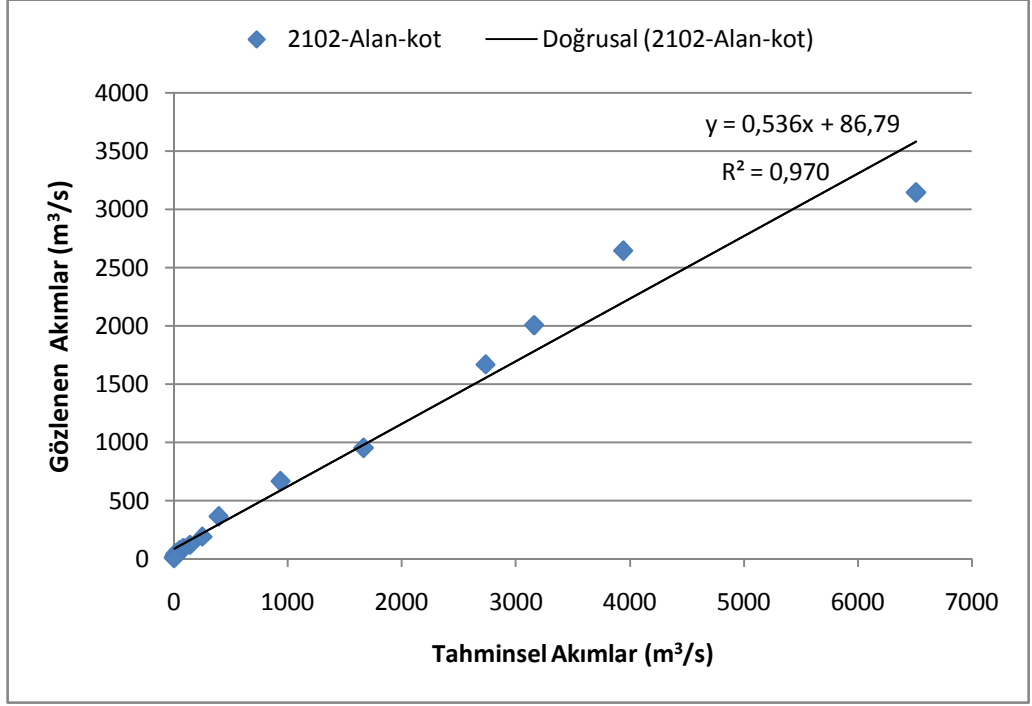


Şekil 5.37: Alan-sıcaklık regresyonu tahmini (2122 istasyonu).

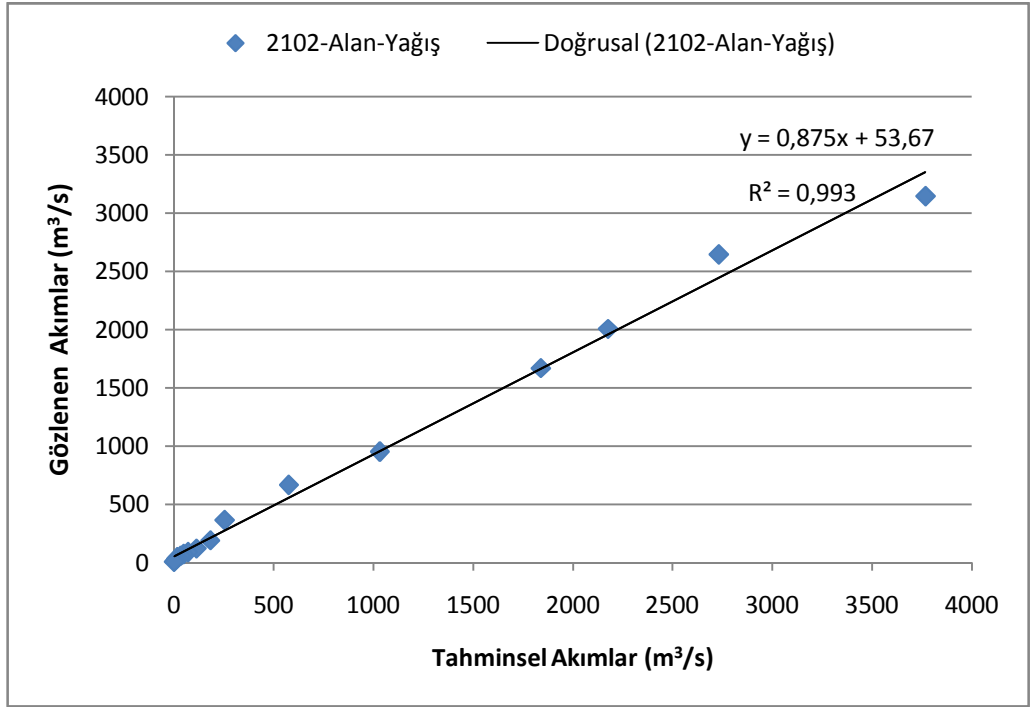
Bölgesel regresyon sonucu elde edilen tahmin sonuçları ile gözlenen kayıtlardan elde ettiğimiz 17 aşılma olasılığındaki debi değerleri bir arada incelenmiş ve R^2 'leri bulunmuştur. Aşağıdaki şekiller (Şekil 5.38-5.57) üzerinden eğilim çizgisi üzerinden tahminlerin doğrulukları yorumlanabilir:



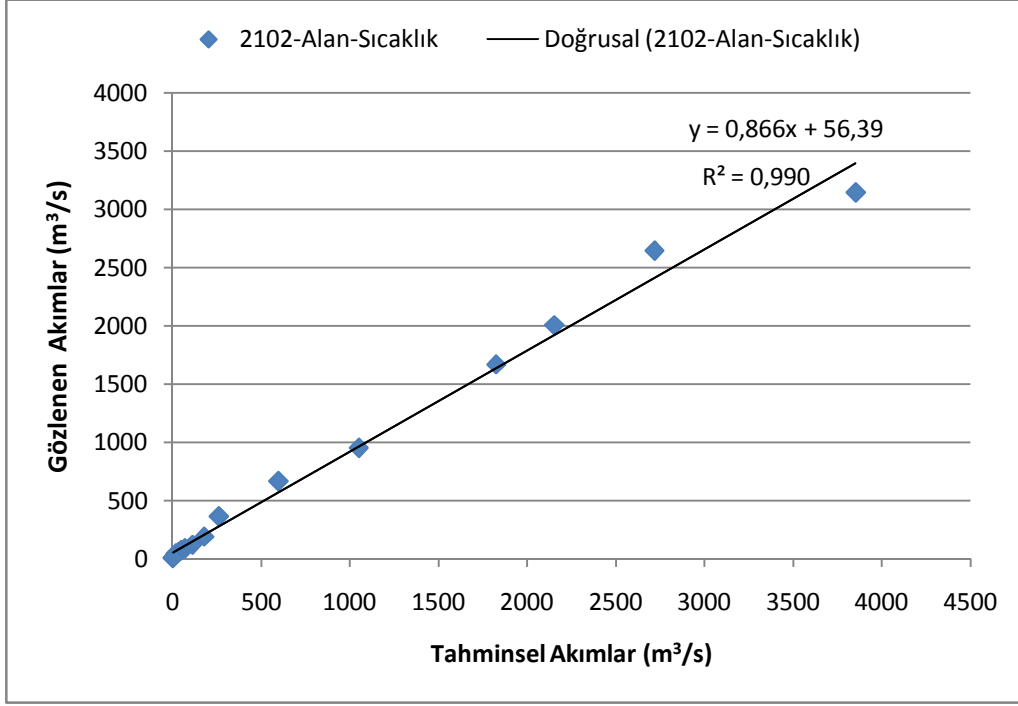
Şekil 5.38: 2102 İstasyonu alan regresyonu.



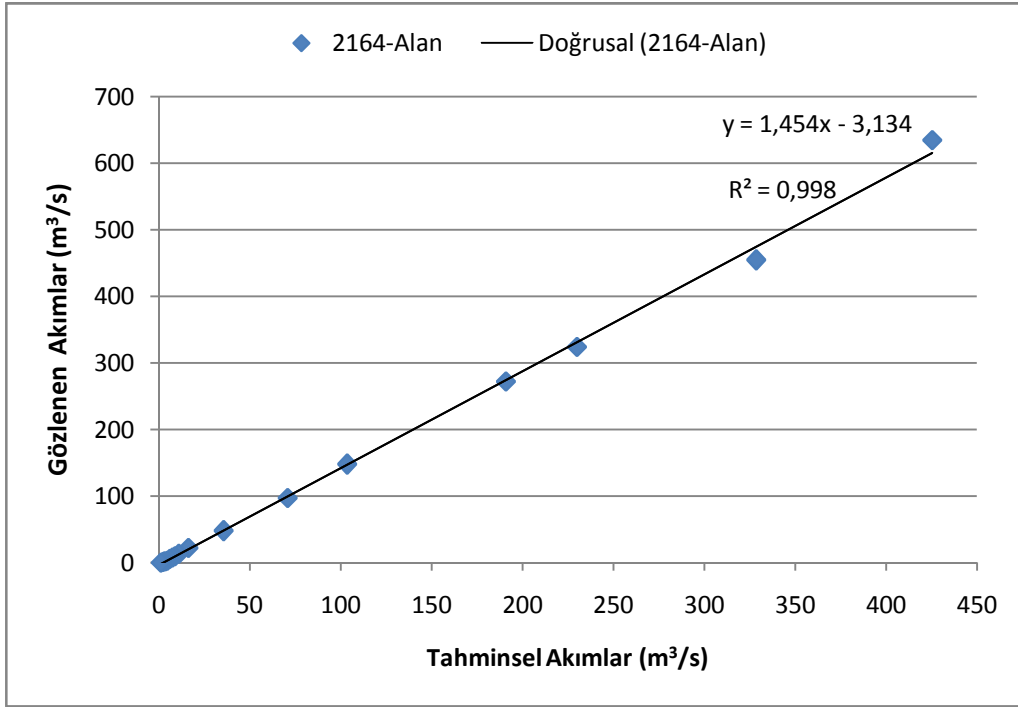
Şekil5.39:2102 İstasyonu alan-kot regresyonu.



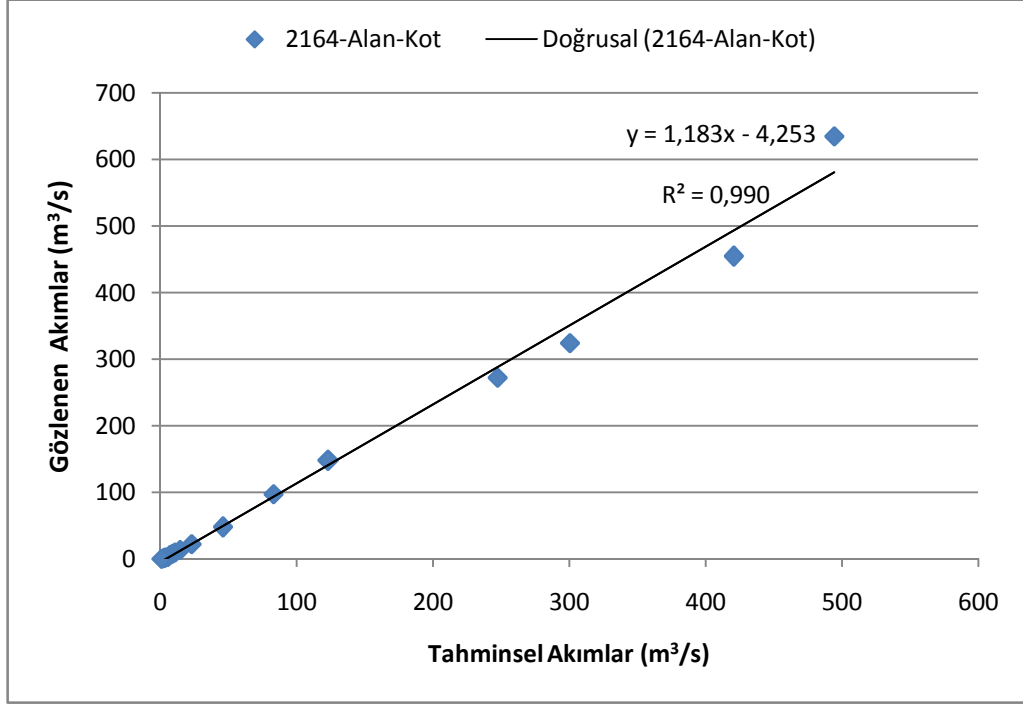
Şekil5.40:2102 İstasyonu alan-yağış regresyonu.



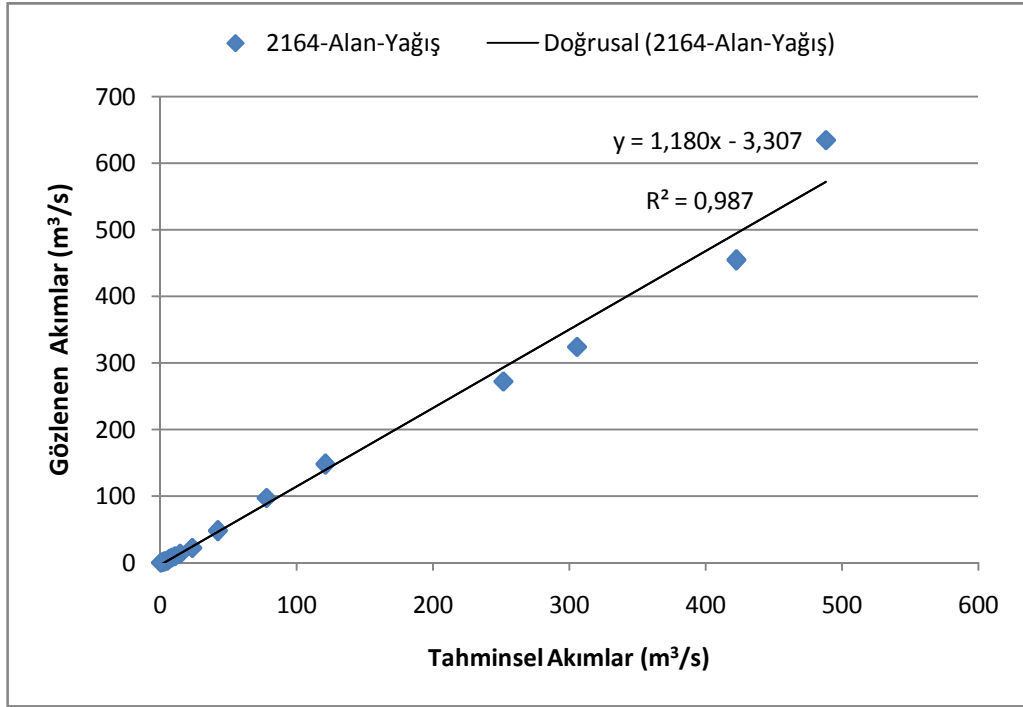
Şekil5.41:2102 İstasyonu alan-sıcaklık regresyonu.



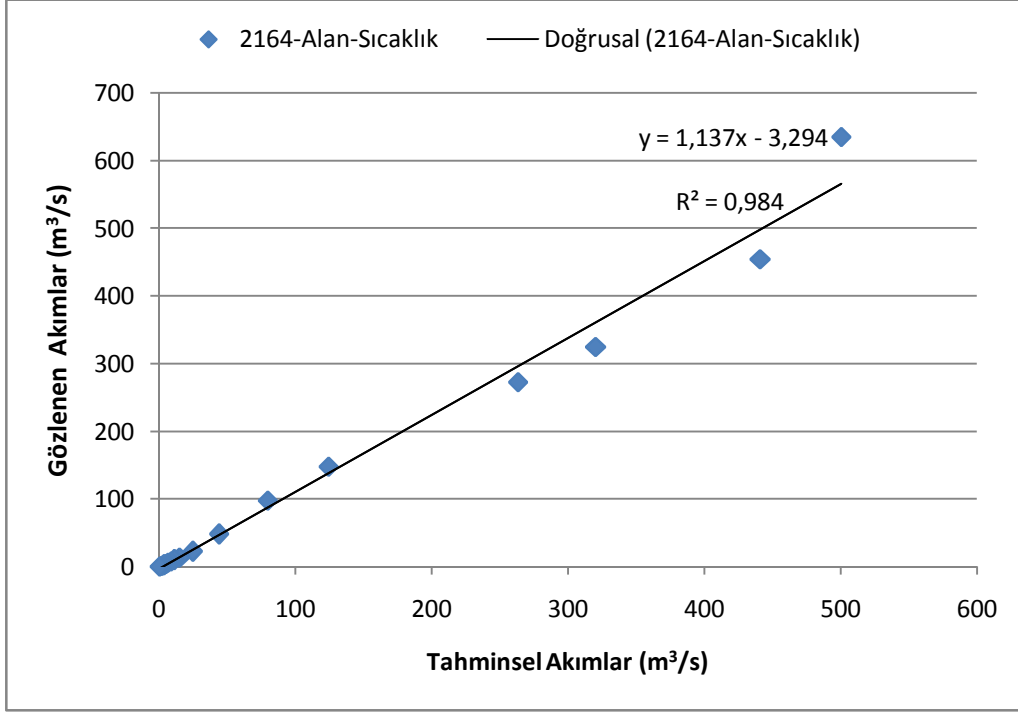
Şekil5.42:2164 İstasyonu alan regresyonu.



Şekil5.43:2164 İstasyonu alan-kot regresyonu.



Şekil5.44:2164 İstasyonu alan-yağış regresyonu.



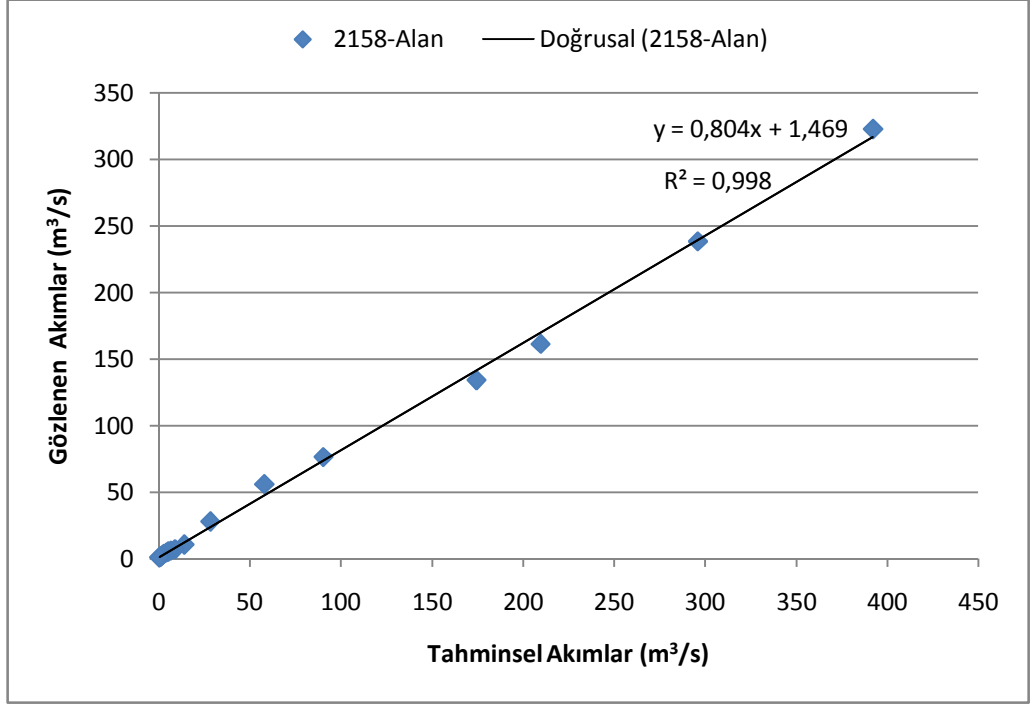
Şekil 5.45:2164 İstasyonu alan-sıcaklık regresyonu.

Eğriler üzerinde gözlenen R^2 değerleri tahminlerin doğruluk ölçütü olarak baz alınmaktadır. Noktalar lineer eğilim çizgisine yaklaştığı ölçüde tahminlerimiz tutarlıdır ve gözlenen akım değerlerine yakın sonuçlar elde edildiği anlaşılmaktadır. Çizgiden uzaklaştığı ölçüde ise tahmin sonuçlarının ampirik değerlerden saptığı anlaşılmaktadır. Büyük çıkan R^2 değerleri tahmin modellememizin iyi sonuçlar verdiğinin ifadesidir.

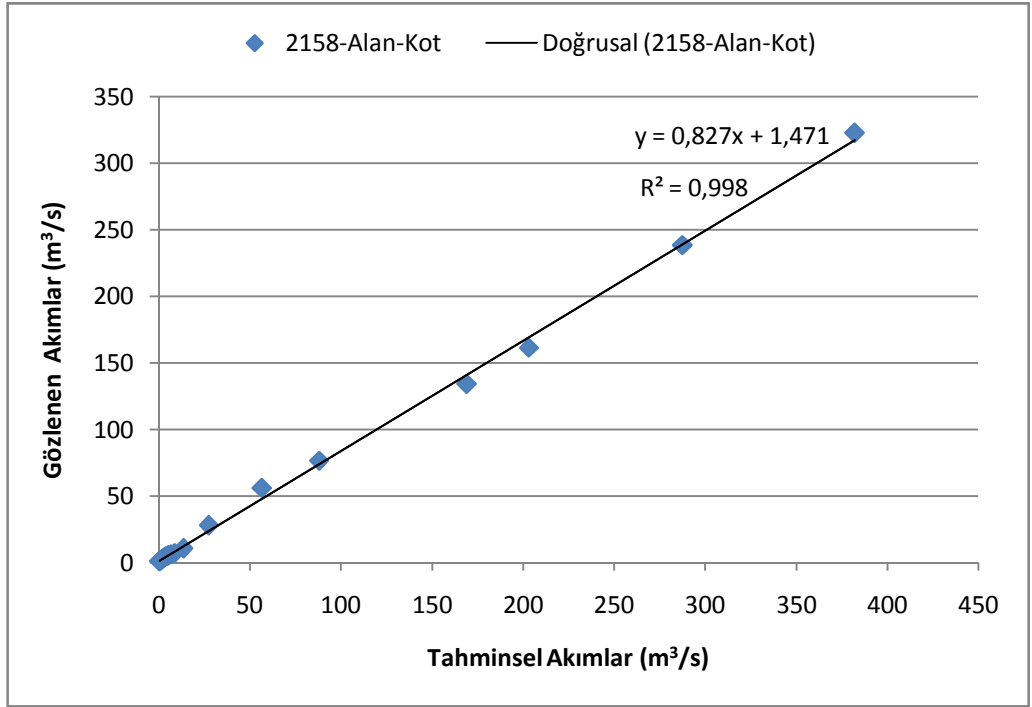
İstasyonlardan 2102 ve 2164 için yukarıda yer yerilen eğilim çizgilerine bakıldığında büyük debilere (taşkın debisi) doğru gidildikçe noktaların lineer eğilim çizgisinden uzaklaştığı, yani tahmin sonuçlarının gözlenen akımlardan sapma gösterdiği anlaşılmaktadır. Taşkın debisi bölgesindeki bu sapmalar başlık 5.3 altında, regresyon sonuçları incelenirken de aynı şekilde yorumlanmıştır.

İstasyon 2102 için alan ve alan-kot bölgesel regresyonlarına kıyasla, alan-yağış ve alan-sıcaklık bölgesel regresyonlarının daha iyi sonuçlar verdiği görülmüştür.

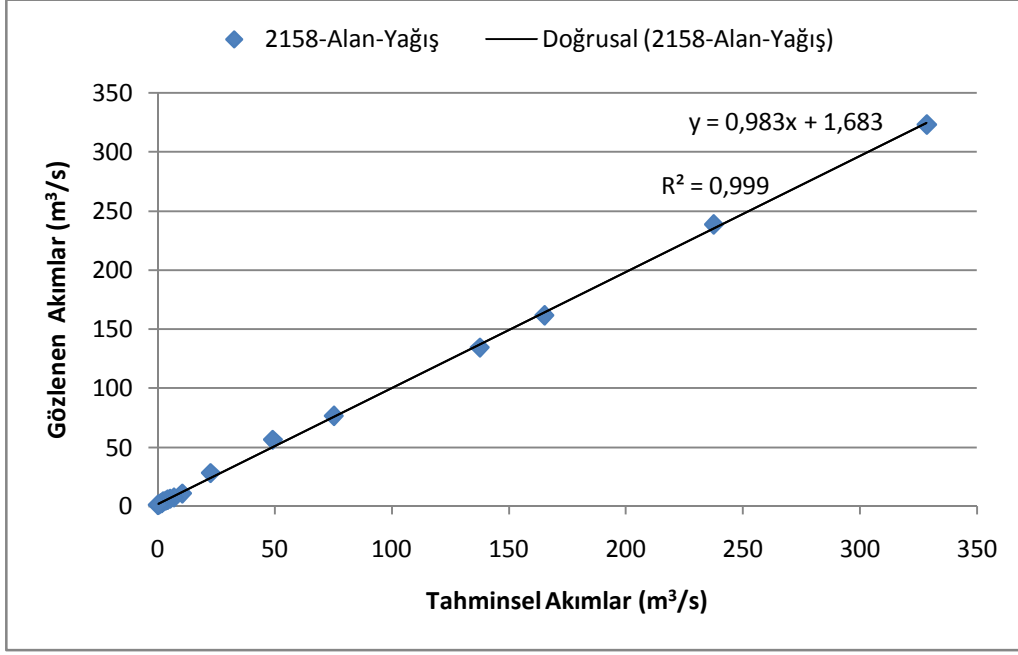
İstasyon 2164’de ise tahmin sonuçlarının sırasıyla alan, alan-kot, alan-yağış ve alan-sıcaklık bölgesel regresyonları için iyiden kötüye doğru çıktığı görülmektedir.



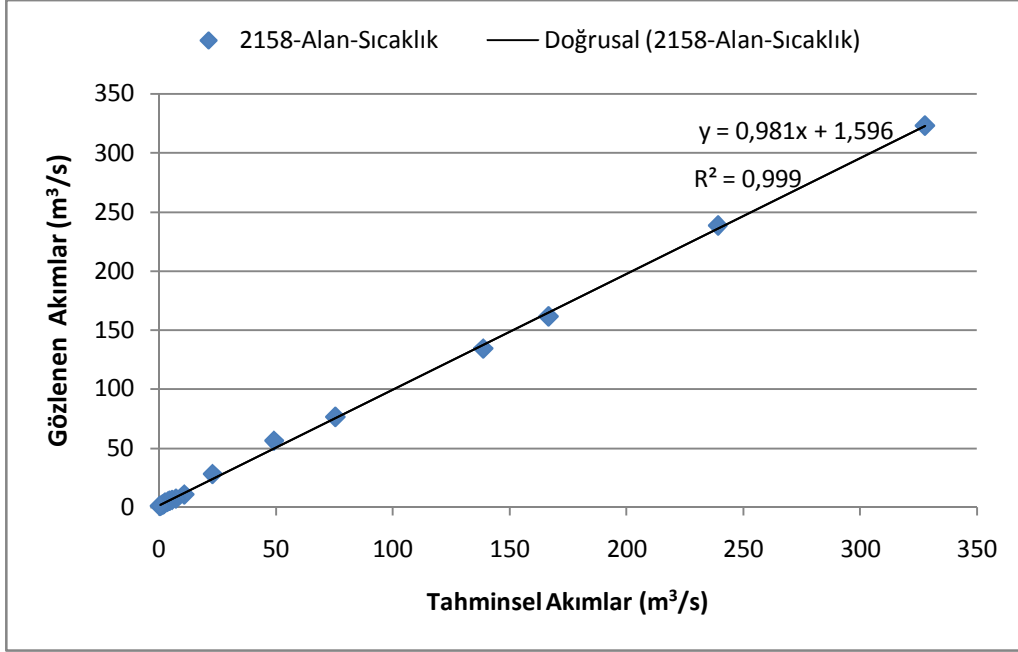
Şekil5.46: 2158 İstasyonu alan regresyonu.



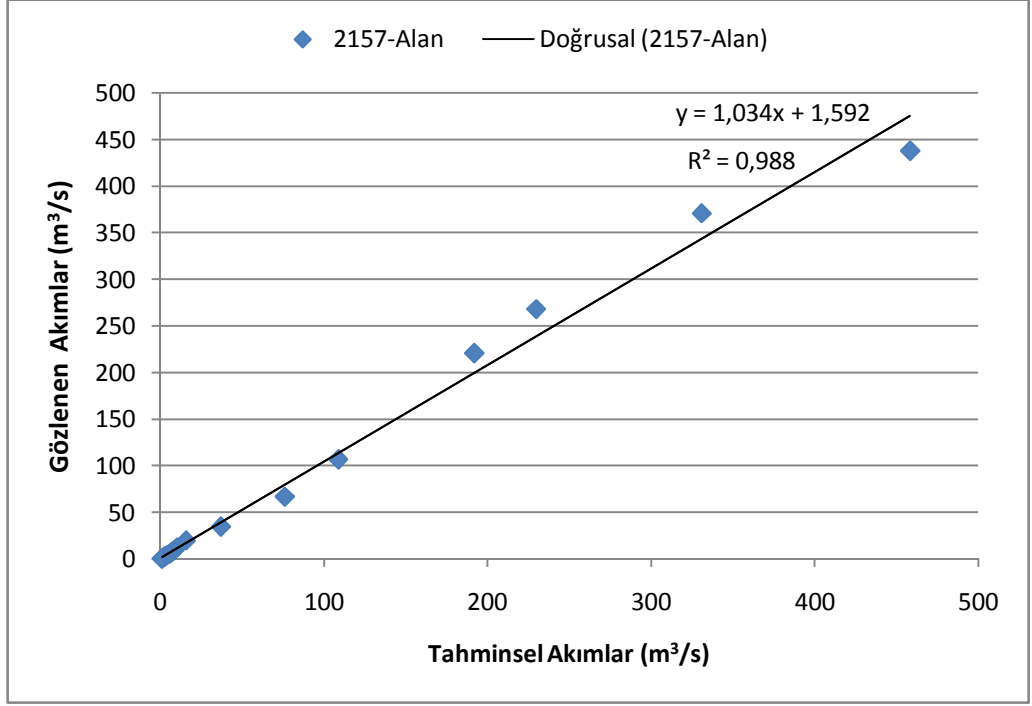
Şekil5.47:2158 İstasyonu alan-kot regresyonu.



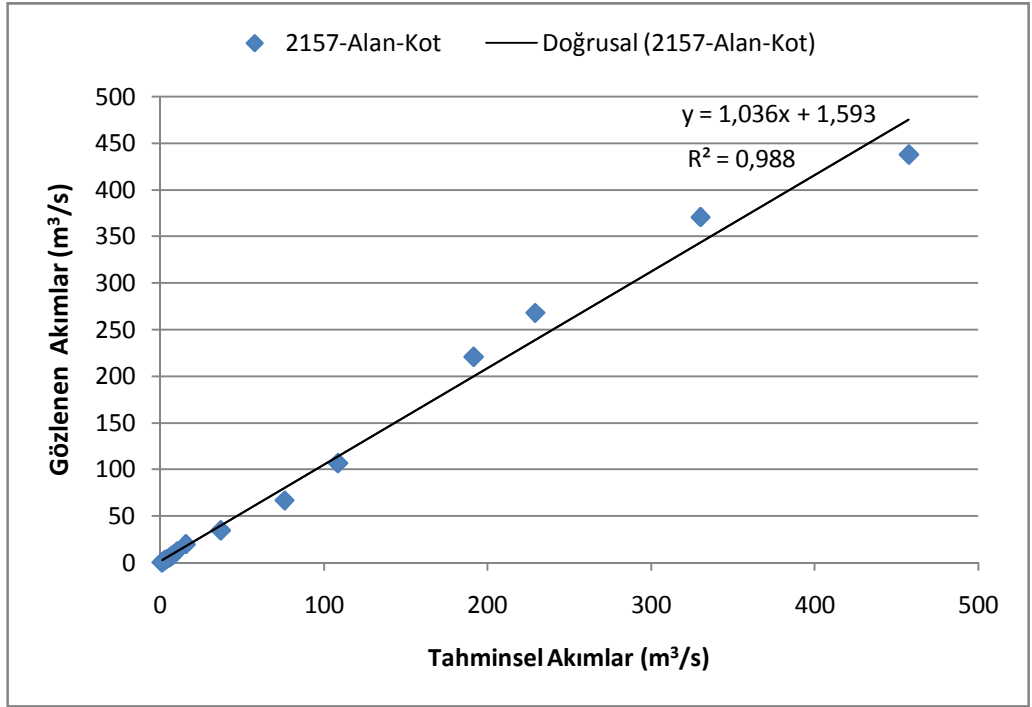
Şekil5.48:2158 İstasyonu alan-yağış regresyonu.



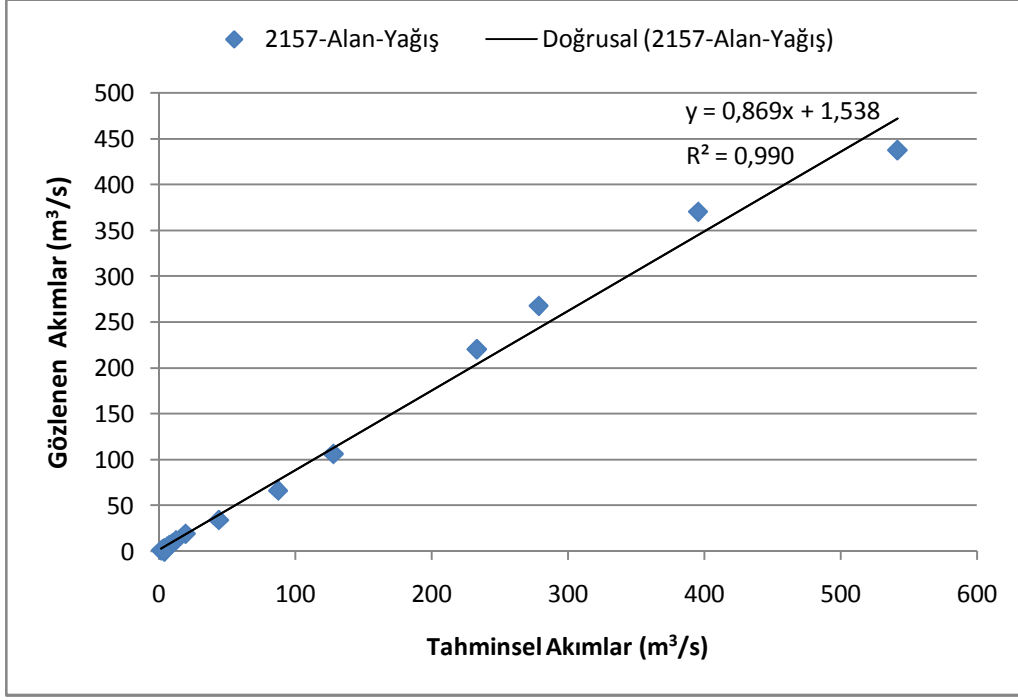
Şekil5.49:2158 İstasyonu alan-sıcaklık regresyonu.



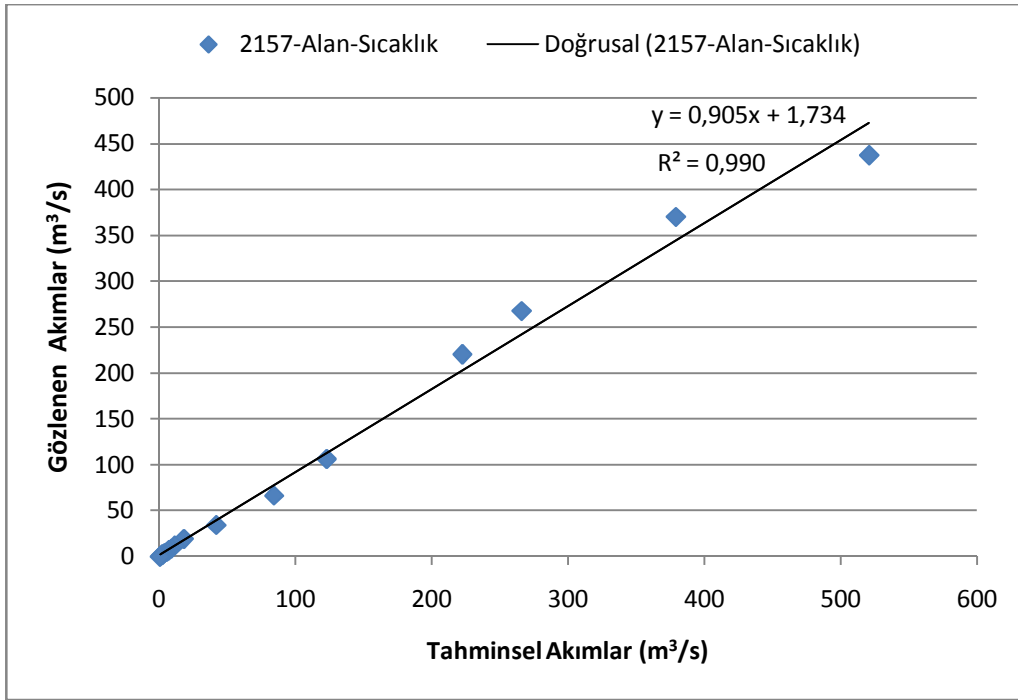
Şekil5.50:2157 İstasyonu alan regresyonu.



Şekil5.51:2157 İstasyonu alan-kot regresyonu.



Şekil 5.52: 2157 İstasyonu alan-yağış regresyonu.



Şekil 5.53: 2157 İstasyonu alan-sıcaklık regresyonu.

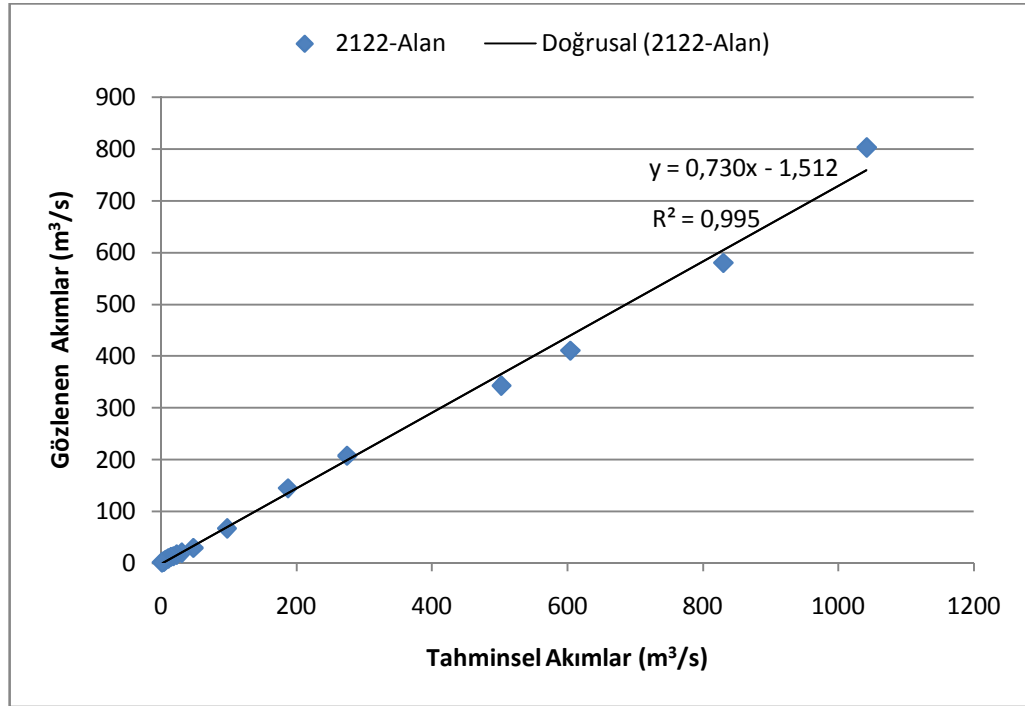
İstasyon 2158 için eğriler incelendiğinde tüm regresyon sonuçlarının ampirik verilere yakın çıktığı gözlenmektedir. En iyi tahmin sonucunu elde ettiğimiz regresyonlar 2158 istasyonu için sırasıyla şöyledir: alan-yağış ve alan-sıcaklık regresyonu, alan-kot regresyonu ve son olarak alan regresyonu.

İstasyon 2157’de alan-yağış ve alan-sıcaklık regresyonlarının çok benzer ve iyi tahmin sonuçları verdiğini görülmektedir. Ancak aynı iyi tahminler alan ve alan-kot regresyonları ile alınamamış, özellikle orta debi ve taşkın debisi için sapmalar yaşanmıştır.

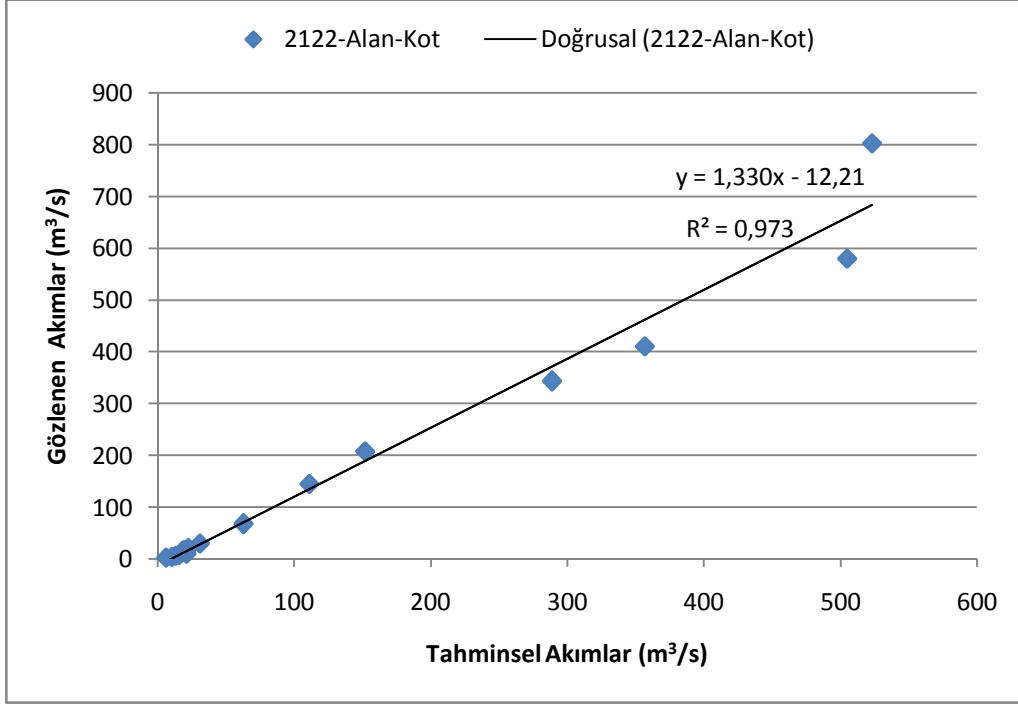
Son istasyon olan en Doğu’daki 2122’ye bakıldığında ise alan-kot dışında tüm regresyonların benzer sonuçlar verdiği görülmektedir. Tahminler gözlenen değerlere yakın çıkmaktadır. Yine oluşan farklılıklar büyük debilerde yaşanmıştır.

Tüm istasyonlar birlikte değerlendirildiğinde ortalamada 2158 istasyonunun tahminlerinin gözlenen değerlerle örtüştüğü anlaşılmaktadır. Bu istasyonun 4 ayrı regresyon sonucu da ampirik verilere yakın çıkmıştır. Yöntemin bu istasyon için iyi işlediği ifade edilebilir.

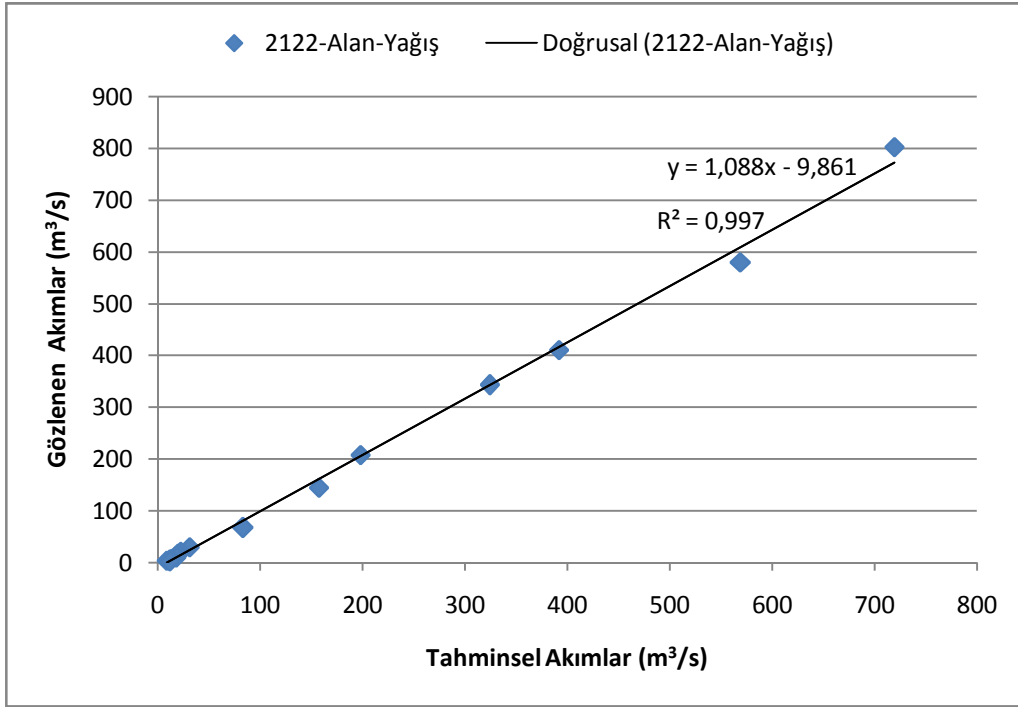
Regresyon parametreleri ayrı ayrı değerlendirildiğinde ise sırasıyla; 2158 tüm regresyonlar, 2164 alan, 2164 ve 2122 alan-yağış, 2157 alan-yağış ve 2102 alan-sıcaklık’ın iyi tahminler doğurduğu sonucuna varılmıştır.



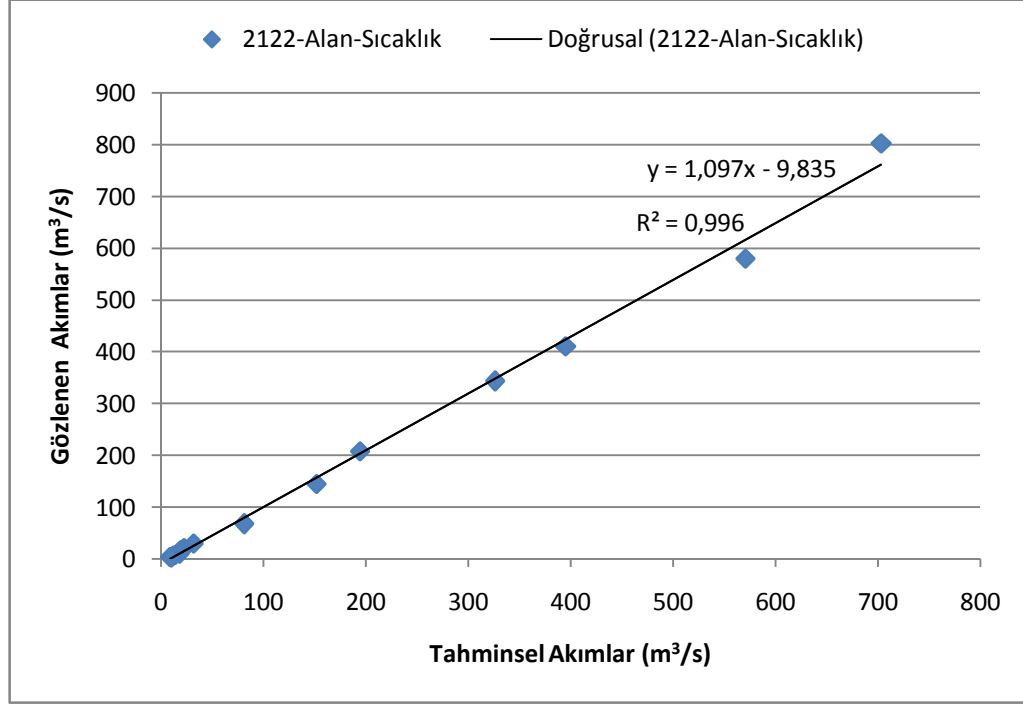
Şekil5.54:2122 İstasyonu alan regresyonu.



Şekil5.55:2122 İstasyonu alan-kot regresyonu.



Şekil5.56:2122 İstasyonu alan-yağış regresyonu.



Şekil 5.57: 2122 İstasyonu alan-sıcaklık regresyonu.

R^2 değerinin artarak 1'e yaklaşması tahminlerin isabetinin de arttığı anlamına gelmektedir. Yukarıdaki regresyon tahmini ile ampirik ölçümlerin kıyas grafiklerinde görülen R^2 değerleri Çizelge 5.2'de bir arada gösterilmiştir.

Çizelge 5.2: İstasyonlara göre regresyonların R^2 değerleri.

| | <i>Alan R^2</i> | <i>Alan-Kot R^2</i> | <i>Alan-Yağ. R^2</i> | <i>Alan-Sıc. R^2</i> |
|------|------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| 2102 | 0.9828 | 0.9706 | 0.9931 | 0.9909 |
| 2164 | 0.9985 | 0.9904 | 0.9874 | 0.9847 |
| 2158 | 0.9982 | 0.9984 | 0.9994 | 0.9994 |
| 2157 | 0.9885 | 0.9885 | 0.9909 | 0.9904 |
| 2122 | 0.9955 | 0.9732 | 0.9974 | 0.9961 |

5.3.1 Regresyonların Performans Değerlendirmesi

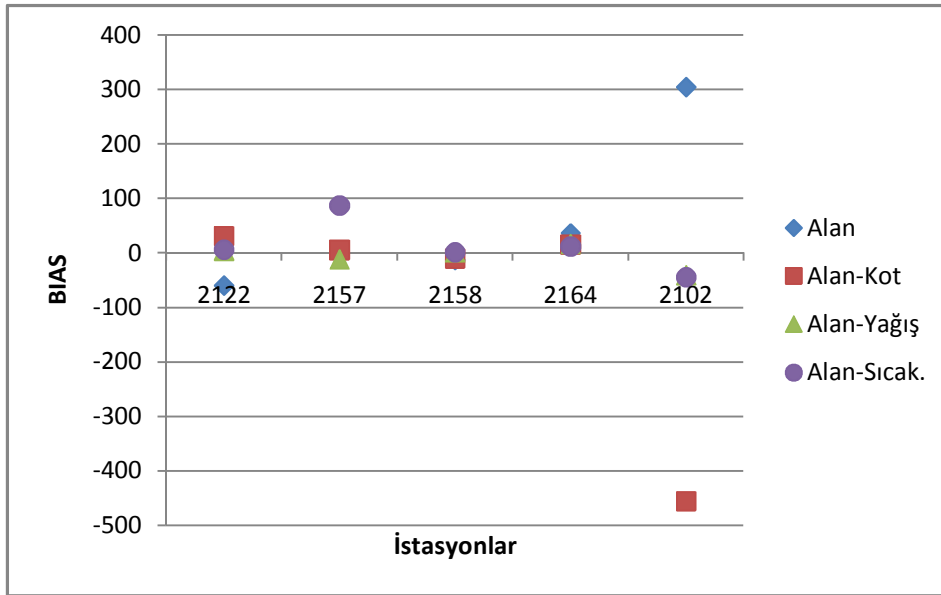
Bölgesel regresyon yardımıyla tahminleri yürütülen 5 farklı istasyon ve 4 farklı regresyon parametreleri için çeşitli istatistiki yöntemlerle performans değerlendirme yapılmıştır. Böylelikle istatistiki değerlendirme metodları ile tahmin sonuçlarımız yorumlanmış ve gözlenen mevcut kayıtlar ile mukayesesi sağlanmıştır.

Yapılan BIAS değerlendirmesinde (Çizelge 5.3 ve Şekil 5.58) Doğu ve Batı anlamında uç kısımda yer alan 2122 ve 2102 istasyonlarımızın ikisinde de BIAS mutlak anlamda 0'a en yakın değerler alarak, alan-yağış regresyonunun diğer

regresyon sonuçlarına göre iyi tahminler verdiği görülmektedir. En Batı’da yer alan 2102 istasyonunun özellikle alan ve alan-kot regresyonları ile ekstrem sonuçlar verdiği görülmüştür. Diğer istasyonlar tek tek incelendiğinde ise BIAS kriteri ile, 2157 istasyonu için alan bölgesel regresyonu, 2158 istasyonu için alan-sıcaklık regresyonunun ve son olarak da 2164 istasyonu için yine alan-sıcaklık bölgesel regresyonunun iyi tahminler verdiği anlaşılmaktadır. Tüm istasyon ve tüm bölgesel regresyonlar birlikte değerlendirildiğinde, BIAS kriterinde, alan-yağış ve alan-sıcaklık’ın tahminler için iyi birer parametre olduğu sonucuna varılabilir.

Çizelge5.3: Regresyonların BIAS değerlendirmesi.

| | 2122 | 2157 | 2158 | 2164 | 2102 |
|---------------|--------|--------|--------|-------|---------|
| Alan | -60.39 | 4.63 | -13.43 | 35.54 | 303.56 |
| Alan-Kot | 30.04 | 4.80 | -11.33 | 15.10 | -456.20 |
| Alan-Yağış | 3.85 | -12.12 | 0.64 | 15.63 | -40.93 |
| Alan-Sıcaklık | 5.13 | 86.92 | 0.44 | 11.64 | -45.20 |



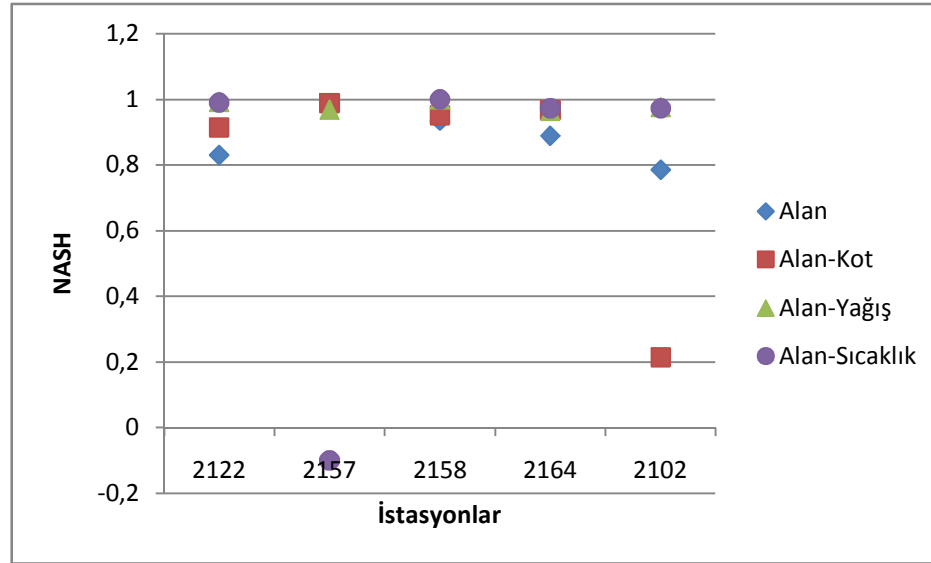
Şekil5.58: BIAS grafiksel gösterim.

NASH etkinlik kıstası, modellerimizin performansını değerlendirdiğimiz ikinci yöntem olup, 0-1 arası değerler alması modelin iyi sonuçlar verdiği bir işaretidir. NASH değerlerinin 1’e yaklaşması tahminlerin isabetli olması bakımından idealde istenen durumdur. Bununla birlikte 0’ın altına düşen değerler yapılan öngörülerin gerçek değerlerden saptığını ve kabul edilemez düzeyde olduğunu ifade etmektedir.

Bu haliyle aşağıdaki tablo ve grafikler (Çizelge 5.4 ve Şekil 5.59) okunduğunda 2122 istasyonunda 1'e en yakın değeri alarak alan-yağış regresyonunun, 2157 istasyonunda çok yakın değerler ile alan ve alan-kot regresyonlarının, 2158 istasyonunda yakın değerlerle alan-yağış ve alan-sıcaklık regresyonlarının, 2164 istasyonunda alan-sıcaklık regresyonunun ve 2102 istasyonunda ise yine birbirine yakın değerlerle alan-yağış ve alan-sıcaklık regresyonlarının iyi tahminler verdiği anlaşılmaktadır. NASH kistasının işaret ettiği en iyi regresyon 2158 istasyonu alan-yağış regresyonudur. Aynı zamanda, NASH kriteri ile iyi sonuçlar verdiği gözlenen 2122 ve 2102 alan-yağış, 2157 alan, 2158 ve 2164 alan-sıcaklık regresyonlarının BIAS kriterinde de iyi olarak yorumlanmış ve benzerlik göstermiştir.

Çizelge5.4: Regresyonların NASH değerlendirmesi.

| | 2122 | 2157 | 2158 | 2164 | 2102 |
|---------------|-------|--------|-------|-------|-------|
| Alan | 0.830 | 0.989 | 0.935 | 0.889 | 0.785 |
| Alan-Kot | 0.915 | 0.989 | 0.952 | 0.967 | 0.215 |
| Alan-Yağış | 0.992 | 0.968 | 0.999 | 0.965 | 0.977 |
| Alan-Sıcaklık | 0.990 | -0.099 | 0.999 | 0.973 | 0.972 |



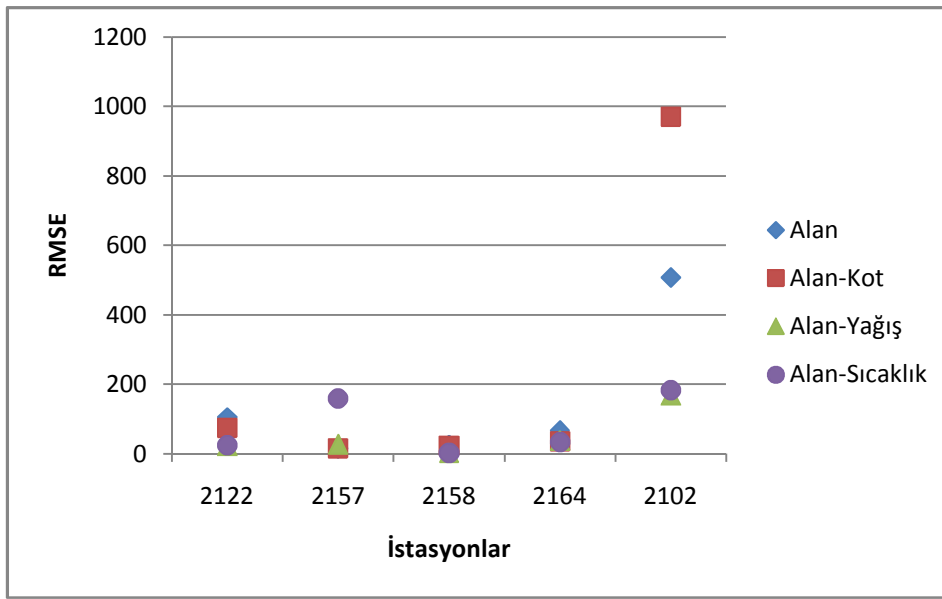
Şekil5.59: NASH grafiksel gösterim.

Son performans değerlendirme yöntemimiz olan RMSE (Çizelge 5.5 ve Şekil 5.60), istasyonlara göre incelendiğinde Batı'da yer alan 2102 istasyonunun tahminlerinin yeterli olmadığı gözlenmektedir. 2122 ve 2102 istasyonlarında en iyi tahminlerin alan-yağış regresyonu sonucunda bulunduğu gözlenmektedir. Bununla birlikte 2102 istasyonunda tüm regresyon sonuçları, RMSE kriterinde yetersiz kalmıştır. İstasyon 2157'de birbirine çok yakın değerlerle alan ve alan-kot regresyonları diğer

regresyonlara göre daha iyi sonuç vermiştir. İstasyon 2158’de ise aldığı yakın değerlerle alan-yağış ve alan-sıcaklık regresyonları iyi çıkmıştır. Son istasyon 2164 ise diğer regresyonlara göre 0’a en yakın değeri alarak alan-sıcaklık regresyonu ile en iyi tahminleri sunmuştur.

Çizelge5.5: Regresyonların RMSE değerlendirmesi.

| | 2122 | 2157 | 2158 | 2164 | 2102 |
|---------------|--------|--------|-------|-------|--------|
| Alan | 105.82 | 16.14 | 26.71 | 68.02 | 508.20 |
| Alan-Kot | 74.69 | 16.28 | 22.90 | 36.89 | 970.91 |
| Alan-Yağış | 22.68 | 27.27 | 2.87 | 38.13 | 167.95 |
| Alan-Sıcaklık | 25.78 | 160.47 | 2.99 | 33.79 | 184.18 |



Şekil5.60: RMSE grafiksel gösterim.

5.4 Günlük Debi Tahminleri

Bölgesel regresyon tekniği ile DSE’lerinin seçilen aşılma olasılıklarında çizilmesinin ardından, tezimize ikinci bir yöntem olarak belirlediğimiz günlük debi tahminine geçilmiştir. Yani, toplam zaman içinde gözlenen debi değerlerinin DSE’lerinin tahmin edilmesi yerine, spesifik olarak gün bazlı debi değerleri tahmin edilmeye çalışılmıştır. Günlük akımlar tahmin edilirken iki ayrı parametre denenmiştir: drenaj alanı ve coğrafi uzaklık.

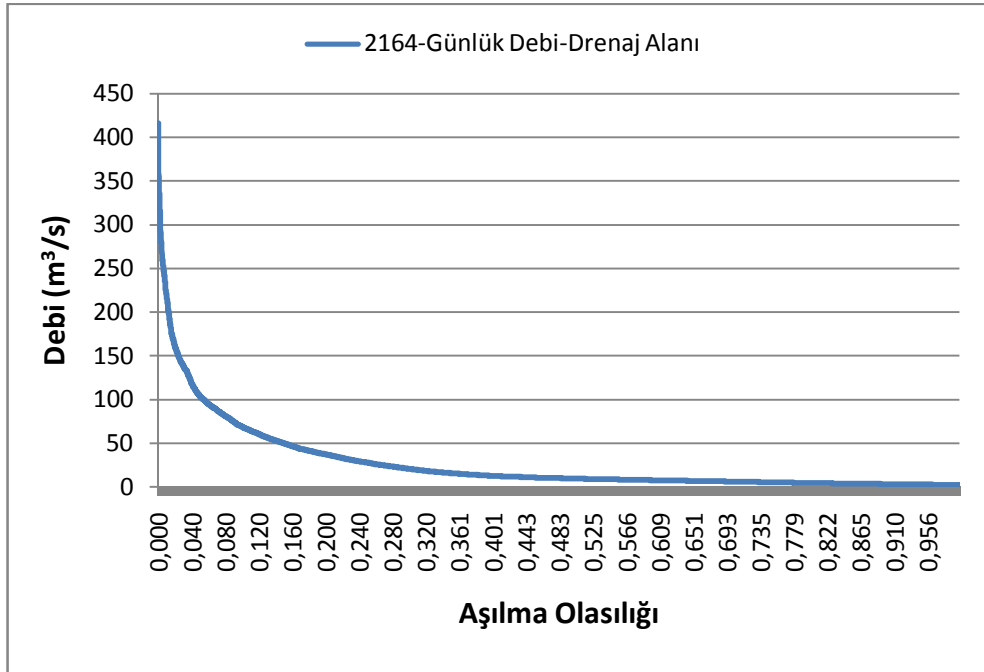
5.4.1 Drenaj alan yöntemi ile günlük debi tahmini

Yöntemin anlatıldığı 4.4 başlığı altında yer verilen formülasyonlar yardımıyla gözlenen akımlardan tahminsel akımlar elde edilmiştir. Bu yöntemde tahminlere baz

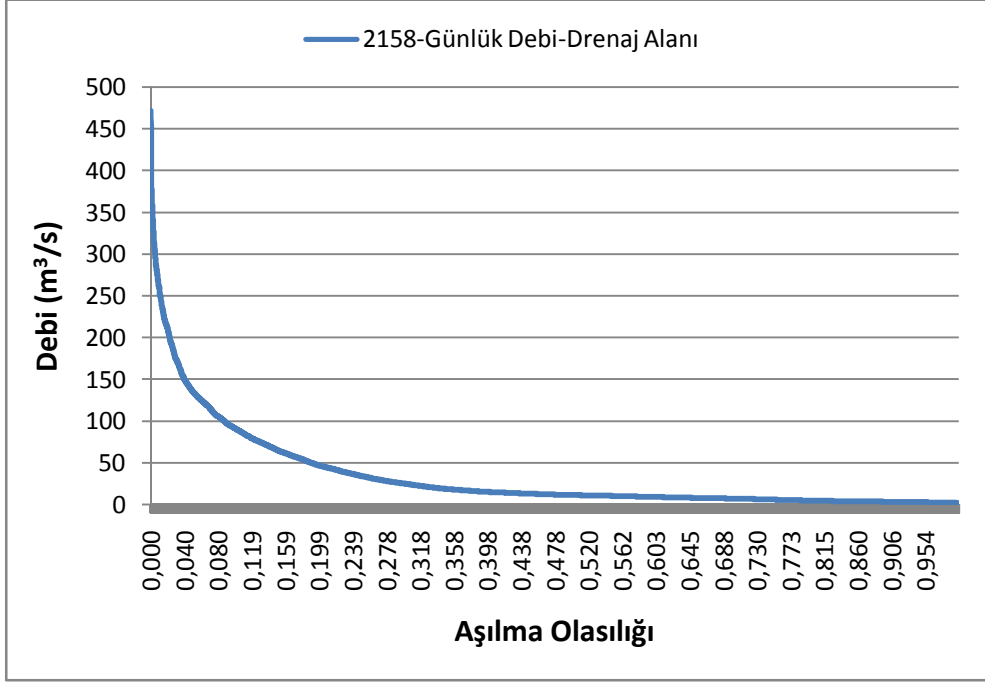
olarak alınan istasyonların bulunduğu havzaların drenaj alanları işleme sokulmuştur. Elde edilen tahminsel günlük veriler DSE'lerini elde etmek üzere kullanılmıştır. Tahmin sonuçları azalan bir sırayla sıralanarak tahminsel günlük akımların tekrar etme sayıları bulunmuş ve bu şekilde DSE'leri oluşturulmuştur. Aşağıda günlük akım tahminlerinden yola çıkarak çizilen DSE'leri görülebilir (Şekil 5.61-5.65):



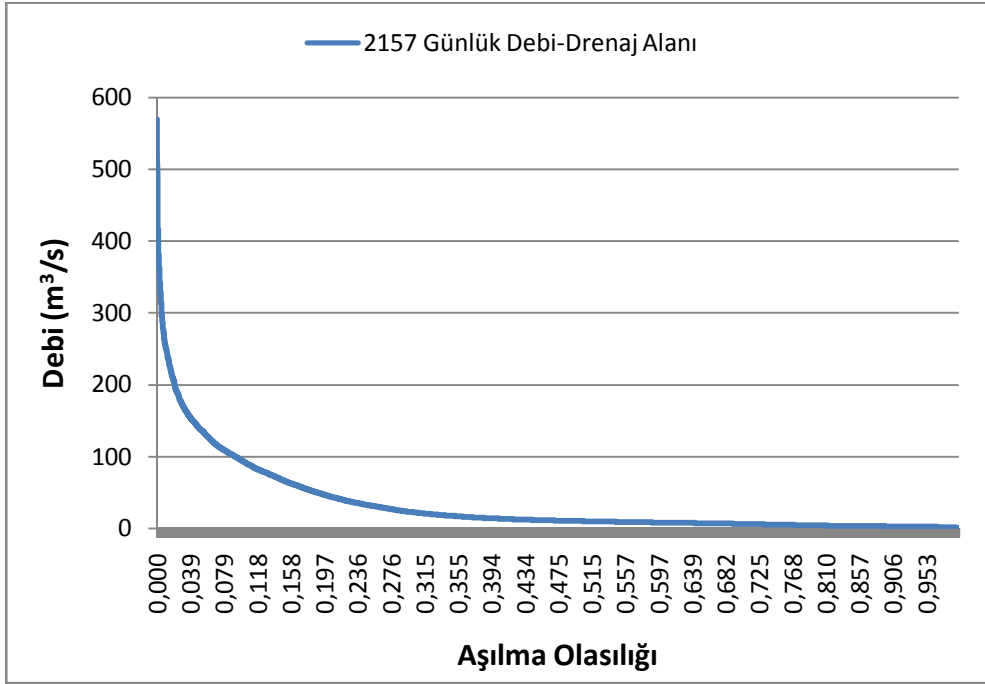
Şekil 5.61: 2102 istasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini.



Şekil 5.62: 2164 istasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini.



Şekil 5.63: 2158 istasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini.

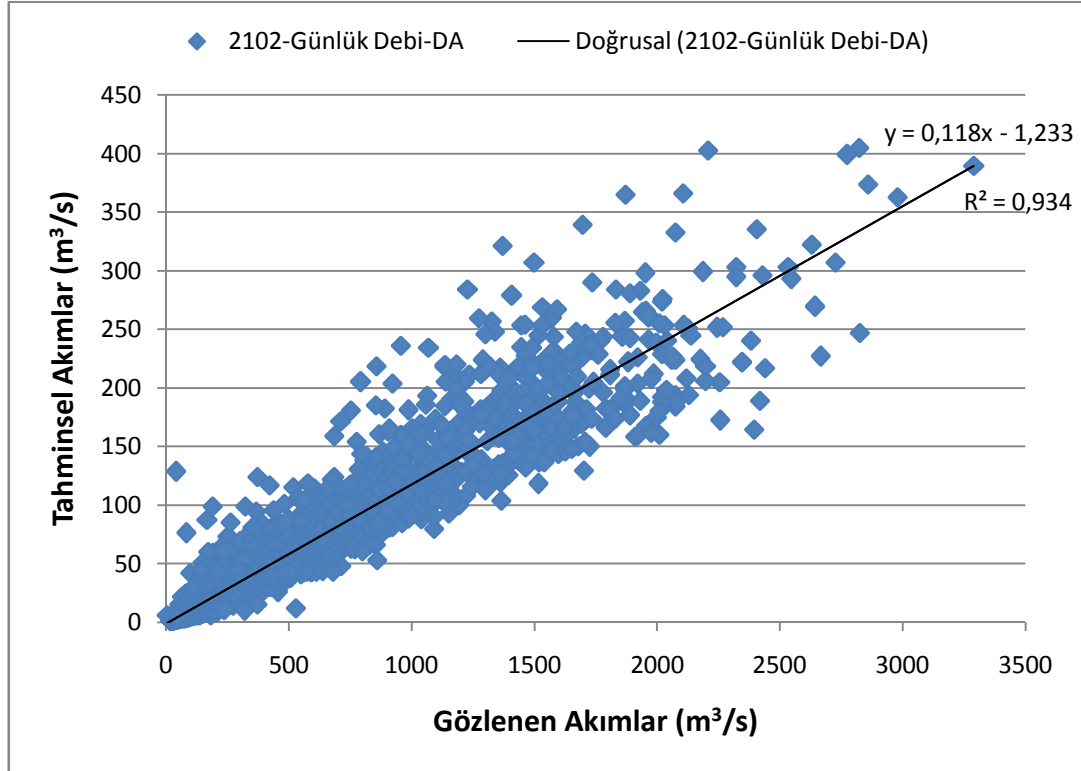


Şekil 5.64: 2157 istasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini.

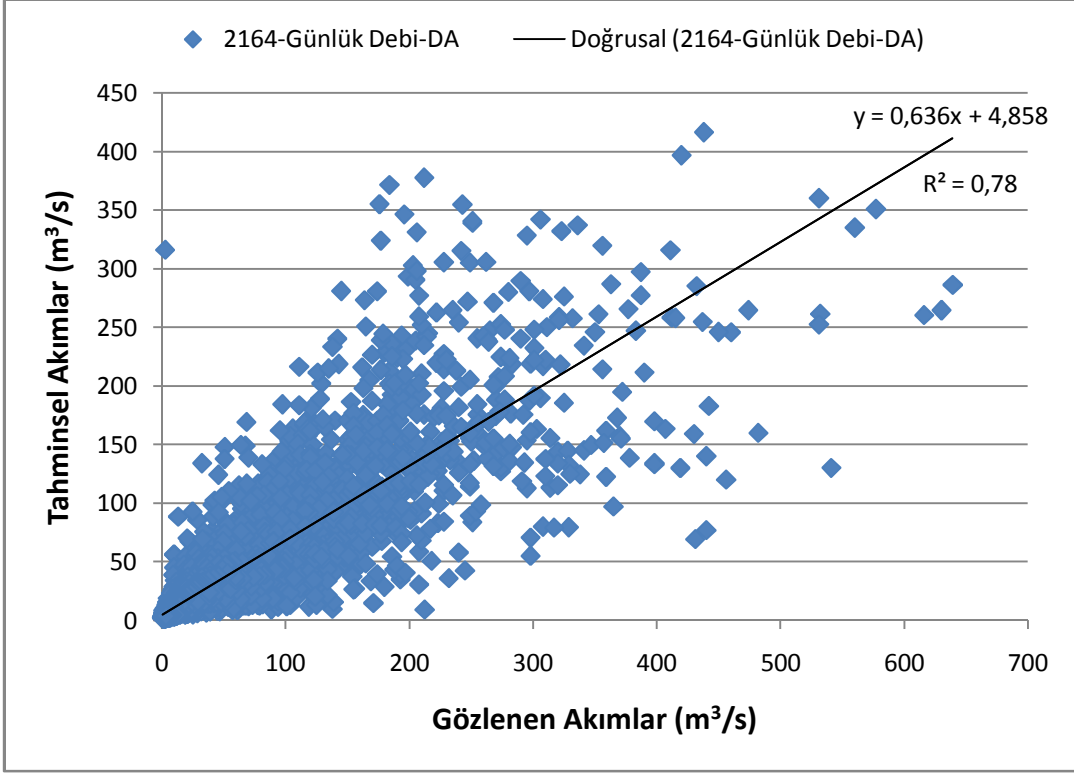


Şekil 5.65: 2122 istasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini.

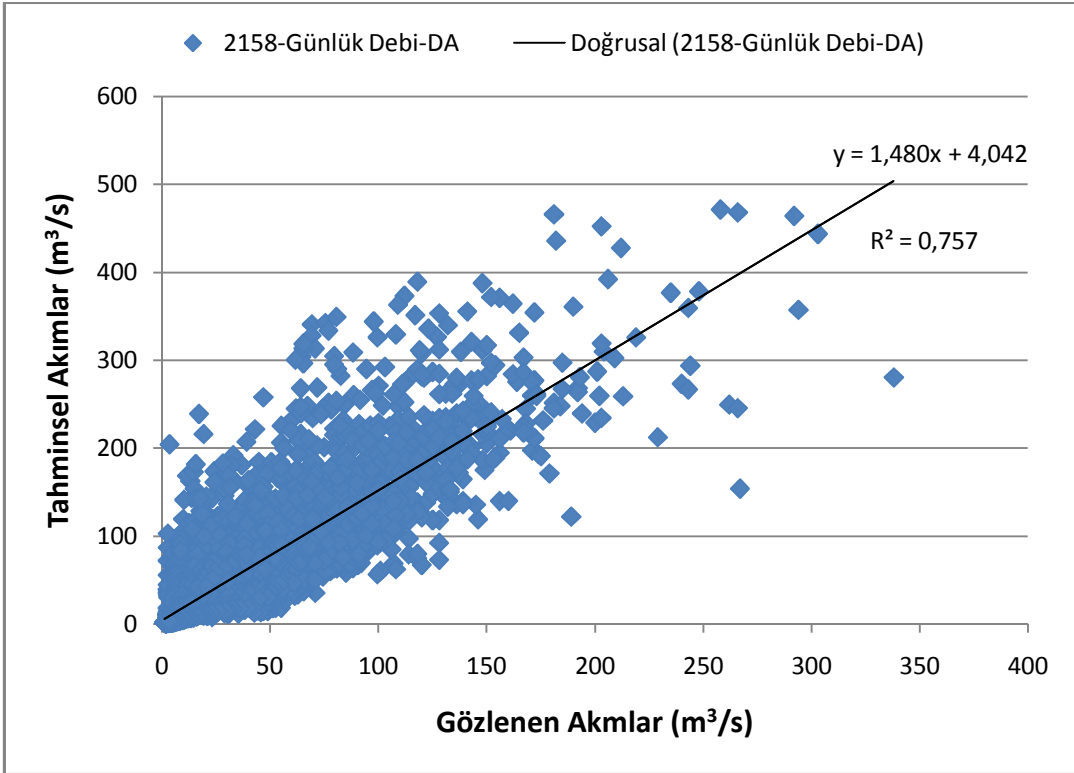
Drenaj alanından yararlanarak günlük akımların tahmin edilmesi ve bu tahminlerin DSE'lerinin çizilmesinin ardından gözlenen ve tahminsel verileri karşılaştırmak üzere eğilim çizgileri oluşturulmuştur. Aşağıda yer verildiği üzere (Şekil 5.66-5.70):



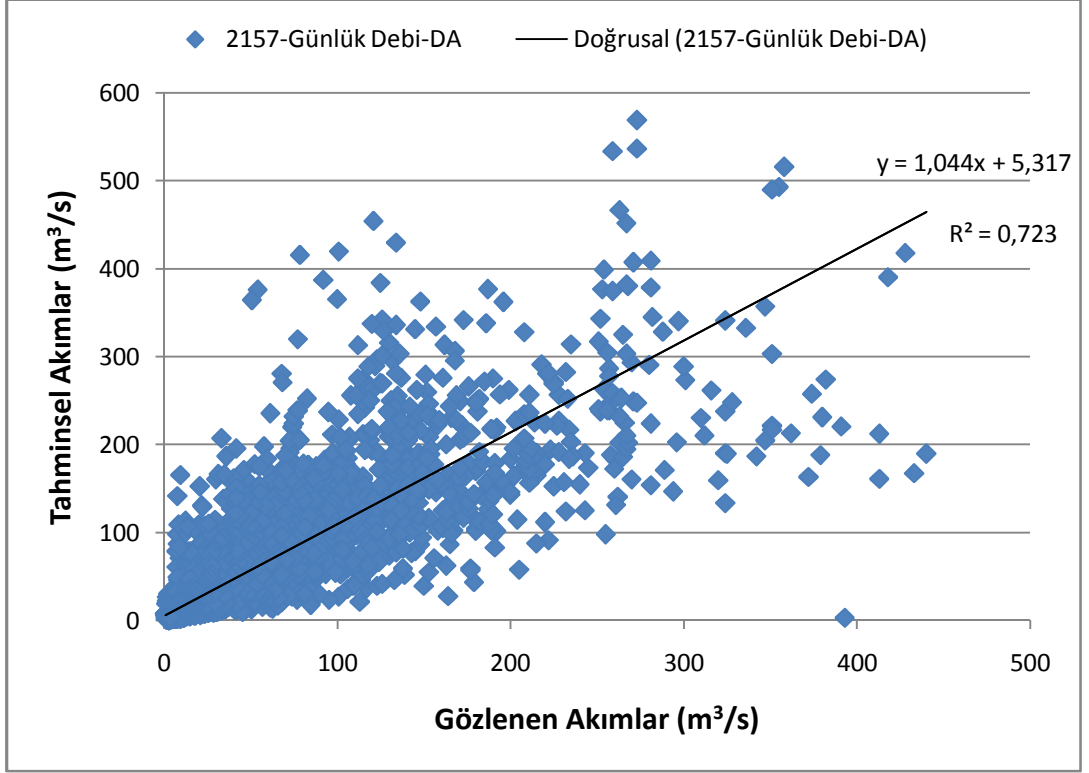
Şekil5.66:2102 İstasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini.



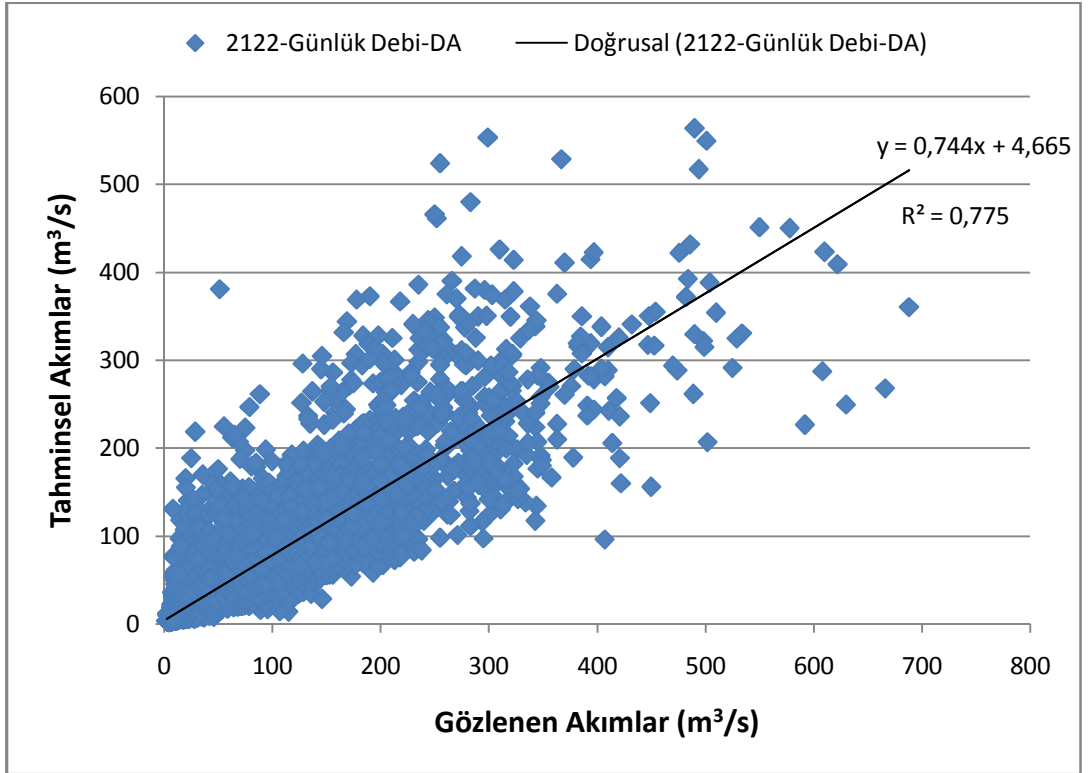
Şekil5.67:2164 İstasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini.



Şekil5.68: 2158 İstasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini.



Şekil5.69:2157 İstasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini.



Şekil5.70:2122 İstasyonu drenaj alanı ile günlük debi tahmini.

5.4.2 Fizyografik yöntem ile günlük debi tahmini

İstasyonların bulunduğu havzaların drenaj alanlarının havza karakteristiği olarak günlük debilerin tahmininde kullanılmasının ardından bir başka tahmin mekanizması olarak coğrafi uzaklık belirlenmiştir.

Tahminlerde kullanılacak, akım kayıtları mevcut olan kaynak istasyonlarının tahmin edilmek istenen hedef bölge ya da noktaya coğrafi uzaklıkları enlem ve boylamlarından hesaplanarak tayin edilmiştir. Bu uzaklıklar başlık 4.4'te önerilen formüllerde işleme sokularak günlük debilere ulaşılmıştır. Burada da amaç yine DSE'lerini tahmin etmek yerine, günlük akımları tahmin ederek bu veriler yardımıyla DSE'lerini çizmektir.

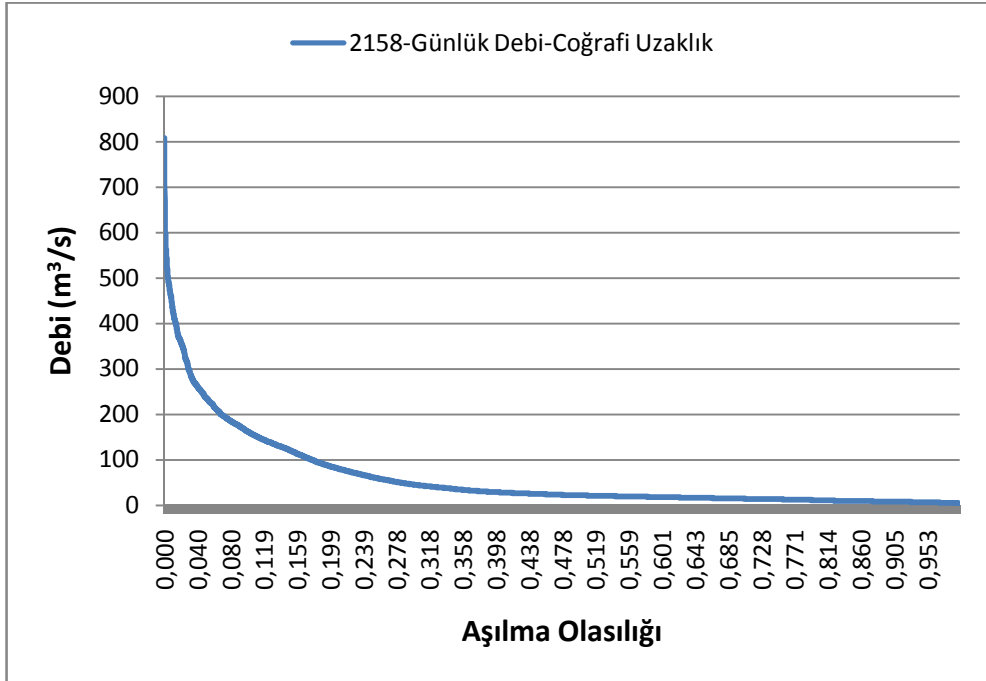
Aşağıda sırasıyla istasyonlar için görülebilecek tahminsel günlük akımlardan oluşturulan DSE'leri daha sonra 17 aşılma olasılığındaki debi değerleri için gözlenen DSE'leri ile kıyaslanacak ve günlük debi tahminlerinin gözlenen verilere ne kadar yakınsadığı Şekil 5.71-5.75'te yorumlanacaktır.



Şekil 5.71: 2102 istasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini.



Şekil 5.72: 2164 istasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini.



Şekil 5.73: 2158 istasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini.

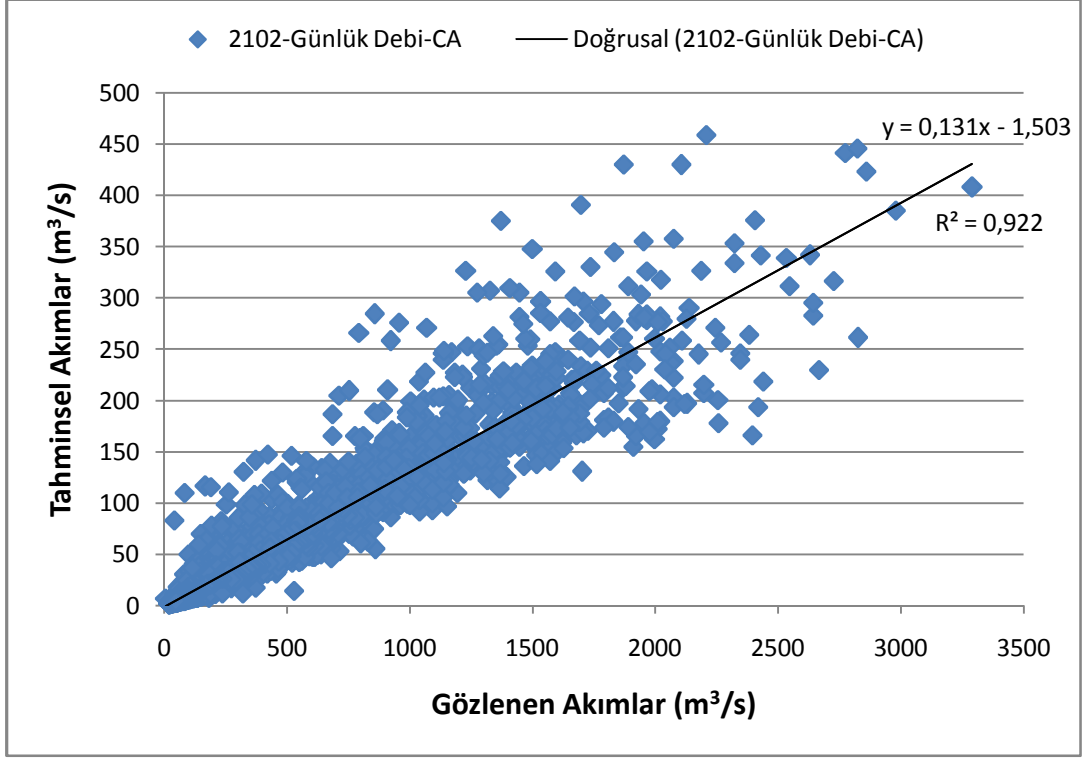


Şekil 5.74: 2157 istasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini.

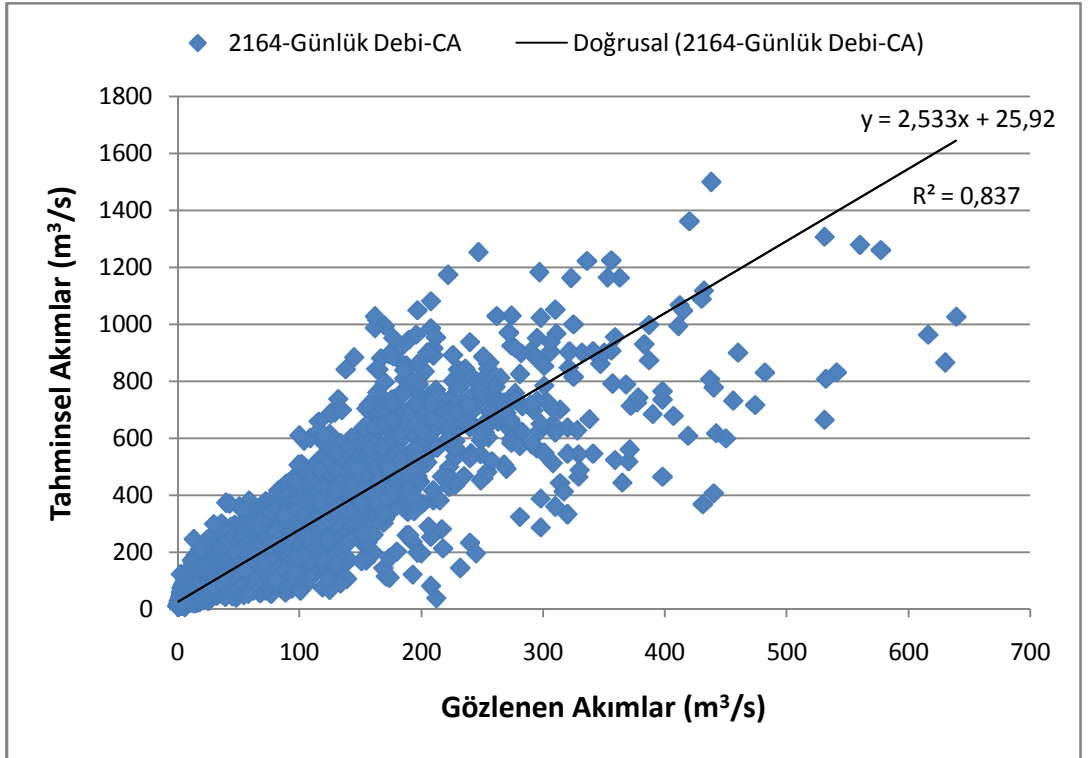


Şekil 5.75: 2122 istasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini.

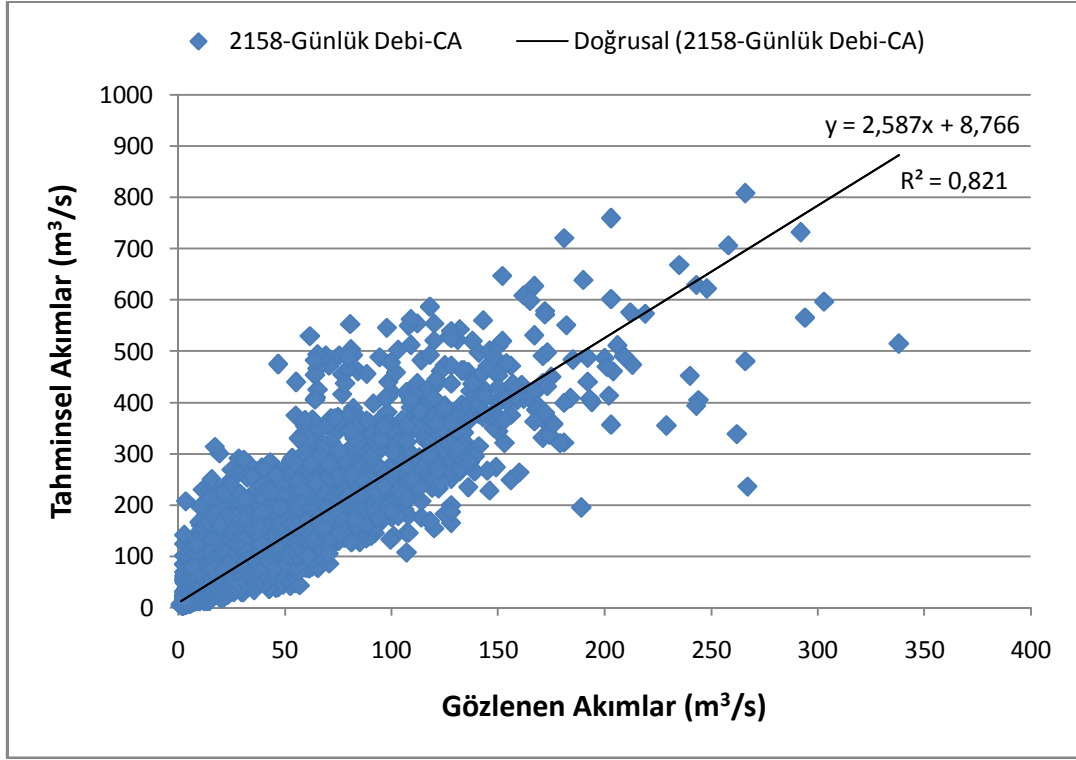
Günlük debi tahmininde ikinci parametre olarak aldığımız istasyonların birbirlerine coğrafi uzaklıkları ile DSE'nin çizilmesinin ardından yine, gözlenen akımlar ile tahminsel akımların karşılaştırması için eğilim çizgileri oluşturulmuştur(Şekil 5.76-5.80):



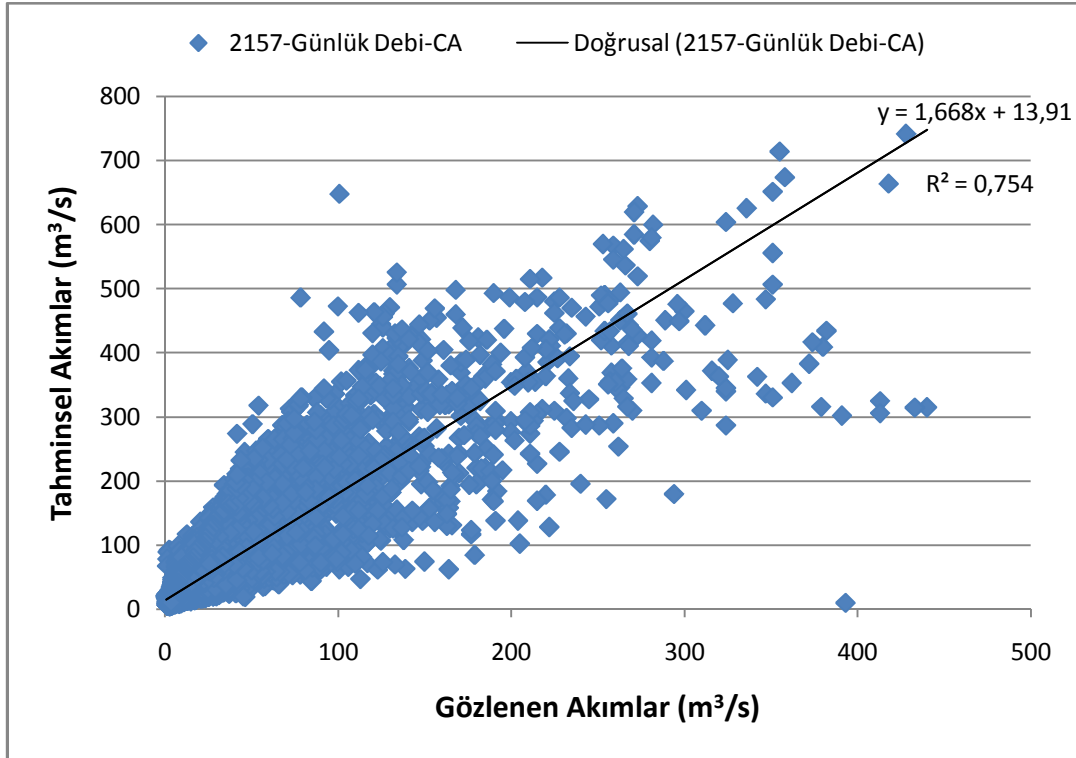
Şekil5.76:2102 İstasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini.



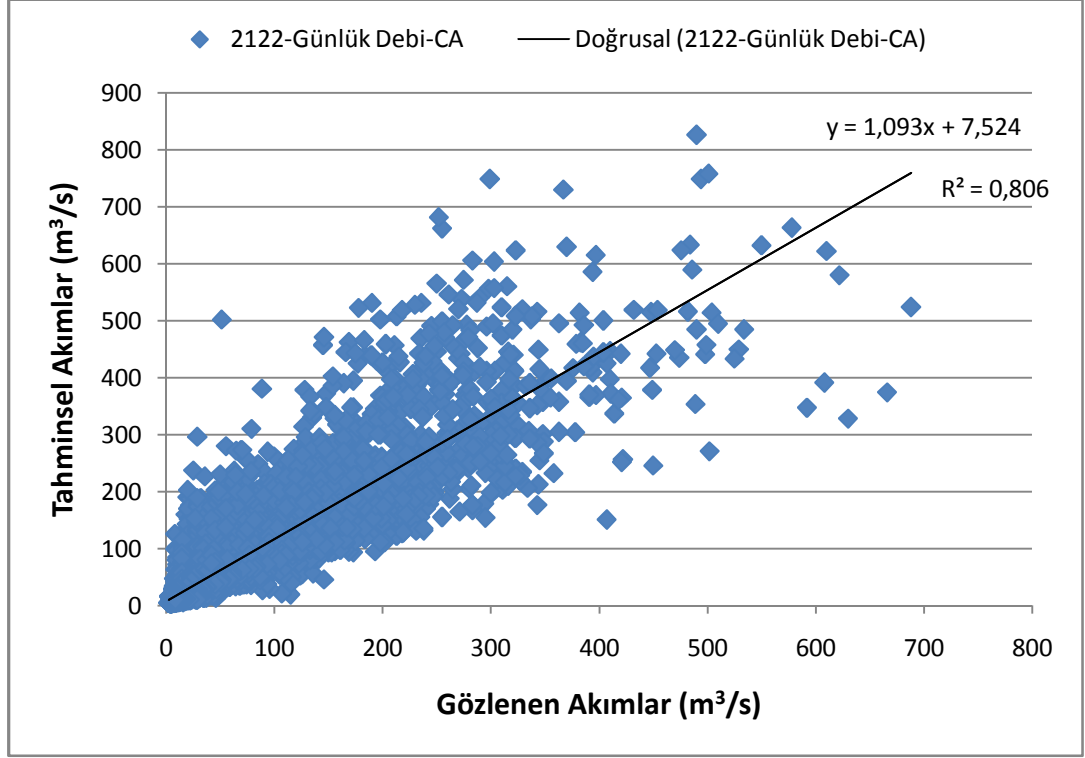
Şekil5.77:2164 İstasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini.



Şekil5.78:2158 İstasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini.



Şekil5.79:2157 İstasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini.



Şekil5.80:2122 İstasyonu coğrafi uzaklık ile günlük debi tahmini.

Gerek DA gerek CA ile bulunan akım tahminlerinden yola çıkarak çizdiğimiz eğilim çizgileri göstermektedir ki; tahminler ile gözlem değerleri arasında büyük farklar oluşmuştur.Eğilim çizgileri her iki yöntem için yorumlanırsa;

DA yönteminde 2102, 2164 ve 2122 istasyonları için AGİ'lerden edinilen verilerin tahmin sonucu elde ettiğimiz akımlardan daha büyük olduğu görülmektedir.Bu fark özellikle 2102 istasyonunda kendini ön plana çıkarmaktadır.Diğer iki istasyonumuz olan 2158 ve 2157'de ise durum farklıdır.Bu istasyonlarda tahmin sonuçları gözlem akımlardan büyük çıkmıştır. Bu fark 2157 istasyonunda daha az olup, 2157 istasyonunun DA ile edinilen tahminsel akımları mevcut gerçek akımlara daha benzer çıkmıştır.CA yönteminde ise 2102 istasyonu için tahmin değerlerimiz, ampirik akım değerlerinin oldukça altında kalmıştır.Özellikle büyük debilerde bu farklılıklar göze çarpmaktadır. İstasyon 2164 ve 2158 için ise CA kullanılarak yapılan tahminler, 2102 istasyonunun aksine, gözlem değerlerinden epeyce büyük çıkmıştır. Tahminsel akımların gözlem değerlerinden büyük çıkması sonucu 2157 istasyonunda da göze çarpsa da bu fark 2164 ve 2158 istasyonlarındaki ölçüde değildir. Tüm bu 4 istasyondan farklı olarak 2122 istasyonumuzda CA yöntemi sonucunda oluşturulan tahmin değerlerinin ampirik değerlerden çok büyük farklarla ayrıldığı gözlenmiştir.Bir miktar sapma göze çarpsa da yatay eksen

(gözlemakımlar) ile düşey eksen (tahmin sonuçları) değerlerinin benzer çıktığı ve diğer istasyonlara kıyasla tahminlerin gerçeğe yakın çıktığı görülmüştür. DA ve CA günlük debi tahminleri ile ampirik ölçümlerin kıyas grafiklerinde görülen R² değerleri Çizelge 5.6'da bir arada gösterilmektedir.

Çizelge 5.6: İstasyonlara göre regresyonların R² değerleri.

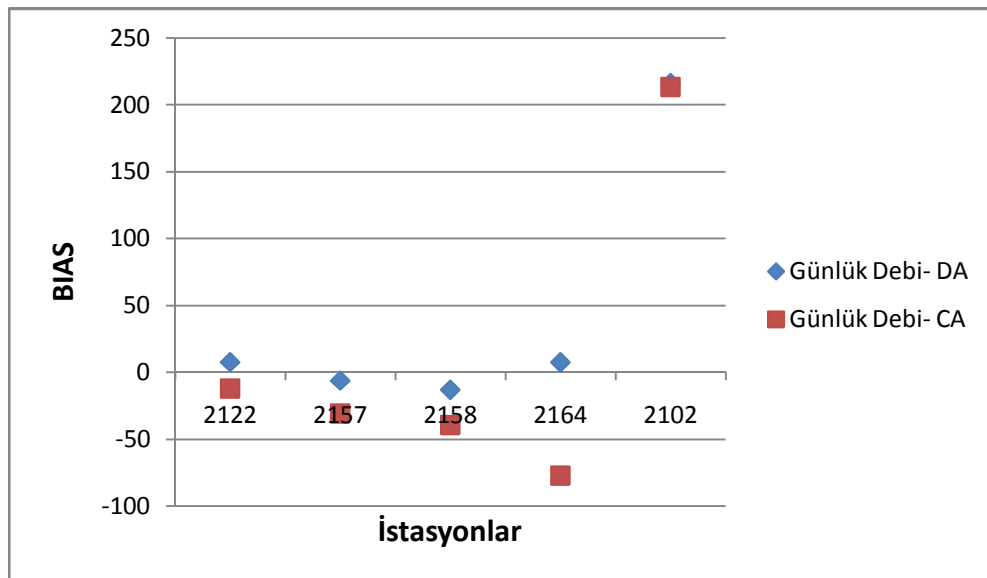
| | Günlük Debi-DA R ² | Günlük Debi-CA R ² |
|------|-------------------------------|-------------------------------|
| 2102 | 0.9343 | 0.9221 |
| 2164 | 0.7800 | 0.8378 |
| 2158 | 0.7574 | 0.8215 |
| 2157 | 0.7235 | 0.7549 |
| 2122 | 0.7759 | 0.8065 |

5.4.3 Günlük debi tahmini performans değerlendirmesi

Günlük debi tahmin sonuçları BIAS indisiyle yorumlandığında (Çizelge 5.7 ve Şekil 5.81), regresyon sonuçlarında olduğu gibi günlük debi tahmin sonuçlarında da 2102 istasyonunda iyi çıkmadığı ve tahminlerin çok isabetli olmadığı ortaya çıkmaktadır. Diğer dört istasyona bakıldığında ise DA yöntemin daha başarılı tahminler ortaya koyduğu anlaşılmaktadır. CA yöntem sonuçları için BIAS değerleri, DA'ya göre 0'dan daha uzak çıkmıştır.

Çizelge 5.7: Günlük debi tahminlerinin BIAS değerlendirmesi.

| | 2122 | 2157 | 2158 | 2164 | 2102 |
|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Günlük Debi- DA | 7.48 | -6.44 | -13.30 | 7.29 | 216.22 |
| Günlük Debi- CA | -11.98 | -30.97 | -39.37 | -77.19 | 213.43 |

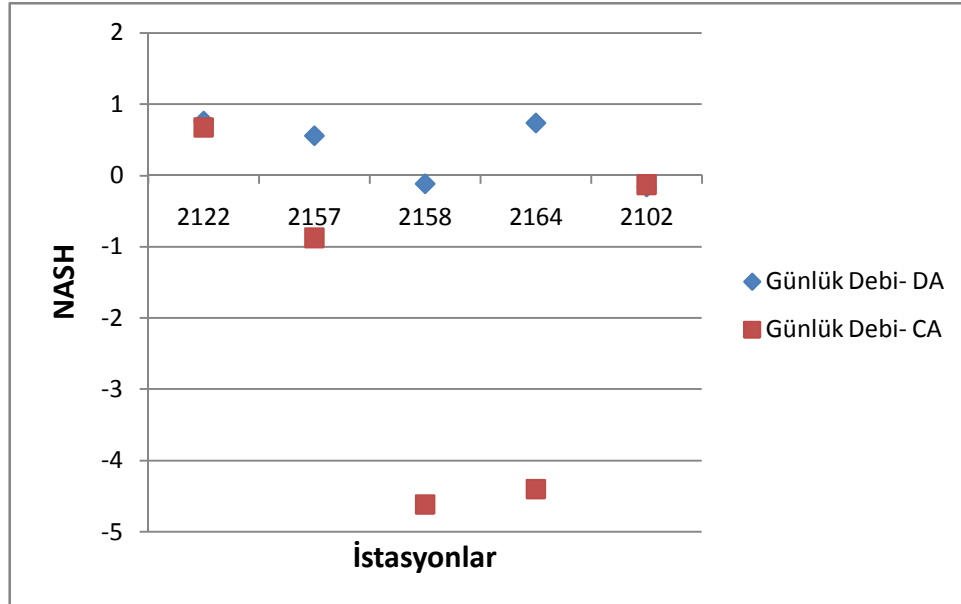


Şekil 5.81: BIAS grafiksel gösterim.

Performans değerlendirme kriterlerimizden NASH incelendiğinde (Çizelge 5.8 ve Şekil 5.82), DA kullanılarak bulunan tahminlerin, 2158 ve 2102 istasyonlarında, aldığı negatif değerlerle, başarısız olduğu ve tahminlerin ampirik değerlerden farklı çıktığı anlaşılmaktadır. Diğer istasyonlarda ise pozitif çıkan NASH değerleri 0-1 aralığında aldığı pozitif değerlerle kabul edilebilir düzeyde olsa da, 1'e çok yakın bir değer almadığından tahminlerimizin, regresyon sonuçlarında olduğu gibi gözlem değerlerine çok yaklaşmadığı anlaşılmaktadır. Genel anlamda DA ve CA tahminler karşılaştırıldığında DA hesapların daha isabetli olduğu söylenebilir. DA hesaplarında yalnızca bir istasyonun tahminlerinin NASH değeri negatif çıkarken, CA hesaplarda dört istasyon da negatif NASH değeri alarak tahminlerin iyi olmadığı sonucunu ortaya koymaktadır. Yöntemler kendi aralarında istasyonlar için tek tek yorumlandığında ise; 2122, 2157 ve 2164 istasyonlarının DA yönteminde başarılı olduğu görülmektedir. CA yöntemi ise 2122 istasyonu hariç başarısız sonuçlar vermiştir. Yine DA yöntem de 2158 ve 2102 istasyonlarında negatif değerler alarak başarısız olmuştur.

Çizelge 5.8:Günlük debi tahminlerinin NASH değerlendirmesi.

| | 2122 | 2157 | 2158 | 2164 | 2102 |
|-----------------|-------|--------|--------|--------|--------|
| Günlük Debi- DA | 0.764 | 0.559 | -0.115 | 0.737 | -0.158 |
| Günlük Debi- CA | 0.676 | -0.873 | -4.617 | -4.400 | -0.127 |



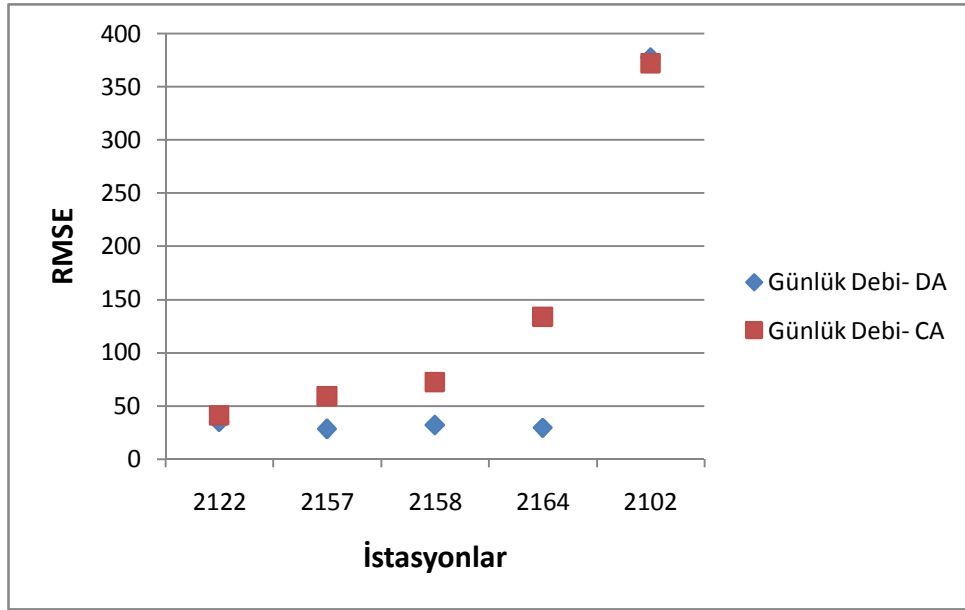
Şekil 5.82: NASH grafiksel gösterim.

İstasyonların performanslarını değerlendirmek üzere hesaplanan son indis RMSE'dur (Çizelge 5.9 ve Şekil 5.83). Diğer indislerde olduğu gibi RMSE'da da DA kullanılan

tahminler CA tahminlerine göre daha iyi sonuçlar vermiş ve indisler 0'a daha yakın çıkmıştır. İki yöntemde de göze çarpan, en Batı noktada ve ana kola yakın bulunan 2102 istasyonun tahminlerinin 0'dan çok büyük aldığı değerlerle başarısız olduğu ve tahmin sonuçlarının ampirik verilerden çok farklı çıktığıdır. İstasyon 2122,2157, 2158 ve 2164 için DA yöntem CA yöntemine göre daha iyi sonuçlar vermiştir.

Çizelge 5.9:Günlük debi tahminlerinin RMSE değerlendirmesi.

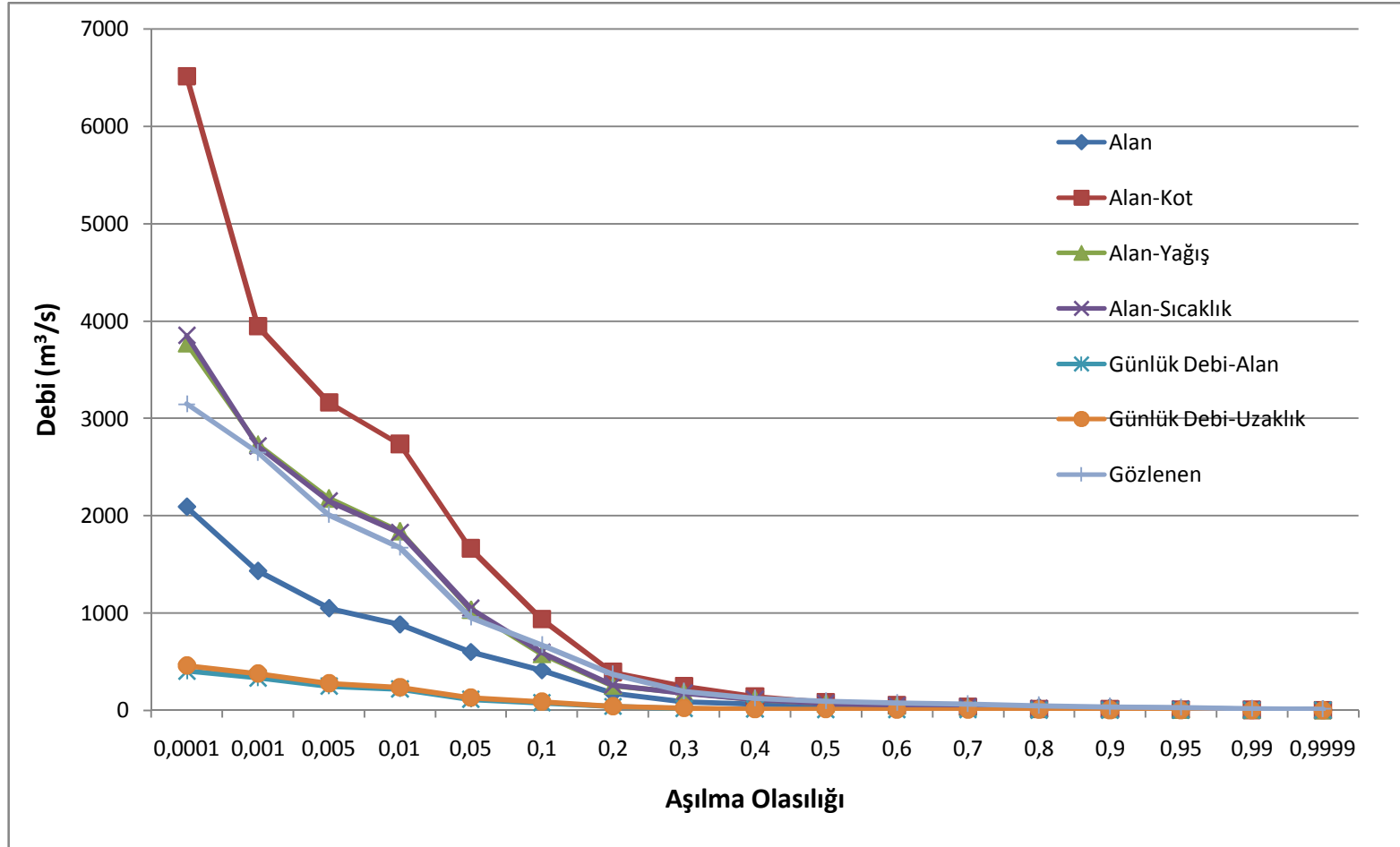
| | 2122 | 2157 | 2158 | 2164 | 2102 |
|-----------------|-------|-------|-------|--------|--------|
| Günlük Debi- DA | 34.79 | 28.47 | 32.05 | 29.44 | 377.17 |
| Günlük Debi- CA | 40.71 | 58.67 | 71.93 | 133.52 | 372.05 |



Şekil5.83: RMSE grafiksel gösterim.

5.5 Yöntemlerin Karşılaştırılması

Tez çalışması boyunca incelenen iki ana yöntem (bölgesel regresyon ile DSE tahmini ve günlük debi tahmini ile DSE edilmesi) altında toplanan tüm tahmin sonuçları bir arada değerlendirilmiştir. Bu sayede yapılan tahminlerin hangi yöntemde daha doğru sonuçlar verdiği ve hangi yöntemin santral fizibilitesi ve türbin seçimi için daha iyi bir yol gösterici olacağına karar verilebilecektir. Bu amaçla tez çalışması sırasında nümerik işlemler sonucu elde ettiğimiz tüm tahmin akımlar ve mevcutta elde bulunan akım kayıtlarından elde edilen DSE'ler bir arada gösterilmiştir. Şekil 5.84, Şekil 5.85, Şekil 5.86, Şekil 5.87 ve Şekil 5.88'de üzerinde çalışılan beş istasyonun,



Şekil5.84: 2102 İstasyonu tahminsel ve gözlenen DSE kıyasları.

- Alan regresyonu,
- Alan-kot regresyonu,
- Alan-yağış regresyonu,
- Alan-sıcaklık regresyonu,
- Drenaj alan ağırlıklı günlük debi,
- Coğrafi uzaklık ağırlıklı günlük debi ve
- Gözlem akımları

olmak üzere toplamda yedi ayrı DSE çizilerek çalışmaların doğruluğu izlenebilmektedir.

2102 istasyonunda gözlem değerlerine, alan-yağış ve alan-sıcaklık regresyon sonuçlarının yaklaştığı görülmektedir. Bu istasyon için yapılan günlük debi tahminlerinden DA ve CA birbirine yakın sonuçlar verse de iki yöntem de gözlem akımlardan oldukça uzak çıkmaktadır. Gözlem değerlerinin çok altında kalan bu tahminler türbin seçiminde yanıltıcı olabilecektir. Ve özellikle taşkın debisi bölgesinde gözlemlerden çok daha küçük değerler verdiği için olası bir taşkın durumunda santralin güvenliğinde de olumsuz bir etkisi olacaktır. Bununla birlikte alan regresyonu sonuçları da, günlük akım tahminleri kadar olmasa da, ampirik değerlerin altında kalmıştır. Diğer tahmin sonuçlarının aksine alan-kot regresyonu ise gözlem değerlerinin üstünde tahmin sonuçları vermiştir. Alan-kot tahminlerinin fizibilite aşamasında göz önüne alınması durumunda 2102 istasyonu için gereğinden büyük ekipman seçimi söz konusu olabilecektir. Tüm tahmin sonuçları zamanın %20'lik kısmından itibaren gözlem değerlerine yaklaşmaya başlamaktadır.

2164 istasyonunda DA günlük debi tahminlerinin diğer beş yöntemden büyük oranda sapma gösterdiği görülmektedir. Gözlem akımlara en yakın çıkan tahminler alan-kot ve alan-yağış regresyonu sonuçlarıdır. Tüm tahmin sonuçları daha benzer sonuçlar vermişken, CA tahminleri yüksek oranda farkla diğer tahminlerden büyük çıkmış ve sapma göstermiştir. CA tahminler dışındaki tüm tahmin sonuçları zamanın yaklaşık %10'luk kısmından itibaren gözlem değerlerine yaklaşmaya başlamaktadır.

2158 istasyonunda yine alan-yağış ve alan-sıcaklık regresyon tahminlerinin gözlem akımlarla tam anlamıyla örtüştüğü görülmektedir. Bu istasyonda da yine günlük debi

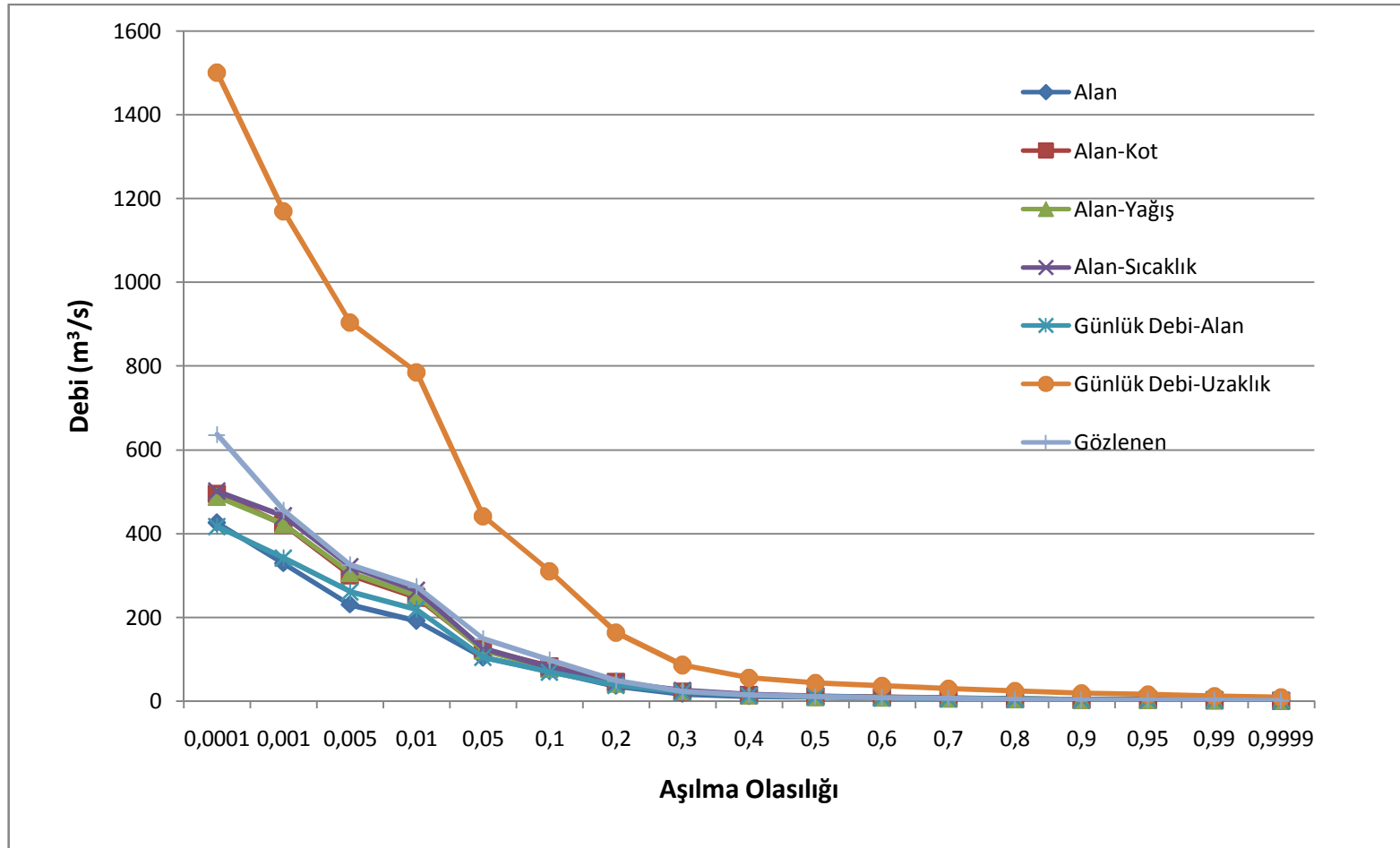
tahminleri gözlemsel verilerden büyük çıkmıştır ve bu fark CA günlük debi tahminlerinde DA'ya kıyasla daha fazladır. Regresyon sonuçları zamanın %5'lik kısmından itibaren gözlem akımlara benzerlik göstermeye başlarken, günlük debitahminlerinden DA gözlem akımlara yaklaşımaya, zamanın %20'lik kısmından itibaren başlamıştır. CA günlük debi tahminleri ise ampirik değerlere %40'lık zaman diliminden itibaren yaklaşımaya başlamıştır.

2157 istasyonunda gözlem akımlardan yola çıkarak çizilen DSE'ye yakın çıkan tahminler alan-yağış ve alan-sıcaklık olmuştur. Bu iki yöntemin, 2158 istasyonunda olduğu gibi, iyi işlediği söylenebilir. Bu istasyonda, diğer istasyonlardan farklı olarak, DA günlük debi tahminlerinin gözlem akımlara daha yakın çıktığı göze çarpmaktadır. CA günlük debi tahmini dışındaki tüm tahminler zamanın %10-20'lik kısmından itibaren gözlem değerlerine yakın değerler yansıtmaktadır.

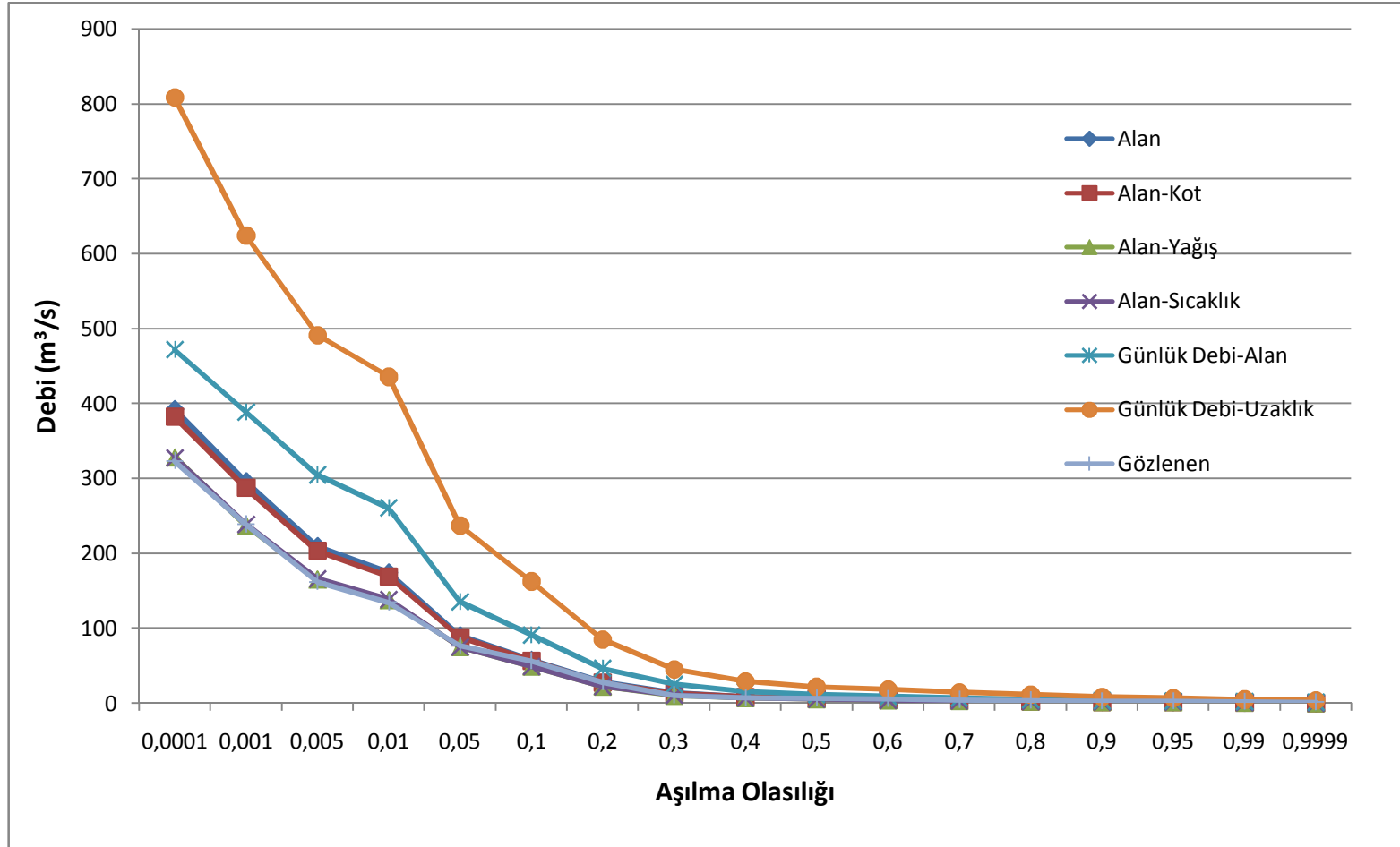
Son istasyon olan 2122'de göze çarpan CA günlük debi tahminlerinin yanısıra, alan regresyon sonuçlarının da gözlem değerlerinden büyük oranda yüksek çıktığıdır. Taşkın debisi bölgesine özellikle alan regresyonu sonuçları gözlem değerlerinin çok üstünde çıktığından emniyetli bölgede kalıp taşkın olması halinde satral güvenliğini riske sokmayacaktır. Yine alan-yağış ve alan-sıcaklık regresyonları iyi birer tahmin mekanizması olduğunu göstermiş ve sonuçları gözlenen akımlara çok yakın çıkmıştır. Alan-kot regresyonu ile oluşturulan tahminler ile DA günlük debi tahminleri gözlem akımlardan daha düşük kalmıştır. Zamanın %20-30'luk diliminden itibaren tüm tahmin yöntemleri gözlenen akımlara yaklaşımaktadır.

Tüm yöntemler içinde 2164 istasyonu dışındaki istasyonlarda *alan-yağış* ve *alan-sıcaklık* regresyonunun iyi tahmin sonuçları verdiği gözlenmektedir. İstasyon 2164'te ise yine alan-yağış ile birlikte alan-kot iyi birer parametre olmuştur. Bu haliyle istisnasız tüm istasyonlarda gözlem değerlerine yakın sonuçlar veren alan-yağış regresyonudur.

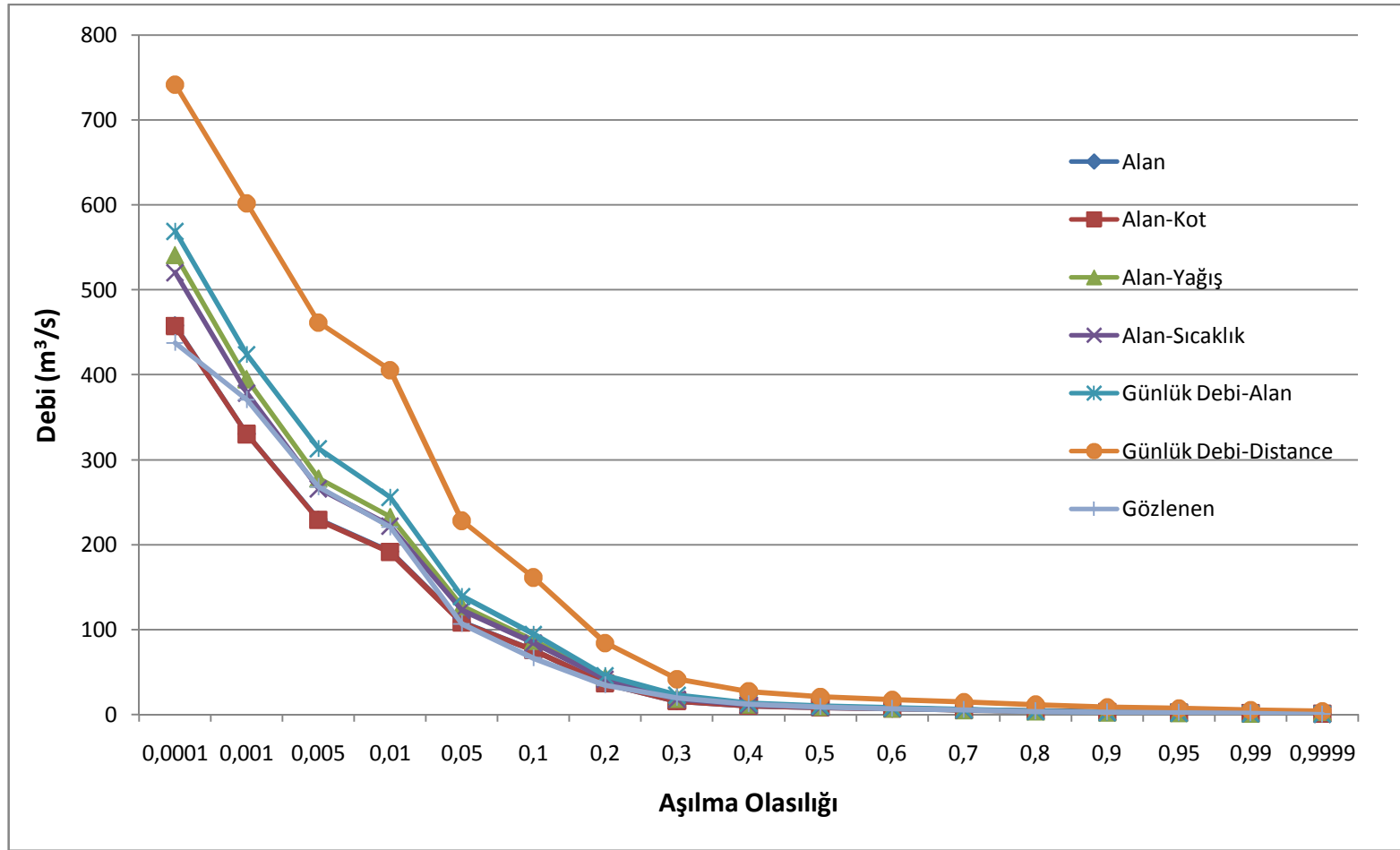
Yağış, hidrolojik karakteristiği ve rejimi belirleyen unsurların başında gelmektedir. Bu yönüyle bakıldığında tüm yöntemlerin karşılaştırmasından elde edilen alan-yağış regresyon sonuçlarının istisnasız tüm istasyonlarda başarılı olduğunun anlaşılması da bu durumu desteklemektedir.



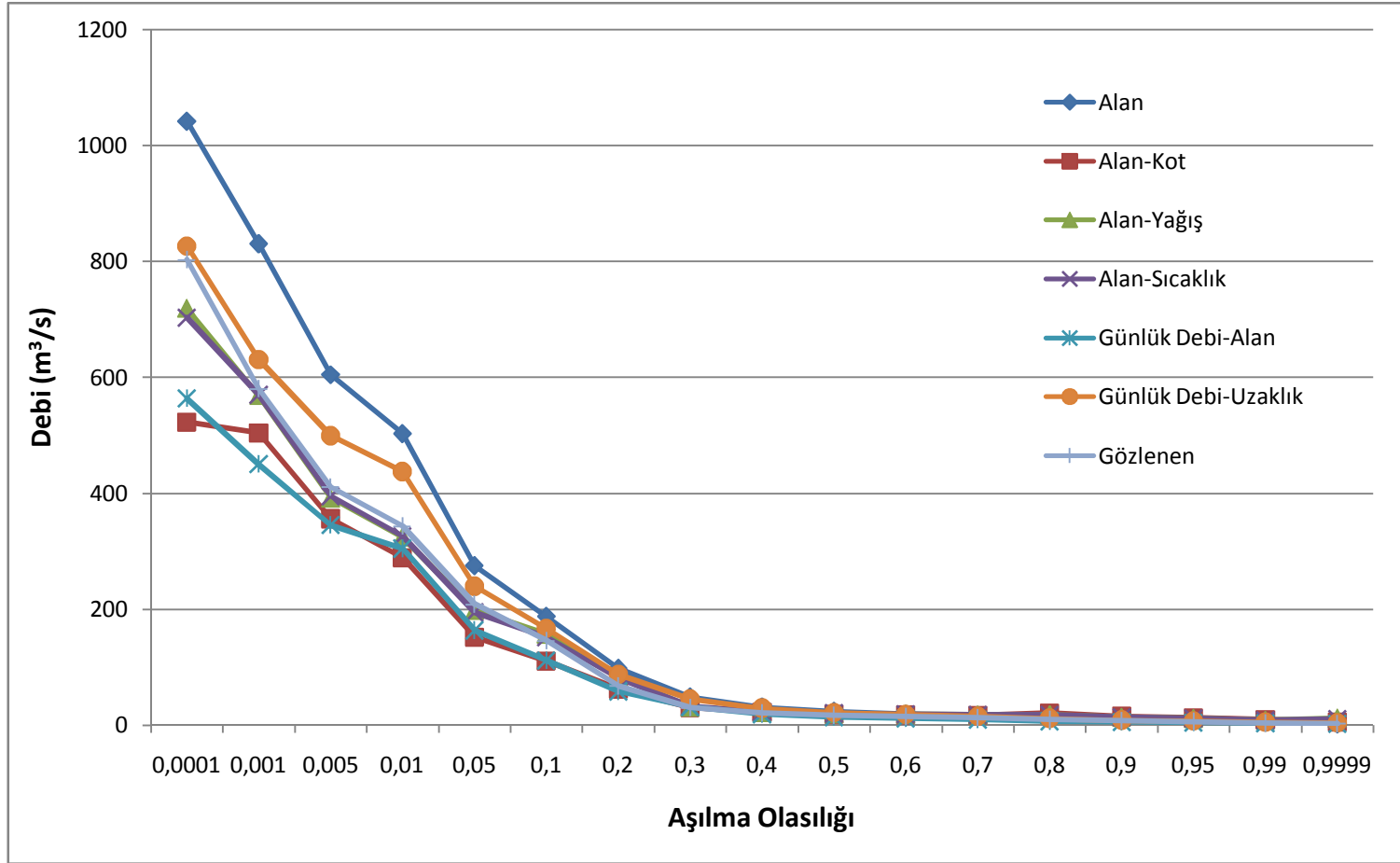
Şekil5.85: 2164 İstasyonu tahminsel ve gözlenen DSE kıyasları.



Şekil5.86: 2158 İstasyonu tahminsel ve gözlenen DSE kıyasları.



Şekil5.87: 2157 İstasyonu tahminsel ve gözlenen DSE kıyasları.



Şekil5.88: 2122 İstasyonu tahminsel ve gözlenen DSE kıyasları.

5.6 Kurulu Güç Belirlenirken Tahminlerin Değerlendirilmesi

Santral inşası için tüm debi aralığının iyi tesbit edilmesi önemlidir. Taşkın debi bölgesi olarak adlandırılan ve zamanın küçük bir diliminde gözlenen büyük akımların taşkın kontrolü ve olası sel durumu için özellikle emniyet için bilinmesi önemlidir. Aynı şekilde düşük akımlar da kuru geçebilecek zaman diliminin bilinmesi açısından önemlidir. Ancak düşük akım ve taşkın debilerinden farklı şekildedantral kurulumu değerlendirilirken çoğunlukla %10-20 arası bir zaman diliminde gözlenen akımlar esas alınır. Ekipman seçimi ve özellikle türbin tipinin belirlenmesinde değerlendirilecek bu debiler yapılan tahminlerimiz için Çizelge 5.10'da toplu halde gösterilmiştir.

Çizelge 5.10: Kurulu gücün belirlenebileceği zaman dilimindeki tahminler.

| Aşılma Olasılığı | İst. | Alan | Alan-Kot | Alan-Yağ. | Alan-Sıc. | G. Debi-DA | G. Debi-CA | Gözlem |
|------------------|------|---------|----------|-----------|-----------|------------|------------|---------|
| 10% | 2102 | 411.759 | 935.134 | 576.020 | 596.207 | 78.565 | 87.291 | 670.510 |
| | 2164 | 70.782 | 83.030 | 77.740 | 79.509 | 68.929 | 309.424 | 97.517 |
| | 2158 | 57.871 | 56.511 | 49.333 | 49.175 | 91.164 | 162.727 | 56.315 |
| | 2157 | 75.931 | 75.809 | 87.313 | 84.426 | 94.287 | 161.523 | 66.660 |
| | 2122 | 187.770 | 110.958 | 157.498 | 152.059 | 111.410 | 166.874 | 145.400 |
| 20% | 2102 | 175.579 | 391.429 | 254.052 | 260.536 | 40.367 | 44.249 | 368.356 |
| | 2164 | 35.319 | 45.724 | 42.213 | 43.868 | 37.444 | 16.656 | 47.900 |
| | 2158 | 28.246 | 27.420 | 22.809 | 22.856 | 46.484 | 85.211 | 28.160 |
| | 2157 | 36.988 | 36.914 | 43.661 | 41.932 | 45.895 | 84.193 | 34.628 |
| | 2122 | 98.130 | 62.781 | 83.513 | 81.224 | 58.561 | 87.758 | 67.803 |

Çizelge üzerinden de okunabileceği üzere, %10'luk zaman diliminde gözlenen akımlar incelenirse 2102 istasyonu için alan-sıcaklık ve bunu takiben alan-yağış regresyonlarının ampirik akımlara yaklaştığı, 2164 ve 2158 istasyonları için alan-kot regresyonunun gözlemlere en yakın sonuçlar verdiği, 2157 istasyonu için alan ve alan-kot regresyonlarının gözlem değerlere yaklaştığı ve 2122 istasyonu için alan-sıcaklık regresyonunun gözlem değerlere daha yakın sonuçlar verdiği anlaşılmaktadır.

Bununla birlikte %20'lik zaman diliminde gözlenen akımlar incelenirse 2102, 2164 ve 2122 istasyonlarında alan-kot regresyonunun başarılı olduğu, 2158 ve 2157 istasyonlarında ise birbirine yakın değerlerle alan ve alan-kot regresyonlarının ampirik değerlere yaklaştığı anlaşılabilir.

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Enerji gerek sosyal gelişmişlik ve refah seviyesinin bir yansıması, gerekse tüm domestik ve endüstriyel faaliyetlerin vazgeçilmez ana girdisi olarak çağımızda artan bir önemle karşımıza çıkmaktadır. Öyle ki; ülkelerin stratejik hamlelerini ve uzun vadeli kalkınma planlarını etkileyebilecek konumdadır. Bu nedenledir ki; temininin hem güvenilir, hem sürekli hem de en ekonomik yollarla yapılması da önem teşkil etmektedir.

Enerjinin hayatımızdaki vazgeçilmez konumuyla birlikte çağımızda önemle gündeme taşıdığımız bir başka konu ise enerjinin çevreye duyarlı yol ve yöntemlerle teminidir. Çevresel zararların en aza indirgenerek enerjinin üretilmesi için yenilenebilir kaynaklar çok yerinde bir tercih olmaktadır. Fosil esaslı kaynaklar yerine güneş, hidro, rüzgar, jeotermal vb. kaynakların kullanımı ile emisyonlar azaltılmaktadır.

Tüm bu noktalardan ve enerjinin hayati önem taşıdığı bilincinden yola çıkarak tez çalışması boyunca yenilenebilir enerji kaynaklarından, kurulumu kolay, daha düşük işletme maliyetli, düşük ilk yatırım maliyetli, kısa devreye girme süreli olan nehir tipi HES'ler mercek altına alınmıştır.

Tez boyunca amaçlanan, nehir tipi HES'ler için bir santral fizibilitesinde gerekli olan kurulum parametresi debinin tayin edilmesidir. Akarsu debileri, ülkemizde DSİ ve EİE gibi idarelerce kayıt altında tutulmaktadır. Ancak ne yazık ki; AGİ'lerin bulunmadığı ya da yeterince ölçümün sağlanamadığı noktalarda kayıtlar mevcut değildir. Tezimizde de AGİ'lerin bulunmadığı ve akım kayıtlarının ulaşılabilir olmadığı yerlerde akımların tahmin edilmesi amaçlanmıştır.

Bu amaç doğrultusunda Dünya ve Türkiye'deki HES durumu incelenmiş, potansiyel ortaya konmuştur. Enerji ajanslarının yayınları, faaliyet raporları, rehber kitaplar ve benzer uygulamalar incelenmiş ve literatür taraması yapılmıştır.

Çalışmada pilot bölge olarak Orta Fırat Havzası belirlenmiştir. Bu bölgedeki beş AGİ seçilerek sırasıyla her birinin akım ölçüm kayıtlarının olmadığı farzedilmiş ve diğer dört istasyonun akım kayıtları yardımıyla tahminler yürütülmüştür. Jackknife

prosedürü olarak adlandırdığımız bu işlemler esnasında tahminleri sağlamak için iki anayöntem üzerinde durulmuştur.

İlk yöntemimizde bölgesel regresyon yardımıyla seçilen hedef noktanın DSE'leri elde edilmiştir. Bölgesel regresyon parametreleri olarak alan, alan-kot, alan-yağış ve alan-sıcaklık belirlenmiştir. Bu parametreler aracılığıyla tahminsel DSE'leri oluşturulmuştur.

İkinci yöntemde ise mevcutta bulunan kaynak istasyonların akım gözlemlerinden yararlanarak literatürde önerilen matematiksel formülasyonlar ile günlük debiler tahmin edilmiştir. Günlük debi tahminlerinde ise, drenaj alanı ve coğrafi uzaklık, iki ayrı tahmin parametresi olarak değerlendirilmiştir. Tahminler sonucu elde edilen akımlar yardımıyla yine DSE'leri çizilmiştir.

Tüm tahmin sonuçlarından elde edilen DSE'leri aynı grafik üzerinde çizilerek birlikte incelendiğinde büyük debilerin, yani zamanın küçük bir diliminde gözlenen taşkın debilerinin gözlem değerlerinden saptığı ve tahminlerin gözlemlere çok yakın çıkmadığı anlaşılmıştır. Ancak santral fizibilitesi ve türbin seçimi amaçlandığında daha küçük debi bölgesi için tahminlerin daha isabetli olduğu gözlenmektedir. Regresyon sonuçları ve günlük debi tahmin sonuçları kıyaslandığında regresyonların gözlemlere çok daha yakın sonuçlar verdiğini göstermektedir. Günlük debi tahminlerinden drenaj alanının parametre olarak kullanıldığı yöntem, coğrafi uzaklık ağırlıklı yöntemle göre daha isabetli sonuçlar vermiştir. Regresyonlar ise kendi arasında değerlendirildiğinde DSE'ndeki tüm zaman dilimlerini kapsayan bölgede özellikle alan-kot, alan-yağış ve alan-sıcaklık regresyonlarının birçok istasyon için iyi sonuçlar verdiği ortaya çıkmıştır. Alan-kot 2164 istasyonu için iyi sonuçlar verirken, alan-yağış ve alan-sıcaklığın tüm istasyonlarda iyi sonuçlar verdiği gözlenmiştir.

Elde edilen sonuçların performans değerlendirmeleri Nash, Bias ve RMSE olmak üzere 3 farklı değerlendirme kriteri ile yapılmıştır. Regresyonların sonuçlarını değerlendirmek üzere hesaplanan BIAS değerleri ile 2122 ve 2102 istasyonlarının ikisinde de, alan-yağış regresyonunun diğer regresyon sonuçlarına göre iyi tahminler verdiği görülmüştür ve 2157 istasyonu için alan bölgesel regresyonu, 2158 istasyonu için alan-sıcaklık regresyonunun, 2164 istasyonu için yine alan-sıcaklık bölgesel regresyonunun iyi tahminler verdiği anlaşılmıştır. NASH değerlendirme kriterine

göre, 2122 istasyonunda alan-yağış regresyonunun, 2157 istasyonunda alan ve alan-kot regresyonlarının, 2158 istasyonunda alan-yağış ve alan-sıcaklık regresyonlarının, 2164 istasyonunda alan-sıcaklık regresyonunun ve 2102 istasyonunda ise alan-yağış ve alan-sıcaklık regresyonlarının iyi tahminler verdiği anlaşılmıştır. RMSE'a göre ise, 2122 ve 2102 istasyonlarında en iyi tahminlerin alan-yağış regresyonu sonucunda bulunduğu gözlenmiştir. İstasyon 2157'de alan ve alan-kot regresyonlarının, 2158'de alan-yağış ve alan-sıcaklık regresyonlarının, istasyon 2164'de ise alan-sıcaklık regresyonunun diğer regresyonlara göre daha iyi sonuç verdiği çıkan RMSE değerleri ile yorumlanmıştır.

Günlük debi tahminleri BIAS ile yorumlandığında 2102 istasyonunda tahminlerin çok isabetli olmadığı ortaya çıkmıştır. Diğer dört istasyona bakıldığında ise DA yöntemin daha başarılı tahminler ortaya koyduğu anlaşılmıştır.

NASH incelendiğinde, DA kullanılarak bulunan tahminlerin, 2158 ve 2102 istasyonlarında başarısız olduğu anlaşılmıştır. 2122, 2157 ve 2164 istasyonlarının DA yönteminde başarılı olduğu ancak NASH, 1'e çok yakın bir değer almadığından tahminlerin gözlem değerlerine çok yaklaşmadığı anlaşılmıştır. CA yönteminin ise 2122 istasyonu hariç başarısız sonuçlar verdiği anlaşılmıştır.

RMSE'da da DA kullanılan tahminlerin CA tahminlerine göre daha iyi sonuçlar verdiği görülmüş ve indisler 0'a daha yakın çıkmıştır. İki yöntemde de göze çarpan, 2102 istasyonunun tahminlerinin başarısız olduğu ve tahmin sonuçlarının ampirik verilerden çok farklı çıktığıdır. İstasyon 2122, 2157, 2158 ve 2164 için DA yöntem CA yöntemine göre daha iyi sonuçlar vermiştir.

Bununla birlikte zamanın yaklaşık %10-%20'lik kısmında gözlenen ve türbin tipinin ve santral büyüklüğünün tayininde büyük önem taşıyan debi tahminleri de irdelenmiştir. Zamanın %10'luk diliminde 2102 ve 2122 istasyonlarında alan-sıcaklık regresyonunun gözlem akımlara daha yakın çıktığı ve 2164, 2158, 2157 istasyonlarında ise alan-kot regresyonunun gözlem akımlara daha yakın çıktığı görülmüştür. Zamanın %20'lik diliminde gözlenen akım değerleri için bir inceleme yapıldığında ise göze çarpan, 2102, 2164 ve 2122 istasyonlarında alan-kot regresyonunun başarılı olduğu, 2158 ve 2157 istasyonlarında ise sırasıyla alan ve alan-kot regresyonlarının başarılı olduğudur.

Tüm istatistiki performans değerlendirme metodları ve tahmin sonuçlarından elde edilen DSE'lerinin gözlenen DSE'leri ile grafiksel kıyaslarının ardından, bölgesel regresyonun günlük akım tahminlerine göre daha iyi performans sergilediği sonucuna varılmıştır. Bu bağlamda ileride yapılacak santral fizibilitesi gibi çalışmalarda bu yöntemden yararlanılması önerilmektedir.

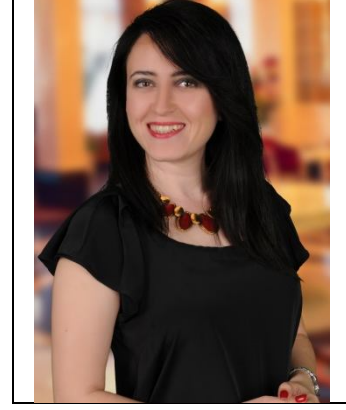
Dünya çapındaki çalışmalara bakıldığında geçmişten bu yana hidrolojik değişkenleri belirlemek için araştırmacılar yoğun çabalar harcamaktadırlar ve araştırmalarını sürdürmektedirler. Ülkemizde de akım tahminlerinde, tez boyunca kullandığımız metodlar farklı kombinasyonlarla denenerek ya da farklı metodlar incelenerek bu tip çalışmaların arttırılması ve uygulamada yer bulması su kaynaklarının geliştirilmesi ve işletilmesi çalışmalarında önem arz etmektedir.

KAYNAKLAR

- [1] **BP**, (2013). Energy Outlook 2030, *Booklet* , Londra
- [2] **DESA**, (2013). World Population Prospects: The 2012 Revision, Highlights and Advance Tables, *United Nations Department of Economic and Social Affairs Population Division*, Paper No:ESA/P/WP.228, New York
- [3] **DSİ**, (2012). Faaliyet Raporu, *Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü*, Ankara
- [4] **IPCC**, (2012).SRREN: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Bölüm5, *Renewable Sources and Climate Change Mitigation*
- [5] **The NEED**, (2012).Project, History of Hydropower paper, Virginia, ABD
- [6] **IEA**, (2012). Technology Roadmap: Hydropower
- [7] **Url-1**<<http://www.worldbank.org/en/topic/hydropower/overview>>, alındığı tarih: 02.04.2014
- [8] **IEA**, (2010). Renewable Energy Essentials: Hydropower
- [9] **BP**, (2014). Energy Outlook 2035, *Energy Outlook Booklet* , Londra
- [10] **OECD**,(2013).Renewable Energy, *Economic, Environmental and Social Statistics Factbook*
- [11]**Url-2**<<http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.HYRO.ZS?display=map>> alındığı tarih: 25.02.2014
- [12] **TMMOB Makine Mühendisleri Odası**, (2012). Türkiye'nin Enerji Görünümü, *Oda Raporu*, Yayın No:MMO/588, Ankara
- [13]**Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü**,(2012). Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu: 2012-2021, Ankara
- [14] **Canka Kılıç, F.** (2011). Recent Renewable Energy Developments, Studies, Incentives in Turkey. *Energy Education Science and Technology Part A:Energy Science and Research Volume(issue) 28(1):37-54*
- [15] **Melikoğlu, M.** (2013).Hydropower in Turkey: Analysis in the view of Vision 2023.*Renewable and Sustainable Energy Reviews*25, 503-510
- [16]**Erdoğdu, E.** (2011). An analysis of Turkish Hydropower Policy.University of Cambridge. MPRA paper no:26791
- [17]**Castellarin, A., Galeati, G., Brandimarte, L., Montanari, A. ve Brath, A.** (2004).Regional Flow-duration Curves: Reliability for Ungauged Basins. *Advances in Water Resources*,27, 953-965
- [18]**Sanborn, S.C. ve Bledsoe, B.P.** (2005).Predicting Streamflow Regime Metrics for Ungauged Streams in Colorado, Washington and Oregon.*Journal of Hydrology* 325,241-261

- [19]Castellarin, A., Camorani, G. ve Brath, A. (2006).Predicting Annual and Long-term Flow-duration Curves in Ungauged Basins. *Advances in Water Resources*, 30, 937-953
- [20]Li, M., Shao, Q., Zhang, L. ve Chiew, F.H.S. (2010).A New Regionalization Approach and Its Application to Predict Flow Duration Curve in Ungauged Basins.*Journal of Hydrology*,389, 137-145
- [21]Yadav, M., Wagener, T. ve Gupta, H. (2007).Regionalization of Constraints on Expected Watershed Response Behavior for Improved Predictions in Ungauged Basins.*Advances in Water Resources*, 30, 1756-1774
- [22]Mandal, U. ve Cunnane, C. (2009).Low-Flow Prediction for Ungauged River Catchments in Ireland.*Irish National Hydrology Seminar*.
- [23] Ouarda, T.B.M.J. ve Shu, C. (2012).Improved methods for daily streamflow estimates at ungauged sites.*Water Resources Research*,vol:48, doi:10.1029/2011 WR011501
- [24]Segane, H., Amatya, D.M., Tollner, E.W., Dai, Z. ve Nettles, J.E. (2013). Estimation of Daily Streamflow of Southeastern Coastal Plain Watersheds bu Combining Estimated Magnitude and Sequence.*Journal of the American Water Resources Association*. Vol.49, No.5
- [25] Ouarda, T.B.M.J., Charron, C. ve Martel, B. (2010). User guide for the software for daily streamflow estimation (IJC).Canada research chair on the estimation of hydrometeorological variables.
- [26] Çimenci, V. (2011).*Küçük hidroelektrik santraller ve dere yatağında bırakılması gereken can suyu miktarı*, (yüksek lisans tezi), İTÜ, İstanbul
- [27] EPA, (2007). An approach for using load duration curves in the development of TMDLs, *U.S. Enviromental Protection Agency*,Guide Book, Paper no:EPA 841-B-07-006, Washington DC.
- [28] Yanık, B. ve Avcı, İ. (2005). Bölgesel Debi Süreklilik Eğrilerinin Elde Edilmesi. *İTÜ Dergisi*, Cilt:4 Sayı:5, 19-30.
- [29] Moriasi, D.N., Arnold, J. G., Van Liev, M. W., Bingner, R. L., Harmel, R. D. ve Veith, T. L. (2007). Model Evaluation Guidelines for Systematic Quantification of Accuracy in Watershed Simulations.*American Society of Agricultural and Biological Engineers*, vol.50(3):885-900
- [30] Url-3<http://www.statistics.com/glossary&term_id=717> alındığı tarih: 13.04.2014
- [31] Akın, M. ve Akın, G. (2007).Suyun Önemi, Türkiye’de Su Potansiyeli, Su Havzaları ve Su Kirliliği.*Ankara Üniversitesi Dil veTarih-Coğrafya Fakültesi Dergisi*, 47, 2, 105-118.

ÖZGEÇMİŞ



Ad Soyad:Duygu KARAGÖL

Doğum Yeri ve Tarihi: İstanbul – 03.11.1987

Adres:Cumhuriyet Mh. 1991 Sk. Beylikent Sitesi B Blok D:32 Esenyurt/İST

E-Posta: duygukaragol@gmail.com

Lisans: Aksaray Üniversitesi Makine Mühendisliği

Ön Lisans: Anadolu Üniversitesi İktisat Bölümü

Mesleki Deneyim ve Ödüller:

- Net Mühendislik Elektrik Sanayi ve Tic. A.Ş. : Teklif Mühendisi (2014-)
- KSB Pompa Armatür San. Ve Tic. A.Ş.: Satış Mühendisi (2011-2014)

Yayın ve Patent Listesi:

TEZDEN TÜRETİLEN YAYINLAR/SUNUMLAR

- **Karagöl D. ve Önöz B.,** 2014: Akarsu Santrallerinin Kurulu Gücünün Belirlenmesinde Akım Ölçümlerinin Olmadığı Yerlerde Debi-Süreklilik Eğrisinin Elde Edilmesi. *ICCI*, Nisan 24-26, 2014 İstanbul, Türkiye.