

**T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**SIRALI YENİLENEBİLİR HES'LERİN OPTİMUM İŞLETME VE ÜRETİM
KOŞULLARININ BELİRLENMESİ**

MUSTAFA CEM ÇELİK

**DOKTORA TEZİ
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
ISI PROSES PROGRAMI**

**DANIŞMAN
PROF. DR. HASAN HEPERKAN**

İSTANBUL, 2014

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**SIRALI YENİLENEBİLİR HES'LERİN OPTİMUM İŞLETME VE ÜRETİM
KOŞULLARININ BELİRLENMESİ**

Mustafa Cem ÇELİK tarafından hazırlanan tez çalışması 03.07.2014 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Mühendisliği Anabilim Dalı'nda **DOKTORA TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Tez Danışmanı

Prof. Dr. Hasan HEPERKAN
Yıldız Teknik Üniversitesi

Eş Danışman

Yrd. Doç. Dr. M. Alper ÖZPINAR
İstanbul Ticaret Üniversitesi

Jüri Üyeleri

Prof. Dr. Hasan HEPERKAN
Yıldız Teknik Üniversitesi

Yrd. Doç. Dr. M. Alper ÖZPINAR
İstanbul Ticaret Üniversitesi

Prof. Dr. Oktay ÖZCAN
Bahçeşehir Üniversitesi

Prof. Dr. Galip TEMİR
Yıldız Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Ebru MANÇUHAN

Marmara Üniversitesi

Yrd. Doç. Dr. Murat ÇAKAN

İstanbul Teknik Üniversitesi

Yrd. Doç. Dr. Mustafa EYRİBOYUN

Bülent Ecevit Üniversitesi

ÖNSÖZ

Çalışmalarım süresince desteklerini esirgemeyen değerli hocalarım Prof. Dr. Hasan HEPERKAN ve Yrd. Doç. Dr. Alper ÖZPINAR'a, yardımlarından ötürü değerli arkadaşlarım Burak OLGUN ve Barbaros BATUR'a, veri konusunda katkı sağlayan Bereket Enerji'ye ve aileme sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Tez çalışmasının her aşamasında değerli zamanını ayıran ve her konuda danışabildiğim sevgili Hocam Prof. Dr. Eralp ÖZİL'e teşekkür ederim.

Mayıs, 2014

Mustafa Cem ÇELİK

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ.....	vii
KISALTMA LİSTESİ.....	viii
ŞEKİL LİSTESİ.....	ix
ÇİZELGE LİSTESİ	xii
ÖZET	xii
ABSTRACT.....	xivv
BÖLÜM 1	
GİRİŞ.....	1
1.1 Literatür Özeti	1
1.2 Tezin Amacı	3
1.3 Hipotez.....	5
BÖLÜM 2	
YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAĞI OLARAK HİDROELEKTRİK SANTRALLER.....	10
2.1 Enerji Üretimi ve Dönüşümü.....	10
2.2 Dünya ve Türkiye’de Elektrik Üretimi	12
2.3 Hidroelektrik Santraller.....	18
BÖLÜM 3	
SEÇİLEN HAVZANIN AKIM VERİLERİ ANALİZİ	25
BÖLÜM 4	
ÖRNEK SIRALI HES SİSTEMİ VERİLERİ VE MODELLENMESİ	34
4.1 İncelenen Sıralı HES Sisteminin Özellikleri.....	36
4.2 Hesaplama Temelleri	39
4.3 Bir Santralde Rezervuar Kullanımı	41

4.4	Seri Depolamalı Sistemin İncelenmesi.....	43
4.5	Elektrik Üretim Geliri ve Gün Öncesi Piyasası Fiyatlandırma Sistemi	44
BÖLÜM 5		
ÜRETİM PLANLAMA VE SANTRAL BOYUTLANDIRILMASI		47
5.1	Bir Santralin Depolama ve İşletme Seçeneklerinin Üretime Etkisi	49
5.2	Seri İki Santralden Oluşan Sistemin İncelenmesi.....	61
BÖLÜM 6		
ÖRNEK SİSTEM İÇİN OPTİMAL İŞLETME KOŞULLARININ BELİRLENMESİ		66
BÖLÜM 7		
SONUÇ VE ÖNERİLER		76
KAYNAKLAR		87
EK-A		
812 NUMARALI AĞI 2008 AKIM YILI VERİLERİ		90
EK-B		
TÜRBİN KATALOG DEĞERLERİ.....		91
EK-C		
HES1 İÇİN PERİYOT DEĞERLERİNİ BULAN YAZILIM		92
EK-D		
SIRALI DÖRT SANTRALİN ENERJİ VE KAZANÇ HESAPLAMA YAZILIMI		93
ÖZGEÇMİŞ		102

SİMGE LİSTESİ

E	Enerji
h	Düşü
H	Düşü
g	yerçekimi sabiti
k	santralde çalıştırılan türbin sayısı
Δt	Zaman aralığı
$T_{Boş}$	Rezervuar boşalma süresi
T_{Dol}	Rezervuar dolma süresi
P	Periyot, yirmi dört saatlik sürede rezervuarın dolma-boşalma sayısı
Q	Debi
Q_N	Ortalama akarsu debisi
Q_T	Türbin anma debisi
V	Rezervuar depolama hacmi
ΔV	Depolama hacmindeki değişim
η	Verim
ρ	Suyun yoğunluğu

KISALTMA LİSTESİ

AGİ	Akım Gözlem İstasyonu
DSİ	Devlet Su İşleri
EİE	Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na
HES	Hidroelektrik santral
PMUM	Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
PTF	Piyasa Takas Fiyatı

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2. 1	Basitleştirilmiş elektrik akış diyagramı.....	11
Şekil 2. 2	Dünya elektrik üretimi tercihlerinin 1971 – 2010 yılları arası değişimi	12
Şekil 2. 3	Elektrik güç santrallerinde kullanılan yakıtların öncelikleri	13
Şekil 2. 4	Türkiye elektrik üretimi kurulu gücün yıllar içinde değişimi, 1980 – 2011 ..	14
Şekil 2. 5	Yıllık maksimum elektrik tüketimi gerçekleşen 17 Ağustos 2010 günü enerji kaynaklarına göre günlük elektrik üretimi	16
Şekil 2. 6	Türkiye'nin CO ₂ salımı ve kurulu gücünün değişimi.....	18
Şekil 2. 7	ABD'de inşa edilen baraj rezervuarlarındaki su tutma kapasitesinin yıllar içindeki değişimi.....	19
Şekil 2. 8	Baraj haznesinin bölümleri	22
Şekil 2. 9	Barajlı hidroelektrik santral kesiti	23
Şekil 2. 10	Hidroelektrik santralin şematik gösterimi	23
Şekil 2. 11	Hidrolik türbinlerin düşü ve çıkış debiye göre optimum kullanım alanları..	24
Şekil 3. 1	Türkiye'nin 25 akarsu havzası	26
Şekil 3. 2	Müteferrik batı Akdeniz suları havzası.....	28
Şekil 3. 3	Dalaman Çayı yıllık ortalama akım değerleri	29
Şekil 3. 4	Dalaman Çayı 46 yıllık akım değerlerinin aylık dağılımı	30
Şekil 3. 5	Tipik bir günlük üretim eğrisi	31
Şekil 3. 6	Örnek akım süreklilik eğrisi üzerinden türbin seçimi.....	32
Şekil 3. 7	Dalaman Çayı 1964 – 2010 arası verilere göre akım süreklilik eğrisi ve mevcut santral çalışma aralıkları	33
Şekil 4. 1	Dalaman havzasındaki mevcut HES ve sulama noktaları.....	35
Şekil 4. 2	Sıralı hidrolik santral sisteminin boykesiti	36
Şekil 4. 3	Süreklilik denklemi uyarınca bir rezervuarda depolama ve düşü değişimi .	41
Şekil 4. 4	HES1 faydalı depolamanın gün içinde değişimi	42
Şekil 4. 5	Sıralı santral sistemindeki ardışık barajların temel değişkenleri	44
Şekil 4. 6	Gün Öncesi Piyasası 2011 günlük ortalama fiyat dağılımı	45
Şekil 4. 7	Dengeleme Güç Piyasası tarafından 15.01.2012 günü belirlenen elektrik..... fiyatları	46
Şekil 5. 1	İdeal puant üretimde rezervuar kullanımı	50
Şekil 5. 2	HES1 Depolama ve Düşünün Yirmi Dört Saatlik Değişimi.....	52
Şekil 5. 3	HES1 Periyot değerlerinin nehir debisi ve türbin sayılarına göre değişimi..	53
Şekil 5. 4	Bir santral için rezervuar hacmi ile duruş sayılarının değişimi.....	54
Şekil 5. 5	İki sıralı santralin depolama kapasiteleri ve debi değerleri	62

Şekil 5. 6	İki sıralı santralden oluşan sistemde toplam rezervuar kapasitesi ve oranlarının elektrik üretimine etkisi	65
Şekil 6. 1	Örnek sıralı sistemdeki santraller	67
Şekil 6. 2	Dört sıralı santral rezervuarındaki su miktarının günlük değişimi	69
Şekil 6. 3	Akarsu debisi ve türbin sayısına göre santral çalışma süreleri	70
Şekil 7. 1	Sıralı santral depolama değerlerinin yirmi dört saatlik değişimi	79
Şekil 7. 2	Sıralı sistemde enerji üretimi ve kazancın türbin sayıları ve akarsu debisi ile değişimi	83

ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Çizelge 2. 1	2003 – 2012 Yılları Türkiye elektrik puant güç ve enerji tüketimi 15
Çizelge 2. 2	Kaynaklara göre 2011 yılı elektrik üretimi ve kurulu güç oranları 16
Çizelge 2. 3	Dünya’da ve Türkiye’de bulunan hidroelektrik potansiyel dağılımı 20
Çizelge 3. 1	Türkiye nehir havzalarına ait genel bilgiler 27
Çizelge 3. 2	Akım verileri özeti 812 numaralı akım gözlem istasyonu, 1964 – 2010.. 29
Çizelge 4. 1	Hidroelektrik santrallerin ortalama düşü ve depolama değerleri 38
Çizelge 4. 2	Temel güç denklemindeki sabit ve değişkenler 40
Çizelge 5. 1	Optimizasyon modellemesine dayalı rezervuar işletme yaklaşımları..... 48
Çizelge 5. 2	Rezervuar Kapasitelerinin Bir Türbini Bir Saat Çalıştırabilecek Hacim ile Oranları..... 53
Çizelge 5. 3	HES3 için 16.11.2008 günü çalışma programı 55
Çizelge 5. 4	HES3’ün puant elektrik üretimi ve simülasyon sonuçları..... 56
Çizelge 5. 5	Farklı türbin sayılarında 10,6 m ³ /s akarsu debisi için HES1’de üretim ve kazanç..... 57
Çizelge5. 6	HES3 Santralinde enerji üretiminin gelen su debisi ve türbin sayısı ile değişimi 58
Çizelge 5. 7	HES3 santralinde elde edilen gelirin gelen su debisi ve türbin sayısı ile değişimi 58
Çizelge 5. 8	Rezervuar hacmi ve gelen su debisine göre azami enerji üretimi için çalıştırılması gereken türbin sayıları..... 60
Çizelge 5. 9	HES1 ve HES2 Sıralı santralleri için elektrik üretimi ve simülasyon sonuçları 61
Çizelge 5. 10	İki sıralı santralden oluşan sistemde üretimin depolama kapasiteleri ile değişimi 63
Çizelge 5. 11	İki sıralı santralden oluşan sistemde kazancın depolama kapasiteleri ile değişimi 64
Çizelge 6. 1	Sıralı santraller için elektrik üretimi ve simülasyon sonuçları..... 68
Çizelge 6. 2	Sıralı sistemde akarsu debisi ve türbin sayısına göre elektrik üretimi 72
Çizelge 6. 3	Sıralı sistemde akarsu debisi ve türbin sayısına göre kazanç..... 73
Çizelge 6. 4	Türbin sayılarına göre sıralı sistemde üretilecek toplam elektrik 74
Çizelge 6. 5	Türbin sayılarına göre sıralı sistemden elde edilecek toplam kazanç 75

**SIRALI YENİLENEBİLİR HES'LERİN OPTİMUM İŞLETME VE ÜRETİM
KOŞULLARININ BELİRLENMESİ**

Mustafa Cem ÇELİK

Makine Mühendisliği Anabilim Dalı

Doktora Tezi

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Hasan HEPERKAN

Eş Danışman: Yrd. Doç. Dr. Alper ÖZPINAR

Dünya elektrik üretiminin %20'ye yakını hidrolik enerjiden sağlanmaktadır. Yüz yılı aşkın yaygın kullanımı, gelişmekte olan şehirlere içme suyu sağlaması ve sel tehlikesinden koruması nedeniyle, hidroelektrik enerji yenilenebilir enerji türleri içinde önemli kaynaktır. Türkiye'de elektrik enerjisi üretiminde, yerli ve temiz kaynak olarak hidroelektrik santrallerin tarihi bir yeri bulunmaktadır. Türkiye'nin hidroelektrik üretim kapasitesi 1990'lı yıllara kadar, diğer elektrik üretim kaynaklarına göre daha büyük bir paya sahipti. Günümüzde, elektrik ağırlıklı olarak fosil yakıtlardan üretilmektedir. Bunun sonucu olarak; sera gazı salımı, enerji bağımlılığı ve dış ticaret açığı önemli ölçüde artmaktadır. Bu durumun düzeltilmesinde, yenilenebilir öz kaynak olarak hidroelektrik enerji ilk seçenektir. Gelişmiş ülkeler büyük hidroelektrik potansiyele sahip havzalarını önemli oranda kullanmışlardır. Bu nedenle, küçük yenilenebilir hidroelektrik santrallerin önemi hızla artmaktadır. Bu santraller, çevreyi daha az olumsuz etkiler ve ücra bölgelere elektrik üretimine olanak sağlar.

Havza yönetimi, Türkiye'nin hidroelektrik potansiyelinin tam olarak değerlendirilmesi için giderek önem kazanmaktadır. Bir havzadaki uzun dönemli akarsu verilerinin incelenmesiyle en verimli hidroelektrik santral sistemi belirlenebilir. Sistemin; santralden sayısı ve konumları, toplam çalışma debisi, türbin sayıları ve depolama açısından sıralamanın ne olacağı dikkatle belirlenmelidir. Bunun yanı sıra, halihazırda bir akarsuyun üzerinde bulunan hidroelektrik santraller için üretim planlaması oldukça

karmaşık bir optimizasyon problemidir. Sistemin temel girdisi olan su debisi büyük oranda meteorolojik olaylara bağlıdır. Buna karşı işletme; talebi, üretimi, karlılığı ve çevresel etkenleri göz önünde bulundurmak zorundadır.

Bu çalışmada, bir havzanın hidroelektrik potansiyelinin belirlenmesi ve sıralı küçük santrallerde üretim planlaması incelenmiştir. Hesaplama temelleri Dalaman Havzası ve üzerinde bulunan dört küçük yenilenebilir sıralı hidroelektrik santralden oluşan bir sistemin üretim verilerine dayanmaktadır. Enerji potansiyelinin belirlenmesi ve üretim planlama çalışmaları için, akarsu akım verilerinin uzun dönem kayıtlarına ihtiyaç duyulmuştur. Dalaman Havzasına ait Ekim 1963 – Eylül 2010 tarihleri arasındaki akım verileri kullanılarak, akım süreklilik eğrisi yöntemi ile havzanın enerji potansiyeli belirlenmiştir.

Sıralı küçük hidroelektrik santral sisteminin çalışma koşullarını incelemek amacıyla bir matematik model ve buna bağlı bir yazılım oluşturulmuştur. Akarsudan gelen su debisi ve elektrik fiyatlarına bağlı olarak, yirmi dört saatlik üretim aralıklarında rezervuarların optimal kullanım koşulları incelenmiştir. Bilgisayar programı ile farklı akarsu debi değerleri için, mevcut ve olası üretim planlama alternatifleri değerlendirilmiştir. Belirlenen işletme koşullarına uygun genelleştirilmiş çözümler bulunmuştur. Buna ek olarak, elektrik üretim veriminin arttırılması ve ilk yatırım maliyetlerinin azaltılması için, çeşitli sıralama santral alternatifleri değerlendirilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Küçük hidro, hidroelektrik, sıralı santraller, HES, rezervuar yönetimi.

**DETERMINATION OF THE OPTIMAL OPERATION AND PRODUCTION
CONDITIONS FOR CASCADE RENEWABLE HYDROELECTRIC POWER
PLANTS**

Mustafa Cem ÇELİK

Department of Mechanical Engineering

PhD Thesis

Adviser: Prof. Dr. Hasan HEPERKAN

Co- Adviser: Yrd. Doç. Dr. Alper ÖZPINAR

Nearly %20 of the World's electricity is supplied by hydroelectric power systems. Hydroelectric power is the most important resource among the other renewables since; it has been using widely more than a century, supplying water and flood prevention for developing cities. In Turkey's electricity production, hydroelectric power plants have a historical place of as being a domestic and clean resource. Hydropower production capacity had the largest share among the other resources until 1990's in Turkey. Today, electricity has been supplied predominantly by fossil fuels. Consequently, greenhouse gas emissions, energy dependence and foreign trade deficit have been increasing significantly. As being the renewable own resource, hydropower is the first option to remedy this situation. Developed countries have utilized their great hydroelectric potential sites extensively. Thus, the importance of small renewable hydropower plants has been increasing vastly. Small renewable hydropower plants have limited environmental effect and make electricity production in the remote areas possible.

River basin management is becoming important in order to fully utilize the hydropower potential of Turkey. The most efficient hydropower plant system can be

determined by the evaluation of the long term river flow data. The number and location of plants, total flow rate, number of turbines and determination of the order of reservoirs with respect to storage capacity must be determined carefully. Furthermore, production planning for an already existing hydropower plant system is a highly complex optimization problem. Water flow is the main input of the system and it is highly related to meteorological phenomena. On the other hand, management has to consider; the demand, production, profit and environmental factors.

In this study, determination of the hydropower potential for a basin and production planning for a cascade small hydropower system have been analyzed. The computations are based on the production data of a cascade hydropower system with four small renewable hydropower plants on Dalaman Basin. Initially, the flow data of Dalaman Basin between October 1963 –September 2010 have been used and the energy potential has been determined by flow duration curve method

In order to analyze the operation conditions of small cascade hydropower system, a mathematical model and a consequent computer program were developed. The optimal usage of reservoirs was analyzed due to the river flow rate and electricity prices in twenty four hours production intervals. Current and possible production planning alternatives were evaluated with the computer program. Generalized solutions consistent with the predefined management conditions were founded. Additionally, various plant alignment alternatives were considered in order to increase the electricity production efficiency and reduce the construction costs.

Keywords: Small hydro, hydroelectric, cascade hydropower, hydropower plants, reservoir management.

1.1 Literatür Özeti

Enerji, en temel tanımıyla, iş yapabilme yeteneğidir. Ulusal ve uluslararası boyutlarda enerji kaynaklarına ulaşım, enerjinin üretimi, dağıtımı ve kullanımı küreselleşmiş Dünya'nın en temel sorunlarının merkezinde durmaktadır. Günümüzde kullanılan enerjinin büyük bölümü fosil ve nükleer yakıtlardan sağlanmaktadır [1]. Ancak, son dönemde artan çevresel kaygılar nedeniyle temiz ve yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilgi hızla artmaktadır.

Diğer enerji türlerine göre kolaylıkla ve yüksek verimle dönüştürülmesi, temiz ve güvenli oluşu gibi nedenlerden dolayı elektrik, modern yaşamda en çok ihtiyaç duyulan enerji seçeneği olmuştur. Dünya genelinde son 40 yılda elektrik enerjisine olan talebin hızlı artış sonucu, doğal gaz, kömür ve nükleer enerjinin kullanımı büyük oranda artmıştır [2]. Fosil kaynakların fazlaca kullanımı, bu yakıtları ithal eden Türkiye ve diğer gelişmekte olan ülkelerde finansal sorunları da beraberinde getirmiştir [3]. Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığının 2012 yılında %73 gibi yüksek bir değerde olması, enerji arz güvenliğini ve sürdürülebilir kalkınma hedeflerini tehdit eder durumdadır. İthalat maliyetlerinin olumsuz etkilerinin azaltılması için, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı yerli ve özellikle yenilenebilir kaynaklara yönelmeyi ve kaynak çeşitliliğini sağlamayı öncelikli hedef olarak belirlemiştir [4].

Ülkemizin; enerjinin etkin kullanımı, kaynaklarını çeşitlendirmesi ve yenilenebilir, temiz enerji potansiyelinden daha fazla yararlanması gerekliliği ortadadır [5]. Özellikle uluslararası anlaşmalardan doğan karbon salım yükümlülüklerine uyulması konusunda

yapılması gereken pek çok zorlu ödev bulunmaktadır [6]. Yenilenebilir öz kaynaklardan enerji üretimi, özelleştirme ve devlet teşviklerinin katkısı ile 2007'den bu güne hızla artmıştır. 2012 yılı üretim rakamlarına göre, hidroelektrik üretimin payı % 24,2, jeotermal ve rüzgardan elde edilen elektriğin oranı ise %2,8 olarak rapor edilmiştir [7]. Ancak yine de söz konusu salım hedeflerinin tutturulması için elektrik üretimindeki fosil yakıt bağımlılığının azaltılması gerekmektedir.

Yenilenebilir, temiz ve sürdürülebilir elektrik üretim seçenekleri içinde hidroelektrik santraller, ülkemizde en uzun geçmişe ve büyük potansiyele sahiptir [8]. Özellikle, söz konusu hidroelektrik üretim potansiyelin ancak %20'ler düzeyinde kullanıldığı göz önüne alınırsa bu kaynağın gelecek için önemi ortaya çıkacaktır [9], [10], [11]. Büyük havzaların değerlendirilmiş olması ve devlet eliyle bu tür projelerin yapılmasına sıcak bakılmaması nedeniyle, 1900'lü yılların başından itibaren yapılan dev barajlar ve büyük santrallere artık fazla rastlanmamaktadır. Günümüzde daha çok, henüz değerlendirilmemiş, ücra yerlerde olan veya yüksek rakımlarda akarsu potansiyelinden yararlanmayı amaçlayan birçok farklı santral çeşidine rastlanmaktadır [12]. Örnek olarak; küçük depolamalı, nehir tipi, düşük düşülü, pompalama ile depolama yapan vb. türde, çeşitli debi, güç, düşü ve rezervuar durumuna göre sınıflandırılacak santraller inşa edilmektedir.

Hidroelektrik santral kurulması planlanan bir sahada üretim potansiyelinin belirlenmesi için, öncelikle akım verilerinin detaylı analizi gerekmektedir. Yüksek rakımlı ücra bölgeler için uydu görüntüleme ve ölçme tekniklerine dayalı tespit yöntemleri kullanılmaktadır [13]. Akım verilerinin modellenmesi belirsizlikler içeren ve lineer yapıda olmayan bir problemdir [14], [15]. Ulaşılabilir havzalarda eğer akım gözlem istasyonu bulunuyorsa uzun yıllar akım verileri kullanılarak havzanın elektrik üretim potansiyeli belirlenebilir, sistemin boyutlarına ve türüne karar verilebilir [16], [17]. Santral veya santrallerin boyutlandırması ve konum, tip ve donanımın belirlenmesi oldukça karmaşık bir işlemdir. Söz konusu seçimler, yer yer birbiriyle çelişebilen etkenler göz önünde bulundurularak, iteratif hesaplamalar yardımıyla yapılabilmektedir [16], [18].

Elektrik üretimi açısından, yüksek rakımlı ve ücra bölgelerde, iyi planlama ve doğru uygulamalarla kurulacak küçük ölçekli santraller, çevreye en az zarar verebilecek ve en

uygun maliyetli seçeneklerdir [19], [20]. Bir havzanın sahip olduğu ekonomik potansiyelin elektrik üretimine dönüştürülmesi, genellikle aynı akarsu üzerinde birden fazla santral kurulmasıyla olmaktadır. Bir havzada birden fazla rezervuarlı veya kanal tipi santral varlığına ve/veya inşaatına giderek artan sayıda rastlanmaktadır [21]. Hızla artan elektrik ihtiyacı, yakıt fiyatlarındaki yükselme, sera gazı salım kısıtlamaları ve uzak bölgelere elektrik götürme zorluğu, önümüzdeki yıllarda daha da fazla sayıda sıralı santral projesinin hayat geçmesine yol açacaktır.

Değişik boyutlarda hidroelektrik santrallerin optimal işletme koşulları üzerine bir çok araştırma bulunmaktadır. Özellikle, bir santralin gün öncesi piyasalara bağlı olarak, kısa süreli üretim planlaması konusunda çeşitli optimizasyon yöntemleri önerilmiştir [22], [23], [24]. Çalışma hedeflerinin zaman zaman çelişmesi, temel değişkeni olan akarsu debisinin meteorolojiye bağlı olması, fiyatın piyasaya göre şekillenmesi ve çevresel kaygılar, bir santral için bile bu problemi oldukça zorlaştırmaktadır [25]. Sıralı santraller için ideal çalışma koşullarının belirlenmesinde de benzer zorluklar bulunmaktadır. Sıralı santraller konusunda; büyük bir havzadaki sıralı santrallerin bölgelere ayrılarak yönetilmesinden [26], optimum karlılığın araştırılmasına [27] kadar çeşitli çalışmalar yapılmıştır. Söz konusu optimizasyon çalışmalarında; dinamik modelleme [28], lineer programlama ve benzeri yöntemler [29], partikül sürü optimizasyonu (particle swarm optimization) [30] ve arı koloni optimizasyonu (bee colony optimization) [31] gibi farklı modelleme ve optimizasyon teknikleri kullanılmıştır.

Bu çalışmada incelenen örnek sıralı sistem, saatlik düzeyde depolama yapan küçük santrallerden oluşmaktadır. Sıralı santrallerin hepsinde farklı depolama kapasitesine sahip rezervuarlar bulunmaktadır. Söz konusu santraller arası mesafeler oldukça kısadır. Sistemin temel çalışma hedefi, taahhüt edilen günlük üretim hedefini yakalamaktır. Gün öncesi piyasasında oluşan fiyatlara ve akarsu debisine bağlı olarak yirmi dört saatlik üretim planlaması yapılmaktadır.

1.2 Tezin Amacı

Artan Dünya nüfusunun tüketime dayalı modern yaşamını sürdürebilmek için her geçen gün daha fazla enerjiye, özellikle de elektriğe ihtiyaç duyulmaktadır. Elektrik talebini karşılamak için; fosil yakıtlar, hidrolik santraller, nükleer ve yenilenebilir

kaynaklar kullanılmaktadır. Üretim seçeneklerinin; sürdürülebilir, güvenli, uygun maliyetli ve çevreye en az zarar verecek yapıda olması beklenir. Ancak, ekonomik ve politik gelişmelere göre, eğilimlerin hızla değiştiği gözlenmektedir. Ülkemizin son yıllarda ağırlıklı olarak, doğalgaz ile elektrik ihtiyacını karşılamaya yöneldiği görülmektedir [1], [5]. İthal fosil yakıtlara dayalı üretimden kaynaklanan; ekonomik dış açık, enerji bağımlılığı ve sera gazı salım değerleri, enerji üretim yöntemlerinin gözden geçirilmesini zorunlu kılmaktadır.

Ülkemizde mevcut en büyük elektrik üretim öz kaynağı, hidrolik güçtür. Türkiye'deki hidroelektrik potansiyelin doğru olarak belirlenmesi ve tam olarak kullanılabilmesi; ekonomik ve çevresel açıdan oldukça önemlidir. Mevcut ve inşa edilmekte olan hidroelektrik sistemlerde, üretimin doğru planlaması için bütünlükçü bir yaklaşım ve havza yönetimi problemlerinin çözümü ilk önemli adımdır [11]. Elektrik üretim tesisi ne kadar büyük olursa çevreye vereceği negatif etki de o oranda büyük olacaktır [1]. Büyük barajların aksine, yurdun pek çok yerinde kurulabilen küçük hidroelektrik santrallerin önemi artmaktadır.

Elektrik üretiminde, yenilenebilir ve yenilenemez kaynaklardan yararlanan değişik yapıda güç üretim santralleri bulunmaktadır. En yaygın olarak görülenler; kömür, petrol ve doğalgaz gibi fosil yakıtlara dayalı veya nükleer yakıt kullanan ısı santralleri ile hidroelektrik, rüzgar ve güneş gibi doğal kaynakları kullanan yenilenebilir enerji santralleridir. Elektrik enerjisi, büyük ölçekte depolanamayan, talebin yoğun olduğu zaman diliminde üretilip arz edilmesi gereken bir enerji türüdür. Hidroelektrik santrallerinin önemli bir avantajı, rezervuarlarında su biriktirmek yoluyla üretimin zamanlamasının belirli ölçekte kontrol edilebilmesidir. Sıralı küçük hidroelektrik santrallerde doğru zamanlama ile çevreye en az zarar verecek şekilde hidroelektrik üretiminin sağlanması gerekir. Üretimin planlaması; rezervuarların büyüklüğüne göre, kısa (yirmi dört saatlik), orta (aylık, mevsimsel) ve uzun vadeli olarak ele alınmaktadır [16].

Hidroelektrik üretimi, akarsuda bulunan su debisine doğrudan bağlıdır. Yağış ve sıcaklık gibi meteorolojik parametreler ve mevsimsel su döngüsü, planlayıcılar için önemli etkenlerdir. Santral boyutlarının seçimi ve alternatiflerin değerlendirilmesi, uzun yıllar havza akım verilerine dayalı olarak yapılmaktadır. Ancak pratikte, aynı havza üzerinde

farklı zamanlarda inşa edilmiş, değişik firmalar tarafından işletilen, aynı özelliklere sahip olmayan santrallerle karşılaşılmaktadır [29]. Farklı çalışma debisi ve depolama kapasitelerine sahip, sıralı hidro-güç sistemlerinin geneline yönelik üretim planlama çalışması neredeyse yok denecek kadar azdır. Aynı havza üzerinde, çalışma rejimleri, rezervuar kapasiteleri, üretim hedefleri işletmecileri farklı hidroelektrik üretim tesislerinin ideal şartlarda çalışmasını oldukça zorlu bir optimizasyon problemi olarak karşımıza çıkmaktadır.

Bu çalışmanın amacı, bir havza üzerinde bulunan, birden fazla sıralı ve farklı/veya benzer yapıdaki hidroelektrik üretim sistemlerinin değişken debi değerlerinde en uygun çalışma koşullarının belirlenmesidir. Sıralı rezervuarlardaki su miktarları, debi değerleri ve su kullanımının esas alan bir matematik model ve çeşitli akım ve üretim şartlarının test edilebileceği bir simülasyon programı oluşturulmuştur. Yirmi dört saatlik üretim yapan, saatlik depolama kapasitesine sahip hidroelektrik santrallerin, tek başına veya sıralı bir sistem içindeki üretim durumlarının belirlenmesi gerekmektedir. Özellikle kısıtlı akarsu debi değerleri için, üretimin hangi rezervuarlarda ve kaç türbinle yapılacağı önem kazanmaktadır. Gün öncesinden, elektrik üretiminin isabetli bir öngörü ile belirlenmesi ve belirtilen değerın tutturulması, sistem işletmecisinin başlıca hedefidir. Bunun yanı sıra, değişken fiyat şartlarına uyum sağlayarak maksimum kazanç elde edilmesi gerekmektedir. Bu çalışmada temel olarak, tek veya sıralı küçük hidrolik enerji santrallerinde elektrik üretimi ve kazanç açılarından ideal boyutlarının belirlenmesi, en verimli sıralamanın ve işletme koşullarının bulunması hedeflenmiştir. Söz konusu hedeflerin genelleştirilmiş sonuçlar halinde ifade edilmesi ve benzer havza işletme problemlerine uygulanabilir olması öngörülmüştür.

1.3 Hipotez

Temel olarak enerji ve özellikle de hidroelektrik üretiminde iyileştirme hedefleyen çalışmanın giriş bölümünde problemin önemi ve orijinallığı ifade edilmiştir. Konu ile ilgili mevcut çalışmalar incelenerek özetlenmiş, mevcut uygulamalardaki eksiklikler ortaya konmuştur. Çalışmanın hedeflediği sonuçlar ve sağlayacağı pratik faydalar belirtilmiştir.

Tezin ikinci bölümünde enerji konusunda genel tanımlamalar yapılmıştır. Enerji çeşitleri içinde elektrik enerjisi üretimi ve diğer formlardan elektriğe dönüşüm incelenmiştir. Dünya’da ve Türkiye’de elektrik enerjisi üretim tercihleri ile ilgili bilgi verildikten sonra yenilenebilir enerjilerle ilgili genel bilgiler sunulmuştur. Türkiye’deki elektrik üretim tercihinin termik santrallere ve özellikle doğal gazla yönelmesinin sonuçları ifade edilmiştir. Söz konusu sonuçlar ile ortaya çıkan olumsuz tablonun giderilebilmesi için en önemli seçenek olan hidrolik enerji üretim seçenekleri hakkında bilgi verilmiştir. Elektrik üretiminde kullanılan ve yenilenebilir enerji kategorisine giren küçük hidroelektrik santraller bu çalışmanın temel konusunu oluşturmaktadır. Bu nedenle küçük hidroelektrik santrallerin enerji üretiminde oynadığı rolden ve öneminden bahsedilmiştir.

Üçüncü bölümde, çalışmanın temelini oluşturan akarsu verilerinin analizi bulunmaktadır. Çalışmaya konu olan Dalaman Çayına ait kırk altı yıllık, günlük akım verileri, istatistiksel yöntemlerle incelenmiştir. Eldeki veriler ışığında, havzanın enerji üretim potansiyelini belirlemeye yarayan, akım süreklilik eğrisi çıkartılmış ve çeşitli alternatif santral seçenekleri değerlendirilmiştir. Akarsu akım verileri incelenerek türbin seçimi ve santral boyutlandırılması konusunda ön çalışma sonuçları ortaya konmuştur.

Matematik model oluşturulması dördüncü bölümün konusudur. Öncelikle, modelleme çalışmaları için üretim verileri incelenmiş, akım ve enerji denklemleri kullanılarak, sıralı dört barajdan oluşan örnek sistemin özellikleri bulunmuştur. Santral işletmecilerinin ifadeleri ve üretim raporları ile farklı akarsu akım değerleri için, mevcut çalışma şekli ve üretim değerleri ifade edilmiştir. Hesaplamaların temelini oluşturacak sistemlerin çalışma sınırları belirlenmiştir. Söz konusu temel denklemler ve işletme koşulları uyarınca, önce bir ve ardından birden fazla santralin yirmi dört saatlik rezervuar kullanım hesaplamaları ortaya konulmuştur. Dördüncü bölümde son olarak, gün öncesi piyasası fiyatlandırma sistemi hakkında bilgi verilmiştir. Son olarak, kazanç hesaplamalarında kullanılacak olan, örnek bir günde saatlik fiyat değişim eğrisi verilmiştir.

Beşinci bölümde, simülasyon sonuçlarının doğrulamasının yapılmış, ideal boyutlandırmalar ve çalışma koşulları ifade edilmiştir. Söz konusu bölümün

başlangıcında, benzer optimizasyon çalışmalarında simülasyonun önemi ve gerekliliği belirtilmiştir. Bilgisayar programı kullanılarak, bir ve iki sıralı santralin en uygun boyutları ve çalışma koşulları, enerji üretimi ve kazanç açılarından değerlendirilmiştir. Ayrıca, iki santralin depolama kapasitelerinin ve birbirlerine göre konumlarının enerji üretimine etkisi ortaya konulmuştur.

Altıncı bölümde, dört santralden oluşan örnek sıralı sistemin tamamına ait simülasyon çalışmalarına yer verilmiştir. Öncelikle, kısıtlı nehir akımlarında yapılan üretim sırasındaki rezervuar kullanımı ve çalışma süreleri ifade edilmiştir. Ardından, dört santralde de kullanılan türbin sayılarının üretime ve kazanca etkisi incelenmiştir. Bu şekilde sıralı sistemin çalıştırılabileceği temel üretim seçenekleri ana hatlarıyla belirlenmiştir. Çeşitli akarsu debi değerleri için farklı üretim senaryoları denenerek enerji ve kazanç açılarından en uygun seçenekler ortaya konulmuştur.

Sonuç bölümünde, üretim planlamanın iyileştirilmesi başta olmak üzere, veri toplama, matematik model ve simülasyona dair sonuçlar, özetle ortaya konulmuştur. Çalışmanın esas hedefi olan genelleştirilmiş optimal işletme koşulları ifade edilmiştir. Ortaya konulan boyutlandırma seçenekleri, tavsiye edilen üretim planlama yöntemleri ve genelleştirilmiş havza kullanım önerileri belirtilmiştir. Ayrıca, bu çalışmanın devamı olabilecek konular ve tartışmaya açık noktalar son bölümde yer almaktadır.

Tezin kolay anlaşılması amacıyla, hidroelektrik santraller ve elektrik üretimi ile ilgili bazı tanımlar aşağıda özetlenmiştir.

Akım süreklilik eğrisi: Kronolojik sıra dikkate alınmaksızın bir akarsuyun akımının verilen bir değere eşit veya bu değeri geçen değerlere sahip olduğu zaman sürelerini, toplam süreye göre yüzde olarak gösteren eğri.

Baraj: Su biriktirmek veya bir rezervuar oluşturmak amacıyla bir vadinin iki yakası arasına inşa edilen bariyer.

Baz üretim: Belirli bir süre içinde oluşan minimum yük.

Brüt hidroelektrik potansiyel: Bir havzadaki mevcut hidroelektrik potansiyelin maksimum değeri.

Can suyu: Bir akarsu havzasındaki doğal yaşam ve ekosistemin santral faaliyetleri ve altyapısından etkilenmeden yaşamını sürdürebilmesi için tüm yıl boyunca gerekli olan minimum su debisi miktarı.

Debi: Bir nehir (veya kanalın) kesitinden birim zamanda geçen su hacmi.

Depolama: Gelecekte kullanılmak üzere yüzey veya yeraltı rezervuarlarında su biriktirilmesi.

Düşü: Akarsu rezervuar su yüzeyi ile türbin eksenindeki yükseklik farkı. Hidrolik santralden önceki yukarı su seviyesi ile santralden sonraki kuyruk suyu (aşağı su) arasındaki seviye farkı.

Ekonomik hidroelektrik potansiyel: Bir havzadaki brüt hidroelektrik potansiyelin ekonomik olarak üretilebilecek miktarı.

Faydalı depolama hacmi: Bir rezervuarda normal işletme koşullarında minimum ve maksimum su seviyeleri arasında bulunan suyun hacmi.

Havza: doğal sınırları içinde, iklim, jeoloji, topoğrafya, toprak, flora ve faunanın sular ile etkileşim içinde olduğu, suyun ayırım çizgisinden denize aktığı noktaya kadar suyun toplanma alanıdır.

Kurulu güç: Bir elektrik üretim tesisinin sürekli olarak üretebileceği güç düzeyi.

Kuyruk suyu: Bir akarsu üzerindeki hidrolik bir yapının hemen mansabındaki su.

Mansap: Akışaşağı, Bir nehir veya akarsuyun akış yönü.

Memba: Akışyukarısı, Akarsu kaynağı yönünde.

Periyot: Anılan bir rezervuarın tam dolma ve tam boşalma sürelerinin toplamı,

Puant yük: Belirli bir zamanda bir veya birden fazla santral tarafından üretilen maksimum yük.

Rezervuar: Su kaynaklarının depolanması, düzenlenmesi ve kontrolü amacıyla kullanılan doğal veya insanlar tarafından oluşturulmuş su kütlesi.

Savak: Membadaki su seviyesinin kontrolünde kullanılabilen üzerinden su aşan yapı.

Savaklama: Bir dolusavaktan veya dolusavak üzerinden geçen akış.

Sediment: Oluştuğu yerden çökeldiği yere kadar su tarafından taşınan maddeler. Su yataklarındaki sediment suda asılı halde veya tabanda sürüntü malzemesi olarak taşınan alüvyal malzemeleri kapsamaktadır.

Su yılı: Bir önceki yılın 1 Ekim gününden başlar ve su yılı olarak anılan yılın 30 Eylül günü sona erer

Taşkın: Bir akarsudaki su seviyesinin genellikle kısa bir sürede pik bir noktaya yükselmesi ve su seviyesinin bu noktadan geri çekilmesinin yükselmeye göre daha yavaş gerçekleşmesi. Seviye veya debi açısından nispeten yüksek akım.

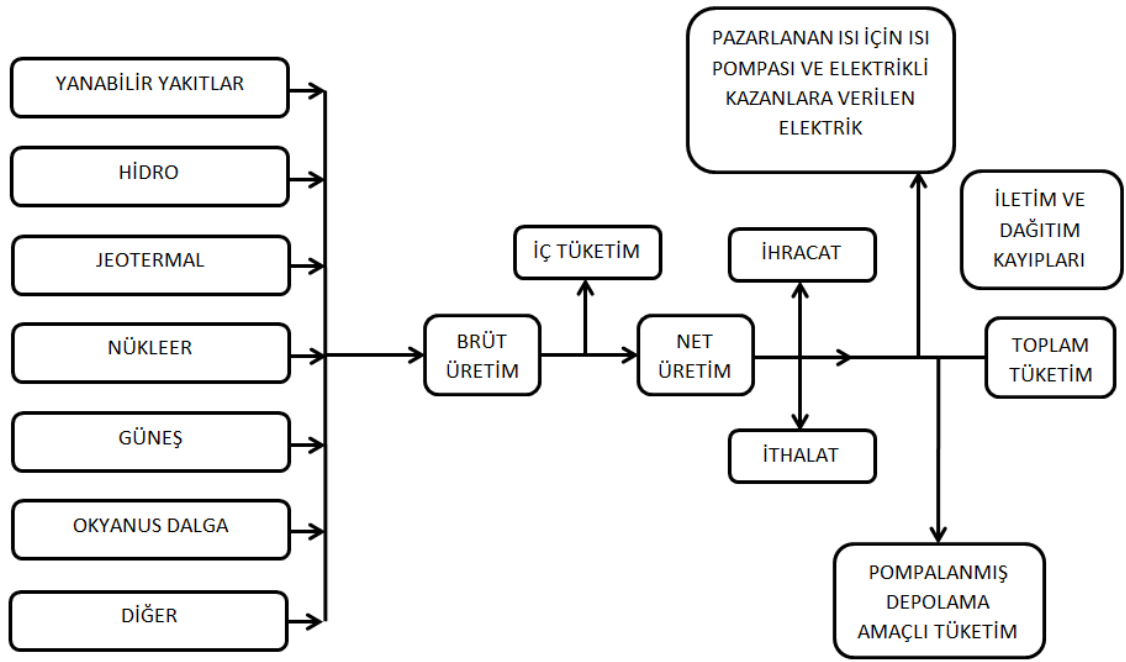
Teknik hidroelektrik potansiyel: Bir havzadaki mevcut hidroelektrik potansiyelin ekonomik olarak üretilip üretilmeyeceğine bakılmaksızın elde edilebilecek maksimum hidroelektrik potansiyel.

Türbin anma debisi: Türbin üreticisinin verdiği optimum koşullarda çalışmasını sağlayacak debi değeri.

YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAĞI OLARAK HİDROELEKTRİK SANTRALLER

2.1 Enerji Üretimi ve Dönüşümü

Enerji, bir fiziksel sistemin iş yapabilme kapasitesidir. Uluslararası Birim Sistemi tarafından kabul edilen temel enerji birimi; joule [J], $[\text{kg.m}^2.\text{s}^{-2}]$ olarak ifade edilir. Bununla birlikte elektrik ile ilgili işlemlerde watt.saat [Wh] ve katları (kWh, MWh, GWh) birimleri kullanılmaktadır. Elektrik enerjisi; ısı enerji, hareket (kinetik enerji), kimyasal bağ, nükleer enerji gibi çeşitli kaynaklardan üretilebilir. Enerji kaynaklarının çeşitliliği yaşamsal olabileceği gibi endüstriyel faaliyetler için de gereklidir. Farklı enerji türleri arasında dönüşüm yapılabilmeyle birlikte bu işlemlere özgü, kayıplar ortaya çıkmaktadır. Şekil 2.1’de enerji kaynakları ve elektrik üretimi için basitleştirilmiş akış diyagramı görülmektedir.



Şekil 2.1 Basitleştirilmiş elektrik akış diyagramı [1]

Elektrik enerjisi kullanımının hızlı yükselişinin nedeni; kolay üretilebilen, nakledilebilen, temiz ve ihtiyaç anında yaşamsal enerji türlerine yüksek verimle dönüştürülebilen bir enerji türü olmasıdır. Buna karşın elektriğin dezavantajları, büyük miktarlarda depolanamaması, uzak mesafelere naklindeki kayıplar ve bol bulunan fosil kaynakların elektriğe dönüşümdeki verimsizlik ve ortaya çıkan çevre kirliliğidir. Bu nedenle, elektriğin arz talep dengesinin iyi kurulması, akılcı üretimin çeşitlendirilmesi ve kullanılacağı yere yakın üretiminin yapılması tercih edilir. Potansiyel, kinetik, kimyasal bağ enerjisi gibi doğada bulunabilecek kaynaklardan üretilebilen elektrik enerjisi, yüksek verimle; ısı, mekanik iş ve ışık üretiminde kullanılabilir. Özellikle iletişim ve internet çağına girildikten sonra, insanların elektriğe olan bağımlılığı artmıştır. Hızla büyüyen Dünya nüfusunun tüketime dayalı modern yaşamını sürdürebilmek için her geçen gün daha fazla enerjiye, özellikle de elektrik enerjisine ihtiyaç vardır. Aşağıdaki listede enerji üreten santrallerin genel sınıflandırılması verilmiştir:

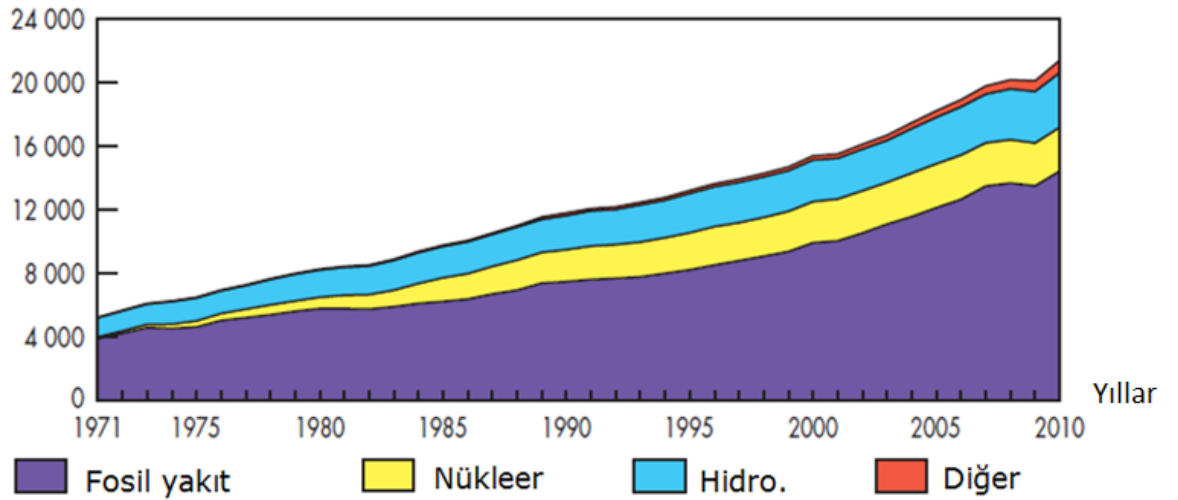
- Güç santrali – yalnız elektrik üreten santraller,
- Isı santrali – yalnız buhar veya sıcak su üreten santraller,
- Kojenerasyon santrali – tek yakıttan elektrik ve buhar(sıcak su) üreten santraller,

- Birleşik çevrim santrali – yalnız elektrik üreten bir gaz ve bir buhar çevrimi olan santraller,
- Birleşik çevrim kojenerasyon santrali – hem elektrik hem de proses buharı üreten ve bir gaz ve bir buhar çevrimi olan santraller [1].

2.2 Dünya ve Türkiye’de Elektrik Üretimi

Elektrik üretiminde, yenilenebilir ve yenilenemez kaynaklar kullanılmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı 2010 yılı verilerine göre, Dünya elektrik üretiminin %80’den fazlası yenilenemeyen kaynaklardan yapılmaktadır. Yenilenemeyen kaynaklar; nükleer yakıtların yanı sıra, kömür, petrol ve doğal gaz gibi fosil yakıtlardır. Buna karşın, küresel ısınma ve çevresel kaygılarla, hidroelektrik, güneş, rüzgar, jeotermal ve biyogaz gibi, doğal olarak yenilenen kaynaklara olan ilgi hızla artmaktadır. Şekil 2.2’de 1970 – 2010 yılları arasında, Dünya genelinde elektrik üretim tercihlerinin değişimi görülmektedir [2].

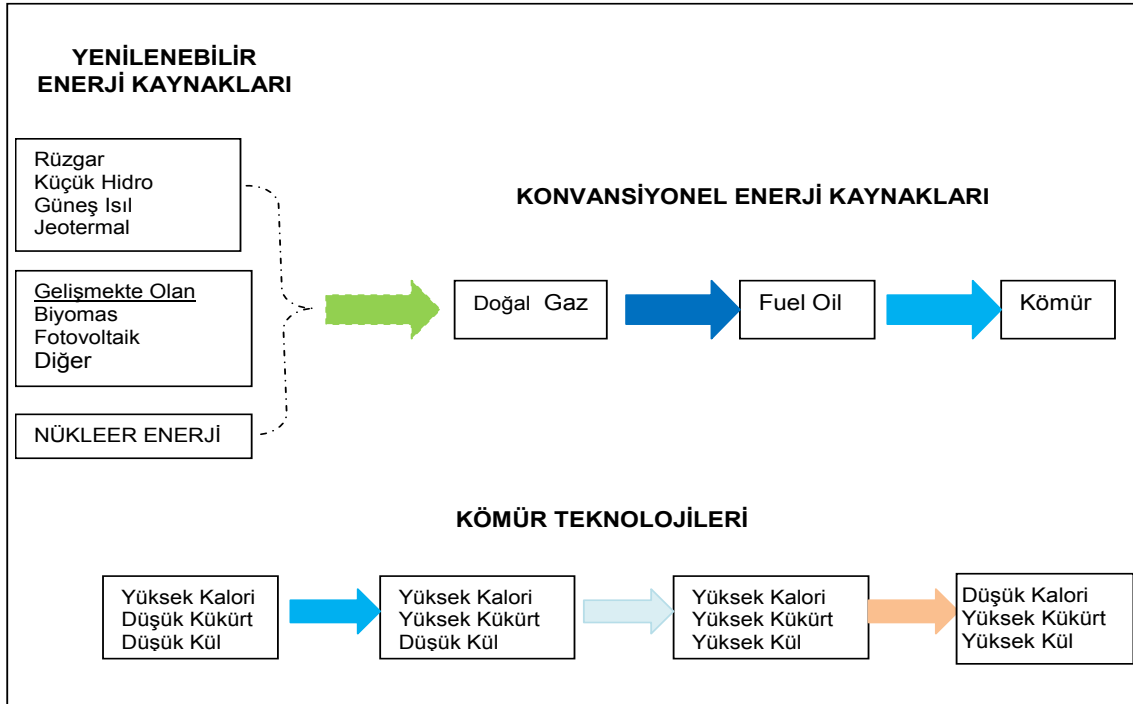
Dünya Elektrik
Üretimi (TWh)



Şekil 2.2 Dünya elektrik üretimi tercihlerinin 1971 – 2010 yılları arası değişimi [2]

Elektrik talebini karşılamak için kullanılan başlıca kaynaklar; fosil yakıtlar, hidrolik güç, nükleer ve diğer yenilenebilir enerji potansiyeli, Dünya’nın çeşitli bölgelerine farklı yoğunlukla dağılmıştır. Zaman içinde fosil yakıtlar ve nükleer enerji gibi yenilenemez kaynakların kullanımındaki artış stratejik, ekonomik ve çevresel sorunları da

beraberinde getirmiştir. Ülkelerin, kurulu güç tercihlerini şekillendirirken; sürdürülebilir, güvenli, uygun maliyetli ve çevreye en az zarar verecek yapıda olan seçeneklere yönelmesi beklenir. Bununla birlikte, uluslararası ekonomik ve politik gelişmelerin elektrik üretim tercihlerini büyük ölçüde etkilediği de gözlenmektedir. Elektrik üretiminde kullanılan yakıtların maliyet ve çevre açısından tercih önceliklerine göre sınıflandırılması Şekil 2.3'te görülmektedir [1].

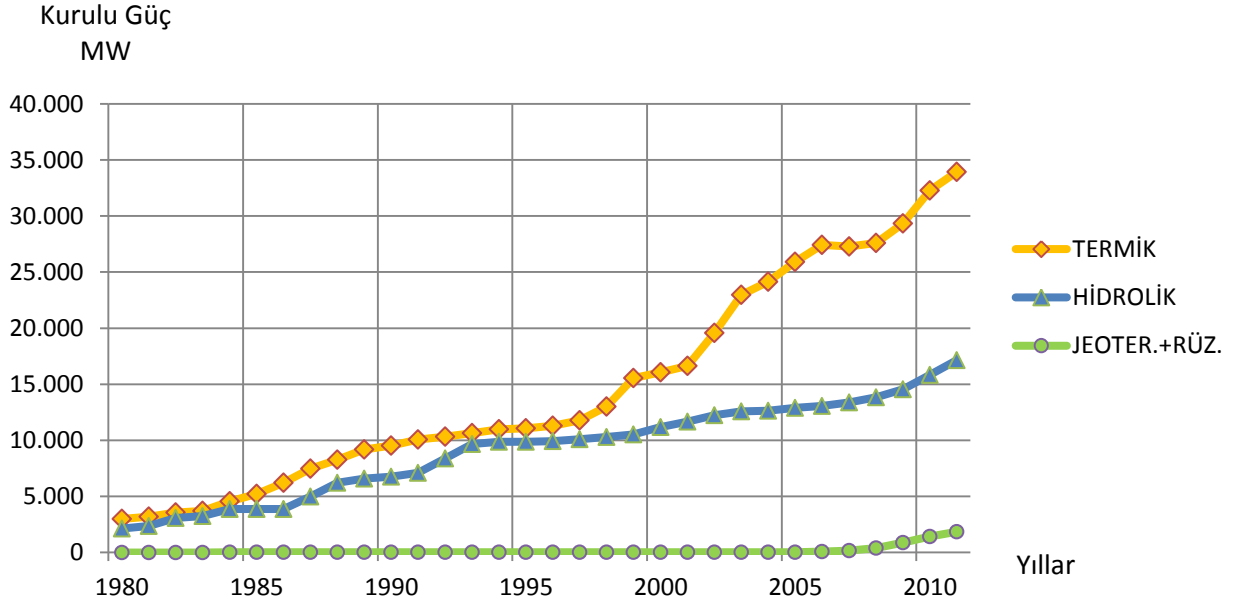


Şekil 2.3 Elektrik güç santrallerinde kullanılan yakıtların öncelikleri [1]

Kömür, en büyük rezervi bulunması ve pek çok ülkede çıkartılması nedeniyle Dünya genelinde elektrik üretiminde % 39,1 oranı ile en büyük paya sahiptir. Büyük oranda kirletici özellikleri ile anılan kömür kullanımı, temiz uygulamaların geliştirilmesi ile yeniden öne çıkmaktadır. Çin, ABD ve Hindistan kömürden elektrik üretimi konusunda başı çeken ülkelerdir.

Cumhuriyetin ilk zamanlarından 1980'li yıllara kadar Türkiye'nin elektrik üretim yükünü ağırlıklı olarak, hidroelektrik santraller karşılamıştır. Temel olarak; doğal gaz, ithal kömür ve hidrolik kaynaklara bağlı üretim kapasitesi 2002 - 2012 yılları arası hızla artmıştır. Bu süreçte, özellikle doğal gaz daha fazla ağırlık kazanmıştır. Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi kapasitesinin ise ancak 2007 yılından itibaren artmaya başlamıştır [4]. Ülkemizin 2000'li yıllardan itibaren elektrik üretiminde fosil yakıtları

(özellikle doğalgazı) fazlasıyla tercih ettiği Şekil 2.4'te görülmektedir [32]. Doğalgaza yönelim; elektriğe olan talebin çok hızlı artması, büyük hidroelektrik sahalarının önemli oranda değerlendirilmiş oluşu ve fosil yakıtlarla elektrik üretiminin konum-zaman avantajından kaynaklanması ile açıklanabilir.



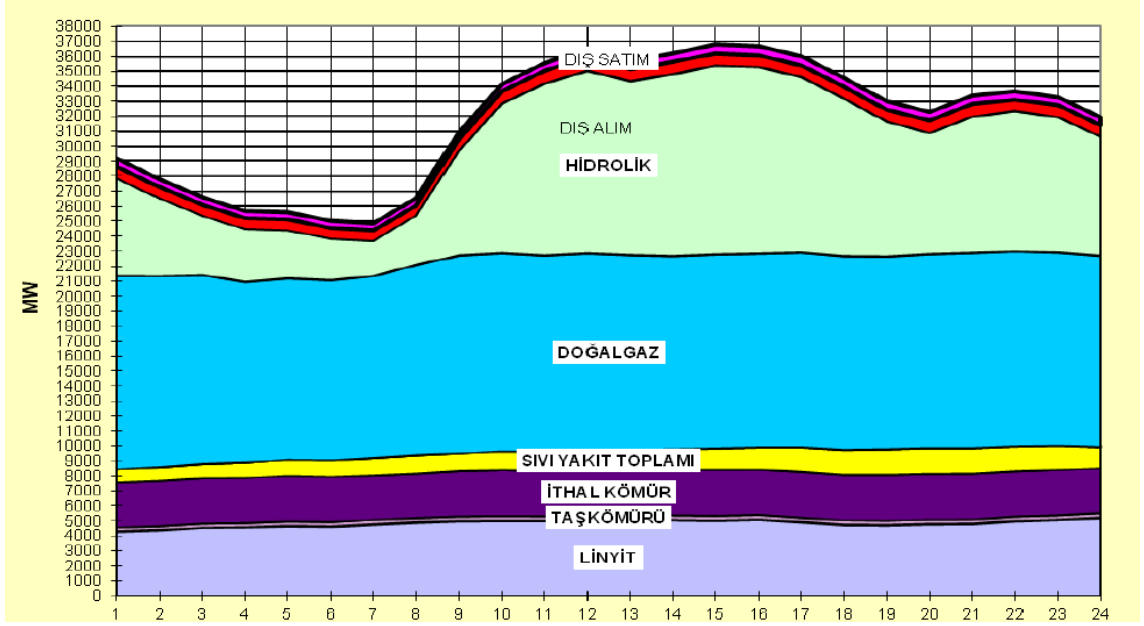
Şekil 2.4 Türkiye elektrik üretimi kurulu gücün yıllar içinde değişimi, 1980 – 2011 [32]

Özellikle 2000'li yıllarda Türkiye'de patlama yapan elektrik talebi, ekonomik şartlara bağlı olarak, yıllık ortalama %6'nın üzerinde artış göstermiştir. Anlık elektrik ihtiyacı göz önüne alındığında, yük oranındaki fark ortalama %39 gibi yüksek bir değerdir (Çizelge 2.1). Söz konusu farkın fazla oluşu, kapasite projeksiyonu ve üretim planlama açısından büyük zorluklar doğurmaktadır.

Çizelge 2.1 2003 – 2012 Yılları Türkiye elektrik puant güç ve enerji tüketimi [33]

	PUANT GÜÇ TALEBİ (MW)	ARTIŞ (%)	ENERJİ TÜKETİMİ (GWh)	ARTIŞ (%)	MİN.YÜK (MW)	MİN.YÜK / PUANT YÜK ORANI (%)
2003	21.729	3,4	141.151	6,5	9.270	43
2004	23.485	8,1	150.018	6,3	8.888	38
2005	25.174	7,2	160.794	7,2	10.120	40
2006	27.594	9,6	174.637	8,6	10.545	38
2007	29.249	6,0	190.000	8,8	11.100	38
2008	30.517	4,3	198.085	4,3	10.409	34
2009	29.870	-2,1	194.079	-2,0	11.123	37
2010	33.392	11,8	210.434	8,4	13.513	40
2011	36.122	8,2	230.306	9,4	14.822	41
2012	39.045	8,1	242.370	5,2	13.922	36

Elektrik arz talep dengesinin sağlanması için tipik günün yük değişiminin bilinmesi gerekmektedir. Şekil 2.5'te 2010 yılında en yüksek günlük elektrik tüketiminin kaydedildiği 17 Ağustos günü için yük değişimi ve bu yükü karşılayan üretim seçenekleri görülmektedir.



Şekil 2.5 Yıllık maksimum elektrik tüketimi gerçekleşen 17 Ağustos 2010 günü enerji kaynaklarına göre günlük elektrik üretimi [33]

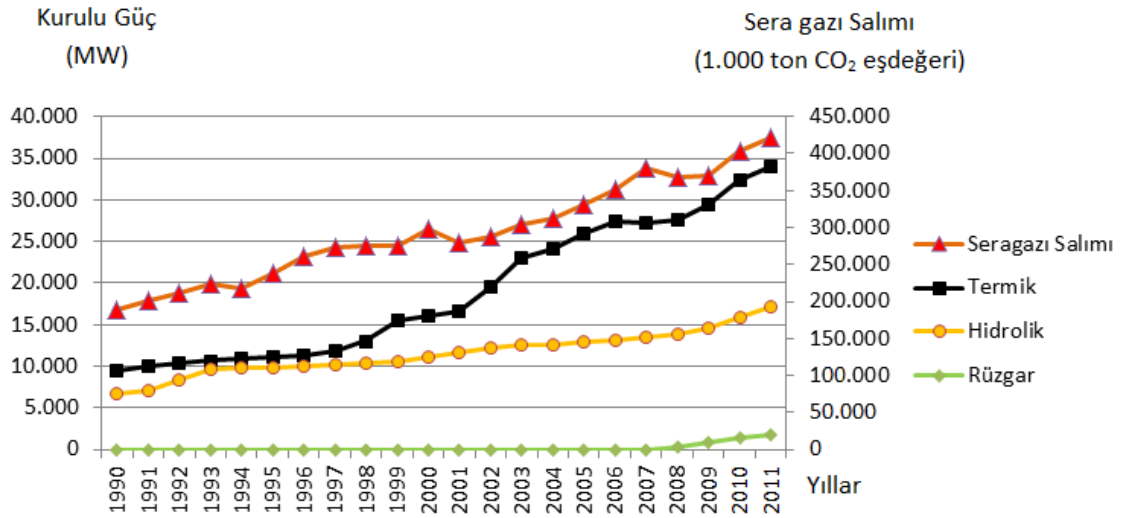
Elektrik arzının istikrarlı yapıda olması ve talebe bağlı olarak arttırılabilmesi büyük önem taşımaktadır. Genellikle fosil veya nükleer yakıt kullanan ısı santraller ihtiyacın temel bölümünü karşılamakta tercih edilmektedir. Arz güvenliği ve kurulu güç tercihleri sonucunda, Türkiye’de baz üretim ağırlıklı olarak fosil yakıtlardan, özellikle de doğal gazdan sağlanmaktadır. Yerinde üretime imkan tanınması, oturmuş üretim şartları sağlaması ve Ülkemizin doğalgaz geçiş hatları üzerinde bulunması nedeniyle doğalgaza dayalı yapı benimsenmiştir. İkincil ve pik üretim hidroelektrik santrallerden gelmektedir. Türkiye’nin elektrik üretimi kurulu gücünün %32,4’ü hidroelektrik santraller oluşturmalarına karşın üretilen elektriğin % 22,8’i hidroelektrikten gelmektedir [32]. Çizelge 2.2, 2011yılı Türkiye elektrik enerjisi kurulu güç ve üretimin yakıtlara göre dağılımını göstermektedir.

Çizelge 2.2 Kaynaklara göre 2011 yılı elektrik üretimi ve kurulu güç oranları [33]

	Fosil Yakıt	Hidrolik	Rüzgar	Jeotermal	Toplam
Elektrik Üretimi	74,8%	22,8%	2,1%	0,3%	229.395 GWh
Kurulu Güç Kapasitesi	64,1%	32,4%	3,3%	0,2%	52.911 MW

Gelecekteki elektrik üretim yöntemlerinin bu günden planlanması çok bilinmeyenli bir denklem olarak karşımıza çıkmaktadır. Sahip oldukları coğrafi avantajların ve stratejik öngörülerin, gelişmiş ülkelerin elektrik üretim tercihlerini önemli ölçüde etkilediği görülebilir. Örneğin önemli bir ham petrol üreticisi olan Venezüella'nın elektrik üretiminin %72'si hidroelektrikten sağlanırken aynı oran Norveç'te %98'dir. Buna karşın, elektrik üretiminde nükleer enerjiyi %77 ile en çok tercih eden ülke Fransa'dır [2]. Fosil kaynakları bulunmayan ve hidroelektrik potansiyeli sınırlı olan Fransa elektrik enerjisi üretiminde konvansiyonel fosil yakıtlarda dışa bağımlı olmak yerine uranyumda dışa bağımlı olmayı seçmiştir. Ülkelerin tercihleri önemli farklılıklar gösterse de küresel eğilim temiz enerji kaynaklarının payını arttırma yönündedir. Ülkelerin sera gazı salım değerlerinin 1990 yılı düzeyine geri çekmesini zorunlu kılan Kyoto Anlaşması temiz enerji kaynaklarının yeniden değerlendirilmesi sonucunu ortaya çıkartmıştır.

Türkiye'de elektrik üretiminde fosil yakıtlara olan hızlı yönelim, enerjide dışa bağımlılığa, dış ticaret açığında ve sera gazı salım değerlerinde kaygı verici düzeyde artışlara neden olmuştur. Enerji ithalatının toplam ithalat içerisindeki payı 2012 yılında yüzde %25,4 tir. Aynı yıl dış ticaret açığının %62'si net enerji ithalatından kaynaklanmıştır [3]. Hidroelektriğin üretimdeki payı giderek azalırken, diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının payı ise henüz %1 dolaylarında kalmıştır. Ülkemizin de imzaladığı Kyoto Protokolü'nde kabul edilen 1990 yılı sera gazı salım sınır değeri 2011 yılında %124 oranında aşılmıştır [34]. Şekil 2.6 da görüleceği gibi termik santrallerin artması sera gazı salımındaki artışta önemli bir etkidir. Türkiye'nin toplam sera gazı salım değerleri içerisinde enerji üretiminin payı %77'lik oldukça yüksek bir orana sahiptir.

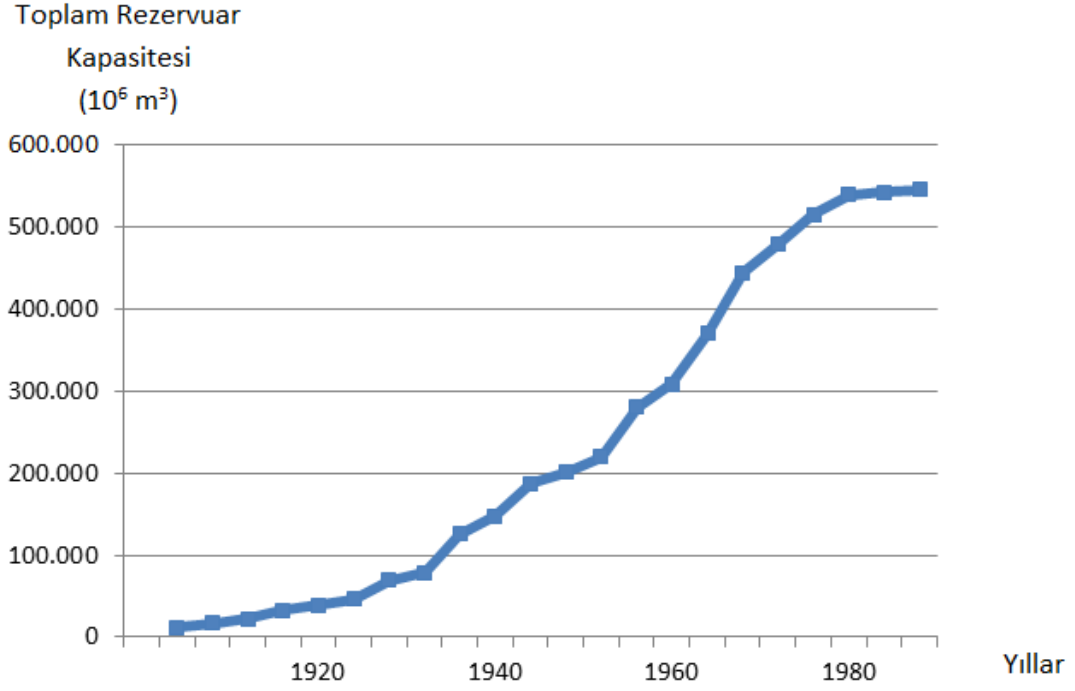


Şekil 2.6.Türkiye'nin CO₂ salımı ve kurulu gücünün değişimi [32]

2.3 Hidroelektrik Santraller

Akarsu gücünden yararlanılarak elektrik enerjisi üretimi 19. yüzyılın sonlarında başlamıştır. Ülkemizde ise 1902'de Tarsus'ta kurulan santral, hidroelektrik üretiminde ilktir [10]. Günlük yaşamda ve sanayide elektrik kullanımının yaygınlaşmasıyla, büyük hidroelektrik santraller yapılarak artan ihtiyaç karşılanmaya çalışılmıştır. Büyük barajların, güvenilir ve sürekli elektrik üretmenin yanı sıra; içme suyu, tarımsal sulama ve sel kontrolü gibi yararları da bulunmaktadır. Uluslararası itibar kaynağı olan bu projeler ancak devletlerin finanse edebileceği çok büyük yatırımlardır.

Mevcut elverişli baraj sahalarının değerlendirilmiş olması, fosil yakıtlarla çalışan termik santrallerdeki verim artışı, çevresel duyarlılığın yaygınlaşması ile büyük hidro-güç santral inşaatlarında önemli bir azalma gözlemlenmektedir. Büyük barajların doğaya olumsuz etkileri de büyük olmakta, ayrıca deprem ve güvenlik riski de taşımaları nedeniyle daha az tercih edilmektedirler. Birkaç gelişmekte olan ülkede inşaatı süren projeler dışında genel eğilim dev barajların zamanının geçtiğini göstermektedir [11]. ABD'de 1980'lere kadar hızla artan, büyük depolama kapasitesine sahip baraj inşaatlarının durma noktasına geldiği Şekil 2.7 'de görülmektedir [35].



Şekil 2.7 ABD’de inşa edilen baraj rezervuarlarındaki su tutma kapasitesinin yıllar içindeki değişimi [35]

Belirli bir coğrafyada bulunan hidroelektrik üretim potansiyeli; brüt, teknik ve ekonomik olmak üzere üç başlıkta değerlendirilmektedir. Çizelge 2.3’te Türkiye ve Dünya’da bulunan hidroelektrik potansiyel değerleri verilmiştir [36]. Hidroelektrik potansiyelin belirlenmesinde; teknolojik gelişmeler, çevresel etkenler ve devlet teşvikleri etkisi ile büyük değişiklikler olmuştur. Buna paralel olarak, son dönemde elektrik üretiminde yenilenebilir kaynaklara yönelim sonucu ülkemizin hidroelektrik potansiyelinin tekrar gözden geçirilmesi ve ekonomik potansiyelin yeniden belirlenmesi çalışmaları hız kazanmıştır. Günümüz yayınlarında ifade edilen Türkiye’nin kullanılabilir potansiyeli, küçük HES uygulamalarının dahil edilmesi ve ekonomik gelişmelerin göz önüne alınmasıyla, önemli ölçüde artacaktır. Yapılan mevzuat değişiklikleri ve teşviklerle, yenilenebilir enerji kapsamındaki hidroelektrik santrallerin özel sektör tarafından yapımı ve işletilmesi daha cazip hale gelmektedir.

Çizelge 2.3 Dünya’da ve Türkiye’de bulunan hidroelektrik potansiyel dağılımı [36]

Bölge	Brüt Hidroelektrik Enerji Potansiyeli (GWh/yıl)	Teknik Hidroelektrik Enerji Potansiyeli (GWh/yıl)	Teknik ve Ekonomik Hidroelektrik Enerji Potansiyeli (GWh/yıl)
Afrika	4.000.000	1.665.000	1.000.000
Asya	19.000.000	6.800.000	3.600.000
Avustralya / Okyanusya	600.000	270.000	105.000
Avrupa	3.150.000	1.225.000	800.000
Kuzey ve Orta Amerika	6.000.000	1.500.000	1.100.000
Güney Amerika	7.400.000	2.600.000	2.300.000
Dünya	40.150.000	14.060.000	8.905.000
Türkiye	433.000	216.000	127.820
Türkiye/Dünya (%)	1,07	1,54	1,84

Türkiye’nin sahip olduğu ekonomik hidroelektrik potansiyel değerinin, gelişmeler ışığında güncellenmesi gerekmektedir [1]. Söz konusu ekonomik potansiyelden yararlanma oranı Avrupa ülkelerinde %65 düzeyindedir. Söz konusu oran ülkemizde 2012 yılı verilerine göre %30 dur. Türkiye’nin hidroelektrik potansiyeli hakkında daha isabetli veriler ortaya konulması ve bu potansiyelden yararlanma yollarının aranması gerekmektedir.

Ekonomik hidroelektrik potansiyelin değerlendirilmesinde, çevreye olumsuz etkisi daha az olan, düşük yapı maliyetiyle akarsulardan güç üretimini mümkün kılan küçük ölçekli santraller öne çıkmaktadır. T. C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Lisans Yönetmeliği uyarınca 50 MW kurulu güce kadar olan hidroelektrik santraller yenilenebilir enerji kapsamında değerlendirilmekte ve teşviklerden yararlanmaktadır. HES’lerin sınıflandırılmasında kabul edilmiş kesin değerler söz konusu olmasa da, Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü’nün belirlediği yapı ve özelliklerine göre sınıflandırması aşağıda verilmiştir [37].

Depolama Yapılarına Göre:

- Depolamalı(rezervuarlı) HES'ler
- Nehir Tipi(regülatör) HES'ler

Düşülerine Göre:

- Alçak düşülü HES'ler($H < 10\text{m}$)
- Orta düşülü HES'ler($H = 10\text{-}50\text{ m}$ arası)
- Yüksek düşülü HES'ler($H > 50\text{ m}$ den büyük düşülü)

Kurulu Güçlerine Göre:

- Çok küçük (mikro) kapasiteli($< 100\text{ kW}$)
- Küçük(Mini) kapasiteli($100\text{-}1000\text{ kW}$)
- Orta kapasiteli($1000\text{-}10000\text{ kW}$)
- Büyük kapasiteli($> 10000\text{ kW}$)

Ulusal Elektrik Sisteminin Yükünü Karşılama Durumuna Göre:

- Baz Yük HES
- Puant(Pik)Yük HES
- Hem Baz hem de Puant(Pik)Yük HES

Baraj Gövdesinin Tipine Göre:

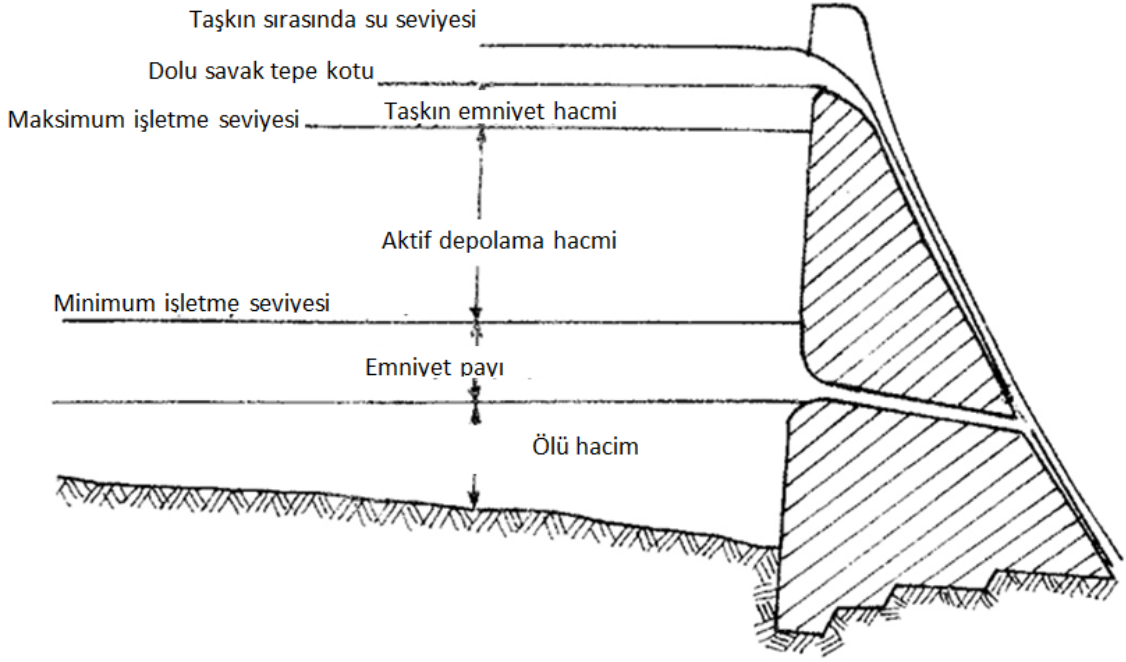
- Ağırlıklı Beton Gövdeli Barajlı HES
- Beton Kemer Gövdeli Barajlı HES
- Kaya Dolgu Gövdeli Barajlı HES
- Toprak Dolgulu Gövdeli HES vb.

Santral Binasının Konumuna Göre

- Yer Üstü HES
- Yer Altı HES
- Yarı Gömülü veya Batık HES

Teze konu olan sıralı HES sistemi; orta düşülü, depolamalı, puant yüke göre çalışan santrallerden oluşmaktadır. Söz konusu HES'lerin birkaç saatlik su depolama kapasitesinin günlük enerji üretim planlamasında önemli bir fayda sağladığı

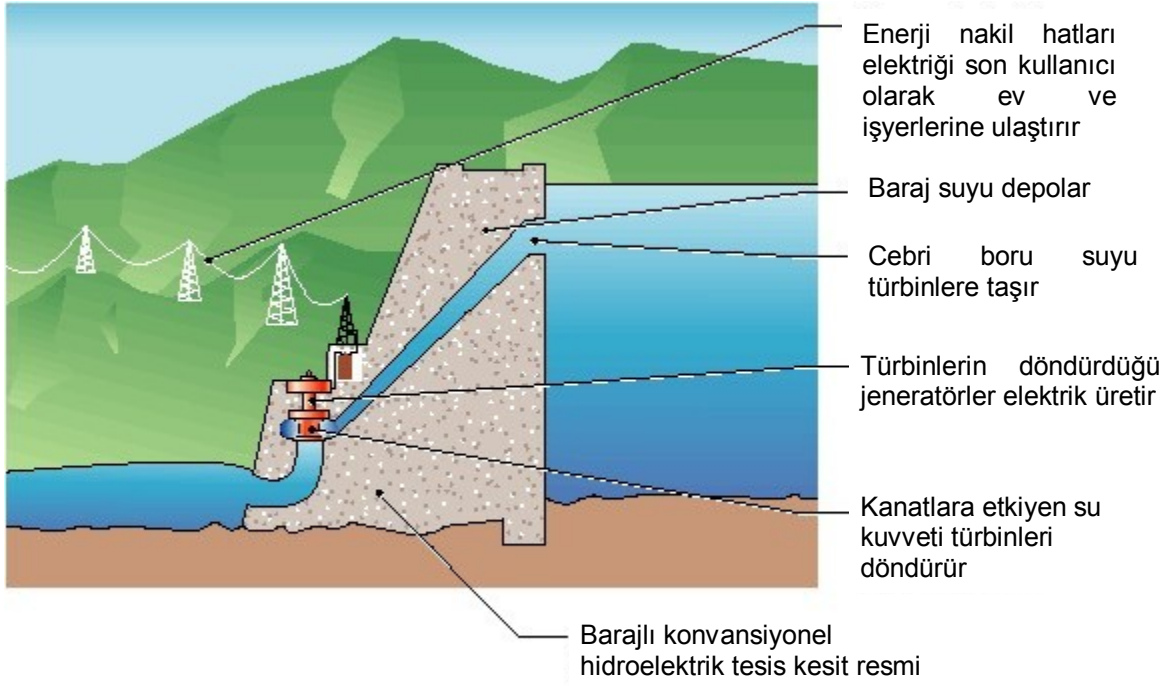
gözenmiştir. Şekil 2.8’de baraj haznesinin kısımları ve aktif depolama hacmi görülmektedir.



Şekil 2.8 Baraj haznesinin bölümleri [16]

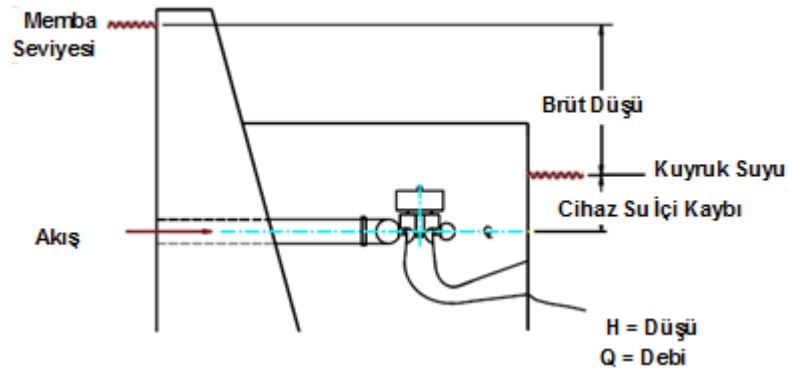
Depolamalı santrallerde rezervuarda depolanan su cebri boru ile türbine nakledilir. Türbinin çalıştığı jeneratörde elektrik üretilir ve dönüştürücü vasıtasıyla sisteme verilmeye hazır hale getirilir. Türbinden kuyruk suyu seviyesinde çıkan su, sıralı sistemdeki bir sonraki santralin kullanımına bırakılır.

Barajlı bir hidroelektrik santralde suyun potansiyel enerjisinin kinetik enerjiye dönüşümü, elektrik üretimi ve nakli Şekil 2.9’de görülmektedir. Hidroelektrik üretiminde temel büyüklükler, türbinden geçen su debisi ve düşü değerleridir. Türbin güvenli çalışması ve verimi bu iki değer etkisi altındadır.



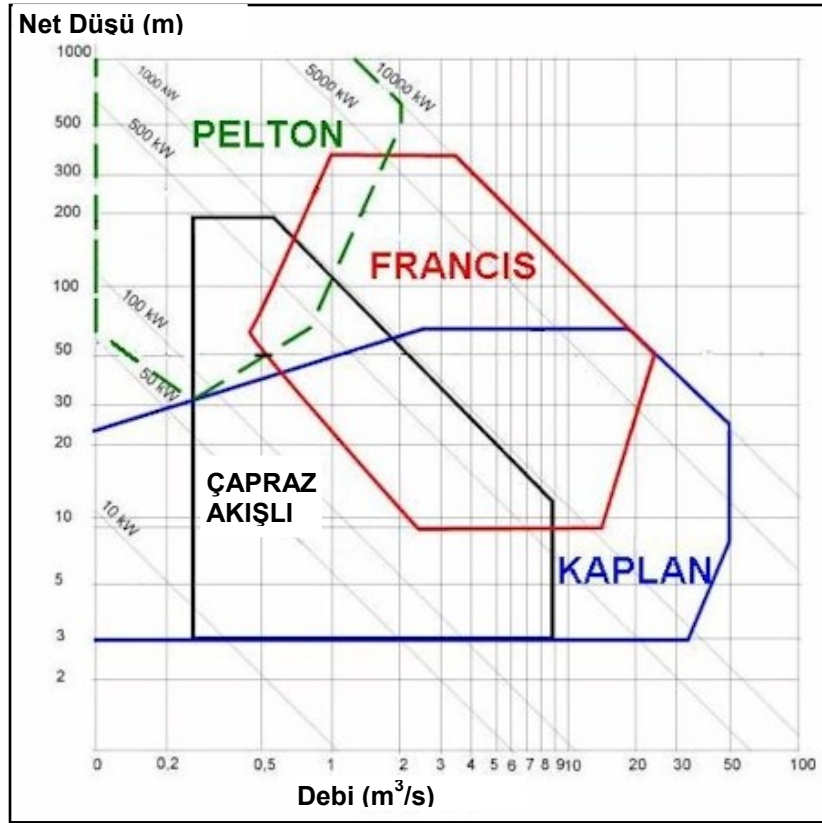
Şekil 2.9 Barajlı hidroelektrik santral kesiti [38]

Hidroelektrik santralin düşey kesitinin verildiği Şekil 2.10'da, enerji üretiminin temel değişkenleri olan debi ve düşü ilişkisi görülmektedir.



Şekil 2.10 Hidroelektrik santralin şematik gösterimi [38]

Su türbinleri hidroelektrik üretimin en önemli bileşenidir. Temel türbin çeşitlerinin çeşitli düşü ve debi değerlerine göre çalışma aralığı Şekil 2.11 'da görülmektedir. Santral boyutlandırılması ve türbin seçiminde en önemli veri, havzadaki akarsuyun debisidir. Bunun yanı sıra düşü, coğrafi şartlara bağlı olarak belirlenir. Havzanın enerji potansiyelinin belirlenmesi için akarsu akım verilerinin detaylı incelenmesi büyük önem taşımaktadır.



Şekil 2.11 Hidrolik türbinlerin düşü ve çıkış debiye göre optimum kullanım alanları [38]

SEÇİLEN HAVZANIN AKIM VERİLERİ ANALİZİ

Havza üzerinde kurulması muhtemel hidroelektrik santral veya santrallerin fizibilite çalışmalarının yapılması, modellenmesi ve iyileştirilebilmesi için, akarsu verilerinin uzun yıllara dayalı kayıtlarının incelenmesi gerekir. En önemli veri seti olan akım değerlerinin yanı sıra, olası bir santralin; kuyruk suyu, depolama hacmi, rezervuar alanı, buharlaşma, sızma kaçak oranları, su kalitesi ve çökelti değerleri gibi verilere de ihtiyaç duyulmaktadır [16]. Hesaplamaların temelini oluşturan, uzun zamanlı akım değerleri, DSİ ve EİE gibi kurumların akım gözlem istasyonları tarafından sağlanmaktadır. Ülkemizde akarsu akım gözlem istasyon verilerini Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü ve Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğünden ücreti karşılığı alınabilmektedir. Akım verileri dışındaki verilerin elde edilmesi, ancak ilgili kişi ve kuruluşların ölçüm yapması ile mümkün olabilecektir. Detaylı ölçüm yapılmaması ve veri eksiklikleri fizibilite çalışmalarının istenen düzeyde olmasını engellediği gibi rezervuarın sedimentasyonla dolması gibi sorunların öngörülmesini de engellemektedir.

Havza, doğal sınırları içinde, iklim, jeoloji, topoğrafya, toprak, flora ve faunanın sular ile etkileşim içinde olduğu, suyun ayırım çizgisinden denize aktığı noktaya kadar suyun toplanma alanıdır. Türkiye yirmi beş akarsu havzasına ayrılmıştır. Ülkemizdeki akarsu havzalarının dağılımı Şekil 3.1’de ve havzalara ilişkin veriler Çizelge 3.1’de görülmektedir [39]. Çalışmaya model Örnek olarak seçilen sıralı hidroelektrik santrallerin bulunduğu Dalaman Çayı, 8. Bölge olarak anılan Batı Akdeniz Suları Havzasında bulunmaktadır.

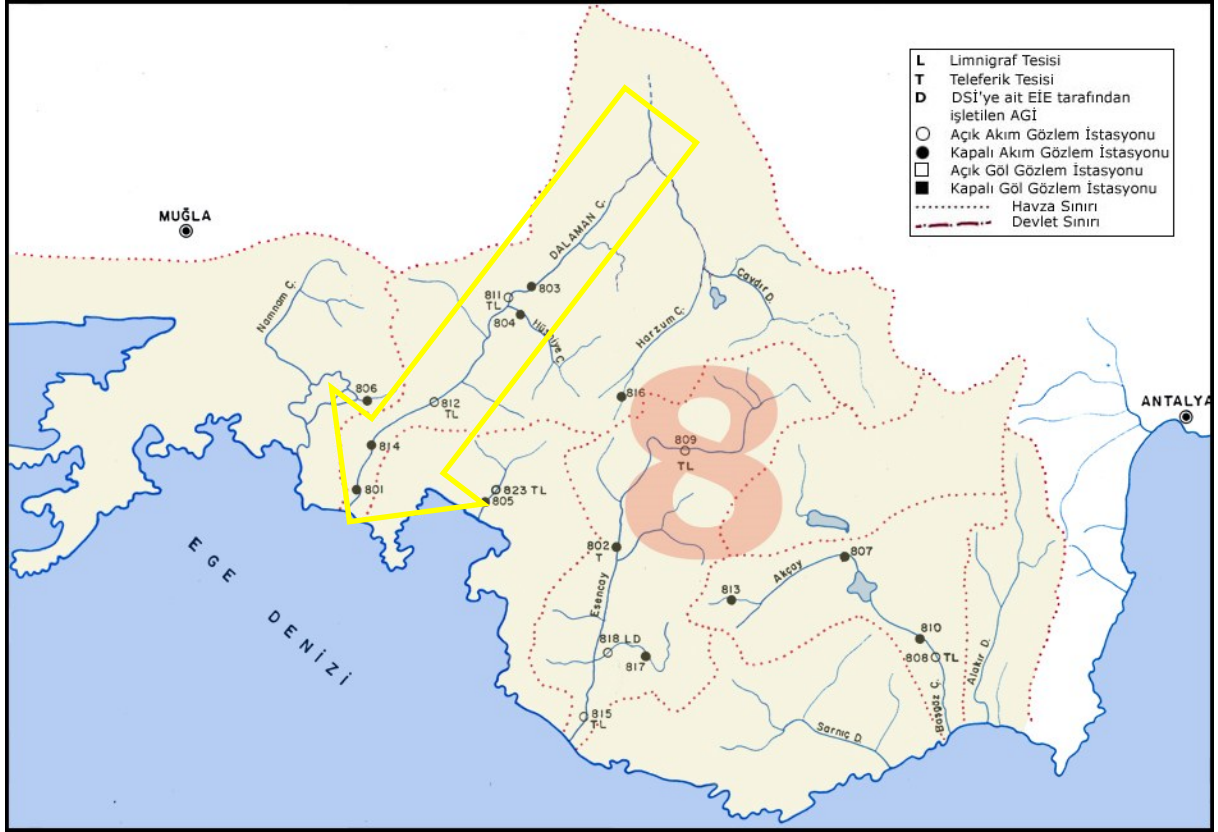


Şekil 3.1 Türkiye'nin 25 akarsu havzası [39]

Çizelge 3.1 Türkiye nehir havzalarına ait genel bilgiler [39]

Nehir Havzası Adı	Yağış alanı		Yıllık ortalama akış		Ortalama yıllık verim
	(km ²)	%	(km ³)	(%)	(l/s/km ²)
(01) Meriç-Ergene Havzası	14.560	1,9	1,33	0,7	2,9
(02) Marmara Havzası	24.100	3,1	8,33	4,5	11,0
(03) Susurluk Havzası	22.399	2,9	5,43	2,9	7,2
(04) Kuzey Ege Havzası	10.003	1,3	2,09	1,1	7,4
(05) Gediz Havzası	18.000	2,3	1,95	1,1	3,6
(06) Küçük Menderes H.	6.907	0,9	1,19	0,6	5,3
(07) Büyük Menderes H.	24.976	3,2	3,03	1,6	3,9
(08) Batı Akdeniz Havzası	20.953	2,7	8,93	4,8	12,4
(09) Antalya Havzası	19.577	2,5	11,06	5,9	24,2
(10) Burdur Gölü Havzası	6.374	0,8	0,50	0,3	1,8
(11) Akarçay Havzası	7.605	1,0	0,49	0,3	1,9
(12) Sakarya Havzası	58.160	7,5	6,40	3,4	3,6
(13) Batı Karadeniz Havzası	29.598	3,8	9,93	5,3	10,6
(14) Yeşilirmak Havzası	36.114	4,6	5,80	3,1	5,1
(15) Kızılırmak Havzası	78.180	10,0	6,48	3,5	2,6
(16) Konya Kapalı Havzası	53.850	6,9	4,52	2,4	2,5
(17) Doğu Akdeniz Havzası	22.048	2,8	11,07	6,0	15,6
(18) Seyhan Havzası	20.450	2,6	8,01	4,3	12,3
(19) Asi Havzası	7.796	1,0	1,17	0,6	3,4
(20) Ceyhan Havzası	21.982	2,8	7,18	3,9	10,7
(21) Fırat-Dicle Havzası	184.918	23,7	52,94	28,5	8,3
(22) Doğu Karadeniz Havzası	24.077	3,1	14,90	8,0	19,5
(23) Çoruh Havzası	19.872	2,6	6,30	3,4	10,1
(24) Aras Havzası	27.548	3,5	4,63	2,5	5,3
(25) Van Gölü Havzası	19.405	2,5	2,39	1,3	5,0
TOPLAM	779.452	100,0	186,05	100,0	

Akarsu akım verileri, Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'ne ait ve Akköprü mevkiinde bulunan 812 sayılı istasyondan alınmıştır. 812 numaralı akım gözlem istasyonu (28° 56' 04" D - 36° 55' 05" K) (Fethiye - O21) Muğla ili Köyceğiz-Fethiye yolunun Dalaman Çayı'nı kestiği köprünün 20 km membasındaki Akköprü köyü içindeki ahşap köprüdedir. Batı Akdeniz suları havzası, Dalaman Çayı ve 812 numaralı AGİ Şekil 3.2'de görülebilir.



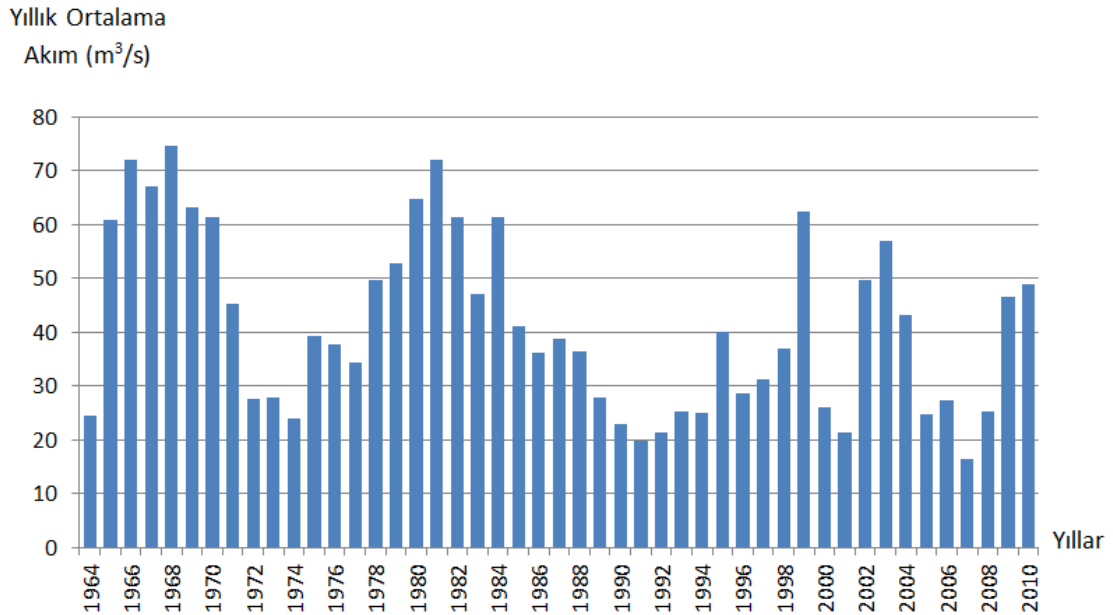
Şekil 3.2 Müteferrik batı Akdeniz suları havzası [36]

Akarsu rejimlerinin incelenmesinde zaman dilimi olarak su yılı göz önüne alınır. Su yılı bir önceki yılın 1 Ekim gününden başlar ve su yılı olarak anılan yılın 30 Eylül günü sona erer. 812 numaralı AGİ'den alınan 2008 akım yılına ait günlük ortalama akarsu debi değerleri Ek-A'da verilmiştir. Günlük ortalama akım verileri, 1964 - 2010 su yılları arasındaki her bir gün için m³/s biriminden alınmıştır. 812 numaralı istasyonun gözlem süresi içindeki veri özeti Çizelge 3.2'de verilmiştir.

Çizelge 3.2 Akım verileri özeti 812 numaralı akım gözlem istasyonu, 1964 – 2010

	Anlık Ölçüm Değerleri	Günlük Ortalama Değerler	Yıllık Ortalama Değerler
En çok	1 050 m ³ /s	708 m ³ /s	74,6 m ³ /s
En az	1,36 m ³ /s	4,9 m ³ /s	16,5 m ³ /s
Ortalama	41,6 m ³ /s	41,8 m ³ /s	41,5 m ³ /s

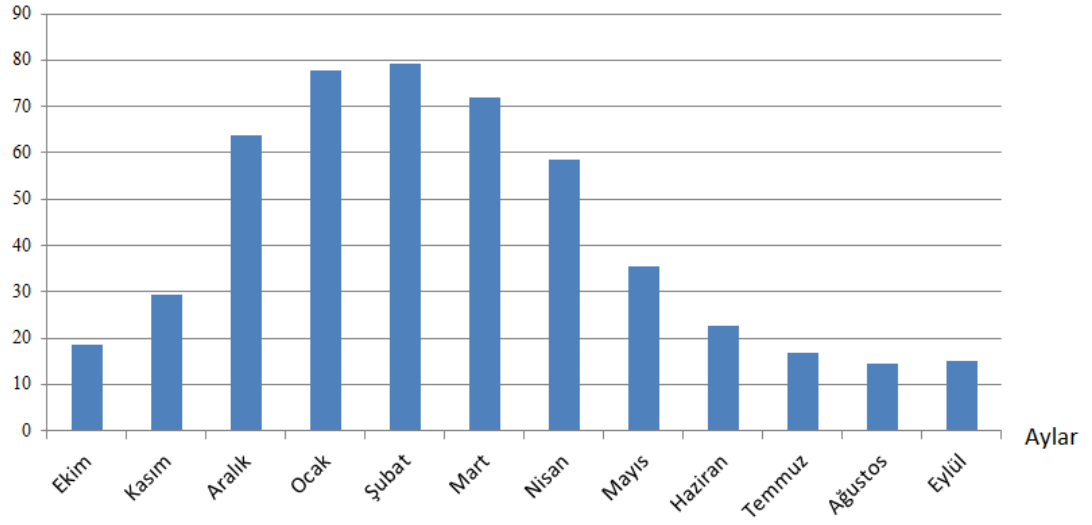
Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'nden alınan ve 46 su yılı için düzenlenmiş günlük ortalama akım verilerinin yıllık ve uzun dönem ortalamaları incelenmesi önemli sonuçlar ortaya koymaktadır. Şekil 3.3'te 1964 – 2010 yılları su yılları ortalama akım verilerinde kurak ve sulak dönemler görülmektedir. Nehrin akış rejiminin anlaşılması türbin seçiminin yanı sıra üretim planlama için de gereklidir.



Şekil 3.3 Dalaman Çayı yıllık ortalama akım değerleri

Akım verilerinin aylara göre dağılımı, özellikle büyük depolama hacmi olan ve mevsimsel elektrik üretim planlaması yapan HES'ler için büyük önem taşır. Çalışmaya konu olan santraller, günlük üretim planlama yapabilecek küçük rezervuarları olan sistemlerdir. Bununla birlikte, Şekil 3.4'te görülen, uzun yıllar aylık ortalama akım verileri, dönemsel üretim planlama ve tahmini üretim değerlerinin oluşturulmasında ipucu verecek niteliktedir.

Yıllık Ortalama
Akım (m³/s)

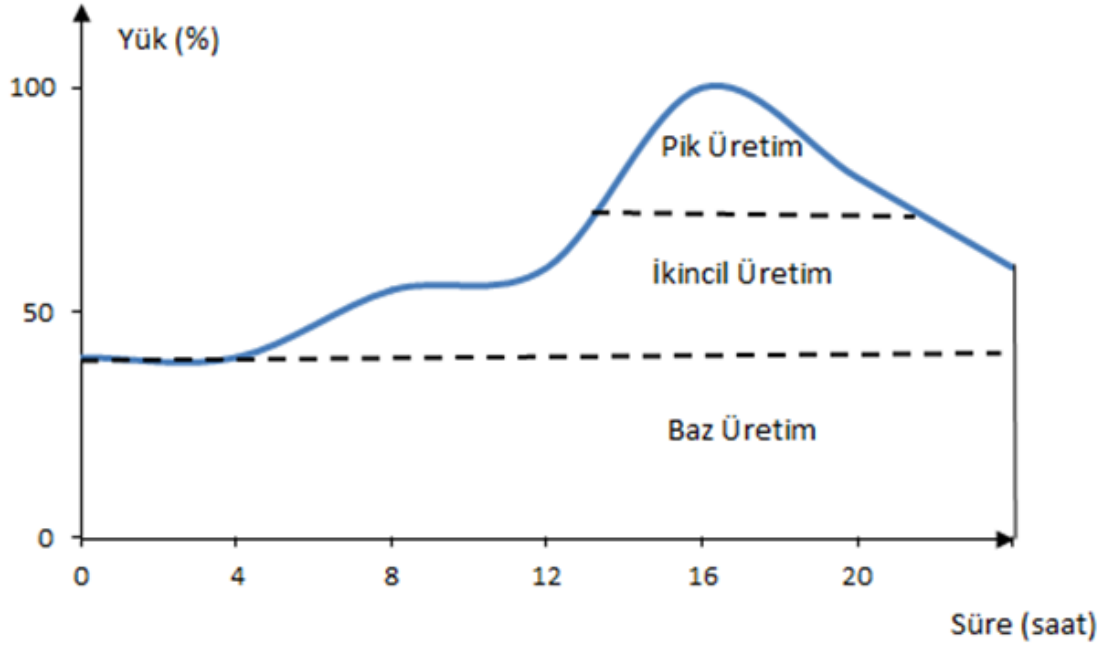


Şekil 3.4 Dalaman Çayı 46 yıllık akım değerlerinin aylık dağılımı

Bir havzada bulunan hidroelektrik enerji üretim potansiyelinden tam olarak yararlanılabilmesi için hidroelektrik santralin boyutlandırılması ve türbin seçimi ilk önemli adımlardır. Uzun dönem akarsu verileri ve havza bilgilerinin yardımıyla hidroelektrik enerji potansiyeli öngörülebilmektedir. Santralin boyutlandırılması ve türbin seçimi birlikte ele alınması gereken ve değişik kombinasyonların denendiği bir hesaplama sürecidir. Farklı yapısal ve donanımdaki santral alternatifleri içinden seçilen birkaç seçenek için detaylı analizler yapılır. İlk aşamada, olası üretim seçenekleri ve bunlara ait parametreler değerlendirilir. Örneğin santralin konumu, rezervuar depolama verileri, türbin büyüklüğü ve sayısı gibi seçenekler ele alınır. Hidroelektrik santralin özelliklerinin nihai olarak belirlenmesi ancak, coğrafi şartlar da göz önüne alınarak, iteratif çözümleme ile yapılabilir [16] [40]. Ayrıca, söz konusu santral boyutlandırma işlemi yapılırken, havzanın hidroelektrik potansiyelinden en fazla yararlanmak ile ekonomik karlılık gibi, birbirinden son derece farklı olabilecek hedefler göz önüne alınmalıdır.

Hidroelektrik santral kurulumunda hedeflenen elektrik enerjisi üretimi üç ana başlıkta değerlendirilir. Taahhüt edilen baz (birincil), planlanandan fazla üretilen ikincil ve pik zaman dilimindeki üretim, yirmi dört saatlik bir periyotta elektrik arzını oluşturur. Tipik bir günlük üretim eğrisi Şekil 3.5'te verilmiştir [41]. Genellikle akşam saatleri, ihtiyacın

en fazla olduğu ve elektrik ücretinin en yüksek olduğu zaman dilimidir. Puant üretim adını alan bu zaman aralığındaki elektrik arzı, özel sektör üreticileri için oldukça caziptir.



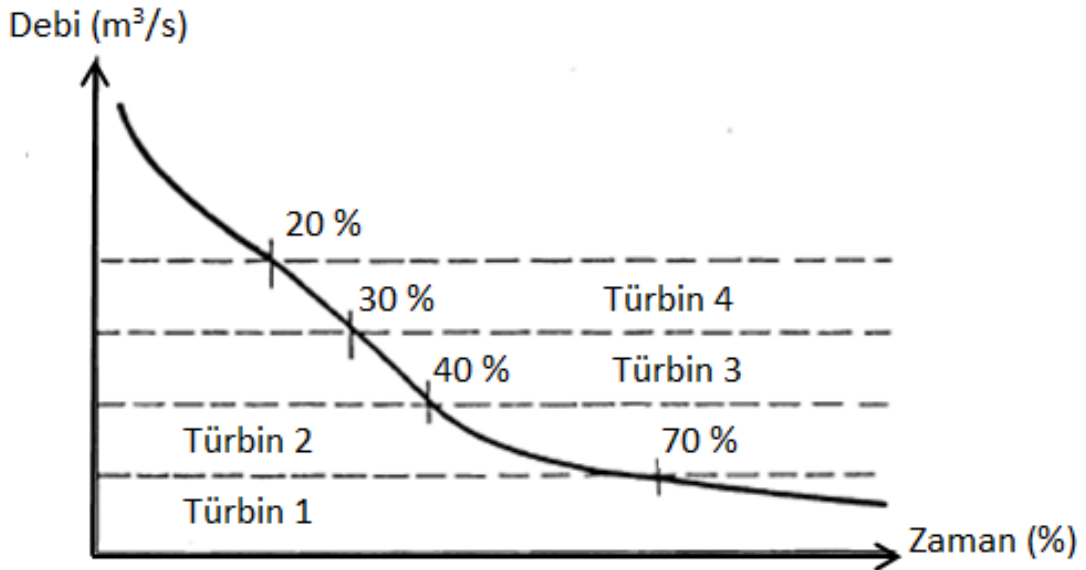
Şekil 3.5 Tipik bir günlük üretim eğrisi [16]

Yeni kurulacak bir HES sistemine boyutlandırılması veya mevcut bir sistemin iyileştirilmesi için yapılacak çalışmalarda kullanılan iki temel yaklaşım bulunmaktadır. Bunlar, **akım süreklilik eğrisi metodu** ve **sıralı akım yöntemi**dir [16]. Akım süreklilik eğrisi yönteminde, uzun dönemli akarsu akım verilerine dayanan akım süreklilik eğrisi üretim potansiyeli ve debi değeri belirlenir. Bu yöntemde düşü ve kuyruk suyu seviyeleri sabit alınabilir. Buna ek olarak türbin verimi için, ortalama bir değer kullanılabilir. Santral üretim sınırları, türbinin çalışabileceği, minimum düşü, debi ve jeneratör ile belirlenir. Söz konusu değerlerin sınırladığı akım süreklilik eğrisinin altında kalan alan santralin üretebileceği enerji miktarını ortaya koyar. Akım süreklilik eğrisi yöntemi günlük debi değerlerini kullanması nedeniyle diğer yöntemlere göre basit, hızlı etkin bir yöntemdir. Detaylı veri ihtiyacı yoktur ve bilgisayar hesaplamalarında büyük bir yük oluşturmaz.

Bu çalışmada kullanılan akım süreklilik eğrisi çizilmesinde, Dalaman Havzasına ait kırk altı yıllık debi değerleri kullanılmıştır. İlk aşamada, 812 numaralı akım gözlem istasyonundan alınan, yaklaşık 16.800 güne ait ortalama debi verileri en büyüktan en

küçüğe sıralanmıştır. En büyük debi değeri %100 olmak üzere, tüm debi değerlerin yüzdelik karşılığı bulunmuştur. Birbirine eş aralıklarla veri noktaları oluşturmak için 420 günlük aralıklar alınmıştır. Her 420 güne karşılık gelen debi ve yüzde değerleri, akım süreklilik eğrisinin veri noktalarını oluşturmuştur. Örnek olarak % 20 değerine karşılık gelen $60 \text{ m}^3/\text{s}$ değeri, zamanın %20'sinde $60 \text{ m}^3/\text{s}$ debi değerlerinin görüldüğünü anlamına gelmemektedir. Bunun yerine, zamanın %20'sinde $60 \text{ m}^3/\text{s}$ ve üzeri debi değerlerinin görüldüğünü ifade etmektedir.

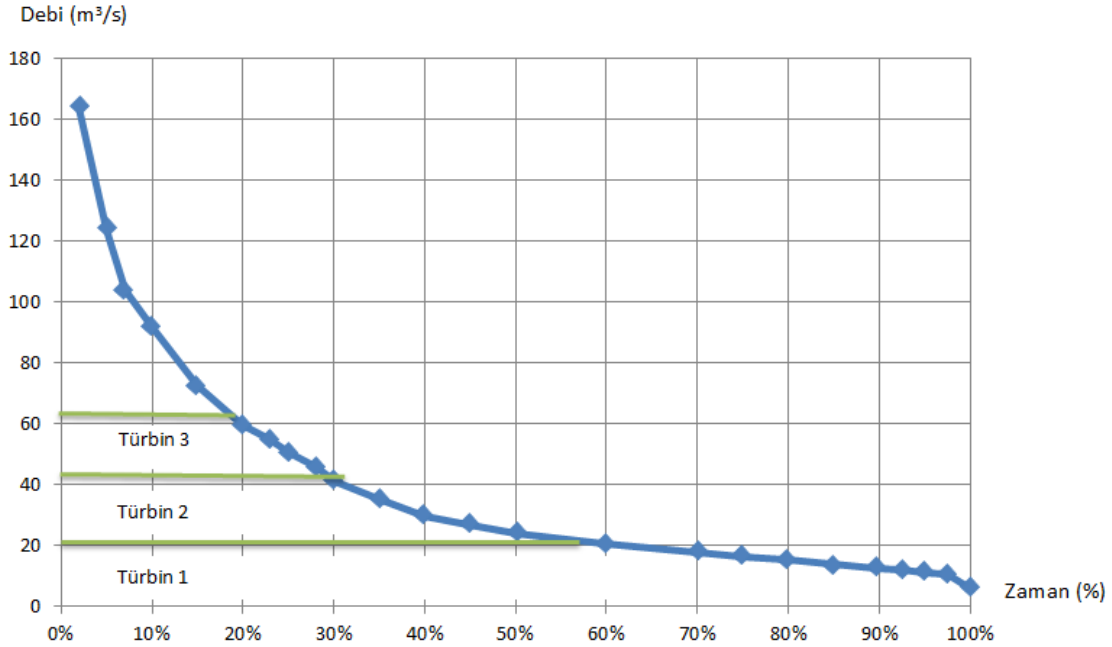
Akım süreklilik eğrisi metodu ile hidroelektrik enerji potansiyeli belirlenmesinde, eğri üzerinde günlerin %15 – 30 aralığında bir debi değerinin, çalışma debisi olarak seçimi tavsiye edilmektedir [16]. Bu seçim aralığı oldukça geniş olmakla birlikte, türbin seçimi ve santral boyutlandırılması için bir temel fikir vermektedir. Boyutları ve sayısı bakımından türbin seçimi, santral konumlandırılması, rezervuar hacmi gibi pek çok etken santralin üretim kapasitesinin belirlenmesinde önemli rol oynar. Şekil 3.6'da, bir havzada kullanılabilecek türbinlerin boyut ve sayılarının belirlendiği tipik bir akım süreklilik eğrisi örneği görülmektedir.



Şekil 3.6 Örnek akım süreklilik eğrisi üzerinden türbin seçimi [16]

Uzun yıllar verilerine dayalı akım süreklilik eğrisi üzerinden belirlenen toplam türbin debi çalışma değeri, santral boyutlandırılmasında ilk adımdır. Türbin sayısının belirlenmesinde en az sayıda türbin kurulması kuşkusuz maliyeti azaltacaktır. Diğer yandan birden fazla türbin kullanımı durumunda, santralin enerji üretimi hidrolojik değişimlerden daha az etkilenecektir. Eğer kritik seçim noktasına yakın değerlerde akım

değişimi fazla ise, birden fazla türbin kullanılarak nehir debisinin en etkin kullanımı sağlanabilir. Şekil 3.7’de Dalaman Çayı’na ait, uzun yıllar akım süreklilik eğrisi ve mevcut üç türbinli HES sistemlerinin akım değerlerine karşılık gelen yüzdelik zaman dilimleri görülmektedir.



Şekil 3.7 Dalaman Çayı 1964 – 2010 arası verilere göre akım süreklilik eğrisi ve mevcut santral çalışma aralıkları

Akım süreklilik eğrisinden elde edilen türbin debi ve havza enerji potansiyeli değerleri, ön çalışmalar için gereklidir. Ancak, depolamalı ve birden fazla santral içeren sistemin enerji üretiminin modellenmesi için bu yöntem yetersiz kalır. Bu tür sistemlerin analizinde, sıralı akım yöntemi veya iki yönetime de dayanan hibrit yöntem kullanılabilir. Sıralı akım yönteminde, akım değerleri üzerinden belli bir zaman dilimi için hesaplama yapılır. Süreklilik denklemi kullanılarak, sistemden geçen akım, üretim ve depolama değerleri incelenir. Bu yöntemin, detaylı veri ihtiyacı ve getirdiği ağır hesaplama yükü en büyük dezavantajlarıdır. Teze konu olan havza açısından, akım süreklilik eğrisi ile sistemin yapısı incelenmiştir. Ancak matematik model ve simülasyon ile ilgili çalışmalar, süreklilik denklemine dayalı sıralı akım yöntemi ile yapılmıştır.

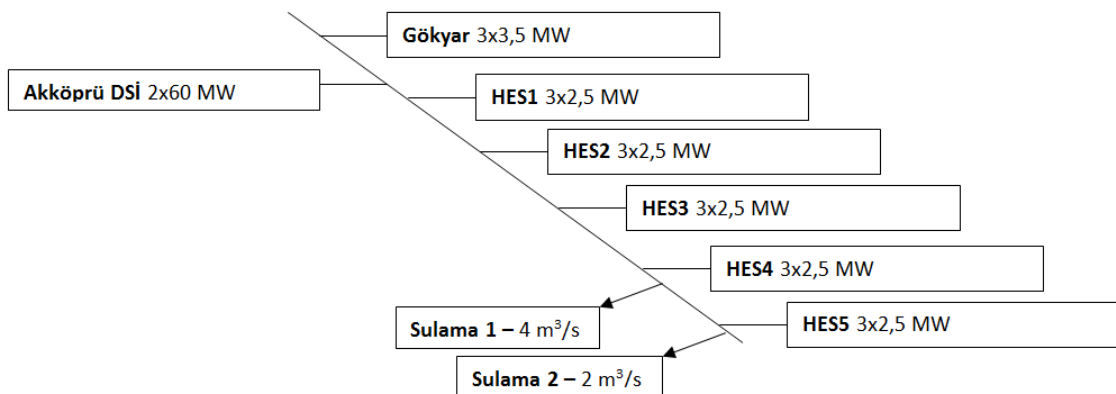
ÖRNEK SIRALI HES SİSTEMİ VERİLERİ VE MODELLENMESİ

Havza: doğal sınırları içinde, iklim, jeoloji, topoğrafya, toprak, flora ve faunanın sular ile etkileşim içinde olduğu, suyun ayırım çizgisinden denize aktığı noktaya, suyun toplanma alanıdır [39]. Bir havzadan enerji üretimi, sulama ve benzeri faydalar sağlanırken, aynı zamanda havzanın, toprak, su, biyolojik çeşitlilik ve diğer doğal kaynaklarının korunması esastır. Havza yönetimi, toplum yararına sürdürülebilir olmak zorundadır. Günümüzde hidroelektrik santrallerin inşaatı ve işletilmesi sırasında çevresel kaygılar ile büyük toplumsal itirazlar ortaya çıkmaktadır. Bir havzaya inşa edilebilecek santraller bilimsel yöntemlerle ve titizlikle tespit edilmelidir. HES'lerin inşaatı çevre duyarlılığı ile havza ekosistemine büyük özen gösterilerek yapılmalıdır. On yıllık ortalama debi değerinin en az %10'u nehir yatağına can suyu olarak devamlı bir şekilde bırakılması gerekmektedir. Hidroelektrik üretimi sırasında, havza yönetim planında belirlenen, can suyu ve kullanım suyu miktarlarının bırakılması konusunda hassasiyet gösterilmelidir. Bu ve benzeri konulardaki yanlış uygulamalar, HES'ler ile ilgili kötü bir ön yargının oluşmasına zemin hazırlamaktadır.

Bu çalışma için örnek olarak seçilen sıralı santral sistemi Batı Akdeniz Suları Havzası'nda bulunan Dalaman Çayı üzerinde yer almaktadır. Havzadaki hidroelektrik potansiyelin tam olarak değerlendirilebilmesi için akarsu üzerinde kurulan birden fazla ve farklı özellikteki sıralı santrallerin verimli çalıştırılabilmesi gereklidir. Karşılaşılan en büyük zorluk; farklı debilerde çalışan, değişik düşü ve depolama kapasitelerine sahip, hatta işletmecileri bile aynı olmayan santrallerin bulunduğu bir havzada üretimin optimum olacak şekilde düzenlenmesidir. Şekil 4.1'de görülen Dalaman Çayı üzerindeki santral ve sulama noktaları problemin karmaşıklığını ortaya koymaktadır. Yirmi dört saatlik

üretim planlamanın yapıldığı bu tarz sistemlerde her santralden bırakılacak su miktarı ve zamanlaması elektrik üretimini ve karlılığı doğrudan etkileyecektir. Doğru havza yönetiminin ortaya konabilmesi; uzun dönem akarsu verilerinin analizi, santrallerin özelliklerinin iyi bilinmesi, arz talep dengesinin gözetilmesi ve çevresel kısıtlara uyulması ile mümkün olabilir. Can suyu ve yaz aylarında bırakılması taahhüt edilen sulama suyu debi değerleri dikkatle takip edilmelidir. Özellikle birkaç saatlik depolama kapasitesine sahip puant üretimi hedefleyen işletmeler için yirmi dört saatlik çalışma süresi içinde doğru planlama yapmak hayati önem taşır. Bu tür elektrik üreticileri, gün öncesi belirlenen fiyatlandırma uyarınca ertesi gün üretecekleri elektriğin miktarını ve zamanını Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezine bildirmek zorundadır. Planlamanın isabetli yapılması, taahhüt edilen zaman aralığında elektriğin üretilmesi ve kalan zamanda da rezervuarın doldurulması ana hedeftir.

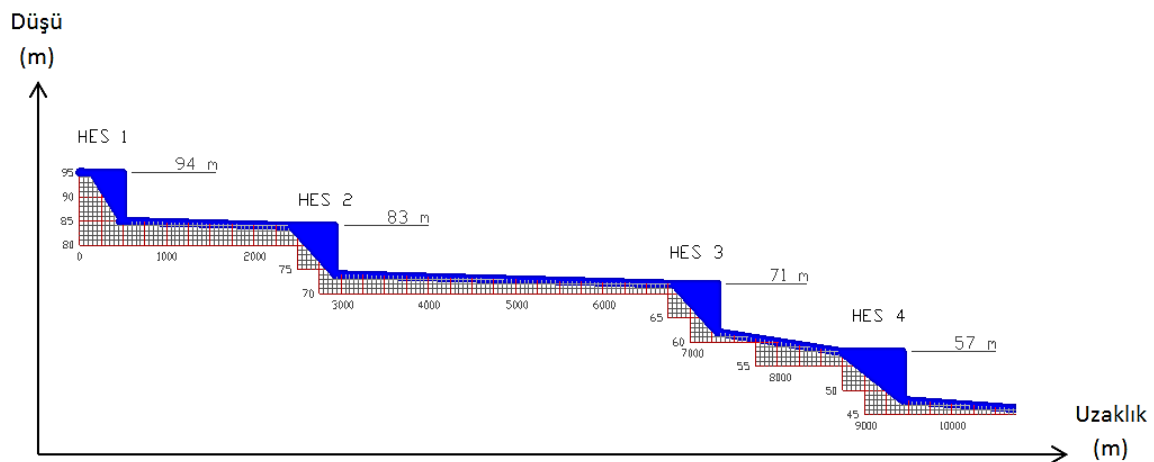
Dalaman havzasındaki mevcut santrallerden en yüksek rakımdaki Gökyar santrali, sıralı santrallerden mansap tarafındaki ilk santral olan HES1'e yaklaşık 16 km uzaklıktadır. Gerek eğim gerek akarsu debi değerleri açısından, bu çalışmanın konusu olan HES1, HES2, HES3 ve HES4 santrallerini etkileyecek mesafede değildir. İncelenen santrallerin arasındaki uzaklık en az iki, en fazla dört kilometre kadardır. Akköprü santrali, verilerin toplandığı hesaplamaların yapıldığı süreçten sonra inşa edilip su tutmaya başladığından hesaplamalara etkisi olmamıştır. Dalaman havzasındaki mevcut santraller ve sulama noktaları Şekil 4.1'de verilmiştir. Şekilde sulama 1 ve 2 olarak ifade edilen, tarım arazilerine su çekilmesi Mayıs – Eylül ayları arasında yapılmaktadır. Hesaplama kolaylığı sağlaması adına, sulama kayıplarının etkisinin bulunmadığı aylara ait veriler ve üretim değerleri kullanılmıştır.



Şekil 4.1 Dalaman havzasındaki mevcut HES ve sulama noktaları

4.1 İncelenen Sıralı HES Sisteminin Özellikleri

Teze konu olan, hidroelektrik üretim sistemi, puant üretim yapan, farklı depolama kapasitesine sahip, dört sıralı santralden oluşmaktadır. Birbirlerinin etki sahasında bulunan sıralı dört santralden oluşan sisteminin tamamı aynı firmaya aittir ve aynı merkezden yönetilmektedir. Teze konu olan sıralı hidrolik santral sisteminin konum ve rakım değerlerini veren boykesiti Şekil 4.2’de verilmiştir. Dalaman Çayı üzerinde bulunan santrallerden en yüksek rakımda (memba tarafında) HES1, diğerlerine göre en küçük rezervuar depolama kapasitesine sahipken, HES3 ve HES4 diğerlerine göre daha büyük depolama kapasitesine sahiptir.



Şekil 4.2 Sıralı hidrolik santral sisteminin boykesiti

Dört santralin de düşü ve depolama kapasiteleri önemli farklılıklar göstermesine karşın her birinde üçer adet birbirine eş türbin – jeneratör sistemi bulunmaktadır. Tüm santrallerin düşü ve faydalı depolama değerleri Çizelge 4.1’de verilmiştir. Elektrik üretim sistemlerinin katalog bilgileri Ek-B’de bulunmaktadır. Türbin katalog değerlerinde; anma düşüsü 14 m, anma debisi 21,3 m³/s, anma devir değeri 300 min⁻¹, türbin verimi % 91 ve anma gücü 2 688 kW olarak belirtilmiştir.

Bir santralde üretilen hidroelektrik enerji; santral düşüşü, türbin debisi, türbin verimi ve zamanın fonksiyonudur. Sıralı santrallerdeki üretiminin hesaplanmasında bir rezervuara gelen su, bir önceki santralin bıraktığı kadardır. Dört santralde bulunan türbinlerin hiçbirinde ayarlı vana bulunmamaktadır. Bu nedenle, çalışma sırasında türbinden bırakılan debi değerleri katalog anma değerleri ile aynıdır. Normal şartlar altında suyun boşa harcanmasına izin verilmeyeceği düşünülürse, bir santralden

bırakılan su miktarı, türbin anma debisi ile çalıştırılan türbin sayısının çarpımı ile bulunabilir. Üretim planlama, memba tarafından gelen su ve faydalı depolama seviyesine göre; bir türbin çalışıyorsa 21,3 m³/s, iki türbin kullanımdaysa 42,6 m³/s ve üç türbin için 63,9 m³/s debide su bırakılarak elektrik üretimi sağlanmaktadır. Türbinlerde ayarlı vana bulunmaması ve anma debisinde çalıştırılması istendiğinden, sadece yukarıda belirtilen debi değerlerinde üretim yapıldığı işletme tarafından ifade edilmiştir.

Rezervuarda depolanan su miktarı, düşü değerini belirleyerek üretim yapılabilecek sınırları oluşturmaktadır. Düşü ve rezervuar depolama kapasitelerinin değişimi, eldeki akım verilerinden ve günlük üretim kayıtlarından hesaplanarak elde edilmiştir. Çizelge 4.1’de ifade edilen, santrallerin ortalama düşü değerleri, eldeki üç yıllık akım ve düşü kayıtlarından elde edilmiştir. Çizelge 4.1 ‘den görüleceği üzere santrallerde büyük düşü değişimlerine izin verilmemektedir. Bunun sebebi rezervuar kapasitelerinin küçük oluşu ve türbinlerin sedimantasyon tarafından zarar görmesi riskidir. Sistemin modellenmesi ve simülasyonu sırasında işlem yükünün hesaplanabilir düzeyde olması açısından debi ve verim değerleri sabit olarak alınmıştır. Katalogda bulunan türbin anma verim değeri % 91 ve jeneratör verim değeri 91 % verilmektedir. Türbin katalog değerleri dışında elektrik üretimine etki eden bir diğer etken de devreye alma ve devreden çıkartma kayıplarıdır. İşletme tarafından belirtilen devreye alma süresinde, ortalama üç dakikalık bir üretim kaybı olduğu ifade edilmiştir.

Çizelge 4.1 Hidroelektrik santrallerin ortalama düşü ve depolama değerleri

	Ortalama düşü h_i (m)	İzin verilen düşü değişimi Δh_i (m)	Rezervuar faydalı depolama ΔV_i (m ³)
HES1	9,1	0,5	107.352
HES2	14,1	1,3	207.036
HES3	14,1	1,1	421.740
HES4	15,0	1,0	406.404

Teze konu olan sıralı hidroelektrik santral sistemi için üç yıllık elektrik üretim verilerinin kayıtları elde edilmiştir. İşletme şartları incelenen hidroelektrik santrallerde düşü değerlerinde büyük değişimlere izin verilmediği kayıtlardan da görülmüştür. Santrallerde tutulan üretim kayıtlarında sadece rezervuar su seviyesi değeri bulunmaktadır. Derinlik, düşü veya kuyruk suyu seviyeleri kayıt altına alınmadığından nehir debisi ve santral çalışma rejimine göre düşü değişimi konusunda kesin bir veri elde bulunmamaktadır. Nadir görülen taşkın durumlarında suyun savaklandığı (hatta barajın üzerinden aştığı), kuyruk suyu seviyesinin yükseldiği ve enerji üretimini olumsuz etkilediği çalışanlar tarafından ifade edilmiştir.

Sıralı hidroelektrik sistemlerindeki faydalı hacimlerin etkin kullanımıyla üretim planlamaya katkıda bulunması bu çalışmanın temelini oluşturmaktadır. Ancak, simülasyon için son derece gerekli olan, santral faydalı depolama, depolama – düşü değişimi ve verim değişim değerleri elde bulunmamaktadır. Bu durum, her bir santral için faydalı rezervuar hacimlerinin hesaplanması zorunluluğunu ortaya çıkartmıştır.

Öncelikle kurak dönemlerdeki akım değerleri baz alınarak, sulama suyu alınmayan, arıza ve bakım kaydı bulunmayan, tipik üretim tarzının geçerli olduğu örnek günler seçilmiştir. Seçilen örnek bir günde memba tarafındaki ilk santral olan HES1'e gelen su miktarı, 812 numaralı akım gözlem istasyonu tarafından ölçülen, günlük ortalama nehir debisidir. HES1 santrali üretim raporlarında, rezervuarın tam dolu konumundan kaç dakika süresince kaç türbin çalıştırılarak boşaltıldığı ifade edilmiştir. Buna karşın, depolama kapasitesinin, türbinlerden su bırakılmadan, sadece gelen akarsu debisi ile kaç dakikada dolduğu görülmektedir. Söz konusu üretim raporlarında, birden fazla

örnek gün ve zaman dilimi içerisinde doldurma ve boşaltma işlemleri için HES1 depolama kapasite değeri, hacimsel süreklilik denklemi uyarınca bulunmuştur. HES2 santralinin rezervuar kapasitesi bulunurken de aynı yol izlenmiştir. HES2 santraline gelen su miktarı HES1'in üretim sürecinde bıraktığı su kadardır. Söz konusu örnek günlerdeki nehir debilerine göre; depolama, düşü ve enerji hesaplamaları göz önüne alınarak dört santralin faydalı hacimleri hesaplanmıştır. Rezervuar hacmi hesaplanırken; örnek güne ait nehir debisi, santralin çalışma aralıkları, hacimsel denge, düşü değerindeki değişimler ve santralin çalıştırılabildiği en düşük düşü sınırı göz önünde bulundurulmuştur.

4.2 Hesaplama Temelleri

Hidroelektrik santrallerin girdisi akarsu havzasından kullanılan sudur. Bu nedenle, sisteme gelen günlük ortalama akarsu debisi, zamana bağlı üretim hesaplamalarının temelini oluşturmaktadır. Özetle, akarsuyun sağladığı günlük su miktarının hangi oranda ve ne zaman kullanılacağını, hangi zaman aralığında depolanacağını optimize edilmesi gerekmektedir. Bir santral için kullanılan veya depolanan su miktarı, süreklilik denklemi 4.1 ile hesaplanır. Buna bağlı olarak, üretim değerleri için enerji denklemi 4.2'den yararlanılmıştır. Bir santralin faydalı depolama hacmindeki su miktarı, düşüyü ve sistemin çalışma sınırlarını belirlemektedir. Ayrıca, depolamanın etkin kullanımı, santralden en fazla elektrik üretiminin veya karlığın sağlanması için gereklidir.

Süreklilik denklemi:

Rezervuardaki değişim = (Giren Su – Çıkan Su) . zaman aralığı

$$\Delta V = [Q_{\text{Giren}} - Q_{\text{Çıkan}}] \cdot \Delta t \quad (4.1)$$

Enerji denklemi:

$$E = \rho \cdot g \cdot Q_{\text{Çıkan}} \cdot h \cdot \eta \cdot \Delta t \quad (4.2)$$

Çizelge 4.2 Temel güç denklemindeki sabit ve değişkenler

E	Enerji	[kWh]
ρ	Suyun yoğunluğu	1 000 [kg/m ³]
g	Yerçekimi ivmesi	9,81 [m/s ²]
Q	Debi	[m ³ /s]
h	Düşü	[m]
η	Genel verim	
Δt	Zaman aralığı	[h,s]

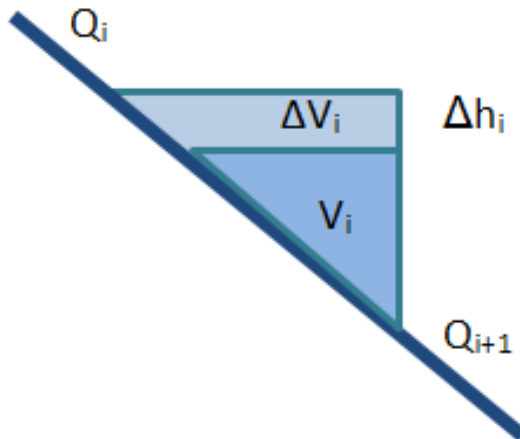
Hidroelektrik santrallerin üretim hesaplamaları, süreklilik denklemi ile bulunan, rezervuarlardaki anlık su miktarı değerlerine dayanır. Bu yolla santralin kaç türbin ile hangi zaman aralığında çalıştırılabileceği ve sistemin üretim – depolama süreleri bulunabilmektedir. Sıralı santral sistemine gelen su miktarı, akım gözlem istasyonu tarafından bildirilen nehir debisidir. Akarsudan gelen su, en yüksek rakımdaki HES1’den itibaren kullanılacak ve sırasıyla bir sonraki santralin rezervuarına gidecektir. Sistemde bulunan dört santralin de depolama kapasitelerinin doğru şekilde değerlendirilmesi ile enerji üretiminin hangi zaman aralığında yapılabileceği belirlenebilecektir.

Bu bağlamda, yirmi dört saatlik hesaplama süresince rezervuardaki anlık su miktarı ve buna bağlı düşü değeri, hesaplamaların temelini oluşturmaktadır. Hesaplamalarda temel zaman aralığı $\Delta t = 10$ dakika olarak alınmıştır. Akarsudan gelen su miktarına ve genel üretim planlamasına ve bağlı olarak sistemin üç temel çalışma şekli bulunmaktadır. Sistem; üretim ($Q_{Giren} \leq Q_{Çıkan}$), üretim-depolama ($Q_{Giren} \geq Q_{Çıkan}$) ya da depolama ($Q_{Çıkan} = 0$) şeklinde çalışmaktadır. Yirmi dört saatlik çalışma süresince her on dakikalık zaman diliminde, bir sonraki zaman dilimine ait depolama miktarı kontrol edilmekte, eğer rezervuarda bulunan ve gelecek olan su miktarı bir sonraki adım için yetersiz ise elektrik üretimi durdurularak depolamaya geçilmektedir.

4.3 Bir Santralde Rezervuar Kullanımı

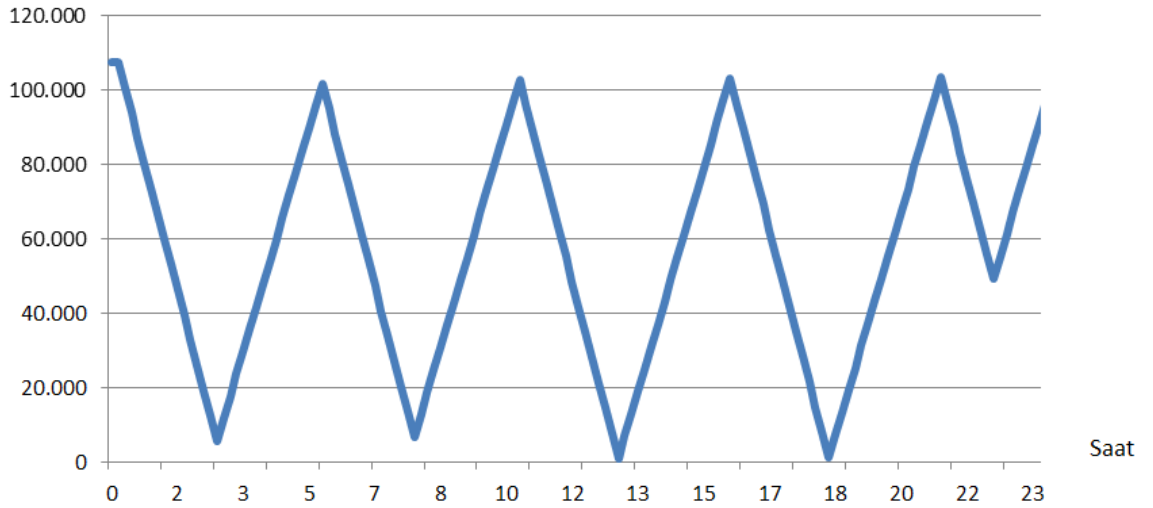
Teze konu olan örnek sisteme ait verilerden yararlanılarak, akım süreklilik denklemleri ile enerji üretimini, yirmi dört saat boyunca, on dakikalık zaman dilimlerinde hesaplayan bir simülasyon programı oluşturulmuştur. Örnek olarak incelenen santrallerin bulunduğu Dalaman Çayı için ön inceleme, üçüncü bölümde akım süreklilik eğrisi yöntemi ile ele alınmıştı. Bir santral için seçilen toplam anma debisi olan $63,9 \text{ m}^3/\text{s}$ ($21,3 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 3$), söz konusu yöntemle göre bir yılın yüzde yirmisine denk gelmektedir. Bu demek oluyor ki, bu değerle tek bir türbin seçilmiş olsaydı, depolamasız bir santral tipik bir yılın sadece yüzde yirmisinde, yani yaklaşık 73 gün çalışabilecekti. Mevcut durumda, depolamanın ve paralel üç türbin bulunması nedeniyle 365 gün elektrik üretimi mümkün olmaktadır. Günde birkaç saatlik düzeyde dahi olsa depolamanın önemi görülmektedir.

Depolamanın optimal kullanımı ve üretim planlama konularının detaylı incelenmesi için çalışmanın bu bölümünde ilk aşamada tek bir santralin çalışması ele alınmıştır. Elektrik üretimi ve gelir hesaplanırken, rezervuardaki su miktarı ve düşü değişimi temel değişkenlerdir. Nehirden gelen günlük ortalama su miktarı ve depolama kapasitesi, üretime etki eden parametreler olarak incelenecektir. Şekil 4.3'te bir santral için faydalı depolama hacmi ve izin verilen düşü değişimi görülmektedir.



Şekil 4.3 Süreklilik denklemi uyarınca bir rezervuarda depolama ve düşü değişimi

Tek rezervuar kullanımına ait çalışmada faydalı depolama hacmi $107\,352\text{ m}^3$ olan HES1 santrali öncelikle ele alınmıştır. Şekil 4.4'te $10\text{ m}^3/\text{s}$ günlük ortalama nehir debisi gelen su ve tek türbin çalıştırılması ile $21,3\text{ m}^3/\text{s}$ çıkan su debisi için rezervuar depolama hacminin yirmi dört saatlik değişimi görülmektedir. Santral bir günlük süreçte dolu alınıp, ertesi gün için dolu bırakılmıştır. Nehirden gelen günlük ortalama debinin $10\text{ m}^3/\text{s}$ olduğu tipik çalışma gününde faydalı depolama dört kereden tam ve son seferde yarısına kadar kullanılmış ve tekrar doldurulmuştur. Elektrik üretim süresince boşaltma ve bir sonraki üretim için tekrar doldurma işlemi periyodik bir yapıdadır. Yirmi dört saatlik sürede yapılan boşaltma – doldurma işlemi sayısı, akarsudan gelen su miktarı ve çalıştırılan türbin sayısına bağlı olarak değişmektedir. Şekil 4.4'te görülen örnek durumda, yirmi dört saatlik süreçte, rezervuarın boşaltma – doldurma işlemi sayısı 4,6'dır. Santralin boşaltma – doldurma işlemi sayısı, akarsudan gelen su debisine, türbin anma debisine, çalıştırılan türbin sayısına ve rezervuarın faydalı depolama kapasitesine bağlıdır. Rezervuarın dolma süresi, kullanım sonucu boşalan faydalı depolamanın akarsudan gelen su miktarı ile tam dolu konuma gelmesine kadar geçen süredir. Buna karşın, boşalma süresi çalıştırılan türbin sayısına ve akarsudan gelen su debisine bağlı olarak, faydalı depolamanın tamamıyla boşalma süresidir.



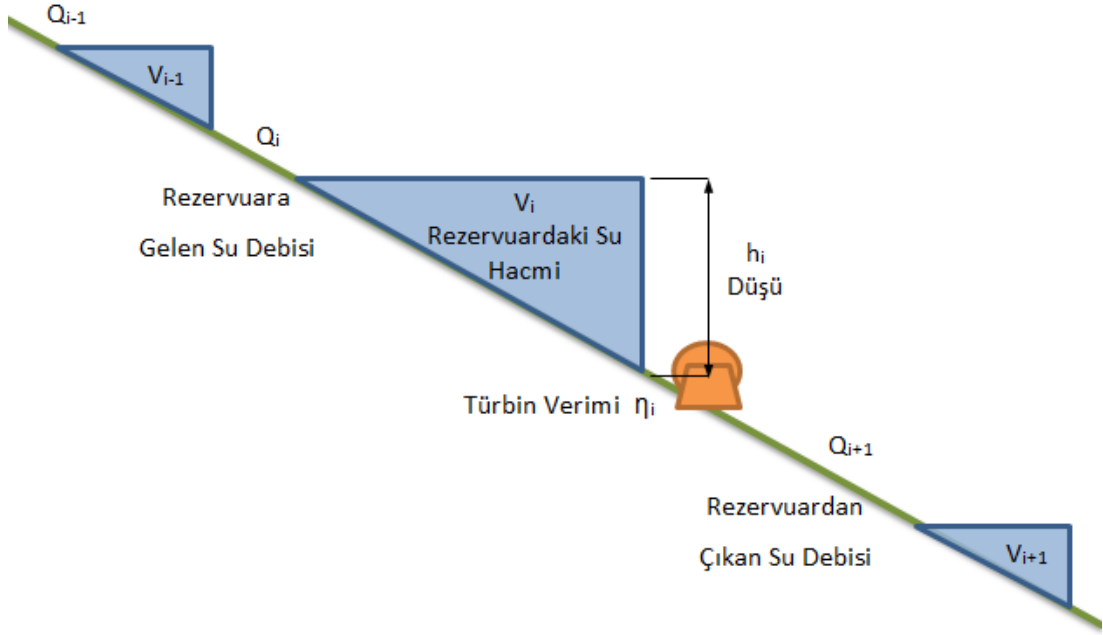
Şekil 4.4 HES1 faydalı depolamanın gün içinde değişimi

Şekil 4.4'te görülen mevcut durumda, toplam beş kez üretim durmak zorunda kalmıştır. Rezervuardaki su seviyesinin azalması ile yapılan her duruş ile devreye alma ve çıkartma işlemleri, suyun belli bir süre boşa akmasına yani, elektrik üretiminde kayba neden olmaktadır. Eğer HES1'de iki veya üç türbin çalıştırılmış olsaydı boşaltma –

doldurma işlemi sayısı daha fazla olacaktı. Bu koşulda rezervuarın doldurma süresi değişmese de, rezervuar daha da hızlı boşalacak, duruş sayısı daha fazla olacak ve üretim kaybı artacaktır.

4.4 Seri Depolamalı Sistemin İncelenmesi

Aynı havza üzerinde bulunan, birkaç saatlik depolama kapasitesine sahip ve günlük üretim planı yapan santralleri, bir toplam sistem olarak ele almak ve tümü için üretim planlaması yapmak oldukça zorlu bir görevdir. Bu çalışmada incelenen sistem, birbirine yakın dört sıralı santralden oluşmaktadır. Debisi çok fazla olmayan akarsuların üzerinde genellikle, birbirinin etki sahasının içinde bulunan, küçük hidroelektrik santrallerin inşa edildiği görülmektedir. Bir önceki santralin bıraktığı su, dakikalar içinde bir sonrakine ulaşmaktadır. Söz konusu santrallerin genel yapısı ve temel değişkenleri Şekil 4.5'te görülmektedir. Bir santralden bırakılan suyun bir sonrakine ulaşmasında yaşanan gecikme (lag); uzaklık, eğim, debi, zemin yapısı gibi birçok etkiye bağlıdır [42]. Söz konusu gecikme süresi akıma bağlı olarak değişen bir değerdir ve bulunabilmesi için ortalama nehir akış hızının bilinmesi gerekir. Ortalama nehir akış hızı hesaplanmasında bazı ampirik formüller kullanılmaktadır. Söz konusu çalışmada; üretimin belli bir zaman diliminde süreklilik arz etmesi, santraller arası mesafelerin kısa oluşu ve hesap kolaylığı sağlaması bakımından, gecikme süreleri dikkate alınmamıştır.



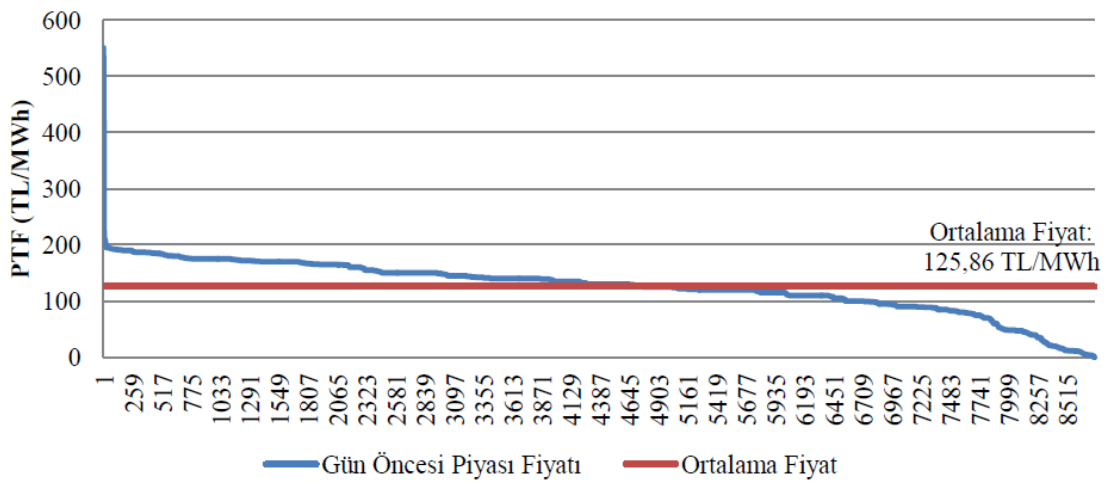
Şekil 4.5 Sıralı santral sistemindeki ardışık barajların temel değişkenleri

Sıralı hidroelektrik santrallerde elektrik üretimi hesaplamalarında temel ölçüt, her havzadaki suyun seviyesidir. Bir önceki havzadan gelen su, rezervuardaki mevcut su miktarı ve bir sonraki havzaya bırakılan su debisi yardımıyla, bir sonraki zaman diliminde rezervuarda bulunacak su miktarı belirlenir ve bu değer hesaplamaların temelini oluşturur. Her santral için faydalı depolamanın tüketilmesi enerji üretim sürecinin sonu olacak ve gelen suyun üretime verilmesi yerine depolanmasını zorunlu kılacaktır. Depolamalı sıralı santraller kaba bir bakış açısıyla, tek bir rezervuar olarak görülebilir. Söz konusu rezervuarda bulunan suyun, yirmi dört saatlik dilimlerinde azami oranda enerjiye ve kazanca çevrilmesi ve bir sonraki gün için yine dolu bırakılması, ancak toplam depolamanın etkin kullanımı ile mümkün olabilir.

4.5 Elektrik Üretim Geliri ve Gün Öncesi Piyasası Fiyatlandırma Sistemi

Ülkemizde elektrik üretimine özel sektörün katılımı, yapılan teşviklerle önemli ölçüde artmıştır. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na (EPDK) elektrik üreticileri ve serbest tüketicileri arasında planlama ve uzlaştırma görevlerini üstlenerek arz güvenliğini sağlamaya çalışmaktadır. Elektrik üreticileri bir sonraki gün için, günün hangi saatinde ne kadar elektrik üretebileceğini belirler. Üreticiler, satmayı taahhüt ettikleri miktarı

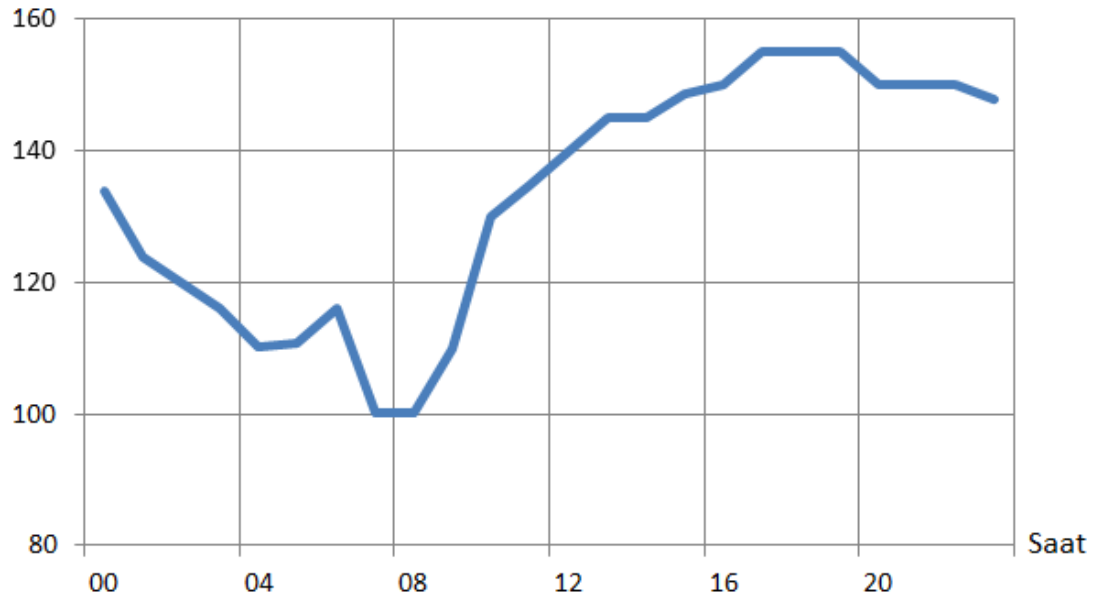
Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi'ne (PMUM) bildirirler. Gün Öncesi Planlama sonucunda üreticilerden gelen fiyatlar ve tüketicilerin talepleri, gün ortasında Dengeleme Güç Piyasası tarafından değerlendirilir. Alış – satış miktarları göz önüne alınarak fiyatlandırma yapılır ve ilan edilir. Bu yolla bir sonraki gün hangi üreticinin hangi fiyatla ne kadar elektrik üretmesi gerektiği belirlenmiş olur. Üretici taahhüt edilen elektriği üretilmediği durumda ceza ödemek zorunda kalır. Arz talep dengesi ile belirlenen fiyatların 2011 yılındaki saatlik değişimi Şekil 4.6'de görülmektedir. 2011 yılı boyunca en yüksek fiyat 550 TL/MWh ile 30.11.2011 günü saat 17:00'de gerçekleşirken, en düşük fiyat 0 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir [43].



Şekil 4.6 Gün Öncesi Piyasası 2011 günlük ortalama fiyat dağılımı [43]

Hidroelektrik santral işletmecileri için, bir gün sonrasına teklif hazırlarken karşılarına çıkan son derece belirsiz iki önemli değişken, açıklanacak fiyatlar ve nehirde gelecek su miktarıdır. Bu değişkenlerin isabetli öngörüsüne dayalı olarak üretimin planlanması, kazancın maksimize edilmesine yardımcı olacaktır. Bir gün öncesinde taahhüt edilen elektrik üretiminin gün içinde sağlanması ve bir sonraki gün için rezervuarların doldurulması öncelikli hedeftir. Tipik bir gün olması açısından 15.01.2012 günü için saatlik elektrik fiyat değişimi Şekil 4.7'de verilmiştir [43]. Bu çalışmada enerjinin yanı sıra, kazanç açısından da kısa dönem üretim planlaması yapılırken örnek günlerin fiyat değişimleri hesaplamalarda kullanılmıştır.

Elektrik Fiyatı
TL / MWh



Şekil 4.7 Dengeleme Güç Piyasası tarafından 15.01.2012 günü belirlenen elektrik fiyatları [43]

ÜRETİM PLANLAMA VE SANTRAL BOYUTLANDIRILMASI

Başta hidroelektrik üretim olmak üzere, rezervuar sistemlerinde işletme koşullarının planlaması oldukça eski bir problemdir. Yıllık ve mevsimsel uzun dönemli planlama konusunda pek çok araştırmalar yapılmıştır ve çeşitli yöntemlere dayanan çalışma kuralları yayınlanmıştır. Günümüzde, bilgisayar destekli optimizasyon tekniklerinin kullanıldığı bu klasik problemin çözümü tam olarak bulunamasa da birçok kullanışlı yöntem ve kural literatürde mevcuttur. Problemin fazla sayıda belirsizlik içermesi, işletme hedeflerinin yer yer çatışması, her projenin kendine özgü yapıda oluşu, bu tür problemlerin genel bir çözümü olup olamayacağı sorusunu ortaya koymaktadır [25].

Bu çalışmada incelenen sistemler; gerek depolama hacmi gerek üretim hedefleri bakımından kısa dönemli, yirmi dört saatlik üretim ve kapasite planlamasına ihtiyaç duymaktadır. Ayrıca, klasik sıralı rezervuar kullanım problemine ek olarak, özel sektör tarafından çalıştırılan bu sistemler için, değişken fiyatlandırma sistemine uygun, maksimum kazanç öncelikli çözümler gerekmektedir. İncelenen sıralı santral sisteminde mevcut durumdaki işletme şekli, klasik yöntemlere, kişisel tecrübeye ve meteorolojik tahminlere göre yapılmaktadır. Örnek sistemin simülasyon çalışmaları ile, farklı durumlara göre çeşitli çalıştırma seçenekleri denenebilmesi ve geliştirilebilmesi mümkündür.

Gerek uzun gerekse kısa dönemli rezervuar işletmesi konusunda literatürdeki metotlar, farklı işletme seçeneklerinin incelendiği çeşitli optimizasyon uygulamalarına dayanmaktadır. Elektrik üretimi, karlılık vb. hedeflere yönelik işletme yaklaşımlarının özeti Çizelge 5-1’de görülmektedir. Birçok geçmiş çalışmada da ifade edildiği üzere, simülasyona dayalı optimizasyon bu konudaki en kapsamlı ve iyi sonuç veren

yöntemdir. Bu çalışma da temel olarak aynı yol izlenmiştir. İncelenen sisteme ait veriler üzerinden oluşturulan simülasyon modeli kullanılmıştır. Model parametrik olarak incelenerek yirmi dört saatlik çalışma süresince kapasite planlaması ve kazanç maksimizasyonu için optimal işletme şartlarının belirlenmesi hedeflenmiştir. Bunlara ek olarak, gelecekte yapılacak benzer yapıda sistemlerin boyutlandırılması, havza büyüklüğü, türbin seçimi ve rezervuar sayısı ve sıralaması konularında da bir ön fikir verebilecek genel sonuçlara ulaşılmıştır.

Çizelge 5.1 Optimizasyon modellemesine dayalı rezervuar işletme yaklaşımları [25]

Yöntem	Özet Yorum
Sonuçların doğrudan kullanımı	Uzun dönemli işletme planlamasına uygun olmayabilir.
Sezgisel ve tecrübeye dayalı yaklaşımlar	Tüm durumlarda bir dereceye kadar yararlanılabilir.
İşletme kuralları teorisi	İşletme stratejisi geliştirirken faydalı ancak tek başına yetersiz kalabilmektedir.
Regresyon	Gerçek uygulamalarda genellikle uygulaması zor, ancak önemli değişkenleri ortaya koyması açısından faydalıdır.
Ana birleşenlerin analizi	Bazı durumlarda iyi sonuç verebilmektedir.
Yapay sinir ağları	Her durumda çok fazla akım verilerine ihtiyaç duyulmaktadır.
Mevcut işletme kurallarının arttırılması ve geliştirilmesi	En çok gelecek vadeden yaklaşımdır. Bir simülasyon modeline dayanarak işletme hedefleri doğrultusunda, mevcut iyi sonuç veren kuralların küçük değişikliklerle iyileştirilmesidir.
Karma simülasyon – optimizasyon	Çoğu durum için gereklidir.

Sıralı santral modeli ve simülasyonu, önceden tanımlanan bazı işletme kurallarına göre şekillenmiştir. Bunlardan bazıları; simülasyon başlangıç koşulları, üretimin ağırlıklı olarak karlı olan zaman diliminde yapılması, üç türbinden kaçının çalıştırılacağı, rezervuarların doldurma sıralaması ve bitiş şartlarıdır. Bu şartların; temel kabuller,

kurallar ve kısıtlar olarak ortaya konulması hedeflenmiştir. Sıralı hidroelektrik santral sistemi işletmecisinin temel hedefi günlük kazancı maksimize etmektir. Rezervuarların yirmi dört saatlik periyodun başında dolu alınması ve gün sonunda dolu bırakılması gerekmektedir. Havzadan gelen suyun harcanmaması için gelen su debisi oranında türbin çalıştırılmalıdır.

5.1 Bir Santralin Depolama ve İşletme Seçeneklerinin Üretime Etkisi

Saatlik depolama yapabilen bir küçük hidroelektrik santralin yirmi dört saatlik çalışma şartlarının belirlenmesinde, sistem özellikleri, işletme hedefleri ve kısıtlar etkili olmaktadır. Hesaplamalarda kullanılan temel denklemler, sistem özellikleri, üretim hedefleri ve kısıtlar 4. bölümde ifade edilmiştir. Bu bağlamda elektrik üretimi ve karlılığı maksimize edecek üretim planlama seçeneklerinin belirlenmesi gereklidir. Söz konusu çalışmalar için öncelikle, sıralı dört santralden oluşan sistemin ilk santrali olan HES1'in özellikleri temel alınmıştır.

HES1 'in faydalı depolama hacmi (V_1), akarsudan santrale gelen günlük ortalama su debisi (Q_N), çalıştırılan türbin sayısı (k_1), türbin anma debisi (Q_T) ve santralden bırakılan su debisi ($k_1 \cdot Q_T$) değerleri sabit değerler olarak hesaplamalarda kullanılmıştır. Söz konusu değerler kullanılarak HES1'e ait rezervuar depolama hacminin (V_1), çalıştırılacak türbin sayısına (k_1) göre, ne kadar sürede boşalacağı ($T_{Boş}$) kolaylıkla bulunabilir.

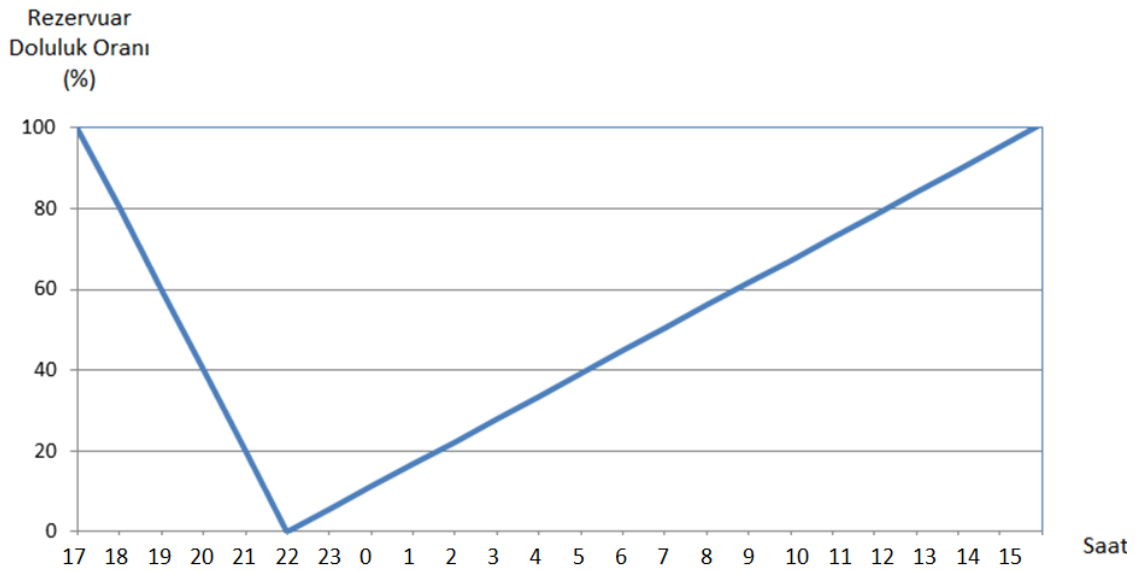
$$T_{Boş} = \frac{V_1}{k_1 \cdot Q_T - Q_N} \quad (5.1)$$

Bırakılan su debisinin akarsudan gelen su miktarından fazla olduğu durumda ($k \cdot Q_T > Q_N$), elektrik üretimi sonucu rezervuar belirli bir sürede ($T_{Boş}$) tamamen boşalacaktır. Rezervuarın tekrar doldurulması süresince su bırakılmayacağından ($k \cdot Q_T = 0$), dolma süresi (T_{Dol}) depolama hacmi ve nehir debisine bağlı olarak hesaplanır.

$$T_{Dol} = \frac{V_1}{Q_N} \quad (5.2)$$

Yirmi dört saatlik planlama esasına göre çalışan ve beş saat puant zaman aralığında üretimi hedefleyen küçük hidroelektrik santraller için ideal rezervuar kullanımı Şekil

5.1'teki gibi olacaktır. Beş saatte yapılacak üretim, depolamanın tamamını tüketecek ve geriye kalan ondokuz saat, rezervuarı tekrar doldurmak için yetecektir.



Şekil 5.1 İdeal puant üretimde rezervuar kullanımı

$$V_1 = 5 \cdot (Q_T - Q_N) \quad (5.3)$$

$T_{Boş} = 5$ saat, $T_{Dol} = 19$ saat ise eşitlik (5.2)'den $V_1 = 19 \cdot Q_N$ Rezervuar ideal boşalma ve dolma süreleri sırasıyla, $T_{Boş} = 5$ saat ve $T_{Dol} = 19$ saat olarak alındığında (5.2) eşitliğinden $V_1 = 19 \cdot Q_N$ bulunur. Bu değerler (5.3) eşitliğinde yerine konulduğunda $Q_T = 4,8 \cdot Q_N$ olarak bulunur. Bu değer, uzun yıllar akım süreklilik eğrisine bakılarak, zamanın %90 – 95 gibi bir değerine karşılık gelen akarsu debisinin 4,8 katı kadar bir anma debisi olan türbin seçilebileceğini göstermektedir. Bu türbin, santrale gelen akım değerlerinin değişimine göre, birden fazla eşdeğer türbinden biri veya farklı boyutlarda seçilecek türbinlerden küçük boyutlu olanı olabilir. Söz konusu anma debisine sahip bir türbin bulunan bir santral için, çok küçük akarsu akım değerlerinde dahi, beş saat üretim yapılabilir ve kalan ondokuz saatte de rezervuar doldurulabilecektir.

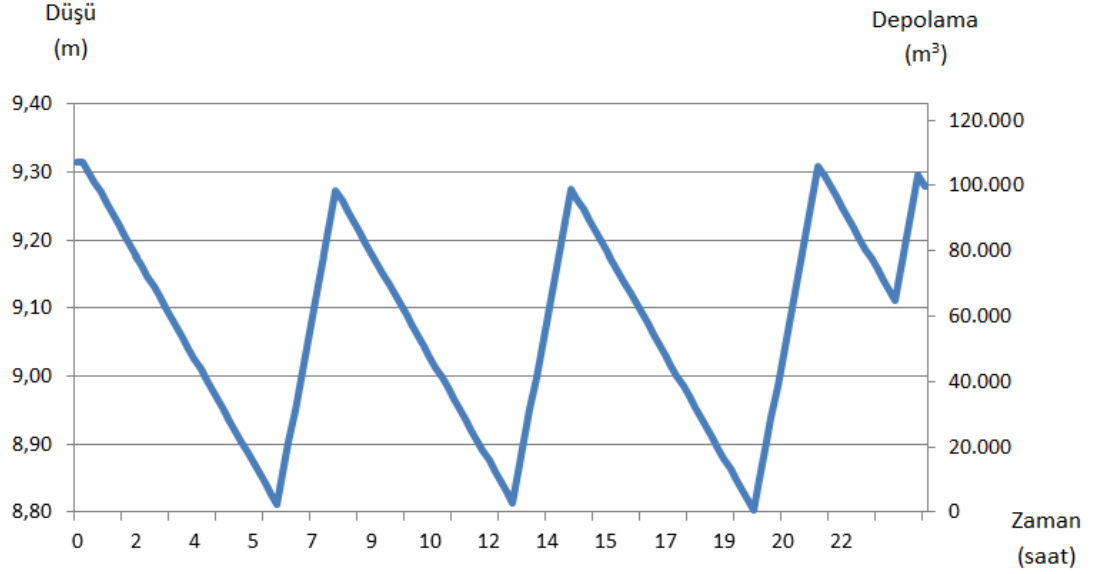
Yirmi dört saatlik çalışma süresince, bir santral rezervuarındaki faydalı depolamanın, genellikle birden fazla sayıda boşaltılıp doldurulduğu gözlenmiştir. Boşalma ve dolma süreleri, rezervuar hacmi, çalıştırılan türbin sayısı ve rezervuara gelen su miktarı ile değişmektedir. Günlük işletme sırasında rezervuarı doldurmak için yapılan her duruş ve yeniden devreye alma, üretim kaybına neden olmaktadır. Duruş sırasında, elektrik

iletimi kesildikten sonra, su akımı ve türbinin çalışması bir süre daha devam eder. Devreye alma sürecinde, türbin belirli bir devire gelene ve akım frekansı yakalanana kadar su boşa akmaktadır. Söz konusu kayıplar nedeniyle bir santralin yapacağı duruş sayısının en az sayıda olması, elektrik üretimi açısından önemli bir parametredir.

Memba tarafındaki (en yüksek rakım) ilk santral olan HES1'in yirmi dört saatlik dönemde kaç boşaltma-dolma yapacağı, hesaplama kolaylığı bakımından, periyot (P_1) olarak tanımlanmıştır. Şekil 5.2'de periyot $P_1 = 3,2$ olarak görülmektedir. Örnek durumda faydalı depolama üç kez tam olarak boşaltılıp doldurulduktan sonra, bir sonraki güne dolu bırakılmak için kısmi olarak dolu olduğu halde, tekrar doldurulmaya bırakılmıştır. Periyot olarak ifade edilen sayının en yakın büyük tam sayıya yuvarlanması ile duruş sayısı bulunabilir. Örnek durumda sistem dört duruş yapmıştır. Aşağıdaki eşitlik yardımıyla yirmi dört saatlik süreçte bir santralin periyodu bulunabilir.

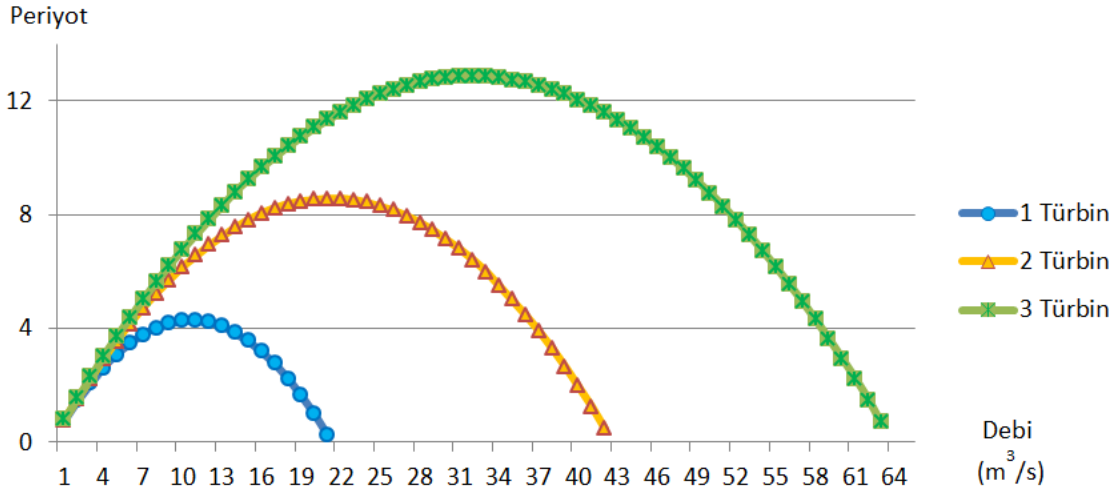
$$P_1 = \frac{24 \cdot 60}{T_{Dol} + T_{Boş}} \quad (5.4)$$

Yukarıdaki hesaplamalar bağlamında yapılan simülasyon çalışmalarında kullanılan bir örnek güne ait veriler için HES1'in rezervuar kullanımı aşağıdaki gibidir. Nehirden gelen su $Q_N = 16 \text{ m}^3/\text{s}$ ve tek türbin ile bırakılan su debisi $Q_T = 21,3 \text{ m}^3/\text{s}$ olduğu çalışma durumunda, yirmi dört saatlik düşü ve rezervuardaki su hacmindeki değişim Şekil 5.2'de görülmektedir. Şekildeki şartlarda, sistem tam olarak üç kez boşaltılıp doldurulmuştur. Rezervuarın gün sonunda dolu bırakılması için saat 23.00 sularında dördüncü duruş yapılmıştır.



Şekil 5.2 HES1 Depolama ve Düşünün Yirmi Dört Saatlik Değişimi

Çeşitli akarsu debi değerleri için HES1'in bir, iki ve üç türbin çalıştırma durumundaki periyot değerleri, ayrı bir yazılım ile hesaplanmıştır ve bu program Ek-C'de verilmiştir. HES1'in akarsudan gelen su debisi (Q_N) ile periyot (P_1) değerlerinin değişimi Şekil 5.3'te görülmektedir. Rezervuar hacmi arttıkça duruş sayısı kuşkusuz azalacaktır. Ancak, maksimum sayıda duruş, rezervuar hacminden bağımsız olarak türbin debisinin yarı değerinde olmaktadır. Anma debisi $21,30 \text{ m}^3/\text{s}$ olan bir türbin için, en çok duruş oluşturacak gelen su debisi $10,65 \text{ m}^3/\text{s}$ olacaktır. Benzer şekilde, iki türbin için $21,30 \text{ m}^3/\text{s}$ ve üç türbin için $31,95 \text{ m}^3/\text{s}$ değerlerinde santral maksimum duruş yapmak zorunda kalacaktır. Faydalı depolama değerinden bağımsız olarak sadece türbin debisine bağlı olan bu değer sistem tasarlanırken dikkate alınmalıdır. Olabildiğince az sayıda duruş yapmak, optimal üretim şartlarının belirlenmesinde ana hedeflerden biri olarak karşımıza çıkmaktadır.



Şekil 5.3 HES1 Periyot değerlerinin nehir debisi ve türbin sayılarına göre değişimi

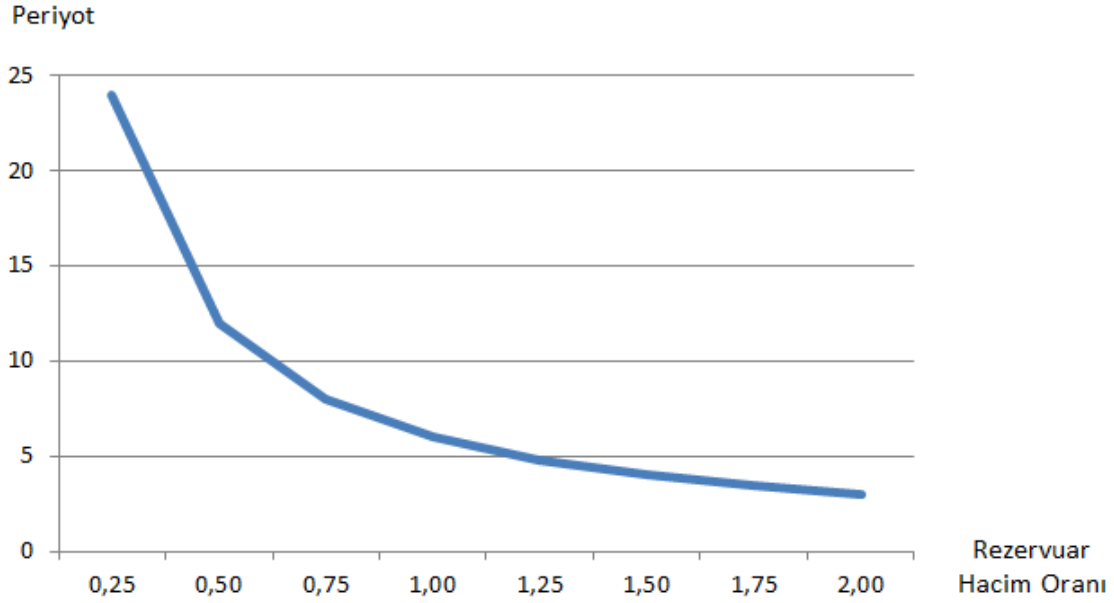
Rezervuar hacminin duruş sayısına etkisinin incelenmesi için öncelikle Çizelge 4.1’de verilen rezervuar faydalı depolama değerlerinin boyutsuzlaştırılması gerekmektedir. Sıralı sistemdeki santrallerin saatlerle ölçülen sürelerde depolama yapabildiği göz önüne alınarak, türbinin katalog değeri olan $Q_T = 21,3 \text{ m}^3/\text{s}$ debisinde bir saat çalışabilmesi için gereken depolama hacmi hesaplamalarda baz alınmıştır. Bu hacim, $(21,3 \cdot 60 \cdot 60) = 76.680 \text{ m}^3$ olarak bulunmuştur. Tüm HES’ler için faydalı depolama değerleri, bir türbini bir saat destekleyecek depolama kapasitesinin katları cinsinden Çizelge 5.2’de ifade edilmiştir.

Çizelge 5.2 Rezervuar Kapasitelerinin Bir Türbini Bir Saat Çalıştırabilecek Hacim ile Oranları

	Rezervuar faydalı depolama $\Delta V_i (\text{m}^3)$	Rezervuar hacminin birim hacme oranı
HES1	107.352	1,4
HES2	207.036	2,7
HES3	421.740	5,5
HES4	406.404	5,3

Kuşkusuz, rezervuar hacminin artırılması ile günlük duruş sayısının aşağı çekilmesi mümkündür. Ancak santralin konumuna da bağlı olarak, depolama hacminin artması inşaat maliyetinde artış anlamına gelmektedir. Bir santral için rezervuar kapasite

değişiminin, periyot yani duruş sayısına etkisi, simülasyon yazılımı yardımıyla incelenmiştir. Hesaplamalarda; türbin katalog değeri $Q_T = 21,3 \text{ m}^3/\text{s}$ ve gelen su debisi $Q_N = 10 \text{ m}^3/\text{s}$ kritik değeri sabit alınmıştır. Rezervuar depolama hacim değerleri olarak, türbinin bir saatlik çalışması için gerekecek depolama hacminin, dörtte birinden iki katına kadar ($0,25 \cdot V - 2 \cdot V$) olan değerler hesaplanmıştır. Rezervuar kapasitesindeki artışa karşılık duruş sayısındaki azalma Şekil 5.4'te görülmektedir.



Şekil 5.4 Bir santral için rezervuar hacmi ile duruş sayılarının değişimi

Bu noktaya kadar; akarsudan gelen su miktarı, rezervuar hacmi ve türbin anma debilerinin elektrik üretimine etkisi incelenmiştir. Bir sonraki adımda, hangi saat aralığında kaç türbin çalıştırılması gerektiği ve elektrik üretimin zamanlaması ele alınmıştır.

Bir gün içindeki elektrik alım fiyatları talebe bağlı olarak farklı değerler almaktadır. Dolayısıyla elde edilecek kazanç açısından, elektrik üretiminin hangi saatler arasında yapılacağının planlanması oldukça önemlidir. İncelenen sistemden görülen işletme şekli; genellikle rezervuarda bulunan suyun, puant saati denilen beş saatlik zaman diliminde kullanılması yönündedir. Şekil 4.7'de görüleceği üzere yaklaşık 17.00 – 22.00 saatleri arasına denk gelen bu beş saatlik sürecin önemi, üreticiler tarafından tutulan üretim raporlarına da yansımıştır. 16.11.2008 tarihinde HES3'ün çalıştığı zaman aralıklarını gösteren günlük rapor Çizelge 5.3'te verilmiştir. çizelge görüldüğü üzere, yaklaşık beş saatlik puant zaman aralığında, iki türbin çalıştırılmış, günün geri kalan

zamanında depolama amacıyla gelen su biriktirilmiştir. Söz konusu örnek gün için akım gözlem istasyonundan alınan ortalama günlük akım değeri $Q_N = 10,3 \text{ m}^3/\text{s}$ Ek B'den görülebilir. Ancak, HES3'e puant zaman aralığında gelen su debisi, aynı zaman diliminde HES2'nin bıraktığı su miktarıdır ve söz konusu günlük ortalama değer olan $Q_N = 10,3 \text{ m}^3/\text{s}$ değerinden farklıdır. HES3'e gelen su miktarı, HES2'den puant üretim süresine yakın bir süre iki türbinin çalışması ile bırakılan su miktarı kadardır. Aynı şekilde HES3 santrali de iki türbin çalıştırmış ve rezervuarındaki su seviyesi pek fazla değişmemiştir. Bu nedenle, beş saatlik üretim süresince 3. santralde duruş ve doldurma işlemlerine gerek olmamıştır.

Çizelge 5.3 HES3 için 16.11.2008 günü çalışma programı

Zaman	Start / stop işlemleri	Su Seviyesi (m)
15:10	Grup 3-3 HES2'in devreye girmesiyle paralele alındı.	70,70
16:50	Grup 3-2 puant üretimi için paralele alındı	70,52
21:55	Grup 3-2 HES2'nin devreden çıkmasıyla stop edildi.	70,05
21:55	Grup 3-3 HES2'nin devreden çıkmasıyla stop edildi.	70,05

Kritik akarsu debi değerlerini sağlayan örnek günlere ait verilere dayanan simülasyon çalışmaları önemli sonuçlar ortaya koymaktadır. 16.11.2008 günü verilerine dayanan çalışmada; HES3 santralinde, iki türbinin çalıştırılması durumunda üretilebilecek enerji değerleri, gerçek verilerle karşılaştırılmıştır. Bilgisayar programında hesaplama kolaylığı açısından, hesaplama adımlarının zaman aralığı $\Delta t = 10$ dakika alınmıştır. Söz konusu on dakikalık hesaplama zaman dilimi; simülasyon hesaplama süresi ve sonuçlardaki hataya olan etkisi açılarından kabul edilebilir düzeydedir. Bundan sonraki çalışmalarda da, hesaplama zaman aralığı on dakika olarak alınacaktır. Çizelge 5.4'te söz konusu örnek gün için HES3'te çalıştırılan iki türbine ait elektrik üretimi ve simülasyon sonuçları verilmiştir. Söz konusu beş saatlik puant çalışma süresince, HES3'e gelen su HES2'nin bıraktığı su debisi olarak hesaplanmıştır. HES2'nin bıraktığı su miktarı, ilk 2,5 saat iki türbin ve son 2,5 saat tek türbin çalışması ile bırakılan kadardır. Bu değerler simülasyonda HES3'e gelen su debisi olarak kullanılmıştır. Bilgisayarda hesaplanan

enerji üretim değeri ile gerçek verinin oldukça yakın olduğu ve mutlak hatanın, binde altı gibi, oldukça düşük bir değer olduğu gözlenmiştir.

Çizelge 5.4 HES3'ün puant elektrik üretimi ve simülasyon sonuçları

	Elektrik Üretimi (kWh)	Mutlak Hata (%)
Simülasyon Sonucu	23.814	0,6
Gerçek Üretim Değeri	23.958	-

HES3'e ait 16.11.2008 örnek gün verileri kullanılarak, puant zaman aralığı olan beş saatlik zaman diliminde çalışan HES3 santraline ait üretim verileri ve simülasyon sonuçları yukarıda verilmiştir. Ancak yirmi dört saatlik üretim planlamada en iyi seçeneklerinin belirlenmesi için; gelen suyun yetersiz olduğu bir durumda ve genel işletme kısıtları çerçevesinde, bir, iki veya üç türbin çalıştırma durumlarının denenmesi gerekmektedir. Elektrik üretimi ve kazanç açılarından üretim planlamanın incelenmesi için, aynı örnek günlük değerler ve HES1'in özelliklerinde farklı işletme seçenekleri, bilgisayar programında analiz edilmiştir. HES1'in seçilme sebebi, günlük ortalama akarsu debisinin direk bu santrale ulaşarak olmasıdır. HES1 ve 16.11.2008'e ait veriler kullanılarak, tüm gün için, farklı sayılarda türbin çalıştırılarak üretilecek enerji ve elde edilebilecek kazanç değerleri Çizelge 5.5'te görülmektedir.

Çizelge 5.5 Farklı türbin sayılarında 10,6 m³/s akarsu debisi için HES1’de üretim ve kazanç

	Brüt Üretim (kWh)	Net Üretim (kWh)	Kazanç (TL)
Gerçek Üretim Değeri	-	19.152	-
Bir Türbin	19.540	19.051	2.577
İki Türbin	19.854	18.548	2.503
Üç Türbin	20.151	18.192	2.435

Söz konusu örnek güne ait, rezervuara gelen ortalama günlük akım değeri $Q_N = 10,6$ m³/s, bir türbinin anma değerinin yarısı kadar olduğundan, birden fazla türbin çalıştırması durumunda, duruş sayıları ve devreye alma kayıpları artacaktır. İki veya üç türbin çalıştırıldığı durumlarda, türbinlerin toplam çalışma süresi artsa dahi, devreye alma kayıpları artmakta, net üretim ve net kazanç düşük olmaktadır. Söz konusu durumda, birden fazla türbin çalışması durumunda, duruş kaybının yanı sıra kazancı azaltan bir diğer etken de, üretimin ağırlıklı olarak değerli puant saatleri dışında gerçekleşmesidir.

Yirmi dört saatlik üretim esasına göre çalışan depolamalı bir hidroelektrik santralin üretim sürecinde, enerjinin ve kazancın, problemin temel değişkenleri ile değişiminin incelenmesi gerekmektedir. Bir sonraki adımda, HES3 santrali için, gelen su debisi ile çalıştırılan türbin sayılarındaki değişimin, elektrik üretimi ve kazanca etkisi ortaya konulmuştur. Günlük ortalama akarsu debisinin türbinin anma debisinden az olduğu akış aralığı kritik değerlerdir. Hesaplamalar, söz konusu kısıtlı akım değerleri için incelenmiştir. Santrale gelen su debisi değerlerindeki değişim, türbin anma debisinin %10’dan %100’üne kadar olan değerler kullanılarak ifade edilmiştir. Santralin, bir iki ve üç türbin çalıştırılması durumlarında elde edilecek enerji ve kazanç miktarları Çizelge 5.6 ve Çizelge 5.7’de görülmektedir. Çizelgelerin her satırında, belirli akım değeri için en büyük enerji veya gelir değeri koyu yazı ile ifade edilmiştir.

Çizelge 5.6 HES3 Santralinde enerji üretiminin gelen su debisi ve türbin sayısı ile değişimi

Elektrik Üretimi (kWh)			
	Bir Türbin	İki Türbin	Üç Türbin
%10·Q _T	6.322	7.006	6.885
%20·Q _T	11.959	12.402	12.563
%30·Q _T	17.475	18.039	18.603
%40·Q _T	23.394	23.434	23.918
%50·Q _T	29.152	29.072	29.112
%60·Q _T	34.789	34.709	34.789
%70·Q _T	40.708	40.909	40.829
%80·Q _T	46.466	46.547	46.506
%90·Q _T	52.103	51.942	51.701
%100·Q _T	57.862	57.821	57.378

Çizelge 5.7 HES3 santralinde elde edilen gelirin gelen su debisi ve türbin sayısı ile değişimi

Enerji Üretiminden Elde Edilen Gelir (TL)			
	Bir Türbin	İki Türbin	Üç Türbin
%10·Q _T	980	1.086	1.067
%20·Q _T	1.829	1.912	1.927
%30·Q _T	2.628	2.503	2.491
%40·Q _T	3.388	3.158	3.230
%50·Q _T	4.145	3.953	3.992
%60·Q _T	4.910	4.739	4.540
%70·Q _T	5.609	5.561	5.338
%80·Q _T	6.044	6.230	6.376
%90·Q _T	6.851	6.914	7.075
%100·Q _T	7.706	7.684	7.805

HES3 santralinde, gelen su debisi ve çalıştırılan trbın sayısına göre elektrik üretimi ve kazanç incelendiğinde, ortaya çıkan maksimum değerlerin dağılımı oldukça düzensizdir. Gelen su debisinin aynı olduğu durumlarda dahi, enerji ve gelir için maksimum değerlere farklı trbın sayıları ile ulaşılmıştır.

Bir sonraki adımda, günlük ortalama akarsu debisinin, rezervuar hacminin ve çalıştırılan trbın sayısının, enerji üretimine ve elde edilecek kazanç etkisi incelenmiştir. Santrale gelen, santralden çıkan su debileri ve depolama hacminin üretime etkisinin birlikte incelenmesi problemin olası çözümlerinin ortaya konmasında önemli bir katkı sağlayacaktır. Söz konusu analizin yapılabilmesi ve sonuçlarının ortaya konabilmesi için, söz konusu  temel değişkenin boyutsuzlaştırılması hesaplama kolaylığı sağlayacaktır. Mevcut sistem verilerini kullanılabilmesi için, trbın anma akım değeri olan $Q_T = 21,3 \text{ m}^3/\text{s}$ değeri temel alınmıştır. Santrale gelen su debisi değerlerindeki değişim, trbın anma debisinin %5'inden %100'ne kadar olan değerler kullanılarak ifade edilmiştir. Rezervuardan çıkan su miktarı, çalıştırılan trbın sayısı ile ($k=1,2,3$) trbın anma değerinin çarpımından oluşmaktadır, dolayısıyla çalıştırılan trbın sayısı ile ifade edilmiştir. Depolama hacminin etkisinin görülmesi için, bir türbini bir saat çalıştıracak rezervuar hacminin ($V = 21,3 \cdot 60 \cdot 60 \text{ m}^3$) birden sekize kadar katları alınarak hesaplama yapılmıştır. Çizelge 5.8'de rezervuar hacmi ve santrale gelen su debilerinin değişimine göre, azami elektrik üretimini sağlayabilmek için kaç trbın çalıştırılması gerektiği görülmektedir. Ancak, en fazla elektrik üretimini sağlayan trbın sayılarının, maksimum kazanç için farklılık göstereceği beklenmelidir. Belirli bir güne özgü maksimum kazanç elde edilebilecek trbın alıştırma seçenekleri, gelen su debisine ve dengeleme güç piyasasının belirlediği saatlik fiyat değerleri ile, simülasyon yazılımı kullanılarak bulunmalıdır.

Çizelge 5.8 Rezervuar hacmi ve gelen su debisine göre azami enerji üretimi için çalıştırılması gereken türbin sayıları

	1-V	2-V	3-V	4-V	5-V	6-V	7-V	8-V
5%Q _T	3	3	3	3	3	3	3	3
10% Q _T	2	2	2	2	2	2	2	2
15% Q _T	3	3	3	3	3	3	3	3
20% Q _T	2	3	3	3	3	3	3	3
25% Q _T	1	3	3	3	3	3	3	3
30% Q _T	1	3	3	3	3	3	3	3
35% Q _T	1	2	2	2	2	3	2	3
40% Q _T	1	3	3	3	3	3	3	3
45% Q _T	1	2	3	3	3	3	3	3
50% Q _T	1	1	1	1	2	3	3	3
55% Q _T	1	2	3	3	3	3	3	3
60% Q _T	1	1	1	3	3	3	3	3
65% Q _T	1	1	2	2	2	2	2	2
70% Q _T	1	1	1	2	3	3	3	3
75% Q _T	1	1	1	1	1	1	1	1
80% Q _T	1	1	1	3	3	3	1	3
85% Q _T	1	1	1	1	1	1	1	1
90% Q _T	1	1	1	1	1	1	1	1
95% Q _T	1	1	1	1	1	1	1	1
100% Q _T	1	1	1	1	1	1	1	1

Çizelge 5.8’de görülen, maksimum elektrik üretimi için çalıştırılması gereken türbin sayıları oldukça karmaşık bir dağılım göstermektedir. Depolamanın artmasıyla çalıştırılması gereken türbin sayısının artması beklenen bir sonuçtur. Benzer şekilde

santrale gelen su debisi, türbin anma değerine yaklaştıkça, tek türbin çalıştırmanın verimli olması da öngörülebilir yapıdadır. Ancak, santrale gelen su debisi ve depolama kapasitesinin pek çok ara değeri için sonuçların dağılımı düzensiz yapıdadır. Bu durum ve önceki benzer sonuçlar, sistem parametreleri ve işletme koşulları arasında bir bağıntının varlığına veya bir optimal çözüm olabileceğine işaret etmemektedir.

5.2 Seri İki Santralden Oluşan Sistemin İncelenmesi

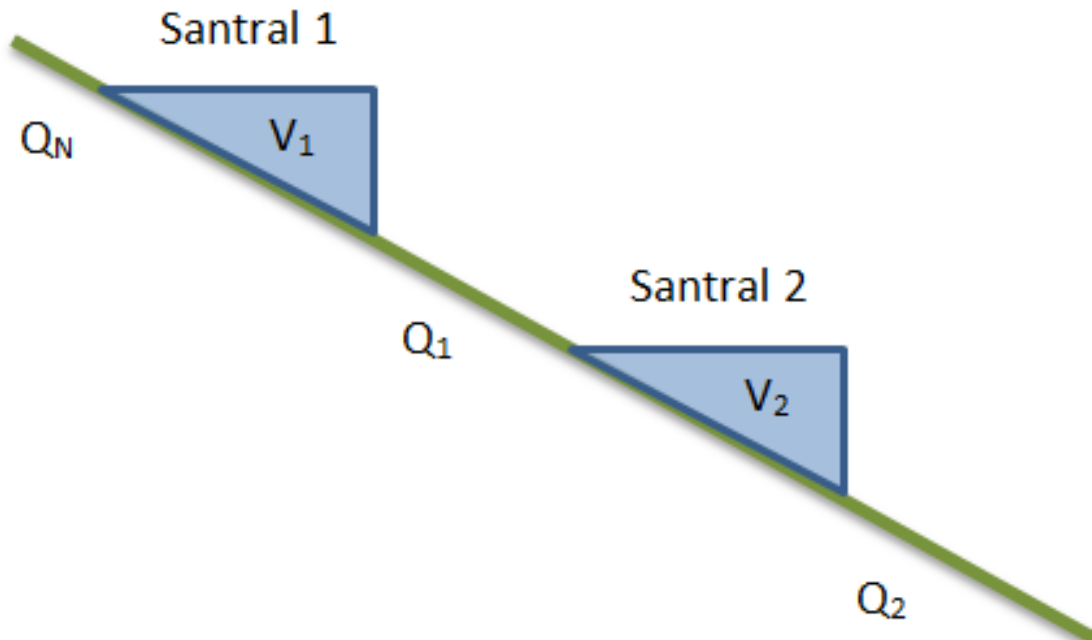
Birden fazla sıralı rezervuardan oluşan hidroelektrik santral sisteminin analizi, temel olarak, tekli sistemle aynı prensiplere dayanır. En genel bakış açısıyla, birden fazla rezervuar tek bir depolama hacmi olarak düşünülürse, üretim sürecinde, akarsudan gelen su miktarına göre; kısmen veya birden fazla kereler boşalacak ve tekrar doldurulacaktır. Bununla birlikte, birbirine yakın sıralı santral sisteminin enerji üretiminin ve kazancın hesaplanması, tek bir santrale göre çok daha karmaşıktır. Bu tarz sistemlerde üretimin planlaması için bilgisayar destekli simülasyon büyük kolaylık sağlamaktadır [16] [25].

İlk aşamada, ilk iki santral olan HES1 ve HES2'nin, depolama değerleri üzerinden elektrik üretim verileri incelenmiştir. Çizelge 5.2'den görüleceği üzere, sıralı santral sisteminin memba tarafındaki ilk santrali olan HES1'in depolama kapasitesi (107.352 m^3), HES2'nin kapasitesinin (207.036 m^3) yaklaşık yarısı kadardır. Örnek sistemin bilinen özelliklerinden yararlanmak için, 16.11.2008 gününe ait veriler kullanılarak HES1 ve HES2'nin üretim değerleri program yardımı ile bulunmuş, gerçek değerlerle karşılaştırılmıştır. Çizelge 5.9'da görüleceği üzere, en büyük mutlak hata değerleri %1'in altında kabul edilebilir düzeydedir.

Çizelge 5.9 HES1 ve HES2 Sıralı santralleri için elektrik üretimi ve simülasyon sonuçları

	HES1 Elektrik Üretimi	HES1 Mutlak Hata	HES2 Elektrik Üretimi	HES2 Mutlak Hata
Gerçek Üretim Değeri	18.922	-	26.884	-
Simülasyon Sonuçları	19.050	0,7	26.910	0,6

Mevcut durumda santrallerin sıralaması incelendiğinde, önce küçük depolama kapasitesine sahip HES1 ve onu bıraktığı suyu kullanan daha büyük kapasiteli HES2'nin bulunduğu görülmektedir. Eğer büyük depolama kapasiteli santral HES2 memba tarafında (yüksek rakımda) ve küçük rezervuara sahip HES1 mansap (düşük rakım) tarafında bulunsaydı veya toplam rezervuar kapasitesi aynı kalmak koşuluyla eşit depolama kapasitelerine sahip iki santral bulunsaydı elektrik üretimi söz konusu durumlarda nasıl değişiklik gösterecekti? Sıralı santrallerde elektrik üretimi ve kazanç, örnek sistemdeki ilk iki santralin verilerine dayanan, Şekil 5.5'te görülen yapıda ele alınmıştır.



Şekil 5.5 İki sıralı santralin depolama kapasiteleri ve debi değerleri

Sisteme nehirden gelen akarsu debisi, kritik debi aralığında olan $10,6 \text{ m}^3/\text{s}$ değeridir. Çalışmanın bu aşamasında santrallerde üç türbin çalıştırılmıştır, yani bırakılan su $3 \cdot 21,3 = 63,9 \text{ m}^3/\text{s}$ 'dir. İncelenen sıralı sistemin toplam depolama hacmi, hesaplama kolaylığı açısından, bir türbini altı saat ($V_1 + V_2 = 6 \cdot V$) çalıştıracak kapasitede seçilmiştir. Sıralı santrallerin depolama kapasitelerinin üretim ve kazanç etkisinin ortaya konulabilmesi için, toplam rezervuar hacmi aynı kalmak koşuluyla, V_1 / V_2 oranının farklı değeri denenmiştir. Söz konusu seçenekler; küçük rezervuar yukarıda ($V_1 = 2 \cdot V$, $V_2 = 4 \cdot V$), iki eşit rezervuar ($V_1 = 3 \cdot V$, $V_2 = 3 \cdot V$), büyük rezervuar yukarıda ($V_1 = 4 \cdot V$, $V_2 = 2 \cdot V$), farklı

oranda büyük rezervuar yukarıda ($V_1 = 5 \cdot V$, $V_2 = 1 \cdot V$) olarak ele alınmıştır. Üretilen enerji ve elde edilen kazanç değerleri Çizelge 5.10 ve Çizelge 5.11’de görülebilir.

Çizelge 5.10 İki sıralı santralden oluşan sistemde üretimin depolama kapasiteleri ile değişimi

	Santral 1 Elektrik Üretimi	Santral 2 Elektrik Üretimi	Toplam Elektrik Üretimi
Küçük Rezervuar Üstte ($V_1 = 2 \cdot V$, $V_2 = 4 \cdot V$)	26.053	27.298	53.351
iki Eşit Rezervuar ($V_1 = 3 \cdot V$, $V_2 = 3 \cdot V$)	26.261	27.154	53.415
Büyük Rezervuar Üstte ($V_1 = 4 \cdot V$, $V_2 = 2 \cdot V$)	26.662	27.604	54.266
Büyük Rezervuar Üstte ($V_1 = 5 \cdot V$, $V_2 = 1 \cdot V$)	26.604	27.692	54.296

Aynı türbin ve düşü özelliklerine sahip sıralı iki santralden oluşan bir sistemde, depolama hacimlerinin oranı ne olursa olsun, ikinci santral daha fazla elektrik üretmektedir. Bunun nedeni, ilk santralde depolanan suyun sırasıyla ilk ve ikinci santral tarafından kullanılmasıdır. Dolayısıyla ilk santralin üretimini ve toplam elektrik üretimini arttırmak için memba tarafındaki santralin depolama kapasitesi arttırılmalıdır. Çizelge 5.10’da toplam elektrik üretim değerlerindeki artış da göstermektedir ki, büyük rezervuarı olan santrali yüksek rakım tarafına yapmak enerji üretimi açısından avantajlıdır. Diğer bir deyişle ikinci santralin depolama kapasitesinin üretime etkisi oldukça azdır. Büyük depolama kapasitesine sahip santralin memba tarafında olmasının kazanç açısından da daha yararlı olduğu Çizelge 5.11’de görülmektedir.

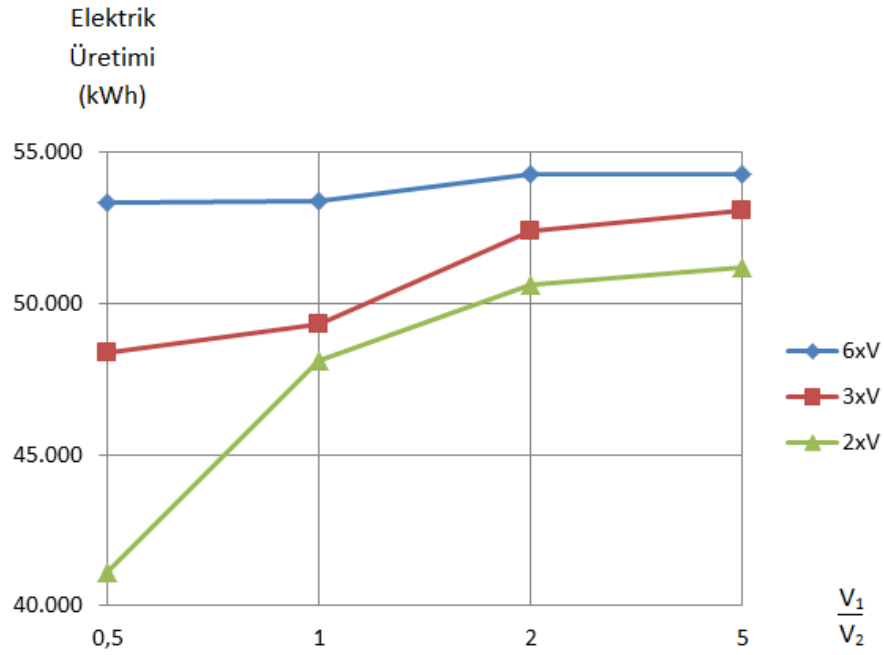
Çizelge 5.11 İki sıralı santralden oluşan sistemde kazancın depolama kapasiteleri ile değişimi

	Santral 1 Kazanç (TL)	Santral 2 Kazanç (TL)	Toplam Kazanç (TL)
Küçük Rezervuar Üstte ($V_1 = 2 \cdot V$, $V_2 = 4 \cdot V$)	3.461	3.462	6.923
iki Eşit Rezervuar ($V_1 = 3 \cdot V$, $V_2 = 3 \cdot V$)	3.463	3.466	6.929
Büyük Rezervuar Üstte ($V_1 = 4 \cdot V$, $V_2 = 2 \cdot V$)	3.654	3.654	7.308
Büyük Rezervuar Üstte ($V_1 = 5 \cdot V$, $V_2 = 1 \cdot V$)	3.591	3.591	7.182

Eşdeğer sıralı iki santralin rezervuar kapasite dağılımının kazanca etkisi, elektrik üretimine benzer yapıdadır. Yüksek rakımdaki santralin depolama kapasitesi arttıkça elde edilen kazanç da artmaktadır. Bunun temel nedeni, ilk santralden bırakılan suyun ikinci santral tarafından da kullanılması ve üretimin ağırlıklı olarak yüksek getirisi olan puant saatlerinde yapılmasıdır. Elektrik üretiminde olduğu gibi kazanç açısından da büyük rezervuara sahip santralin yukarıda olmasının daha verimli ve karlı olduğu görülmüştür.

Sıralı eşdeğer iki santralden oluşan ve toplam depolama hacmi bir türbini altı saat çalıştıracak kapasitede ($6 \cdot V$) olan bir sistemde, kapasite dağılımının elektrik üretimine etkisi %2 ve kazanç değerlerine etkisi %4 dolaylarındadır. Enerji üretiminde ve gelirdeki bu artışlar önemsiz görünebilir. Ancak bu oran tamamıyla iki santralin toplam depolama kapasitesi ve türbin anma debisine bağlıdır. Söz konusu çalışmadaki toplam depolama kapasitesi olan $6 \cdot V$ değerinin yarısı $3 \cdot V$ ve üçte biri $2 \cdot V$ değerleri için elektrik üretimi kuşkusuz farklı oranda değişecektir. Şekil 5.6'da, söz konusu toplam depolama kapasiteleri için, değişen rezervuar oranlardaki sıralı sistemlerin üretim değerleri görülmektedir. Şekil 5.6 göstermektedir ki, sistemin toplam depolama kapasitesi azaldıkça depolamalı santrallerin sıralaması önem kazanacaktır. Toplam depolama hacimlerinin görece fazla olduğu durumlarda büyük rezervuarın üstte olmasının elektrik üretimine etkisi de nispeten daha azdır. Toplam depolama hacminin

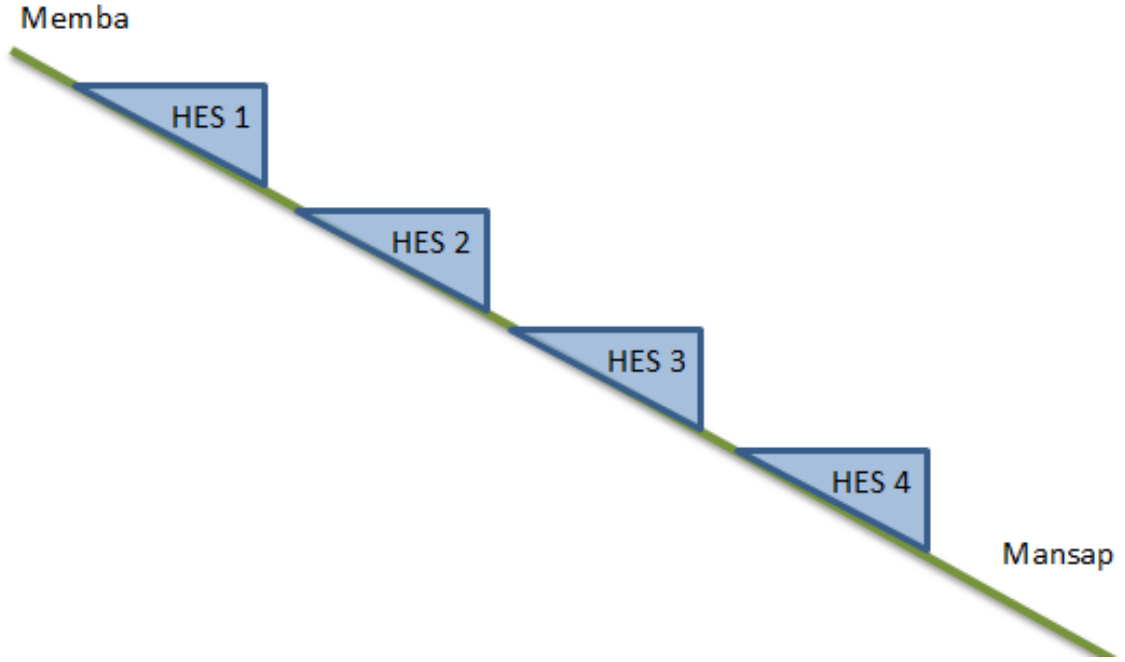
değişmemesine rağmen, memba tarafındaki santralin mansap tarafındakinden iki kat büyük olması ile beş kat büyük olması arasında, elektrik üretimi açısından %20'ye varan bir fark oluşabilmektedir. Ayrıca toplam depolama kapasiteleri azaldıkça, sıralı santrallerin rezervuar kapasite dağılımının elektrik üretimine etkisinde de önemli ölçüde artmaktadır.



Şekil 5.6 İki sıralı santralden oluşan sistemde toplam rezervuar kapasitesi ve oranlarının elektrik üretimine etkisi

ÖRNEK SİSTEM İÇİN OPTİMAL İŞLETME KOŞULLARININ BELİRLENMESİ

Bu çalışma kapsamında incelenen sıralı hidroelektrik santral sistemi, birbirlerinin etki sahasında bulunan, aynı firma tarafından işletilen, saatlik depolama kapasitelerine sahip santrallerden oluşmaktadır. Sıralı dört hidroelektrik santralden oluşan sistemin en fazla elektrik üretebilecek ve gelir elde edebilecek şekilde çalıştırılması hedeflenmektedir. Çalışmanın bu aşamasında, incelenen örnek sistemin teknik özellikleri, akarsu debi değerleri ve üretim raporlarındaki veriler kullanılarak sistemin yirmi dört saatlik çalışmasını hesaplayan bir bilgisayar programı oluşturulmuştur. Söz konusun simülasyon yazılımı Ek-D’de verilmiştir. Teze konu olan havzadaki akarsu akım verileri bölüm üçte, santrallerin teknik özellikleri bölüm dörtte detaylı şekilde ele alınmıştır.



Şekil 6.1 Örnek sıralı sistemdeki santraller

Memba tarafı olarak anılan, en yüksek rakımda bulunan HES1'den HES4'e kadar olan sıralı sistem Şekil 6.1'de görülmektedir. Santrallerde birbirine eşdeğer yapıda, aynı sabit debide çalışan, üç paralel türbin bulunmaktadır. Buna karşın, söz konusu dört santralin rezervuar kapasiteleri ve düşü değerleri önemli farklılık göstermektedir.

Hidroelektrik santrallerin temel girdisi akarsudan gelen sudur. Bu nedenle, hesaplamalardaki kritik unsur, günlük ortalama nehir debisi değeridir. Bu çalışmadaki hesaplamalar özellikle, santrallerde bulunan bir türbinin anma debisinden ($21.3 \text{ m}^3/\text{s}$) az olan kritik günlük ortalama debi değerleri için yapılmıştır. Santrallerin depolama kapasiteleri bir türbini birkaç saat çalıştırabilecek seviyededir. Sıralı santrallerde üretim, yirmi dört saatlik periyotlarda tekrarlanan bir süreç olduğundan, üretim sürecinde boşalan rezervuarların gün sonuna kadar doldurulması gerekmektedir. Hesaplamaların temelini, akarsudan gelen su, rezervuar kapasiteleri, anlık faydalı depolama seviyeleri ve üretimde kullanılan türbin sayıları (bırakılan su debi değerleri) oluşturmaktadır. Dört sıralı santralde de, birbirine eşdeğer üçer türbin bulunmaktadır. Buna karşın her santralin düşü ve depolama kapasiteleri birbirinden farklıdır.

Günlük ortalama nehir debisi ile sisteme gelen toplam su miktarı belirlidir. Bu nedenle, tecrübeye dayalı (bu çalışmada hesaplama ile bulunan) belirli bir zaman diliminde (puant) üretimin yapıldığı, kalan zamanda da rezervuarların doldurulduğu bir işletme

tarzı uygulanmaktadır. Özetle, santrallerin işletilmesi temelde nehir debisi ile gelen suya bağlıdır.

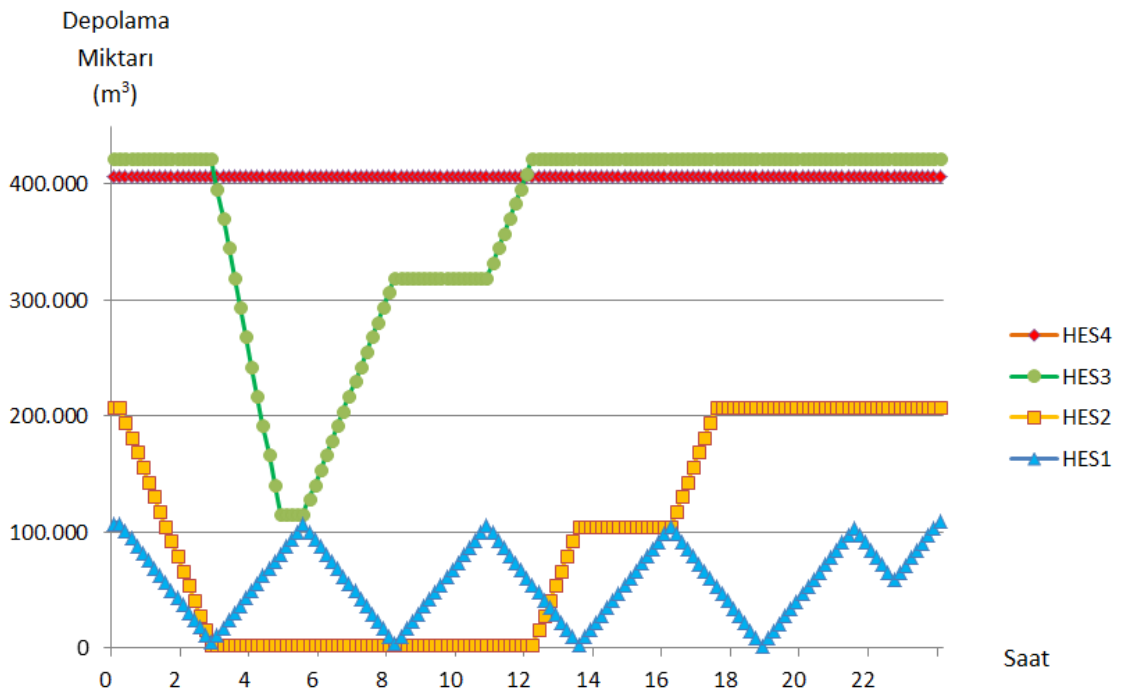
Sıralı santral sisteminin incelemesinde, nehir debisinin bir türbin anma debisinden ($21.3 \text{ m}^3/\text{s}$) az olduğu kritik günlerin fazlalığı göz önüne alınarak, yirmi dört saatlik bir simülasyon programı oluşturulmuştur. Öncelikle hesapların doğrulanması açısından, seçilen gün olan 16.11.2008 gününe ait üretim planlaması temel alınmıştır. Sistemin temel girdisi olan günlük ortalama nehir debisinin $10,6 \text{ m}^3/\text{s}$ olan örnek günde, beş saatlik puant üretim süresi esas alınarak üretim yapılmıştır. HES1'in depolama kapasitesi az olduğundan, yirmi dört saat süresince, su seviyesine bağlı olarak tek türbin çalıştırılmıştır. Diğer üç santralde iki türbin ile puant üretim yapılmış ve depolama sürecine geçilmiştir. Beş saatlik üretim sürecinin sonunda mansap (düşük rakım) tarafındaki santrallerden başlanarak rezervuarların doldurulması amacıyla su kullanımı ve üretim gerçekleştirilmiştir. Bilgisayar programında elde edilen simülasyon sonuçları ve gerçek üretim değerleri karşılaştırması Çizelge 6.1'de görülmektedir. Simülasyon sonucu olarak bulunan santrallerin elektrik değerlerindeki hata düzeyleri kabul edilebilir seviyededir.

Çizelge 6.1 Sıralı santraller için elektrik üretimi ve simülasyon sonuçları

	Gerçek Elektrik Üretimi (kWh)	Simülasyon Sonucu (kWh)	Mutlak Hata (%)
HES1	18.922	18.669	1,3%
HES2	26.884	26.448	1,6%
HES3	28.050	27.811	0,9%
HES4	24.678	24.507	0,7%

Sıralı santral sisteminin kritik debi değerlerinde çalışmasında, üretimde kullanılan türbin sayısı (bırakılan su) ve çalışma süreleri, önemli parametreler olarak ortaya çıkmaktadır. Taahhüt edilen beş saatlik puant üretimin tamamlanması ve gün sonunda rezervuarların dolu bırakılması temel üretim hedefleridir. Her santralin üretim sürecinin sınırlarını, rezervuarlarındaki su miktarları belirlemektedir. Çizelge 6.1'de ifade edilen üretim değerlerinin elde edildiği simülasyon çalışmasında, rezervuarlardaki

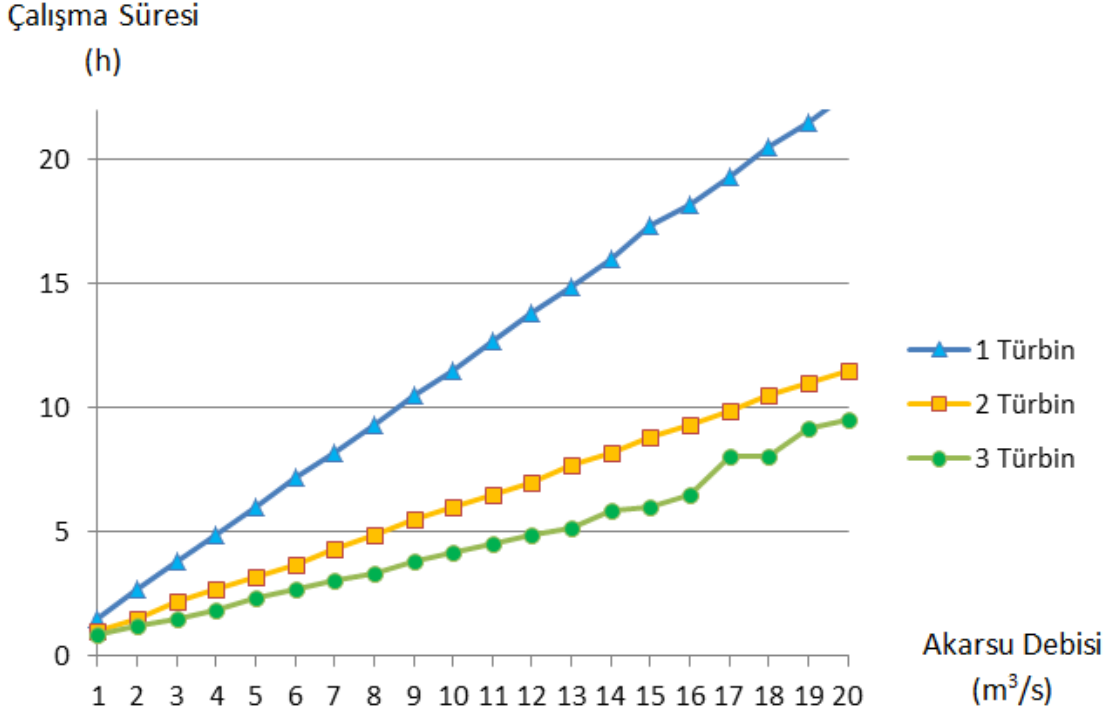
su miktarının yirmi dört saatlik değişimi Şekil 6.2’de görülmektedir. Beş saatlik puant üretim sonucu, HES4’ün depolama kapasitesi hiç kullanılmamıştır. Üçgen sembollerle gösterilen ve düşük depolama kapasitesi nedeniyle tek türbin çalıştıran HES1 dörtten fazla dolup boşalmış ve duruş yapmak zorunda kalmıştır. HES1’in rezervuarı, akarsudan gelen su için bir ön depolama görevi görmüştür. HES2 üç saate yakın çalışarak rezervuarını boşaltmış, HES1’den bırakılan su debisine bağlı çalışmasını sürdürmüştür. Rezervuarların doldurulmasına, daire sembollerle gösterilen HES3’ten başlanmıştır ve sırayla HES2 ve HES1 doldurulmuştur.



Şekil 6.2 Dört sıralı santral rezervuarındaki su miktarının günlük değişimi

Üretilen elektrik değerleri, üretim zamanlaması ve rezervuarlardaki su miktarları açılardan simülasyon değerleri ve üretim raporlarındaki veriler çok büyük oranda örtüşmektedir. Bir sonraki adımda simülasyon yazılımı kullanılarak sıralı santral sisteminin, akarsu debisine ve kullanılan türbin sayılarına göre çalıştırılabileceği süreler incelenmiştir. Diğer bir deyişle, beş saatlik puant üretim yerine, sıralı sistemin üretim yapılabileceği zaman dilimleri hesaplanmıştır. Şekil 6.3’te, akarsudan gelen ortalama günlük su debisine bağlı olarak, bir, iki veya üç türbin çalıştırılması durumunda sistemin üretim yapılabileceği süreler görülmektedir. Örneğin, akarsu debisinin ortalama 10 m³/s olduğu bir günde, HES1’den HES4’e tüm sıralı santraller; bir türbin çalıştırırsa 11,5

saat, iki türbin çalıştırır 6 saat, üç türbin çalıştırır 4,2 saat devrede kalacaklar ve kalan zaman rezervuarların doldurulmasına yetecektir.



Şekil 6.3 Akarsu debisi ve türbin sayısına göre santral çalışma süreleri

Şekil 6.3'ten görüleceği üzere, yirmi dört saatlik üretim planlama yapan, saatlik rezervuarlara sahip örnek sistemde, çalışma – depolama süreleri açısından, iki ve üç türbin çalıştırılması arasında büyük fark yoktur. Örnek sistemde, kısıtlı akarsu debisi şartlarında tek türbin çalıştırılması sistemin çalışma süresini önemli ölçüde arttırdığından, devreye alma kayıplarının azaltılması ve enerji üretiminin sürekliliği açısından daha uygun görünmektedir. Akarsu debisinin, türbin anma debisine yaklaştığı bölgede yatışkın çalışma koşuluna yaklaştığı olacaktır. Akarsu debisi ve türbin sayılarına göre belirlenen, sistemin çalışma süreleri kullanılarak elde edilecek enerji ve kazanç değerleri, üretim planlamanın geliştirilmesi açısından oldukça önemlidir. Çizelge 6.2 ve Çizelge 6.3'te akarsu debisi ve türbin sayılarına göre elektrik üretimi ve kazanç değerleri görülmektedir. Tablolardaki verilere genel olarak bakıldığında, enerji üretimi açısından bir ve iki türbin, kazanç açısından ise iki veya üç türbin çalıştırılması daha avantajlı görünmektedir. Unutulmamalıdır ki üç türbin çalıştırıldığı durumlarda kazancın yüksek çıkması tamamıyla, enerji fiyatının yüksek olduğu puant saatlerinde

Üretimin ağırlıkla yapılmasından kaynaklanmaktadır. Enerji fiyatlandırmasındaki değişikliğin bu durumu kolaylıkla tek türbin lehine çevirebileceği unutulmamalıdır. Bununla birlikte,  türbin alıştırmak duruş sayısını arttıracadıından devreye alma kayıpları ve toplam enerji üretimi açılarından avantajlı değildir.

Çizelge 6.2 Sıralı sistemde akarsu debisi ve türbin sayısına göre elektrik üretimi

Akarsu Debisi (m ³ /s)	Elektrik Üretimi (kWh)		
	1 Türbin	2 Türbin	3 Türbin
1	9.562	10.560	11.350
2	20.863	18.956	23.865
3	29.222	32.832	27.838
4	37.494	40.786	35.620
5	47.100	48.693	47.838
6	58.100	56.709	55.758
7	66.452	64.848	63.729
8	74.644	73.038	71.552
9	85.545	83.622	83.100
10	92.781	91.340	90.995
11	103.990	99.730	98.500
12	112.637	110.681	106.346
13	121.175	121.416	114.053
14	131.116	126.689	125.879
15	142.653	137.626	133.261
16	151.501	146.435	142.065
17	160.227	154.807	150.310
18	170.319	165.638	162.032
19	179.593	174.120	168.976
20	191.960	182.514	177.805

Çizelge 6.3 Sıralı sistemde akarsu debisi ve türbin sayısına göre kazanç

Akarsu Debisi (m ³ /s)	Kazanç (TL)		
	1 Türbin	2 Türbin	3 Türbin
1	1.548	1.769	1.986
2	3.238	3.000	3.887
3	4.483	5.156	4.487
4	5.711	6.330	5.748
5	7.036	7.577	7.632
6	8.610	8.683	8.685
7	9.680	9.897	9.895
8	10.696	11.060	11.009
9	11.848	12.481	12.711
10	12.976	13.582	13.946
11	14.308	14.711	14.988
12	15.356	16.107	16.083
13	16.357	17.439	17.245
14	17.509	18.255	19.059
15	18.917	19.940	20.348
16	20.090	21.184	21.506
17	21.158	22.435	22.594
18	22.413	24.096	24.227
19	23.718	24.892	25.330
20	25.416	26.153	26.406

Çizelge 6.2 ve 6.3, kısıtlı akarsu debilerinde, sistemi oluşturan santrallerin aynı sayıda türbin çalıştırarak üretim yaptığı, optimal çalışma koşullarını ana hatları ile ortaya koymaktadır. Kuşkusuz santrallerin çalıştırması gereken ideal türbin sayısı birbirinden farklı değerler alabilir. Sıralı sistemi oluşturan santrallerin farklı türbin sayıları ile çalışma durumlarında ortaya çıkacak toplam elektrik üretim değerleri, bir örnek gün üretim değeri ile karşılaştırılarak incelenmiştir.

Santrallerin depolama kapasitelerinin üretime katkısını arttırmak amacıyla, depolama kapasitesi oranında çalıştırılacak türbin sayıları belirlenmiştir. Çizelge 6.4'te günlük ortalama nehir debisinin $10,6 \text{ m}^3/\text{s}$ olan örnek gün için rapor edilen, sıralı sistemin toplam elektrik üretim değeri temel alınmıştır. Santrallerde sabit bir, iki, üç türbin çalıştırılması durumları ile depolama oranında türbin çalıştırılması durumları karşılaştırılmıştır. Rezervuar kapasiteleri oranı göz önüne alınarak oluşturulan senaryolarda; HES1 bir türbin, HES2, HES3 ve HES4 iki türbin, çalıştıracağı durum birinci senaryo olarak hesaplanmıştır. İkinci senaryoda; HES1 bir türbin, HES2 iki türbin, HES3 ve HES4 üçer türbin çalıştırdığı durum incelenmiştir.

Çizelge 6.4 Türbin sayılarına göre sıralı sistemde üretilecek toplam elektrik

	Toplam Çalışma Süresi (dak)	Toplam Çalışma Süresi Farkı (%)	Toplam Elektrik Üretimi (kWh)	Toplam Elektrik Üretimi Farkı (%)
Rapor Edilen	2.945	-	98.534	-
1 Türbin	2.920	0,8	99.767	-1,3
2 Türbin	2.960	- 0,5	96.886	1,7
3 Türbin	3.000	- 1,9	94.699	3,9
1.Senaryo	2.950	- 0,2	98.178	0,4
2.Senaryo	2.970	- 0,8	97.543	1,0

Çizelge 6.4'te ifade edilen sonuçlar, daha önce Çizelge 6.2'de ana hatları ile verilen üretim değerleri ile uyum içindedir. Örnek gün santral yönetimi tarafından seçilen üretim şekli senaryo1'e benzemektedir. Ancak söz konusu akarsu debi değeri için en

uygun üretim şekli tüm santrallerde birer türbin çalıştırılmasıdır. Bu seçenek, hem en çok elektrik enerjisi üreten, hem de en az sürede türbinlerin çalıştırıldığı durumdur. Çizelge 6.5'te, farklı üretim seçenekleri ile sıralı sistemden elde edilecek kazanç değerleri görülmektedir. Kazanç açısından durum tamamıyla Dengeleme Güç Piyasası tarafından belirlenen günlük elektrik fiyatlarına bağlı olacaktır.

Çizelge 6.5 Türbin sayılarına göre sıralı sistemden elde edilecek toplam kazanç

	Toplam Kazanç (TL)
1 Türbin	13.836
2 Türbin	14.377
3 Türbin	14.433
1.Senaryo	14.435
2.Senaryo	14.491

Yirmi dört saatlik üretim sürecinde beş farklı üretim seçeneği, enerji ve kazanç açılarından incelenmiştir. Enerji açısından, her santralde bir türbin çalıştırılması en uygun seçenek olarak oraya çıkmıştı. Buna karşın, sistemin toplam kazanç değerleri için, Şekil 4.7'deki örnek gün elektrik fiyat değişimi uyarınca, ikinci senaryo en fazla gelir elde edilmesini sağlamıştır. İkinci senaryoda, depolama kapasiteleri ile orantılı türbin çalıştırılmıştır. Bu nedenle puant üretimde rezervuarlardaki faydalı depolama dengeli bir yapıda kullanılmış, üretilen enerji az olsa da kazanç açısından en iyi değere ulaşılmıştır. Göz önünde tutulması gereken önemli bir nokta, bu durumun taamıyla saatlik fiyat değişimine bağlı olduğudur. Saatlik elektrik fiyat değişimi farklı bir profile sahip olduğunda, değişik bir üretim seçeneği daha kazançlı olabilecektir. Bu nedenle debi ve elektrik üretiminin değişimi, üretim planlamada temel alınmalıdır. Kazanç açısından karar verilmesi gerektiğinde ise bilgisayar programından yararlanmak ve simülasyon yardımıyla üretim tarzını belirlemek gereklidir.

SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada, günümüzde sayıları giderek artan sıralı küçük hidroelektrik santrallerin boyutlandırılması ve üretim seçenekleri incelenmiştir. Teze konu olan santraller; aynı akarsu üzerinde bulunan, fiziki yakınlık sonucu çalışma koşulları birbirlerinin üretim süreçlerinden etkilenen, kısıtlı depolama kapasiteleri nedeniyle saatlik üretim planlama yapabilen tesislerdir. Küçük hidrolik santrallerin; boyutlandırılması, türbin seçimi, depolama kapasite sıralaması, enerji ve kazanç açılarından işletme koşullarının incelenmesi konusunda pek fazla çalışmaya rastlanmamıştır. Konu ile ilgili yayınlar genellikle büyük santraller için, daha uzun zaman dilimlerinde veya tek küçük santralde üretim planlama konularında yoğunlaşmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı santrallere artan ilgi, devlet desteği ve hızla gelişen enerji talebi doğrultusunda bu araştırmaya konu olan sıralı küçük hidroelektrik santrallerin sayısının hızla artacağı beklenmektedir. Bu çalışmada ortaya konulan genelleştirilmiş sonuçların, söz konusu santrallerin inşasında, boyutlandırılmasında ve işletme koşullarının belirlenmesinde karşılaşılabilecek problemlerin çözümüne ışık tutacağı öngörülmektedir.

Bölüm 3'te yeni kurulacak bir HES sistemine boyutlandırılması veya mevcut bir sistemin iyileştirilmesi için yapılacak çalışmalarda kullanılan iki temel yaklaşım olduğu ve bu yaklaşımların akım süreklilik eğrisi metodu ve sıralı akım yöntemi olduğu vurgulanmıştı. Bu çalışmada, diğer bir deyişle sıralı hidroelektrik santrallerle ilgili bir çalışmada, ilk adım hangi yöntemin kullanılacağını tespit etmek olmuştur. Bilindiği üzere akım süreklilik eğrisi yönteminde, uzun dönemli akarsu debi verilerine dayanan akım süreklilik eğrisi esas alınarak üretim potansiyeli ve debi değeri belirlenir. Bu yöntemde ilke olarak düşü ve kuyruk suyu seviyelerinin sabit olduğu ve türbinin ortalama bir

verim değeri ile çalıştığı kabul edilir. Santral üretim sınırları, türbinin çalışabileceği, minimum düşü, debi ve jeneratör ile belirlenir. Söz konusu değerlerin sınırladığı akım süreklilik eğrisinin altında kalan alan, santralin üretebileceği enerji miktarını ortaya koyar. Akım süreklilik eğrisi metodu ile hidroelektrik enerji potansiyeli belirlenmesinde, eğri üzerinde günlerin %15 – 30 aralığında bir debi değerinin, çalışma debisi olarak seçilir. Akım süreklilik eğrisi yöntemi günlük debi değerlerini kullanması nedeniyle diğer yöntemlere göre basit, hızlı etkin bir yöntemdir. Detaylı veri ihtiyacı yoktur ve bilgisayar hesaplamalarında büyük bir yük oluşturmaz. Ancak, depolamalı ve birden fazla santral içeren sistemin enerji üretiminin modellenmesi için bu yöntem yetersiz kaldığı bilinmektedir. Sıralı akım yönteminde ise, debi değerleri üzerinden belli bir zaman dilimi için hesaplama yapılır. Süreklilik denklemi kullanılarak, sistemden geçen debi, üretim ve depolama değerleri incelenir. Bu yöntemin, detaylı veri ihtiyacı ve getirdiği ağır hesaplama yükü en büyük dezavantajlarıdır.

Söz konusu sistemin analizinde, her iki yöneme de dayanan hibrit yöntem kullanılmıştır. Teze konu olan havza açısından, akım süreklilik eğrisi ile sistemin yapısı incelenmiştir. Ancak, matematik model ve simülasyon ile ilgili çalışmalar, süreklilik denklemine dayalı sıralı akım yöntemi ile yapılmıştır. Bu çalışmada incelenen problemler, birden fazla karmaşık değişken içeren ve birbiriyle çelişen hedeflerinin bulunan oldukça karmaşık bir yapıdadır. Bu nedenle, her durumda geçerli optimal çözümler aramak yerine, simülasyona dayalı, parametrik çalışmalarla elde edilen genel sonuçların bulunması hedeflenmiştir.

Bu çalışmanın temelini, matematik modele dayalı bir simülasyon yazılımı oluşturmaktadır. Söz konusu yazılım kullanılarak yirmi dört saatlik, zamana bağlı ve parametrik incelemeler yapılarak genel sonuçlara ulaşılmıştır. Gelecekte yapılabilecek benzer çalışmalarda, yeni kurulacak santral sistem boyutlarının belirlenmesinde ve mevcut HES sistemlerinin işletme koşullarının iyileştirilmesinde benzer simülasyon yazılımlarının son derece yararlı olacağı görülmüştür. Özellikle havzaya veya mevcut santrallere göre hazırlanacak yazılımların yardımıyla, gereksiz inşaat ve ilk yatırım maliyetlerinin önüne geçilmesinde önemli katkılar sağlayabileceği görülmektedir. Ayrıca, faaliyetteki bir sistemde, tüm birleşenlerin uyum içinde çalışması, havzadaki enerji potansiyelinden en büyük oranda yararlanılması veya en fazla gelir elde etme

hedefine göre işletme koşulları belirlenmesinde, simülasyon yazılımlarının kullanılmasının gerekliliği ortaya çıkmaktadır.

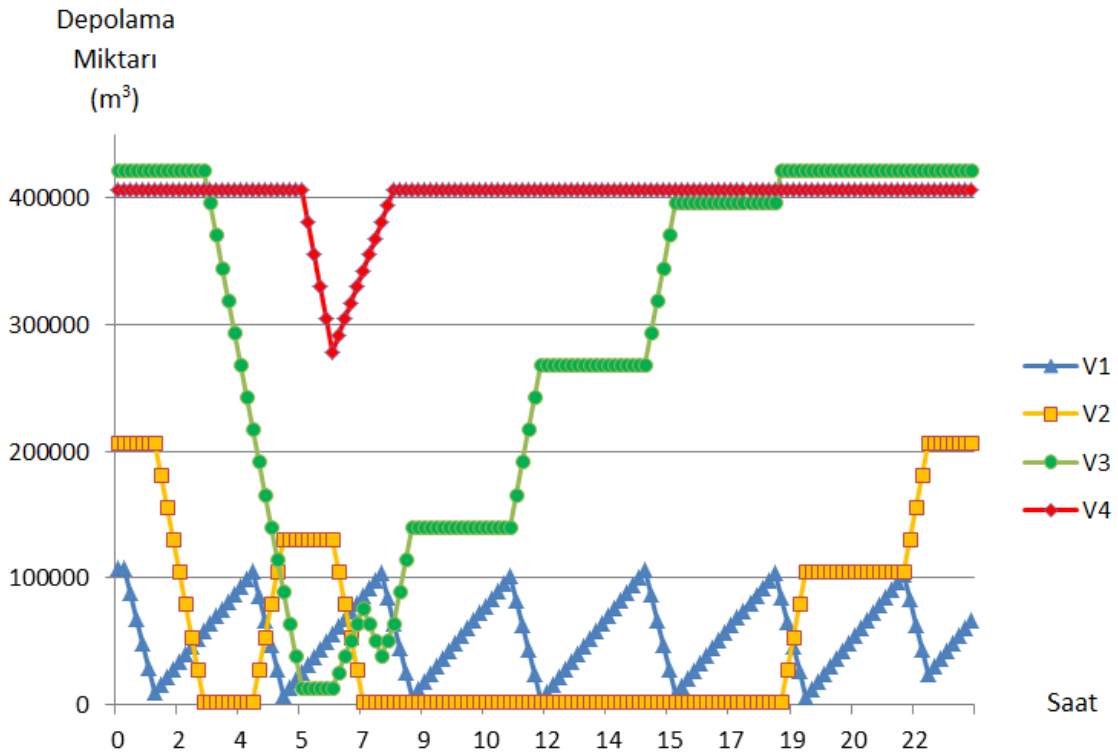
Mevcut ve çalışmakta olan bir küçük sıralı santral sistemi için, sistemin yer aldığı havza verileri, santral özellikleri, işletme koşulları ve üretim tercihleri belirlenmiştir. Sisteme ait bilgiler, problemlerin belirlenmesinde ve simülasyon yazılımının oluşturulmasında kullanılmıştır. Çalışmanın temelini uzun dönem akarsu verileri, santrallerin özellikleri ve üretim raporları oluşturmaktadır. Söz konusu verilere bağlı olarak örnek sıralı hidroelektrik sisteminin zamana bağlı matematik modeli oluşturulmuştur. Bir bilgisayar programı kullanılarak yirmi dört saatlik üretim süreci on dakikalık zaman dilimlerinde hesaplanmıştır. Gerçekleştirilen parametrik çalışmalar ile mevcut yapının optimizasyonu ve benzer sistemlerin ideal boyutları hakkında sonuçlar ortaya konulmuştur.

Çalışmanın en önemli sonucu, simülasyon çalışmalarının yardımıyla, sıralı santraller için gerçek üretim planlamasına dayalı işletme kurallarının oluşturulmasıdır. Söz konusu kurallar ve işletme prensipleri aşağıda maddeler halinde verilmiştir.

1. Sıralı rezervuar yirmi dört saatlik üretim sürecine dolu başlamalı ve sürenin sonunda dolu bırakılmalıdır.
2. Puant üretim için su kullanımı en yüksek rakımdaki santralden başlamalı ve düşük rakımdaki bir sonraki rezervuara doğru devam etmelidir.
3. Çalışma sırasında türbinlerin devreye giriş ve çıkışları sırasında devreye alma kaybı yaşanmakta ve su boşa akmaktadır. Bu nedenle yirmi dört saatlik üretim sürecinde duruş sayısı minimum düzeyde tutulmalıdır.
4. Santrallarda çalışan türbin sayısı en azından bir önceki santralda çalışan türbin sayısına eşit veya daha fazla olmalıdır.
5. Boş rezervuarların doldurulma işlemi en düşük rakımdaki rezervuardan başlamalıdır.
6. Rezervuarların kapasiteleri türbin anma debilerinin katsayısı olarak bilinmelidir.
7. Sıralı rezervuarlarda en büyük rezervuar mümkünse en yüksek rakımdaki olmalıdır.

Tez konusu olan sıralı sistemde, en yüksek rakımdaki rezervuar en büyük kapasiteli olan rezervuar değildir. Ancak, söz konusu diğer kurallar tam olarak uygulanmaları halinde en yüksek üretim düzeyine sürekli olarak erişebileceklerdir.

Söz konusu çalışma prensiplerinin uygulanmasının sonucunda, rezervuarlardaki yirmi dört saatlik su kullanımı ve depolama sıralaması Şekil 7.1’de görülmektedir.



Şekil 7.1 Sıralı santral depolama değerlerinin yirmi dört saatlik değişimi

Akım süreklilik eğrisi ile yapılan temel hesaplamalarda örnek Dalaman Çayı üzerinde kurulacak bir santral için, bir yılın yüzde yirmisine karşılık gelen debi değeri kabul edilmiştir. Seçilen santral anma debisi yaklaşık $65 \text{ m}^3/\text{s}$ dir. Bölüm 4.3’ün ilk paragrafında da vurgulandığı üzere, söz konusu akarsu üzerine kurulacak depolamasız bir santralde, bu değerde tek bir türbin seçilmiş olsaydı, tipik bir yılın sadece yüzde yirmisinde, yani yaklaşık yetmiş gün çalışabilecekti. Yaklaşık iki aydan fazla süren bu zaman dilimi, Şekil 3.4’te bulunan uzun dönem ortalama debi verilerine göre Ocak, Şubat ve Mart aylarına rastlamaktadır. Mevcut durumda, depolamanın bulunması ve toplam anma değeri $63,9 \text{ m}^3/\text{s}$ olan paralel üç türbin bulunması nedeniyle 365 gün elektrik üretimi mümkün olmaktadır. Hatırlanacağı üzere ilk yatırım ve inşaat maliyetlerini arttırmasına karşın, birkaç saatlik de olsa depolama imkanının bulunması

oldukça önemlidir. Ayrıca, tek türbin yerine birden fazla türbin kullanılması, çalışma süresini, verim, üretim ve kazanç değerlerini önemli ölçüde arttırmaktadır. Ancak, bir santralin veya santral sisteminin boyutları tasarlanırken, havzanın hidrolik potansiyelliden tam olarak yararlanma hedefi ile maksimum karlılık hedefinin ortak bir çözümünün olamayacağı unutulmamalıdır.

Hesaplamaların temelini; akarsudan gelen günlük ortalama su debisi, anlık rezervuardaki su miktarı ve çalıştırılan türbin sayısı ile orantılı olarak bırakılan su debisi oluşturmaktadır. Rezervuarların, yirmi dört saatlik üretim sürecinde birden fazla sayıda boşaldığı ve dolduğu görülmüştür. Söz konusu türbinlerin duruş ve yeniden devreye girdiği anlarda kayıplar yaşanmaktadır. Bu nedenle santral rezervuarlarının hızlı tüketilmesi ve gereksiz duruş yapması, üretim açısından istenmeyen bir durumdur. Kuşkusuz rezervuar hacmindeki artış, duruş sayısını azaltacak ancak santral inşaat maliyetlerini de önemli ölçüde arttırmayacaktır. Söz konusu boyut maliyet dengesi konusunda olabilecek ideal çözüm coğrafi yapıya da bağlı olarak, bir türbini en az bir buçuk saat süresince çalıştırabilecek rezervuar hacmi bulunması, duruş sayısının azaltılması açısından yararlı olacaktır.

Serbest piyasa koşullarında elektrik fiyatları, gün öncesi piyasası tarafından, arz – talep durumuna göre belirlenmektedir. Ortaya çıkan genel sonuç, elektriğe olan arz akşam saat 17.00 ve 22.00 arasında en yüksek değerlere ulaşmakta ve elektrik fiyatları bu zaman diliminde yüksek olmaktadır. Hidroelektrik santral işletmecileri, söz konusu beş saatlik puant üretim zaman diliminde üretimi yaparak geriye kalan on dokuz saatte de rezervuarları doldurmayı tercih etmektedirler. Yapılan hesaplamalar sonucu, çok düşük akarsu debi değerleri göz önüne alındığında, beş saat üretim ve on dokuz saat depolama çalışma koşulu için, en küçük türbin debisinin, akarsu debisinden en az 4,8 kat fazla olması gerektiği bulunmuştur.

Elektrik üretimi süresince yapılmak zorunda kalınan duruş sayısının, akarsudan gelen günlük ortalama su debisi ve türbin anma debisi ile değişimi incelenmiştir. Nehir debisi, türbin sayısı ve duruş sayıları, gerek santral boyutlandırması gerek ise işletme koşullarının belirlenmesinde dikkate alınması gereken önemli değişkenler olduğu görülmüştür. Rezervuar depolama hacminden bağımsız olarak, üretim süresince en çok duruş yapılan durum, akarsudan gelen su debisinin, bir türbin anma debi değerinin

yarısı kadar olduğu durumdur. Bu nedenle, akım s¼reklilik eğrisinde, zamanın b¼y¼k kısmına karşılık gelen debi değerine yakın anma debisinde bir t¼rbin seşilmesi faydalı olacaktır. Uzun d¼nemde değişken akarsu debi değerlerinde verimli şalışma şartları sağlayabilmek için farklı boyutta ve birden fazla t¼rbin seşilmesi daha verimli şalışma imkanı sağlayacaktır. En uygun boyut ve sayıda t¼rbin seşimlerinin yapılması için; debi, ilk yatırım maliyetleri, enerji ve kazanç kriterleri g¼z ¼n¼ne alınarak sim¼lasyon desteği ile incelenmesi gerekmektedir.

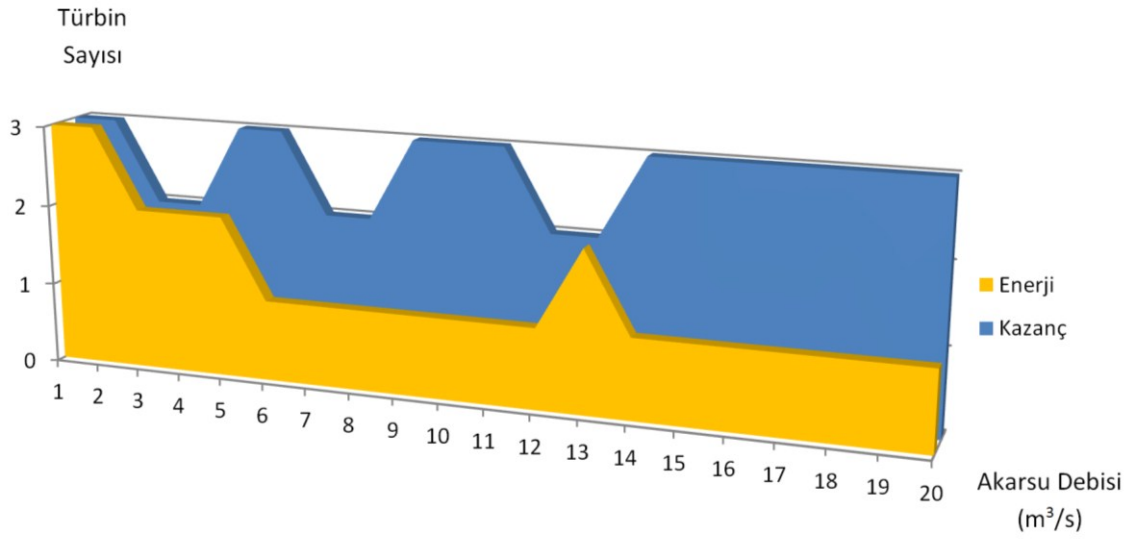
Bir santralin yirmi d¼rt saatlik ¼retimi, santrale gelen su miktarı ve şalıştırılacak t¼rbin sayısına g¼re incelendiğinde, enerji ve kazanç açılarından oldukça d¼zensiz sonuçlar ortaya çıkmıştır. S¼z konusu sonuçların akarsu debi değerleri ile d¼zensiz değişimi, bu konuda bir optimal c¼z¼me işaret etmemektedir. Genel olarak bakıldığında, akarsu debisinin, t¼rbin anma debisinin yarısından az olduğu durumlarda, ¼ř t¼rbin şalıştırılmasının enerji ¼retimi açısından daha avantajlı olduğu g¼r¼lm¼řt¼r. Bekleneceği ¼zere, akarsudan gelen su miktarı bir t¼rbinin anma debisine yaklaştığı durumlarda, tek t¼rbin şalıştırmak hem enerji hem de kazanç açılarından daha verimlidir. şalıştırılacak t¼rbin sayısı açısından, akarsudan gelen en d¼ř¼k ve t¼rbin anma debisine yakın değerler için bulunan sonuçlar daha tutarlı g¼r¼nmektedir. Ancak ara debi değerlerinde kaç t¼rbin şalıştırılırsa en fazla enerji veya kazanç elde edileceği konusundaki sonuçlar oldukça d¼zensizdir. Bu nedenle, depolamalı k¼ř¼k hidroelektrik santrallerin yirmi d¼rt saatlik ¼retim planlamasında sim¼lasyon destekli c¼z¼mlerelerin kullanımına ihtiyaç vardır

Birbirine eşdeğer t¼rbinleri ve d¼ř¼ değerleri olan sıralı iki santral rezervuar kapasitelerine g¼re incelendiğinde, y¼ksek rakımdaki santralin daha b¼y¼k depolamaya sahip olması gerektiği g¼r¼lm¼řt¼r. Hem elektrik ¼retimi hem de kazanç açısından sonuçlar bu bulguyu desteklemektedir. D¼ř¼k rakımdaki santral, diğer santralin rezervuarındaki suyu da kullanmakta ve her durumda daha fazla enerji ¼retmektedir. Toplamda en fazla enerji ¼retiminin sağlanması için y¼ksek rakıma, coğrafi koşullar ve maliyetlerin el verdiği ¼lř¼de, b¼y¼k rezervuarlı santralin yapılması gereklidir. Sıralı iki santralin rezervuar kapasitelerinin dağılımının elektrik ¼retimine etkisi, toplam depolama kapasitesine g¼re ¼nemli d¼zeyde değişkenlik g¼stermektedir. İki santralin toplam depolama kapasitesi, seviyenin altında ise b¼y¼k santralin y¼ksek rakımda

oluşunun üretim ve kazanç olan etkisi artmaktadır. Sıralı iki santralin toplam depolama kapasitesi bir türbini iki saat çalıştıracak düzeydeyken, büyük santralin yüksek rakımda olmasının elektrik üretimine getirdiği artış %20'ler seviyesindedir. Ancak, toplam kapasite bir türbini altı saat çalıştıracak düzeyde ise, büyük santralin yüksek rakımda olmasının elektrik üretimine getirdiği artış %4 düzeyine olmaktadır. Özetle havzanın elverdiği ölçüde memba tarafına en az iki veya üç kat büyük depolama kapasitesi olan santral inşa edilmesi gereksiz yatırım maliyetinin önüne geçecektir.

Teze konu olan sıralı dört santral, aynı kuruluş tarafından inşa edilmiş ve işletilmektedirler. Söz konusu sıralı santraller incelendiğinde ilk karşılaşılan zorluk veri eksikliği olmuştur. Akarsu akım verileri, rezervuar kapasiteleri, düşü ve kuyruk suyu değişimi hava durumu ve yağış gibi verilerin kaydı bulunmamaktadır. Çalışmanın derinliğine göre, kullanılacak verilerin elde edilmesi veya hesaplamalar yolu ile bulunması ilk önemli adım olmuştur. Santrallerin dördünde de birbirine eşdeğer üç türbin kullanılması, tek elden kontrol edilmeleri ve sistemin beş saatlik puant üretim hedefine yönelik çalıştırılması hesaplamalarda belirli bir kolaylık sağlamıştır.

Her ne kadar, örnek sıralı santral sistemi en fazla kazanç esasına göre beş saatlik puant üretimi hedeflese de akarsudan gelen su debisi sistemin çalıştırılabileceği süreyi kısıtlamaktadır. Akarsu debilerine göre bulunan çalışma süreleri iki ve üç türbin için birbirine yakın değerler olsa da tek türbin çalıştırıldığında bu süre önemli ölçüde artmaktadır. Düşük akarsu debi değerlerinde devreye alma kayıplarının azaltılması ve enerji üretiminin sürekliliği açılarından bir türbin çalıştırmanın avantajlı olduğu görülmektedir. Ancak, simülasyon sonuçlarına göre, hangi akarsu debi değerinde kaç türbin çalıştırılması gerektiği enerji üretimi ve kazanç açılarından farklı değerlere işaret etmektedir. Enerji ve kazanç hedefleri açılarından ortaya çıkan çelişkili sonuçlar Şekil 7.2'de görülmektedir. Daha fazla enerji üretimine rağmen daha az kazanç elde edilmesinin nedeni, üretimin ağırlıklı olarak düşük fiyatlandırılmış zaman dilimine kaymasıdır. Simülasyon yardımıyla bulunan akarsu debisine göre türbin sayılarının değişimi, üretim planlamada ve hedeflenen elektrik enerjisinin ifade edilmesinde büyük yarar sağlayacaktır. Ayrıca, elektrik alım fiyatlandırılmasında ortaya çıkabilecek değişik ücretlendirme durumlarında üretim planlama yapılırken bu tür yazılımlar faydalı olacaktır.



Şekil 7.2 Sıralı sistemde enerji üretimi ve kazancın türbin sayıları ve akarsu debisi ile değişimi

Akarsudan gelen suyun santrallerdeki bir türbinin anma debisinden az olduğu kuraklık şartlarında, genellikle en fazla enerji için bir en fazla kazanç için üç türbin çalıştırılması gerektiği ifade edilmişti. Bununla birlikte, santrallerde çalıştırılan türbin sayısının kademeli olarak değiştirilmesi durumunda, toplam enerji üretimi açısından sonuç değişmese de, daha fazla kazanç elde edebilecek konfigürasyonların olabileceği görülmüştür. Hedeflenen sonuçların elde edilmesi için, söz konusu çalıştırma senaryolarının, değişen koşullara göre denenerek ideal işletme şartları belirlenmelidir. Örnek sistemde $10,6 \text{ m}^3/\text{s}$ günlük ortalama nehir debisi için HES1'in bir, diğer santrallerin iki türbin çalıştırdığı durum en fazla kazanç elde edilen durum olarak ortaya çıkmıştır. İfade edilen debi değeri için, üç türbin çalıştırılan senaryolarda istenilen sonuçlara ulaşılamamıştır. Söz konusu sistemlerin işletme kısıtları çerçevesinde periyodik dolma-boşalma süreleri çerçevesinde ideal koşullar beklenmedik farklılık göstermektedir.

Bu çalışmada, hesaplama kolaylığı sağlaması ve veri eksiklikleri bulunması nedeniyle bir takım kabuller ve sadeleştirmeler yapılmıştır. Kuşkusuz daha detaylı veriler ve hesaplamalarla simülasyon yazılımı geliştirilerek sonuçlar daha büyük kesinlikle bulunabilecektir. Havza ve santral verilerindeki eksiklerin giderilmesinde esas sorumluluk santral işletmecilerine düşmektedir. Üretim verilerinin yanı sıra, akarsu akım değerlerinin meteorolojik verilerle değişimi, sedimentasyon sonucu rezervuar

hacimlerinde oluşan kayıpları, düşü ve kuyruk suyu verilerinin de titizlikle kaydedilmesi gereklidir. Havza yapısına göre, toprağın geçirgenliği, buharlaşma ve türbin kapaklarındaki kayıplar belirlenerek hesaplara katılmalıdır. Ancak bu ve benzeri detaylı veriler kullanılarak daha gerçekçi modeller oluşturulabilir.

Sıralı hidroelektrik sisteminin girdisi yağışlarla gelen su miktarı, çıktısı da elektrik enerjisi ve üretimin zamanlamasına bağlı olarak ortaya çıkan kazançtır. Meteorolojik olaylara bağlı olarak değişen akarsu debisi ve arz-talep dengesi ile şekillenen fiyatlandırma değerleri kontrol edilemeyen ve öngörülmesi zor değişkenlerdir. Bu nedenle, hem meteoroloji hem de elektrik talebi tarafındaki olası gelişmelere göre çeşitli senaryoların simülasyon yoluyla değerlendirilmesinde büyük yarar bulunmaktadır. Kazanç odaklı mevcut üretim planlama yaklaşımın, büyük oranda zamana bağlı fiyat değişimlerine bağlı olduğu görülmüştür. Bu durumun elektrik piyasasındaki ve arz talep dengesindeki değişimler sonucu zaman içinde, maksimum enerji üretimi lehine değişebileceği göz ardı edilmemelidir.

1980'li yıllara kadar Türkiye'de elektrik üretiminin başlıca kaynağı hidroelektrik santraller olmuştur. Günümüze kadar, elektrik üretiminin büyük bölümü doğalgaz ağırlıklı olarak termik santrallere geçmiştir. Son yıllarda yapılan devlet teşvikleri ve destekler ile yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi ve hidroelektrik santrallerde çok önemli bir artış gözlenmiştir. Özellikle yenilenebilir enerji kapsamındaki küçük hidroelektrik santral yapımına getirilen teşvik ve kolaylıklar, bu santrallere olan ilginin ve dolayısıyla inşaatların çok hızlı artışını beraberinde getirmiştir. Pek çok yatırımcı HES yapılabilecek saha arayışına çıkmış ve irili ufaklı santraller çeşitli noktalara inşa edilmiştir. Aynı akarsu üzerinde farklı işletmeciler tarafından inşa edilen, birbiri ile uyum gözetilmeden işletilen HES'ler bulunduğu durumlara rastlanmaktadır. Yakın gelecekte özellikleri ve işletme şekilleri birbiriyle çelişen sıralı santrallere daha çok rastlamamız kaçınılmazdır. Bu tür bireysel ve kar amaçlı yaklaşımlar çevresel sorunlarını da beraberinde getirmiştir. Ortaya çıkan olumsuzluklar, HES'lere karşı organize bir tepkinin doğmasına neden olmuştur. Mevcut olumsuz durumun önüne geçilmesi için öncelikle havzalardaki hidroelektrik potansiyelin, yeni teknolojilerden yararlanılarak ve güncel tekno-ekonomik koşullar göz önünde bulundurularak yeniden belirlenmesi gerekmektedir.

Ülkemizin hidroelektrik potansiyelinden tam ve doğru yararlanmak sadece bilimsel yöntemlerle mümkün olabilir. Devletin ilgili kurumları, üniversiteler, hidroelektrik üreticileri, elektrik dağıtım firmaları ve sivil toplum kuruluşlarının katılımıyla, geniş tabanlı bir yapı tarafından, her havza için HES yapılabilecek noktalar ve olası santral özellikleri belirlenmelidir. Potansiyel sahalara kurulabilecek santrallerin boyutları, depolama durumları ve işletme koşulları, bu ve benzeri simülasyon çalışmaları ile ortaya konulmalıdır. Söz konusu planlama süreçlerinde, elektrik dağıtım firmalarının katılımı sağlanmalı ve talep tarafındaki gelişmeler de göz önünde bulundurulmalıdır. HES inşa etmeye ve işletmeye istekli firmalar, bilimsel yöntemlerle projelendirilmiş, uluslararası normlara uygun, havza yönetim sistemi içinde faaliyet gösterecek, özellikleri ve yapısı tanımlanmış projeleri hayata geçirmelidir. Santraller faaliyete geçtikten sonra, yine benzer bir yapı tarafından üretim süreçleri kontrol edilmelidir. Özellikle can suyu, kullanım ve sulama suyu konularında anlaşmalara uygun ve hakkaniyetli davranılmalıdır. Ancak bu yolla çevrenin korunması, hidroelektrik üretimin sürdürülebilir yapıda olması ve santral işletmecileri arasında uyumun sağlanması mümkün olabilecektir.

Enerji ve özellikle de elektrik ihtiyacının temiz ve sürdürülebilir yollardan karşılanabilmesi için, ülkemizde hidrolik güç potansiyelinden daha fazla yararlanılması ve mevcut kaynakların daha verimli kullanılması zorunludur. Kısaca HES olarak anılan hidroelektrik santraller, günümüzde çeşitli nedenlerle kötü bir şöhrete sahip olmuşlardır. Mevcut durumdaki olumsuzlukların aşılması için; havza planlamanın doğru yapılması, çevreye en az zarar verecek inşaat uygulamalarının hayata geçmesi ve akarsu çevresindeki doğal yaşama saygılı üretim-işletme koşullarının benimsenmesi gereklidir. Bir tarafta hızla artan elektrik ihtiyacı ve buna bağlı büyüyen dış ticaret açığı ve diğer taraftan temiz ve yenilenebilir öz kaynaklarımızın başında gelen hidrolik enerji bulunmaktadır. Bu son derece önemli kaynağı kullanan santrallerin ancak havza ve çevresindeki yaşayanlarla birlikte varlığını sürdürebileceği unutulmamalıdır. Mevcut uygulamaları ile hidroelektrik santrallerin ortaya çıkarttığı olumsuzluklar ancak bilimsel yöntemlerle kurulabilecek dengeli bir uzlaşa ile aşılabılır. Kapsamlı bir denetim mekanizması altında, hidroelektrik santral işletmecileri ve bölge sakinlerinin çabaları ile söz konusu doğal kaynakların, “yenilenebilir” ve “temiz” kalması sağlanmalıdır.

Sonuç olarak bu çalışma ile hem sreklielik eğrisi hem de sürekli akım yöntemlerini içeren bir simulasyon programı oluşturulmuş, elde edilen sonuçlar, fiili üretim rakamlarıyla karşılaştırılarak irdelenmiştir. Bu programın çalıştırılmasıyla, mevcut ve/veya yeni yapılacak sıralı santrallerin optimum çalışmasını sağlayacak yedi adımlı bir optimum sıralı hidroelektrik tasarım ve işletme kuralları oluşturulmuştur.

KAYNAKLAR

-
- [1] Özil E., Şişbot S. Özpınar A. ve Olgun B., (2012) “Elektrik Enerjisi Teknolojileri ve Enerji Verimliliği Kitabı, Cilt 1 : Giriş ve Güç Üretimi İçin Temel Bilgiler”, TESAB, İstanbul
- [2] Uluslararası Enerji Ajansı IEA, Key World Energy Statistics, OECD/IEA 2012, <http://www.iea.org/>, 4.Temmuz 2013
- [3] Kalkınma Bakanlığı, Onuncu Kalkınma Planı (2014-2018), www.resmigazete.gov.tr/, 2 Şubat 2014
- [4] Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2010 – 2014 Stratejik Planı, <http://www.enerji.gov.tr/>, 2 Şubat 2014
- [5] M. Arif Ö., (2008). “Review of Turkey’s Renewable Energy Potential”, Renewable Energy 33: 2345–2356
- [6] Erkan E., (2010). “Turkish support to Kyoto Protocol: A reality or just an illusion”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14: 1111–1117
- [7] Türkiye Elektrik İletim A.Ş., TEİAŞ Faaliyet Raporu 2012, <http://www.teias.gov.tr/>, 2 Şubat 2014
- [8] İbrahim Y., (2008). “Hydropower in Turkey for a Clean and Sustainable Energy Future”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 12: 1622–1640
- [9] Ömer Y., (2008). “Reevaluation of Turkey’s hydropower potential and electric energy demand”, Energy Policy 36: 3374– 3382
- [10] Arif H., (2005). “Development and Restructuring of Turkey’s Electricity Sector: a Review”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 9: 311-343
- [11] Engelbertus O., (2002). “The Evolving Context for Hydropower Development”, Energy Policy 30: 1215-1223
- [12] Dominique E. ve Joseph C. M., (2002). “The Diversity of Hydropower Projects”, Energy Policy 30: 1225-1230
- [13] Surekha D., Sinha A. ve Inamdar S., (2006). “Assessment of Small Hydropower Potential Using Remote Sensing Data for Sustainable Development in India”, Energy Policy 34: 3195-3205
- [14] Porporato A. ve Ridolfi L., (2001). “Multivariate Nonlinear Prediction of River Flows”, Journal of Hydrology 248: 109-122

- [15] Mahmut F. ve Mahmud G., (2007). "River Flow Estimation Using Adaptive Neuro Fuzzy Inference System", *Mathematics and Computers in Simulation* 75: 87–96
- [16] Engineer Manual, (1985). *Engineering and Design Hydropower*, US Army Corps of Engineers, Washington.
- [17] John S. A. ve Dimitris E. P., (2007). "Optimal sizing of a run-of-river small hydropower plant", *Energy Conversion and Management* 48: 2663–2670
- [18] Hosseini S. M. H., Forouzbakhsh F. ve Rahimpour M., (2005). "Determination of the Optimal Installation Capacity of Small Hydro-Power Plants Through the Use of Technical, Economic and Reliability Indices", *Energy Policy* 33: 1948–1956
- [19] Oliver P., (2002). "Small Hydro Power: Technology and Current Status", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 6: 537–556
- [20] Athanassios D. K. ve Demetrios P. P., (2000). "A Systematic Assessment of the Technical Feasibility and Economic Viability of Small Hydroelectric System Installations", *Renewable Energy* 20: 253-262
- [21] Xinghua T. ve Jianjun Z., (2012), "A future role for cascade hydropower in the electricity system of China", *Energy Policy* 51: 358-363
- [22] Stein E. F. ve Trine K. K., (2008), "Short-Term Hydropower Production Planning by Stochastic Programming", *Computers & Operations Research* 35: 2656 – 2671
- [23] Juan I, Jose W ve Luis A., (2010), "Optimal Short-Term Operation Schedule of a Hydropower Plant in a Competitive Electricity Market", *Energy Conversion and Management* 51: 2955–2966
- [24] Naresh R. ve Sharma J., (2002), "Short Term Hydro Scheduling Using Two-Phase Neural Network", *Electrical Power and Energy Systems* 224: 583 - 590
- [25] Engineer Manual, (1996), *Developing Seasonal and Long-term Reservoir System Operation Plans Using HEC-PRM*, Davis, California.
- [26] Yipping F. ve Wei D., (2011), "The critical Scale and Section Management of Cascade Hydropower Exploitation in Southwestern China", *Energy* 36: 5944-5953
- [27] Daniel L., Michel G. ve Jean P., (2009), "Optimizing Profits From Hydroelectricity Production", *Computers & Operations Research* 36: 499 – 529
- [28] Mahmoud M., Dutton K. ve Denman M., (2004), "Dynamical Modelling and Simulation of a Cascaded Reservoirs Hydropower Plant", *Electric Power Systems Research* 70: 129–139
- [29] Ralph A. W., (2005), "Comparative Evaluation of Generalized River/Reservoir System Models", Texas

- [30] Rui Z., Zhou J., vd., (2013), "Optimal Operation of Multi-Reservoir System by Multi-Elite Guide Particle Swarm Optimization", Electrical Power and Energy Systems 48: 58 - 68
- [31] Xiang L., Zhou J., vd., (2012), "An Adaptive Artificial Bee Colony Algorithm for Long-Term Economic Dispatch in Cascaded Hydropower Systems", Electrical Power and Energy Systems 43: 1340 - 1345
- [32] Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü, Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri, <http://www.teias.gov.tr/>, 4. Temmuz 2013
- [33] Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü APK Dairesi Başkanlığı, Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2012 - 2021), <http://www.epdk.gov.tr/>, 2 Şubat 2014
- [34] OECD, Ülkelerin Sera Gazı Salım İstatistikleri, <https://stats.oecd.org>, 3 Mart 2014
- [35] USGS, Amerika Birleşik Devletleri Jeolojik Araştırmalar Merkezi, Hidroelektrik Güç için Su Kullanımı, <http://ga.water.usgs.gov/edu/wuhy.html>, 2 Şubat 2014
- [36] DSİ, Enerji, <http://www2.dsi.gov.tr/hizmet/enerji.htm>, 2 Şubat 2014
- [37] Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, Hidroelektrik Enerjisi Nedir?, <http://www.eie.gov.tr/>, 2 Şubat 2014
- [38] Özil E., Şişbot S. Özpınar A. ve Olgun B., (2012) "Elektrik Enerjisi Teknolojileri ve Enerji Verimliliği Kitabı, Cilt 3 : Konvansiyonel Elektrik Santrallerinde Elektrik Üretimi", TESAB, İstanbul
- [39] T. C. Orman ve Su İşleri Bakanlığı, Ulusal Havza Yönetimi Stratejisi 2012 – 2023, <http://www.ormansu.gov.tr/>, 3 Mart 2014
- [40] John A. ve Dimitris E., (2007), "Optimal sizing of a run-of-river small hydropower plant", Energy Conversion and Management 48 2663–2670
- [41] Yanmaz, A. M. ve Usul N., (2006), Kavramsal Su Mühendisliği, ODTÜ Yayıncılık, Ankara
- [42] Engineer Manual, (1993). Engineering and Design River Hydraulics, US Army Corps of Engineers, Washington.
- [43] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Elektrik Piyasası Dairesi Başkanlığı, Elektrik Piyasası Gelişim Raporu 2011, <http://www.epdk.gov.tr/>, 2 Mart 2014

812 NUMARALI AĞI 2008 AKIM YILI VERİLERİ

01 Ekim 2008' dan 30 Eylül 2009' a Kadar Günlük Ortalama Akımlar (m ³ /s)												
GÜN / AY	EKİM	KASIM	ARALIK	OCAK	ŞUBAT	MART	NİSAN	MAYIS	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL
1	10,0	9,6	19,0	15,2	114,0	78,9	96,2	54,1	28,0	19,5	15,0	13,4
2	10,3	9,6	17,5	15,2	96,2	74,5	98,6	51,5	26,7	19,5	15,0	13,8
3	10,0	9,6	17,5	16,5	83,4	73,4	102,0	49,7	26,7	19,0	15,0	13,8
4	13,8	9,6	17,0	28,4	74,5	75,6	98,6	49,7	26,7	19,5	14,6	13,8
5	11,3	9,6	16,5	70,2	66,0	78,9	94,9	66,8	26,7	19,5	14,6	13,8
6	11,0	10,0	16,1	166,0	61,8	98,6	136,0	66,8	26,7	19,5	14,6	13,8
7	10,6	10,6	15,6	114,0	57,8	104,0	169,0	64,8	25,5	20,0	14,6	13,4
8	10,3	10,3	15,6	67,0	60,8	104,0	160,0	65,8	24,9	23,1	15,0	14,2
9	10,3	10,6	15,6	51,7	106,0	96,2	132,0	62,8	24,9	21,8	16,0	14,6
10	10,0	10,6	15,2	41,8	119,0	90,3	120,0	59,8	24,3	20,0	16,0	17,5
11	10,0	10,6	14,7	36,9	88,0	93,7	111,0	57,8	25,5	19,5	15,5	17,5
12	10,0	10,6	15,2	33,0	135,0	85,7	108,0	54,1	24,9	19,0	15,5	19,5
13	9,6	10,6	15,2	30,4	163,0	115,0	104,0	52,4	24,9	18,5	15,0	21,8
14	10,0	10,6	15,2	28,4	343,0	106,0	101,0	47,9	24,3	19,0	15,5	20,6
15	10,0	10,3	15,2	27,1	245,0	93,7	99,9	44,6	24,3	18,0	15,0	19,5
16	10,0	10,3	14,7	39,4	188,0	85,7	95,5	43,0	23,7	17,5	14,6	18,5
17	10,0	10,3	14,3	119,0	160,0	80,0	90,0	40,5	23,7	17,5	14,6	18,0
18	9,3	10,3	14,3	65,0	129,0	75,6	85,6	38,3	23,1	17,5	14,2	16,5
19	9,6	16,5	13,8	53,7	132,0	78,9	81,3	36,8	22,4	17,0	13,8	17,5
20	8,9	22,1	14,7	46,3	147,0	74,5	78,1	34,7	22,4	16,5	13,8	19,0
21	8,9	15,2	16,5	41,0	118,0	71,2	76,0	36,8	22,4	16,5	13,4	18,5
22	8,9	18,5	15,6	36,9	109,0	86,8	73,9	41,3	21,2	17,0	13,4	18,0
23	9,3	113,0	15,2	38,6	101,0	99,9	72,9	42,2	21,8	17,0	13,4	17,5
24	9,3	123,0	14,7	172,0	94,9	92,6	69,9	39,0	21,2	16,5	13,4	16,5
25	9,3	55,8	14,7	212,0	89,1	86,8	67,8	36,8	20,6	16,5	13,4	15,5
26	9,3	33,7	14,3	375,0	91,4	122,0	65,8	34,7	20,0	16,0	13,4	15,5
27	10,0	27,1	14,3	189,0	88,0	118,0	61,8	33,2	20,0	15,5	13,8	17,0
28	10,0	23,2	15,6	168,0	83,4	104,0	60,8	31,9	20,6	15,5	13,8	16,0
29	9,6	21,0	18,0	270,0	-----	93,7	57,8	31,2	20,6	15,5	13,4	15,5
30	9,6	20,0	16,1	165,0	-----	88,0	57,8	30,6	20,0	15,0	13,4	16,0
31	10,0	-----	15,6	139,0	-----	89,1	-----	29,3	-----	15,0	13,4	-----

TÜRBİN KATALOG DEĞERLERİ

Type	Blade Angle ϕ	Head (m)	Discharge (m ³ /s)	Speed (r/min)	Power (kW)	Efficiency (%)
GD007-WZ-200	+2.5°	10,0	8,23	250	700	86,7
	+5°		10,13		893	89,9
	+8°		12,46		1110	90,8
	+11.5°		15,23		1370	91,7
	+17°		19,33		1745	92,0
	+11°	14,0	17,15	300	2162	91,8
	+15°		21,30		2688	91,9
	+3°	20,0	12,64	375	2155	86,9
	+6°		15,31		2674	89,0

HES1 İÇİN PERİYOT DEĞERLERİNİ BULAN YAZILIM

```
% Rezervuar dolma boşalma süreleri(dakika) [min]. QN Nehir debisi 1-66 m3/s ve 1,2,3
türbin sayısına göre, 24h x 60 = 1440dak 1 gün simülasyon HES1
clear all
%*****Sabitler*****
k1=zeros(145,3);k2=zeros(145,3); V1=zeros(145,3);V2=zeros(145,3);
Qt = 21.3; % [m3/s] türbin anma debisi, sabit dt=600% [s] dt=10dak=600s adımı
for k = 1:63; %*****Rezervuar Dolma Boşalma Süreleri [s]
    QN = k
    Tdol(k,1) = (Vr1/((QN)));%[s] rezervuar dolma süreleri,
    if QN < 21.3
        for j = 1:3
            Tbos(k,j) = (Vr1/((j*Qt-QN)));
        end
    elseif QN < 42.6
        for j = 2:3
            Tbos(k,j) = (Vr1/((j*Qt-QN)));
        end
    else
        Tbos(k,3) = (Vr1/((3*Qt-QN)));
    end
end
for k = 1:63; % 1 gün için dolu başlayıp dolu bitirme
    for j = 1:3
        P1(k,j) = (24*60*60/(Tdol(k,1) + Tbos(k,j)))
        iP1(k,j) = (24*60*60/(floor(Tdol(k,1)) + floor(Tbos(k,j))))
    end
end
P1(22:66,1) = 0; P1(43:66,2) = 0; % Boşluklar
```

SIRALI DÖRT SANTRALİN ENERJİ VE KAZANÇ HESAPLAMA YAZILIMI

```
% Örnek Gün 16.11.2008 için geçerli hesaplama
% Birden Fazla HES için enerji, para, kayıp çalışması
% Rezervuar dolma boşalma süreleri [min]. QN Nehir debisi 10,66
% 24h x 60 = 1440dak 1 gün simulasyon
clear all
%*****Sabitler*****
k1=zeros(144,1); E1=zeros(144,1); M1=zeros(144,1); V1=zeros(144,1);
H1=zeros(144,1); Enet1=zeros(144,1);Mnet1=zeros(144,1); KE1 = zeros(144,1); KM1 =
zeros(144,1);
k2=zeros(144,1); E2=zeros(144,1); M2=zeros(144,1); V2=zeros(144,1);
H2=zeros(144,1); Enet2=zeros(144,1);Mnet2=zeros(144,1); KE2 = zeros(144,1); KM2 =
zeros(144,1);
k3=zeros(144,1); E3=zeros(144,1); M3=zeros(144,1); V3=zeros(144,1);
H3=zeros(144,1); Enet3=zeros(144,1);Mnet3=zeros(144,1); KE3 = zeros(144,1); KM3 =
zeros(144,1);
k4=zeros(144,1); E4=zeros(144,1); M4=zeros(144,1); V4=zeros(144,1);
H4=zeros(144,1); Enet4=zeros(144,1);Mnet4=zeros(144,1); KE4 = zeros(144,1); KM4 =
zeros(144,1);
g = 9.81; ro = 1000; % [kg/m³] % [m/s²]
etag = 0.82; etag1=0.82; etag4=0.746;% toplam enerji üretim verimi
Qt = 21.3; % [m³/s] türbin anma debisi, sabit
dt=600;% [s] dt=10dak=600s simülasyon Zaman adımı 10dak,
% PTF: Gün Öncesi Piyasa, 24 saatlik TL/MWh değerleri
PTF = [154.99 154.99 154.99 150 150 150 147.86 134 123.94 120.01 115.99 110.23
110.73 116 100.07 100.05 110.01 130 134.75 140.01 145 145 148.75 150];
H1(1:2,1)=Hr1 ;V1(1:2,1)=Vr1 ; H2(1:2,1)=Hr2 ;V2(1:2,1)=Vr2 ;
H3(1:2,1)=Hr3 ;V3(1:2,1)=Vr3 ; H4(1:2,1)=Hr4 ;V4(1:2,1)=Vr4 ;
% Birinci Adım
E1(1,1) = (g*ro*Qt*k1(1,1)*H1(1,1)*dt*etag1)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
KE1(1,1) = E1(1,1)*0.30 ; % başlangıç devreye alma Enerji kaybı: 3dak /10dak 0,30
M1(1,1) = (E1(1,1)*PTF(1))/1000 ; KM1(1,1) = M1(1,1)*0.30 ;
das1=1 ;% devreye alma sayacı,
E2(1,1) = (g*ro*Qt*k2(1,1)*H2(1,1)*dt*etag)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
KE2(1,1) = E2(1,1)*0.30 ; % başlangıç devreye alma Enerji kaybı: 3dak /10dak 0,30
M2(1,1) = (E2(1,1)*PTF(1))/1000 ; KM2(1,1) = M2(1,1)*0.30 ;
```

```

das2=1;% devreye alma sayacı,
E3(1,1) = (g*ro*Qt*k3(1,1)*H3(1,1)*dt*etag)/(3600*1000); % Enerji kWh
KE3(1,1) = E3(1,1)*0.30 ; % başlangıç devreye alma Enerji kaybı: 3dak /10dak 0,30
M3(1,1) = (E3(1,1)*PTF(1))/1000 ;
KM3(1,1) = M3(1,1)*0.30 ;das3=1;% devreye alma sayacı,
E4(1,1) = (g*ro*Qt*k4(1,1)*H4(1,1)*dt*etag4)/(3600*1000); % Enerji kWh
KE4(1,1) = E4(1,1)*0.30 ; % başlangıç devreye alma Enerji kaybı: 3dak /10dak 0,30
M4(1,1) = (E4(1,1)*PTF(1))/1000 ; KM4(1,1) = M4(1,1)*0.30 ;
das4=1;% devreye alma sayacı,
% Santrallerde çalıştırılan türbin sayıları
k1(1,1)=1;k2(1,1)=2;k3(1,1)=2;k4(1,1)=2;
Tp =5; % Puant süresi[saat]
QN=10,6; % Nehir debisi [m3/s]
for i = 2:(24*60*60/dt) %1gün = 24h, 60dak, 60s /dt == 144 adım
    % ***** çalışma rejimi karar verme: %1. puant üretim 2. doldurma
    if (i < (Tp*60*60/dt)) % puant üretim süresince
        if (k1(i-1,1)>0); % **HES1*****
            if ((V1(i,1)+QN*dt > Qt*dt*k1(i-1,1)));
                k1(i,1)=k1(i-1,1);
            elseif ((V1(i,1)+QN*dt < Qt*dt*k1(i-1,1)));
                k1(i,1)=0;
            end
        elseif (k1(i-1,1)<1);
            if ((Vr1 > V1(i,1)+QN*dt));
                k1(i,1)=0;
            elseif ((Vr1<V1(i,1)+QN*dt));
                k1(i,1)=k1(1,1);
            end
        end
        if (k1(i-1,1) > k1(i,1))
            das1= das1 + 1; % devreye alma sayacı
            KE1(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k1(i-1,1)-k1(i,1))*H1(i,1)*dt*etag1)/(3600*1000); %
            KM1(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k1(i,1)*H1(i,1)*dt*etag1)/(3600*1000*1000);
            end
            E1(i,1) = (g*ro*Qt*k1(i,1)*H1(i,1)*dt*etag1)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
            V1(i+1,1) = V1(i,1)+ QN*dt-k1(i,1)*Qt*dt ;
            H1(i+1,1) = 9.1 + V1(i+1,1)* 0.55/Vr1; % bir sonraki adımda H1
            M1(i,1) = E1(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
        if (k2(i-1,1)>0); % **HES2*****
            if ((V2(i,1)+k1(i,1)*Qt*dt > Qt*dt*k2(i-1,1)));
                k2(i,1)=k2(1,1);
            elseif ((V2(i,1)+k1(i,1)*Qt*dt < Qt*dt*k2(i-1,1)));
                k2(i,1)=0;
            end
        elseif (k2(i-1,1)<1);
            if ((Vr2 > V2(i,1)+k1(i,1)*Qt*dt));
                k2(i,1)=0;

```

```

elseif ((Vr2 < V2(i,1)+k1(i,1)*Qt*dt));
k2(i,1)=k2(1,1);
end
end
if (k2(i-1,1) > k2(i,1))
das2= das2 + 1; % devreye alma sayacı,
KE2(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k2(i-1,1)-k2(i,1))*H2(i,1)*dt*etag)/(3600*1000); %
KM2(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k2(i,1)*H2(i,1)*dt*etag)/(3600*1000*1000);
end
E2(i,1) = (g*ro*Qt*k2(i,1)*H2(i,1)*dt*etag)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
V2(i+1,1) = V2(i,1)+ k1(i,1)*Qt*dt-k2(i,1)*Qt*dt ; % bir sonraki adımda V2'deki su
H2(i+1,1) = 12.74 + V2(i+1,1)* 1.4/Vr2;
M2(i,1) = E2(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
if (k3(i-1,1)>0); % **HES3*****
if ((V3(i,1)+k2(i,1)*Qt*dt > Qt*dt*k3(i-1,1)));
k3(i,1)=k3(1,1);
elseif ((V3(i,1)+k2(i,1)*Qt*dt < Qt*dt*k3(i-1,1)));
k3(i,1)=0;
end
elseif (k3(i-1,1)<1);
if ((Vr3 > V3(i,1)+k2(i,1)*Qt*dt));
k3(i,1)=0;
elseif ((Vr3 < V3(i,1)+k2(i,1)*Qt*dt));
k3(i,1)=k3(1,1);
end
end
if (k3(i-1,1) > k3(i,1))
das3= das3 + 1; % devreye alma sayacı,
KE3(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k3(i-1,1)-k3(i,1))*H3(i,1)*dt*etag)/(3600*1000); %
KM3(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k3(i,1)*H3(i,1)*dt*etag)/(3600*1000*1000);
end
E3(i,1) = (g*ro*Qt*k3(i,1)*H3(i,1)*dt*etag)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
V3(i+1,1) = V3(i,1)+ k2(i,1)*Qt*dt-k3(i,1)*Qt*dt ; % bir sonraki adımda V1 'deki su
H3(i+1,1) = 12.74 + V3(i+1,1)* 1.36/Vr3;
M3(i,1) = E3(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
if (k4(i-1,1)>0); % **HES4*****
if ((V4(i,1)+k3(i,1)*Qt*dt > Qt*dt*k4(i-1,1)));
k4(i,1)=k4(1,1);
elseif ((V4(i,1)+k3(i,1)*Qt*dt < Qt*dt*k4(i-1,1)));
k4(i,1)=0;
end
elseif (k4(i-1,1)<1);
if ((Vr4 > V4(i,1)+k3(i,1)*Qt*dt));
k4(i,1)=0;
elseif ((Vr4 < V4(i,1)+k3(i,1)*Qt*dt));
k4(i,1)=k4(1,1);
end
end

```

```

end
    if (k4(i-1,1) > k4(i,1))
        das4 = das4 + 1; % devreye alma sayacı
    KE4(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k4(i-1,1)-k4(i,1))*H4(i,1)*dt*etag4)/(3600*1000); %
    KM4(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k4(i,1)*H4(i,1)*dt*etag4)/(3600*1000*1000);
    end
    E4(i,1) = (g*ro*Qt*k4(i,1)*H4(i,1)*dt*etag4)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
    V4(i+1,1) = V4(i,1)+ k3(i,1)*Qt*dt-k4(i,1)*Qt*dt ;
    H4(i+1,1) = 12.5 + V4(i+1,1)* 1/Vr4;
    M4(i,1) = E4(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
    else % ilk 5saatlik puant üretim bitti, rezervuar doldurma süreci
    if V4(i,1) < Vr4 % ilk HES4 rezervuarı dolacak,
    if (k1(i-1,1)>0); % **HES1*****
    if ((V1(i,1)+QN*dt > Qt*dt*k1(i-1,1)));
    k1(i,1)=k1(i-1,1);
    elseif ((V1(i,1)+QN*dt < Qt*dt*k1(i-1,1)));
    k1(i,1)=0;
    end
    elseif (k1(i-1,1)<1);
    if ((Vr1 > V1(i,1)+QN*dt));
    k1(i,1)=0;
    elseif ((Vr1<V1(i,1)+QN*dt));
    k1(i,1)=k1(1,1);
    end
    end
    if (k1(i-1,1) > k1(i,1))
        das1= das1 + 1; % devreye alma sayacı
    KE1(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k1(i-1,1)-k1(i,1))*H1(i,1)*dt*etag1)/(3600*1000); %
    KM1(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k1(i,1)*H1(i,1)*dt*etag1)/(3600*1000*1000);
    end
    E1(i,1) = (g*ro*Qt*k1(i,1)*H1(i,1)*dt*etag1)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
    V1(i+1,1) = V1(i,1)+ QN*dt-k1(i,1)*Qt*dt ;
    H1(i+1,1) = 9.1 + V1(i+1,1)* 0.55/Vr1;
    M1(i,1) = E1(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
    if (k1(i,1)>0); % **HES2*****
    k2(i,1)=k1(i,1);
    elseif (V2(i,1)+k1(i,1)*Qt*dt > Qt*dt*k2(1,1))
    k2(i,1)=k2(1,1) ;
    else
    k2(i,1)=0 ;
    end
    if (k2(i-1,1) > k2(i,1))
        das2= das2 + 1; % devreye alma sayacı
    KE2(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k2(i-1,1)-k2(i,1))*H2(i,1)*dt*etag)/(3600*1000); %
    KM2(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k2(i,1)*H2(i,1)*dt*etag)/(3600*1000*1000);
    end
    E2(i,1) = (g*ro*Qt*k2(i,1)*H2(i,1)*dt*etag)/(3600*1000) ; % Enerji kWh

```

```

V2(i+1,1) = V2(i,1)+ k1(i,1)*Qt*dt-k2(i,1)*Qt*dt ;
H2(i+1,1) = 12.74 + V2(i+1,1)* 1.4/Vr2;
M2(i,1) = E2(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
if (k2(i,1)==1); % **HES3*****
    k3(i,1)=1 ;
elseif (V3(i,1)+k2(i,1)*Qt*dt > Qt*dt*1)
    k3(i,1)=1 ;
else
    k3(i,1)=0 ;
end
    if (k3(i-1,1) > k3(i,1))
        das3= das3 + 1; % devreye alma sayacı
KE3(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k3(i-1,1)-k3(i,1))*H3(i,1)*dt*etag)/(3600*1000); %
KM3(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k3(i,1)*H3(i,1)*dt*etag)/(3600*1000*1000);
    end
    E3(i,1) = (g*ro*Qt*k3(i,1)*H3(i,1)*dt*etag)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
V3(i+1,1) = V3(i,1)+ k2(i,1)*Qt*dt-k3(i,1)*Qt*dt ;
H3(i+1,1) = 12.74 + V3(i+1,1)* 1.36/Vr3;
M3(i,1) = E3(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
k4(i,1) = 0;
    if (k4(i-1,1) > k4(i,1))
        das4 = das4 + 1; % devreye alma sayacı
KE4(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k4(i-1,1)-k4(i,1))*H4(i,1)*dt*etag4)/(3600*1000); %
KM4(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k4(i,1)*H4(i,1)*dt*etag4)/(3600*1000*1000);
    end
    E4(i,1) = (g*ro*Qt*k4(i,1)*H4(i,1)*dt*etag4)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
V4(i+1,1) = V4(i,1)+ k3(i,1)*Qt*dt-k4(i,1)*Qt*dt ;
H4(i+1,1) = 12.5 + V4(i+1,1)* 1/Vr4;
M4(i,1) = E4(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
elseif V3(i,1) < Vr3 % ilk HES3 rezervuarı dolacak,
if (k1(i-1,1)>0); % **HES1*****
    if ((V1(i,1)+QN*dt > Qt*dt*k1(i-1,1)));
        k1(i,1)=k1(i-1,1);
    elseif ((V1(i,1)+QN*dt < Qt*dt*k1(i-1,1)));
        k1(i,1)=0;
    end
elseif (k1(i-1,1)<1);
    if ((Vr1 > V1(i,1)+QN*dt));
        k1(i,1)=0;
    elseif ((Vr1<V1(i,1)+QN*dt));
        k1(i,1)=k1(1,1);
    end
end
    if (k1(i-1,1) > k1(i,1))
        das1= das1 + 1; % devreye alma sayacı
KE1(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k1(i-1,1)-k1(i,1))*H1(i,1)*dt*etag1)/(3600*1000); %
KM1(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k1(i,1)*H1(i,1)*dt*etag1)/(3600*1000*1000);

```

```

end
E1(i,1) = (g*ro*Qt*k1(i,1)*H1(i,1)*dt*etag1)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
V1(i+1,1) = V1(i,1)+ QN*dt-k1(i,1)*Qt*dt ;
H1(i+1,1) = 9.1 + V1(i+1,1)* 0.55/Vr1;
M1(i,1) = E1(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
if (k1(i,1)>0); % **HES2*****
k2(i,1)=k1(i,1);
elseif (V2(i,1)+k1(i,1)*Qt*dt > Qt*dt*k2(1,1))
k2(i,1)=k2(1,1) ;
else
k2(i,1)=0 ;
end
if (k2(i-1,1) > k2(i,1))
das2= das2 + 1; % devreye alma sayacı
KE2(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k2(i-1,1)-k2(i,1))*H2(i,1)*dt*etag)/(3600*1000); %
KM2(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k2(i,1)*H2(i,1)*dt*etag)/(3600*1000*1000);
end
E2(i,1) = (g*ro*Qt*k2(i,1)*H2(i,1)*dt*etag)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
V2(i+1,1) = V2(i,1)+ k1(i,1)*Qt*dt-k2(i,1)*Qt*dt ;
H2(i+1,1) = 12.74 + V2(i+1,1)* 1.4/Vr2;
M2(i,1) = E2(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
k3(i,1)=0; % **HES3*****
if (k3(i-1,1) > k3(i,1))
das3= das3 + 1; % devreye alma sayacı
KE3(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k3(i-1,1)-k3(i,1))*H3(i,1)*dt*etag)/(3600*1000); %
KM3(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k3(i,1)*H3(i,1)*dt*etag)/(3600*1000*1000);
end
E3(i,1) = (g*ro*Qt*k3(i,1)*H3(i,1)*dt*etag)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
V3(i+1,1) = V3(i,1)+ k2(i,1)*Qt*dt-k3(i,1)*Qt*dt ;
H3(i+1,1) = 12.74 + V3(i+1,1)* 1.36/Vr3;
M3(i,1) = E3(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
k4(i,1) = 0; % **HES4*****
if (k4(i-1,1) > k4(i,1))
das4 = das4 + 1; % devreye alma sayacı
KE4(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k4(i-1,1)-k4(i,1))*H4(i,1)*dt*etag4)/(3600*1000); %
KM4(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k4(i,1)*H4(i,1)*dt*etag4)/(3600*1000*1000);
end
E4(i,1) = (g*ro*Qt*k4(i,1)*H4(i,1)*dt*etag4)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
V4(i+1,1) = V4(i,1)+ k3(i,1)*Qt*dt-k4(i,1)*Qt*dt ;
H4(i+1,1) = 12.5 + V4(i+1,1)* 1/Vr4;
M4(i,1) = E4(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
elseif V2(i,1) < Vr2 % ilk HES2 rezervuarı dolacak,
if (k1(i-1,1)>0); % **HES1*****
if ((V1(i,1)+QN*dt > Qt*dt*k1(i-1,1)));
k1(i,1)=k1(i-1,1);
elseif ((V1(i,1)+QN*dt < Qt*dt*k1(i-1,1)));
k1(i,1)=0;

```

```

end
elseif (k1(i-1,1)<1);
    if ((Vr1 > V1(i,1)+QN*dt));
        k1(i,1)=0;
    elseif ((Vr1<V1(i,1)+QN*dt));
        k1(i,1)=k1(1,1);
    end
end
end
    if (k1(i-1,1) > k1(i,1))
        das1= das1 + 1; % devreye alma sayacı
KE1(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k1(i-1,1)-k1(i,1))*H1(i,1)*dt*etag1)/(3600*1000); %
KM1(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k1(i,1)*H1(i,1)*dt*etag1)/(3600*1000*1000);
    end
    E1(i,1) = (g*ro*Qt*k1(i,1)*H1(i,1)*dt*etag1)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
    V1(i+1,1) = V1(i,1)+ QN*dt-k1(i,1)*Qt*dt ;
    H1(i+1,1) = 9.1 + V1(i+1,1)* 0.55/Vr1;
    M1(i,1) = E1(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
    k2(i,1)=0; % **HES2*****
    if (k2(i-1,1) > k2(i,1))
        das2= das2 + 1; % devreye alma sayacı
KE2(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k2(i-1,1)-k2(i,1))*H2(i,1)*dt*etag)/(3600*1000); %
KM2(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k2(i,1)*H2(i,1)*dt*etag)/(3600*1000*1000);
    end
    E2(i,1) = (g*ro*Qt*k2(i,1)*H2(i,1)*dt*etag)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
    V2(i+1,1) = V2(i,1)+ k1(i,1)*Qt*dt-k2(i,1)*Qt*dt ;
    H2(i+1,1) = 12.74 + V2(i+1,1)* 1.4/Vr2;
    M2(i,1) = E2(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
    k3(i,1)=0; % **HES3*****
    if (k3(i-1,1) > k3(i,1))
        das3= das3 + 1; % devreye alma sayacı
KE3(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k3(i-1,1)-k3(i,1))*H3(i,1)*dt*etag)/(3600*1000); %
KM3(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k3(i,1)*H3(i,1)*dt*etag)/(3600*1000*1000);
    end
    E3(i,1) = (g*ro*Qt*k3(i,1)*H3(i,1)*dt*etag)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
    V3(i+1,1) = V3(i,1)+ k2(i,1)*Qt*dt-k3(i,1)*Qt*dt ;
    H3(i+1,1) = 12.74 + V3(i+1,1)* 1.36/Vr3;
    M3(i,1) = E3(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
    k4(i,1) = 0; % **HES4*****
    if (k4(i-1,1) > k4(i,1))
        das4 = das4 + 1; % devreye alma sayacı
KE4(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k4(i-1,1)-k4(i,1))*H4(i,1)*dt*etag4)/(3600*1000); %
KM4(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k4(i,1)*H4(i,1)*dt*etag4)/(3600*1000*1000);
    end
    E4(i,1) = (g*ro*Qt*k4(i,1)*H4(i,1)*dt*etag4)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
    V4(i+1,1) = V4(i,1)+ k3(i,1)*Qt*dt-k4(i,1)*Qt*dt ;
    H4(i+1,1) = 12.5 + V4(i+1,1)* 1/Vr4;
    M4(i,1) = E4(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;

```

```

else %V1(i,1) < Vr1 % ilk HES4 rezervuarı dolacak,
if (k1(i-1,1)>0);
    if ((V1(i,1)+QN*dt > Qt*dt*k1(i-1,1)));
        k1(i,1)=k1(i-1,1);
    elseif ((V1(i,1)+QN*dt < Qt*dt*k1(i-1,1)));
        k1(i,1)=0;
    end
elseif (k1(i-1,1)<1);
    if ((Vr1 > V1(i,1)+QN*dt));
        k1(i,1)=0;
    elseif ((Vr1<V1(i,1)+QN*dt));
        k1(i,1)=k1(1,1);
    end
end
if ((144-i)*QN*dt+V1(i,1)<Vr1)
    k1(i,1)=0;
end
    if (k1(i-1,1) > k1(i,1))
        das1= das1 + 1; % devreye alma sayacı
KE1(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k1(i-1,1)-k1(i,1))*H1(i,1)*dt*etag1)/(3600*1000); %
KM1(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k1(i,1)*H1(i,1)*dt*etag1)/(3600*1000*1000);
    end
    E1(i,1) = (g*ro*Qt*k1(i,1)*H1(i,1)*dt*etag1)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
    V1(i+1,1) = V1(i,1)+ QN*dt-k1(i,1)*Qt*dt ;
    H1(i+1,1) = 9.1 + V1(i+1,1)* 0.55/Vr1;
    M1(i,1) = E1(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
    k2(i,1)=k1(i,1); % **HES2*****
    if (k2(i-1,1) > k2(i,1))
        das2= das2 +1; % devreye alma sayacı
KE2(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k2(i-1,1)-k2(i,1))*H2(i,1)*dt*etag)/(3600*1000); %
KM2(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k2(i,1)*H2(i,1)*dt*etag)/(3600*1000*1000);
    end
    E2(i,1) = (g*ro*Qt*k2(i,1)*H2(i,1)*dt*etag)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
    V2(i+1,1) = V2(i,1)+ k1(i,1)*Qt*dt-k2(i,1)*Qt*dt ;
    H2(i+1,1) = 12.74 + V2(i+1,1)* 1.4/Vr2;
    M2(i,1) = E2(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
    k3(i,1)=k1(i,1); % **HES3*****
    if (k3(i-1,1) > k3(i,1))
        das3= das3 + 1; % devreye alma sayacı
KE3(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k3(i-1,1)-k3(i,1))*H3(i,1)*dt*etag)/(3600*1000); %
KM3(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k3(i,1)*H3(i,1)*dt*etag)/(3600*1000*1000);
    end
    E3(i,1) = (g*ro*Qt*k3(i,1)*H3(i,1)*dt*etag)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
    V3(i+1,1) = V3(i,1)+ k2(i,1)*Qt*dt-k3(i,1)*Qt*dt ;
    H3(i+1,1) = 12.74 + V3(i+1,1)* 1.36/Vr3;
    M3(i,1) = E3(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
    k4(i,1) = k1(i,1); % **HES4*****

```

```

        if (k4(i-1,1) > k4(i,1))
            das4 = das4 + 1; % devreye alma sayacı
            KE4(i,1) = 0.3*(g*ro*Qt*(k4(i-1,1)-k4(i,1))*H4(i,1)*dt*etag4)/(3600*1000);
            KM4(i,1) = 0.3*PTF(ceil(i/6))*(g*ro*Qt*k4(i,1)*H4(i,1)*dt*etag4)/(3600*1000*1000);
        end
        E4(i,1) = (g*ro*Qt*k4(i,1)*H4(i,1)*dt*etag4)/(3600*1000) ; % Enerji kWh
        V4(i+1,1) = V4(i,1)+ k3(i,1)*Qt*dt-k4(i,1)*Qt*dt ;
        H4(i+1,1) = 12.5 + V4(i+1,1)* 1/Vr4;
        M4(i,1) = E4(i,1)*PTF(ceil(i/6))/1000;
    end
end
%i=144, 24h döngüsü
E1net=sum(E1)-sum(KE1);M1net=sum(M1)-sum(KM1);
E2net=sum(E2)-sum(KE2);M2net=sum(M2)-sum(KM2);
E3net=sum(E3)-sum(KE3);M3net=sum(M3)-sum(KM3);
E4net=sum(E4)-sum(KE4);M4net=sum(M4)-sum(KM4);
Etoplam=E1net+E2net+E3net+E4net;
Mtoplam=M1net+M2net+M3net+M4net;
x=0:144;
plot(x,V1,x,V2,x,V3,x,V4);
legend('V1','V2','V3','V4');

```

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı :Mustafa Cem ÇELİK.
Doğum Tarihi ve Yeri :Edirne 01.10.1973
Yabancı Dili :İngilizce
E-posta :celik.cem@gmail.com

ÖĞRENİM DURUMU

Derece	Alan	Okul/Üniversite	Mezuniyet Yılı
Y. Lisans	Makine Müh.	Marmara Üni.	2000
Lisans	Makine Müh.	Y.T.Ü.	1995
Lise	Matematik	HASAL	1991

İŞ TECRÜBESİ

Yıl	Firma/Kurum	Görevi
2000	Marmara Üni	Arş.Gör.

YAYINLARI

Makale

1.