

KARADENİZ BÖLGESİNİN HİDROENERJİ POTANSİYELİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

Yrd. Doç. Dr. Zehra YUMURTACI(1) - Doç. Dr. Recep ÖZTÜRK(2)
Yıldız Teknik Üniversitesi Makina Mühendisliği Bölümü - İSTANBUL
e-mail: (1) zyumur@yildiz.edu.tr - (2) orecep@yildiz.edu.tr

ÖZET

Günümüzde artan nüfus ve gelişen teknoloji ile birlikte, günlük hayatın devamlılığını sağlamak için gerek duyulan enerji ihtiyacı hızla artmaktadır. Ancak tükenen yakıtlar dünyamızı enerji dar boğazına sürüklerken, enerji kaynaklarının çevre üzerinde oluşturduğu olumsuz etkiler, bu tür kaynaklardan mümkün mertebede uzak durulmasına neden olmaktadır. Hidrolik enerji dünya üzerinde yenilenebilir enerji türlerinin en yaygını olmakla beraber, çevre üzerinde oluşturduğu olumlu etkilerde göz ardı edilmemelidir. Ülkemizde gerek iklim, gerekse coğrafi konum bakımından Karadeniz bölgesi büyük bir hidrolik potansiyele sahiptir. Bu çalışmanın ana konusu, Karadeniz Bölgesinde (Batı Karadeniz, Orta Karadeniz ve Doğu Karadeniz) 60 akım gözlem istasyonunda ölçülen debi değerlerinin incelenerek hidroenerji potansiyelinin yeniden değerlendirilmesidir. Önce akım gözlem istasyonlarındaki debi değerleri düzenlenerek, kümülatif frekans tabloları oluşturulmuş ve debi-değişim eğrileri çizilmiş ve bu noktalara ait belirli ölçekli bir harita ile çalışılarak nehir-boy kesit profilleri de çizilmiş ve bu noktalarda brüt düşü tespit edilerek, teorik olarak hidroelektrik santral(HES) kurulması planlanmış ve gerekli kabuller yapılarak elde edilebilecek güç belirlenerek sonuçlar kısmında irdelemesi yapılmıştır.

Anahtar Kelime: Hidrolik enerji, Karadeniz Bölgesi, Hidroenerji Potansiyeli, Debi Hesabı.

1. HİDROELEKTRİK ENERJİ

1.1. Giriş

Hidroelektrik enerji hızla akan suyun enerjisiyle döndürülen elektrik jeneratörlerinden elde edilen elektriktir. Hidroelektrik enerji santralleri içme, kullanma ya da sanayi suyu sağlamak amacıyla ırmakların önü kesilerek oluşturulan baraj göllerinde kurulmaktadır. Hidroelektrik santralin ana bölümleri cebri borular, hidrolik türbinler, jeneratörler, transformatörler ile su akışını ve elektrik enerjisi dağıtımını denetleyen yardımcı donanımlardır. Cebri borular suyu aşağıya doğru türbinlere ileten büyük borular ya da tünellerdir. Türbinler, akan suyun hidrolik enerjisini mekanik enerjiye dönüştüren makinalardır. Transformatörler üreteçlerden elde edilen alternatif gerilimi uzak mesafelere iletmek üzere çok yüksek gerilim değerlerine yükseltmekte kullanılır.

1.2. Dünyada Hidrolik Enerji Potansiyeli

Tablo 1’de dünyadaki çeşitli kıtalardaki brüt teorik, teknik yapılabilir ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyelleri GWh/yıl cinsinden verilmiştir. Buna göre en büyük hidroelektrik potansiyel Asya kıtasında görülmektedir.

1.3. Dünyada Enerji Tüketimi

Dünya Enerji Konseyi’nin yayınladığı İstatistiklere göre (1994 verileri ile) G7 olarak da bilinen sanayileşmiş yedi büyük ülkenin (ABD, Almanya, Fransa, İngiltere, İtalya, Japonya ve Kanada) kişi başına yıllık birincil ticari enerji tüketimleri ortalaması 4.721 kEP/kişi.yıl (207.9 GJ/kişi.yıl) düzeyinde iken, gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler ayrımından ötürü dünya ortalaması 1.395 kEP/kişi.yıl (61.4 GJ/kişi.yıl) olmuştur. Yani dünya ortalaması yedi gelişmiş

ülke ortalamasının %30'u kadardır. Türkiye'nin düzeyine gelince, kişi başına düşen yıllık birincil enerji (ticari olan ve olmayan) tüketimi dünya ortalamasının %58'i ile 809 kEP/kişi.yıl (35.6 GJ/kişi.yıl) kadardır. Elektrik tüketimi açısından da benzer bir durum görülmektedir. Dünya ortalaması olarak kişi başına yıllık elektrik net tüketimi 2.245 Kwh iken, G7'lerin ortalaması 8.885 Kwh/kişi.yıl ve Türkiye ortalaması 1.173 Kwh/kişi.yıl düzeyindedir. Avrupa Ekonomik Topluluğu'nun bazı ülkelerinin enerji tüketimi ile Türkiye'deki enerji tüketimleri karşılaştırılmalı biçimde Tablo 2'de gösterilmiştir.

Tablo 2. Bazı AET ülkeleri ve Türkiye'de enerji tüketim düzeyleri [2]

İtalya İspanya Portekiz Yunanistan Türkiye
Elektrik,
kWh/kişi.yıl 4711 4129 3283 3937 1280

1.4. Hidroelektrik Santrallerin Diğer Santrallerle Karşılaştırılması

Hidroelektrik enerji için, ilk yatırım maliyetinin yüksek oluşu ve inşa süresinin uzunluğu olumsuz faktörler olarak ileri sürülmektedir. Oysa yapılan etütlere göre 1995 yılı sonu itibariyle tesislerin birim yatırım maliyeti şöyledir[]:

Doğal Gaz Santralleri 680 \$ / kW
Linyit Santralleri 1.600 \$ / kW
İthal Kömür Santralleri 1.450 \$ / kW
Hidrolik Santraller 1.200 \$ / kW
Nükleer Santraller 1.800-2.700 \$ / kW

Görüldüğü gibi, sadece doğalgaz santrallerinin maliyeti hidroelektrik santrallerinin maliyetinden daha ucuzdur. Ancak, doğalgaz santralleri 1 kW enerji için ortalama 0.212 m³ doğalgaz tüketmektedir. 1000 m³ doğalgazın maliyeti 110 \$'dır ve ülkemizde kullanılan doğalgazın büyük bölümü ise ithaldir. Yatırım maliyeti ucuz gibi görülsede işletme maliyeti hidroelektrik santrallere göre pahalıdır.

Öte yandan, hidroelektrik santrallerinin inşa süreleri uzun olmasına karşın ömürleri de termik santrallere göre daha uzundur. Kömür yakıtlı santraller ile kombine çevrimli santrallerin ömürleri 25 yıl iken baraj ve hidroelektrik santrallerinin ekonomik hizmet süreleri 40-50 yıldır. Bu değerler fizibilite raporundaki değerlerdir. Ancak bazı yenileme çalışmaları ile hidroelektrik santrallerin ekonomik ömürleri 75-100 yıla çıkartılabilmektedir. Ayrıca termik santraller doğal kaynakları tüketmektedir. Buna karşılık hidrolik potansiyelin gelişmesi ile barajlarla meydana getirilen yapay göller vasıtasıyla ortamda oluşan buharlaşma, havzanın daha fazla yağış almasına yol açmakta, diğer bir deyişle, kaynak arttırıcı olarak işlev görmektedir. Ülke enerji talebinin yeteri kadar yedekli bir arzla karşılanabilmesi için öncelikle ulusal kaynaklara dayandırılması gerekmektedir. Yenilebilir kaynak oluşu, en az düzeyde çevre etkisi yaratması, çevre kirliliğine neden olmaması, işletme ve bakım masraflarının az olması ve en önemlisi ulusal niteliği ile güvenilir enerji arzı sağlayan bir kaynak oluşu, hidroelektrik enerjinin önemini büyük ölçüde arttırmaktadır.

Diğer taraftan hidroelektrik potansiyelin geliştirilmesi, enerji arzının yanında, taşkın koruma, sulama ve kullanma suyu temini, balıkçılık, ulaşım ve rekreasyon gibi ilave sosyoekonomik faydalar sağlanmaktadır. Oysa, mevcut modellerde bu tür faydalar göz önüne alınmamaktadır. Esasen hidroelektrik santraller pik çalışması gereken santrallerdir. Çünkü enerji üretim hammaddesi sudur ve depolanabilmektedir. Bir hidroelektrik santralin kurulu gücü ve üretilebilecek enerjinin planlaması ile tesis ve işletme masrafları o santralde üretilebilecek olan güvenilir enerji miktarına ve o santralden çekilecek olan enerji miktarına göre pik yük gereksinimleri göz önüne alınarak saptanır. Ancak ülkemizde bazı enerji üretimi yeterli olmadığından hidroelektrik santrallerimizin bazıları da temel yük olarak çalıştırılmaktadır.

Hidroelektrik santraller çok kısa sürede devreye alınıp devreden çıkarılabildikleri için, pik saatler denilen 18-22 saatleri arasında büyük öneme sahiptirler. Ülkemizde 3 pikler ise doğal gaz santrallerinden sağlanmakta ve bu da çok pahalıya mal olmaktadır.

Teknik ve ekonomik hidroelektrik potansiyelin yaklaşık 124.5 milyar kWh olarak belirlenmiş olması, hem Türkiye'nin çeşitli havzalarına dağıtılmış ve toplam üretim kapasiteleri 124.5 milyar kWh olan tesislerin yapımında teknik açıdan büyük bir sorun olmadığı, hem de bugünkü fiyat dengeleri ile bu tesislerin en ucuz elektrik enerjisi üretim kaynağı olarak algılanması gerektiği anlamını taşımaktadır Hidroelektrik santrallerin teknik bazda en büyük avantajı, diğer santrallere kıyasla özellikle pik saatlerde çok çabuk devreye girme özelliğidir. Gerçekten bir hidroelektrik santralının ani talep durumunda devreye girmesi için sadece birkaç saniyeye gereksinim varken, bu süre termik santraller için birkaç saati bulmaktadır. Hidroelektrik santrallerin diğer bir avantajı, bugün sadece ülkemizde değil tüm dünyada gündemde olan çevre sorunlarına ilişkin üstünlükleridir. Gelişmiş ülkelerin çoğunda enerji gereksiniminin büyük bir kısmını karşılayan fosil yakıtların yanması sonucu ortaya çıkan çeşitli gazların oluşturduğu kirlilik, bugün hala çözüm bekleyen bir çevre problemidir. Bu olumlu yönlerine karşın hidroelektrik santrallerin en büyük dezavantajı, genelde aynı miktarda üretim yapan bir termik santrale kıyasla daha fazla yatırım gerektirmeleridir. Ekonomik analiz hesaplarında tesislerin sadece yatırım bedellerinin değil, işletme ve yakıt masraflarının da göz önüne alındığının unutulmaması gerekmektedir. Ayrıca, ilk etüt safhasından başlayarak, master planı, yapılabirlik ve kesin proje aşamalarından geçen projelendirme süresi ve inşaat süresi oldukça uzundur. Bu süre bazen 10-15 yılı bulabilmektedir. Termik santrallerin işletmesi sırasında karşılaşılan sorunlar düzeyinde olmasa da, hidroelektrik santrallerin inşaatları sırasında bazı çevresel olumsuzluklar ortaya çıkmaktadır[1].

1.5. Hidroelektrik Potansiyelin Değerlendirilmesinde Uygulanan Yöntemler

Hidroelektrik enerji, suyun potansiyel enerjisinin kinetik enerjiye dönüştürülmesi ile sağlanan enerji olup, enerji miktarı düşü ve debi değişkenlerine bağlıdır. Bu değişkenlerde üretilebilecek gücü belirlemektedir.

Akarsuların hidrolik potansiyeli de, topoğrafik koşulların sağladığı düşü yüksekliğine ve suyun debisine bağlı olarak belirlenir. Ülkedeki tüm akarsu havzaları için yapılan etütlerle hidroelektrik potansiyel belirlenmektedir. Akarsuların toplam debi ve düşülerine göre hesaplanan brüt potansiyel, maksimum teorik düzeyi gösterir. Brüt potansiyel bütün doğal akışların, deniz seviyesine, sınır aşan sularda sınıra kadar %100 türbin verimiyle elde edilebileceği varsayılan yıllık enerji potansiyelini ifade etmektedir.

Hidroelektrik enerji üretiminin teknolojik üst sınırını gösteren teknik yönden değerlendirilebilir su kuvveti potansiyeli, kullanılan teknolojiye bağlı olarak meydana gelebilecek düşü, akım ve dönüşümdeki kayıplar hariç tutularak hesaplanır. Teknik açıdan uygulanması mümkün su kuvveti projelerinin tümünün gerçekleştirilmesi sonucunda elde edilebilecek üretimin maksimum değerini gösteren teknik potansiyel enerji değeri olarak brüt potansiyelin bir fonksiyonudur ve onun yüzdesi olarak ifade edilir.

Hidroelektrik santrallerde net düşünün toplam düşüye oranı, 0.5 ile 0.9 arasında değişip, ortalama 0.7 alınır. Türbinden geçirilebilen debinin, tesisin bulunduğu yerdeki su akımına oranı ise 1'den küçük olup yaklaşık hesaplamalarda 0.9 seçilmektedir. Tesiste elde edilen elektrik gücünün, suyun türbinlere verdiği mekanik güce oranı, yine yaklaşık hesaplamalarda ortalama 0.8 düzeyinde varsayılmaktadır. Sudan enerji üretiminde zorunlu kayıpların oluşturacağı toplam etki katsayısı $0.7 \times 0.9 \times 0.8 = 0.54$ kadar olmaktadır.

Beklenen yararları ve mali getirisi, giderlerinden fazla olan ekonomik su kuvveti potansiyeli, ekonomik analizlerle belirlenmekte olup, bu analizde hidroelektrik kaynaktan sonra en ucuz üretim kaynağı olabilecek bir tesisin yıllık giderleri, hidroelektrik santralin geliri olarak

değerlendirilmektedir. Hidroelektrik santral bir başka birincil kaynaklı santralle karşılaştırılmakta ekonomik bulunursa bu kapsama alınmaktadır. Günümüzde karşılaştırmaya temel olan referans santral grubu, doğalgaz ve ithal kömür santral grubudur. Doğalgaz ve ithal kömür fiyatlarındaki artışlar, ekonomik hidroelektrik potansiyeli arttıran ana faktördür.

2. TÜRKİYE'DE HİDROELEKTRİK ENERJİ POTANSİYELİ GELİŞİMİ VE GELECEĞİ

2.1. Türkiye'nin Kurulu Elektrik Gücü ve Üretimi

Türkiye'nin kurulu elektrik gücü 1996 yılında 21164 MW'idi. Bu güçle 94.9 TWh üretim yapılmış ve kayıp kaçaklardan artı kalan 74.2 TWh net tüketim gerçekleştirilmiştir. 1993 yılından sonra sektörde yapılan üretim yatırımlarının olması gereken dörtte biri düzeylerinde gerçekleşmesinden ötürü 1997-2000 dönemi üretim kapasitesi brüt talebi karşılamada zorlanılan bir dönem olmuştur. Bu kısa döneme ilişkin ulusal elektrik bütçesi Tablo 3'de özetlenmiştir. Tablodan görüleceği gibi 1997-1999 kısa dönemi, üretim kapasitesinin brüt talebin altında kaldığı ve elektrik açığının olduğu yıllardır. Planlanan santrallerin gerçekleşmesi ile 2000 yılında üretim kapasitesi brüt talebin üzerine çıkmıştır. Elektrik açığı özellikle 1998 yılı için büyük düzeyde görülmektedir.

Tablo 4'de Türkiye kurulu güç üretiminin hidrolik ve termik olmak üzere 1990 yılından 2000 yılına kadar değişimi gösterilmektedir.

DSİ ve diğer şirketler tarafından inşa edilen ve 2002 yılı itibariyle işletmede olan tüm hidroelektrik santrallerindeki ünite sayısı 287, toplam kurulu güç 11643.17 MW ve toplam ortalama yıllık üretim 42216 GWh'tir. DSİ ve özel şirketler tarafından inşa edilmekte olan tüm hidrolik santrallerdeki ünite sayısı 88, toplam kurulu güç 3075.27 MW ve toplam ortalama yıllık üretim 9923 GWh'tir. 2002 yılı programında DSİ tarafından ihaleyle ve ikili işbirliği çerçevesinde kredili olarak inşa edilecek tüm hidroelektrik santrallerdeki ünite sayısı 72, toplam güç 7021.98 MW ve toplam ortalama yıllık üretim 23131 GWh'tir.

2.2. Türkiye'de Hidroelektrik Potansiyel Gelişiminin Bugünkü Durumu

1997 yılı sonu itibariyle Türkiye'nin toplam kurulu gücü 21889 MW olup, bunun 11786 MW'ı termik, 10103 MW'ı hidrolik santrallere aittir. 1997 yılı sonundaki toplam elektrik enerjisi üretimi ise 103296 GWh olup bunun 63480 GWh'ı (%61'i) termik, 39816 GWh'si (%39'u) hidrolik santrallerden sağlanmıştır. Hidroelektrik santrallerin üretimi, yağış koşullarına bağımlı olduğundan her yıl toplam üretim içindeki payı değişim göstermekle birlikte, Türkiye'de elektrik enerjisinin yaklaşık %40'ı sudan üretilmektedir. Türkiye'de hidroelektrik proje üretimi ile ilgili DSİ ve EİE gibi kuruluşların en önemli görevlerinden biri de ülkenin hidroelektrik potansiyelini gelişimini temin edecek şekilde havza master planlarını, baraj ve santrallerin ön inceleme, planlama ve proje işlerini yapmak ve tim etüd ve proje hizmetlerinin ihtiyacı olan veri toplama faaliyetlerini yürütmektir. Hidroelektrik enerji potansiyelinin halen yararlanılmayan bölümünün gecikilmeden hizmete alınmasını sağlamak üzere ihtiyaç öncesinden yeterli miktarda projeyi hazır halde bulundurmaya ilke olarak benimsenmiştir. Ülkemizde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yürütülen Yap-İşlet-devret (YİD) modeli, bu model kapsamındaki "Otoprodüktör Üreticiler" yöntemi ve işletmede bulunan hidroelektrik santrallerin " İşletme Hakkının devredilmesi" uygulaması ile DSİ tarafından yürütülen "%100 Dış Kredili Anahtar Teslimi" modelleri ile hidroelektrik santrallerin inşa edilmesinde önemli gelişmeler kaydedilmiş bulunmaktadır. YİD modeli kapsamında, Ocak-1999 tarihi itibariyle, özel sektör tarafından inşa edilerek işletmeye açılan 8 hidroelektrik santrali kurulu güçleri toplam 153 MW, yıllık toplam enerji üretim kapasitesi ise 707 GWh'tir. Bu model kapsamında, makam onayı alınan 60 projenin toplam kurulu gücü 4752 MW ve yıllık toplam enerjisi 16707 GWh'tir. Ayrıca 113 hidroelektrik santralin değerlendirme çalışmaları devam etmektedir. Bunların toplam kurulu gücü 5282 MW, yıllık

toplam enerjisi 2246.5 GWh'tir. Böylece hem makam onayı alınmış, hem de değerlendirme çalışmaları devam eden Yap-İşlet-devret (YİD) modeli kapsamında toplam 173 adet hidroelektrik santral projesi bulunmaktadır. Bu projelerin toplam kurulu güçleri 10034 MW ve yıllık ortalama enerji üretim kapasiteleri ise 37953.5 GWh'tir. Diğer taraftan, Türkiye ile bazı ülkeler (Avusturya, ABD, Kanada, Rusya, Fransa, İsviçre) arasında imzalanan ikili işbirliği protokolleri çerçevesinde, DSİ tarafından yürütülen "%100 Dış Kredili Anahtar Teslim" modeli kapsamında, 29 adet HES projesinin toplam kurulu gücü 7502 MW, yıllık ortalama enerji üretim potansiyeli ise 24.791 milyar kWh'tir

2.3. Türkiye'de Hidroelektrik Potansiyelinin Gelecek Yıllardaki Gelişimi

Türkiye elektrik sisteminin gelişim analizi niteliğindeki "Orta ve Uzun Dönem Üretim Yatırım Planlaması" TEAŞ Genel Müdürlüğü tarafından gerçekleştirilmekte ve bu çalışmaların gerektirdiği donelerin hidroelektrik santrallerle ilgili olanları DSİ ve EİE tarafından sağlanmaktadır. Uzun dönem çalışması 2003-2020 yılları arasında kapsamaktadır. Bu çalışmalarda üretim projeksiyonları WASP modeline göre yapılmaktadır. Orta ve uzun dönem planlama çalışmalarında kullanılan elektrik enerjisi talep tahminleri ise Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından MAED modeline göre yapılmaktadır. Üretilen senaryolarda yerli ve yenilenebilir kaynak niteliğindeki hidroelektrik santrallerin öncelikle ele alınmaları ön görülmektedir. Planlamanın ön gördüğü sürede hidroelektrik santral inşaatlarının tamamlanması mümkün olursa Türkiye hidrolik kurulu gücü 2010 yılında 24935 MW'a, 2020 yılında ise 29984 MW'a çıkacaktır. Ancak diğer yenilenebilir enerji kaynaklarıyla birlikte hidrolik kurulu gücü 2010 yılındaki toplam kurulu gücün %38'ini oluşturmasına rağmen bu oranın 2020 yılından %28'e düşmesi beklenmektedir. Yakıt cinslerine göre kurulu güç dağılımına bakıldığında; 2010 yılında en büyük pay %38 ile hidrolik ve yenilenebilir enerji kaynaklarına ait iken, 2020 yılında kurulu gücümüzdeki en büyük pay %32 ile doğalgaz ile çalışan santrallere aittir[2].

Ülkemizin brüt hidroelektrik enerji potansiyeli 433 milyar kWh mertebesindedir. Bu potansiyelin teknik olarak değerlendirilebilir kısmının 216 milyar kWh civarında olduğu tahmin edilmektedir. Ülkemizin 1999 yılı için tespit edilen ekonomik hidroelektrik potansiyeli 123 milyar kWh'tir. Bu potansiyelin halen 37 milyar kWh üretim kapasitesine sahip %30'luk kısmı kullanılmakta, 13.6 milyar kWh üretim kapasitesine sahip %11'lik kısmı inşa halindedir. Geri kalan 72.4 milyar kWh'lik üretim potansiyeline sahip %59'luk kısmı ise ön inceleme, master plan, yapılabirlik ve kesin proje aşamalarından oluşan proje düzeyindedir. Toplam 123 milyar kWh üretim kapasitesine sahip 485 adet hidroelektrik santralin 104'ü işletmede 37 si inşa halinde ve geri kalan 344 adedi ise proje seviyesinde olup geliştirilmesi gerekmektedir. Ülkemizdeki doğal enerji kaynakları sınırlı olup, ulusal enerji kaynaklarımız yaklaşık 125 milyar kWh hidrolik, 105 milyar kWh linyit ve 16 milyar kWh taş kömürü olmak üzere toplam olarak yılda ortalama 246 milyar kWh civarında bulunmaktadır. 2010 yılında enerji talebinin 289.800 GWh, 2020 yılında ise 547.100 GWh olacağı göz önüne alınırsa hidroelektrik enerjinin yanında diğer enerji kaynaklarına da ihtiyaç olduğu açıktır. Ancak, hidroelektrik santral projelerinin öncelikle ele alınması ve hidroelektrik potansiyelin, öncelikle geliştirilmesi ekonomik açıdan Türkiye için büyük önem taşımaktadır.

3. SU KAYNAKLARININ ETÜD METODLARI

Doğal kaynakların etüdü için 3 bilim dalından faydalanılmaktadır.[3]

I. Topoğrafya

II. Hidrojeoloji

III. Jeoloji

3.1. Topografya Etüdü

Havza alanına, bu havzanın jeolojik durumuna, bitkilere ve yağışa göre havzadan elde edilecek su miktarı değişir. Akarsuyun bir noktasına ait o havza o noktayı besleyen tüm arazi parçasıdır. Bir havza civarındaki havzalardan bölüm çizgisi ile ayrılır. Havza alanının 3 önemli özelliğinin tespit edilmesi şarttır.

Alanın yükseltiye göre dağılışı, Buzulların (varsa) kapladıkları alan, Toprağın geçirgenliği ve bu özelliğinin yayılışı

Akarsuyun uzunlama profili, uzunluğa göre yükseltiyi verecektir. Bu diyagram çizilirken uzunlamasına ölçek yükseklik ölçeğinin aynı olmayacaktır. Bu eğri bir taban yüzeyi bir de serbest yüzey için çizilebilir. Bilinmektedir ki, nehirin döküldüğü yere (mansaba) doğru serbest su yüzeyinin eğimi azalmaktadır, dolayısıyla alçak rakım değerlerinde küçük düşümlere rastlama şansı daha büyüktür.

3.2. Akarsuyun Rejimini Tayin Eden Faktörler

Yağış; yağmur, kar, dolu, çığ ile toprağa düşen su miktarını ifade eder. Pluviometre denilen aletlerle ölçülür ve bunların aylık veya senelik ortalamasından bahsedilir. Pluviometre (yağmur ölçeği) yüzey kesidi 1 dm² olan bir alet olup toplanan su miktarını yükseklik olarak vermektedir. Ayrıca debiyi belirleme de, "Yıllık yağış miktarı" ise yılda 1 m²'ye düşen yağış miktarına denir ve mm SS olarak yükseklik şeklinde tanımlanır.

Toprağa düşen suyun hepsinin akarsuya karışmadığı bilinmektedir. Hatta buharlaşma ve bitkilerin solunumu ile bir kısım su tekrar geri gönderildiği gibi bir kısım su da yeraltına geçmektedir. Örneğin, Akdeniz ikliminde serbest yüzeyden 1 senede buharlaşan miktar 70-100 cm'lik bir tabakadır. Bu değer tropik bölgelerde 200-300 cm'yi bulmaktadır.

3.3. Debi Hesabı

Hidroelektrik santrallerde kullanılan türbinler su gücüyle çalıştığı için, türbin seçimi bakımından bu türbinlere birim zamanda gelen su miktarının önemi büyüktür. Bu yüzden bir hidroelektrik santralin kurulum aşamasında kullanılacak türbin seçiminde dikkat edilmesi gereken başlıca noktalardan biri akarsuyun debi değerleridir. Bu debi değerleri akarsuyun çeşitli yerlerine konmuş akım gözlem istasyonları aracılığıyla belirlenir. Fakat bir akarsuyun debi değerlerinin güvenilir olması için o akarsuda yıllar boyunca ölçüm yapılmış olması gerekir. Ancak bu sayede güvenli ve kesin bir şekilde türbin hesabı yapılabilir. Debi hesabında akım gözlem istasyonlarında yapılan ölçümlerle günlük ortalama debi ve yıllık ortalama debi değerleri hesaplanır. Elde edilen bu değerlerle 4 çeşit grafik çizilebilir.

1. Yıllık Ani Debi Grafikleri:

Bu grafikler apsise zaman, ordinata da bir sene içinde o güne ait ortalama günlük debi koyulmak suretiyle elde edilir.

2. Düzenlenmiş Debi Eğrileri:

Bu grafik akım gözlem istasyonlarında uzun yıllar yapılan ölçümlerin büyüklük sırasına göre düzenlenmiş halidir. İstatiksel deyimle düzenlenmiş debi eğrileri frekansların toplamı veya integral eğrisidir. Birçok senelerin 365 günlük debileri büyüklük sırasına göre tertiplenirse, ortalama yıllık tertiplenmiş debi eğrisi elde edilir.

3. Frekans Yoğunluğu Eğrisi:

Bu grafiklerde Q debisi ile $Q^{+3}Q$ arasında debi veren gün adedi (tekrarlanma sayısı) bir sütun ile gösterilir ve bu suretle elde edilen grafiğin tepe noktaları birleştirilirse frekans yoğunluğu eğrisi elde edilir. Aşağıdaki grafiklerde y frekans yoğunluğunu gösterirken y1 aynı büyüklüğün boyutsuz halini göstermektedir.

4. Kümülatif Frekans Eğrisi:

Düzenlenmiş debi eğrisinin özel bir hali olan bu eğride apsise Q debileri yazılırken ordinata frekans değerleri yazılır. Bu eğri aynı zamanda debi frekans yoğunluğu eğrisinin integraline karşı gelmektedir. Kümülatif frekans eğrisinin en önemli özelliği ise seçilen bir Q değerine karşılık gelen frekans değerlerinin Q'dan küçük debilere olasılığı ihtimalini vermesidir.

3.4. Net Düşü Hesabı

Türbin seçiminde kullanılan diğer bir kriter de düşü hesabıdır. Düşü hesabında öncelikle brüt düşü belirlenmektedir. Brüt düşü bir akım gözlem istasyonunun hidroelektrik santralden yüksekliğidir. Fakat bu değer türbine ulaşana kadar çeşitli kayıplara uğradığı bilinmektedir. Bu kayıplar suyun boru cidarına sürtünmesinden dolayı oluşan lineer kayıplar, sistemdeki filtre, manşon, vana vb. elemanlardan dolayı oluşan kayıplar da lokal kayıplardır. Bu ikisinin toplamı sistemde oluşan toplam kayıpları verecektir. Türkiye'de yapılan çalışmalardan, toplam kayıpların (\square^3H), yaklaşık olarak geometrik yüksekliğin (Hg) %3 ile %5 arasında değiştiği görülmektedir[2]. Bu çalışmada da bu sebeple toplam kayıplar, geometrik yüksekliğin %4'ü alınmıştır. Net düşüde , geometrik yükseklikten kayıpların farkına eşit olacaktır.

$$H_o = H_g - \square^3H$$

$$\square^3H = 0.04H_g$$

3.5. Türbine Ait Büyüklüklerin Bulunması

Türbin seçimi için yapılacak kabuller:

- 1) Nehir tipi santral kabul edilmiştir.
- 2) Zamanın %70'inde var olan debi kabul edilmiştir. Böylece de debi eğrilerinden frekans yoğunluğu eğrilerinde, %70'e karşılık gelen debi, türbin debisi olarak kabul edilmiştir.
- 3) Nehir-boy kesitinde (1 / 2.500.000) ölçekli haritalar kullanılmıştır.
- 4) DSİ Akım Gözlem İstasyonları'na ait rakım değerleri alınarak nehir-boy kesitleri çizilmiştir.
- 5) Türbin devir sayısı yaklaşık 850 d/d olarak kullanılmıştır.
- 6) Türbin genel verimi yaklaşık olarak %90 kabul edilmiştir.

Bunlarla birlikte, türbin efektif gücü (Ne) için;

$$N_e = (g Q H_o h_g) / 75 \text{ (BG)} = 13.33 Q H_o h_g \text{ (BG)}$$

$$N_e = (g Q H_o h_g) / 102 \text{ (kW)} = 9.81 Q H_o h_g \text{ (kW)}$$

$$n_s = (n N_e^{1/2}) / H_o^{5/4}$$

olarak bilinmektedir.

4. KARADENİZ HAVZALARININ İNCELENMESİ

Bu bölümde Karadeniz Havzaları, Batı Karadeniz Havzası, Orta Karadeniz Havzası ve Doğu Karadeniz Havzası olmak üzere 3 kısımda incelenmiştir. Batı Karadeniz Havzasında 14, Orta Karadeniz Havzasında 15 ve Doğu Karadeniz Havzasında 31 adet Akım Gözlem İstasyonu (AGİ) olmak üzere toplam 60 adet AGİ ele alınmış ve bu istasyonlara ait debi değerleri DSİ'ye ait AGİ'da ölçülen debi değerleri kullanılarak mevcut hidrolik enerji potansiyeli belirlenmeye çalışılmıştır.

Aşağıdaki tabloda belirtildiği gibi Batı Karadeniz Havzasında mevcut 21 adet HES'in toplam kurulu gücü 624 MW olup, yıllık ortalama 2176 GWh enerji üretilmektedir. Doğu Karadeniz Havzasında ise toplam 58 adet HES bulunup, bunların toplam güçleri 3307.5 MW olup, yıllık ortalama 11062 GWh enerji üretilmektedir.

4.1. Batı Karadeniz Havzası

DSİ 13 numaralı havzası olan Batı Karadeniz Havzası bulunan 14 Akım Gözlem İstasyonunu

üzerinde hesaplamalar yapılmıştır.Frekans yoğunluğu eğrisinden %70 'e karşılık gelen debi belirlendikten sonra nehir-boy kesitleri oluşturulmuştur.Aşağıda ilgili havzaya ait bir uygulama örneği görülmektedir.Bu grafikten de brüt ve net düşü tespit edilmiştir. Aşağıda belirtilen sadece bir örnektir, tüm AGİ için aynı işlemler yapılmıştır.

İstasyon İstasyonun Bulunduğu Bölgenin Adı Rakım (m)

13-14 Ulus Çayı-Bayır Yüzü 50
13-15 Devrekani Deresi-Cürünören 924
13-20 Kulaksızlar Çayı-Kulaksız 1080
13-30 Zorbana Deresi-Çaykırı 7
13-31 Aydos Çayı-Musabey 47
13-36 Hacılar Dağı-Yalaközü 1179
13-37 Eflani Çayı-Çevrik Köprü 460
13-39 Kocanaz Deresi-Boğazköy 95
13-40 Gerede Çayı-Bahçedere 1095
13-41 Filyos Çayı-Balıkısık 140 13-44 Bolu Çayı-Devrek 100
13-48 Alaplı Çayı-Ulukum 20
13-52 Kocarımak Çayı-Cide 20
13-53 Koca Çayı-Kayaboğazı 537,1

Batı Karadeniz Havzası Hidroenerji Potansiyeli

Akım Debi-Q Ho (mss) Ne (kW) Türbin Tipi

Gözlem (m³/s)

İstasyonu

13-14 6,68 12,00 706,76 Kaplan Türbini
13-15 3,29 48,00 1.392,14 Kaplan Türbini
13-20 0,30 72,00 189,32 Kaplan Türbini
13-30 4,68 3,00 123,94 Kaplan Türbini
13-31 5,27 12,00 557,47 Kaplan Türbini
13-36 0,40 54,00 190,59 Kaplan Türbini
13-37 2,44 18,00 388,01 Kaplan Türbini
13-39 3,41 24,00 722,54 Kaplan Türbini
13-40 5,38 24,00 1.138,87 Kaplan Türbini
13-41 29,23 30,00 7.736,29 Kaplan Türbini
13-44 17,16 12,00 1.816,41 Kaplan Türbini
13-48 5,08 6,00 268,84 Kaplan Türbini
13-52 14,50 6,00 767,86 Kaplan Türbini
13-53 3,72 24,00 788,40 Kaplan Türbini
TOPLAM 16787,44

4.2. Orta Karadeniz Havzası

DSİ 14 numaralı olan Orta Karadeniz Havzasında bulunan 15 AGİ ile çalışılmıştır.

İstasyon İstasyonun Bulunduğu Rakım(m) No Bölgenin Adı

14-14 Kürtün Çayı-Ahırlı 140
14-23 Mecitözü Çayı-Kaleboğazı 504
14-24 Deliçay-Mahmatlar 502
14-26 Salhan Çayı-Çaybaşı 634
14-33 Koşmasat Deresi-Özbeyli 1558
14-57 Çorum Deresi-Aşağı Sarılık 670
14-80 Gündelen Deresi-Kızıllı 1193
14-88 Gümüşsuyu-Hanköy 622

14-92 Germuga Deresi-Ekecik 1151
14-108 Balahor Deresi-Deredolu 1530
14-109 Sadak Deresi- Çakırlar 1550
14-116 Büyükdere-Güzelce 1170
14-122 Karakuş Çayı-Gökçebayır 925
14-124 Gülüt Deresi-Yenisu 938
14-125 Tersun Deresi-Dilekyolu 1610

Orta Karadeniz Havzası Hidroenerji Potansiyeli Akım Debi-Q Ho (mss) Ne (kW) Türbin Tipi
Gözlem (m3/s) İstasyonu

14-14 1,37 36,00 435,81 Kaplan Türbini
14-23 0,55 1,20 5,82 Kaplan Türbini
14-24 1,01 30,00 267,62 Kaplan Türbini
14-26 0,96 3,60 30,46 Kaplan Türbini
14-33 0,41 120,00 428,82 Francis Türbini
14-57 2,01 18,00 318,92 Kaplan Türbini
14-80 1,27 12,00 134,79 Kaplan Türbini
14-88 0,56 120,00 589,76 Francis Türbini
14-92 1,00 18,00 158,82 Kaplan Türbini
14-108 2,08 18,00 330,04 Kaplan Türbini
14-109 1,38 30,00 366,35 Kaplan Türbini
14-116 0,88 30,00 232,41 Kaplan Türbini
14-122 4,18 210,00 7.752,71 Francis Türbini
14-124 0,62 60,00 325,59 Kaplan Türbini
14-125 0,35 72,00 224,26 Kaplan Türbini
TOPLAM 11602,19

4.3. Doğu Karadeniz Havzası

DSİ 22 numaralı olan Doğu Karadeniz Havzasında bulunan 31 AGİ ile çalışılmıştır. İstasyon
İstasyonun Bulunduğu Rakım (m) No Bölgenin Adı

22-34 Yanbolu Deresi-Fındıklı 100
22-40 Harşit Çayı-Eymür 120
22-49 Kapistre Deresi 75
22-52 Solaklı Deresi-Ulucami 275
22-55 Melet Çayı-Yeşilyurt 196
22-56 Turna Suyu-Turnaköy Memba 12
22-57 Ögeme Deresi-Alçak Köprü 650
22-58 Görelî Deresi-Cücenköprü 300
22-59 Galyan Deresi-Çiftdere 250
22-61 Altındere-Ortaköy 450
22-62 Hemşin Deresi-Konaklar 300
22-64 Pazarsuyu-Kovanlık 550
22-66 Maki Deresi-Cevizlik 300
22-68 Baltacı Deresi-Yeniköy 500
22-71 İkisu Deresi-İkisu 1050
22-72 Arılı Deresi-Arılı 175
22-73 Yağlıdere-Tuğlacık 400
22-74 Hemşin Deresi-Çat 1100
22-76 Durak Deresi-Kemerköprü 230
22-78 Tozköy Deresi-Tozköy 1000

22-79 Kapistre Deresi-Çamlıca 300
22-80 Yağlıdere-Sınırköy 750
22-82 Salarha Deresi-Kömürcüler 290
22-83 Kodil Çayı-Gümüşkaya 1150
22-88 Şenöz Deresi-Kaptanpaşa 400
22-87 Gelevera Deresi-Hasanşih 355
22-88 Maçka Deresi-Ormanüstü 770
22-89 Ballıdere-Küçüköy 400
22-90 Salarha Deresi-Kömürcüler 750
22-91 Bolaman Çayı-Çatalpınar 110
22-92 Reşadiye Çayı-Kabataş 380

Doğu Karadeniz Havzası Hidroenerji Potansiyeli Akım Debi-Q Ho (mss) Ne (kW) Türbin
Tipi Gözlem (m³/s) İstasyonu

22-34 4,66 30,00 1.232,21 Kaplan Türbini
22-40 31,99 30,00 8.469,00 Kaplan Türbini
22-49 7,82 15,00 1.034,60 Kaplan Türbini
22-52 10,51 48,00 4.449,18 Kaplan Türbini
22-55 15,67 42,00 5.807,86 Kaplan Türbini
22-56 4,60 4,20 170,62 Kaplan Türbini
22-57 4,14 96,00 3.507,67 Francis Türbini
22-58 4,34 90,00 3.444,09 Francis Türbini
22-59 2,12 42,00 784,91 Kaplan Türbini
22-61 3,47 30,00 918,26 Kaplan Türbini
22-62 10,98 30,00 2.905,68 Kaplan Türbini
22-64 5,55 90,00 4.405,76 Francis Türbini
22-66 3,65 60,00 1.934,47 Kaplan Türbini
22-68 3,82 90,00 3.032,74 Francis Türbini
22-71 4,57 120,00 4.835,65 Francis Türbini
22-72 4,73 42,00 1.752,88 Kaplan Türbini
22-73 6,81 120,00 7.213,76 Francis Türbini
22-74 5,63 180,00 8.935,41 Francis Türbini
22-76 11,04 9,00 876,39 Kaplan Türbini
22-78 5,43 240,00 11.498,82 Francis Türbini
22-79 4,20 60,00 2.221,41 Kaplan Türbini
22-80 5,32 84,00 3.941,58 Kaplan Türbini
22-82 4,98 36,00 1.583,15 Kaplan Türbini
22-83 2,87 210,00 5.314,24 Francis Türbini
22-85 6,44 60,00 3.406,76 Kaplan Türbini
22-87 5,03 30,00 1.330,94 Kaplan Türbini
22-88 2,00 84,00 1.478,65 Kaplan Türbini
22-89 2,83 30,00 748,06 Kaplan Türbini
22-90 6,35 90,00 5.039,47 Francis Türbini
22-91 7,87 24,00 1.665,53 Kaplan Türbini
22-92 3,66 60,00 1.939,76 Kaplan Türbini
TOPLAM 105879,51

5. SONUÇLAR

DSİ mevcut akım gözlem istasyonları dahilinde; Tablo 5'den görüleceği gibi Batı Karadeniz havzasında kurulu güç 624 MW, Orta Karadeniz Havzasında (Yeşilirmak Havzası) 1259 MW

ve Doğu Karadeniz Havzasında 3307.5 MW'dır. Batı Karadeniz Havzasında 16787,44 kW'lık kurulu güç potansiyeli, Orta Karadeniz Havzasında 11602,19 kW'lık kurulu güç potansiyeli ve Doğu Karadeniz Havzasında ise 105879,51 kW'lık kurulu güçte hidroelektrik santral kurulabileceği saptanmıştır. Bu da göstermektedir, ki Batı Karadeniz Havzasında kurulu olan 624 MW'lık güce 16,787 MW'lık enerji ilave edilerek bu havzadaki kurulacak güç oranı % 2 oranında arttırılabilir. Orta Karadeniz Havzasında mevcut kurulu güç 1259 MW olup 11,602 MW'lık ilave yapılması mümkündür. Böylece mevcut potansiyel çok azda olsa % 0,87 oranında arttırılabilir. Doğu Karadeniz Havzasında ise 3307,5 MW'lık kurulu güç bulunmakta olup 105,879 MW'lık enerji ilavesi ile bu havzadaki güç % 3 oranında arttırılabilir. Eğer enerji olarak duruma bakarsak, %70 kullanma faktörü ile yaklaşık olarak Batı Karadeniz Havzasında %0.17, Orta Karadeniz Havzasında %0.14 ve Doğu Karadeniz Havzasında %0.18 enerji artışının olabileceği hesaplanmıştır.

KAYNAKLAR

1. 'Türkiye'nin Hidroenerji Potansiyelinin Değerlendirilmesi ve Hesaplanmasında Uygulama Örneği'-Bitirme Tezi, Ercan ASMAZ, Tez Yürütücüsü Yrd. Doç. Dr. Zehra YUMURTACI.
2. DSİ İstatistik Bilgileri.
3. 'Hidroelektrik Enerji' Prof. Dr .Kaya Baysal, İTÜ Yayınları.
4. EİEİ İstatistik Bilgiler.
5. 'Karadeniz Bölgesindeki Küçük Nehirlerin Hidroenerji Potansiyelinin Değerlendirilmesinin Araştırılması' Hasan Evren Sevimli, Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek lisans Tezi, Yürütücüsü: Yrd. Doç. Dr. Zehra Yumurtacı, 2003.