

# NEHİR SANTRALLERİNDE YATIRIM VE İŞLETME DÖNEMİ SORUNLARI

Erim ARICI  
erimarici@yahoo.com

## ÖZET

*Bu çalışmada, HES projelerinin yatırım ve işletme dönemlerinde yaşanan sıkıntıları ve çözüm önerilerini meslektaşlarımızla paylaşılması amaçlanmıştır. Öncelikle hidrolik santrallerin genel yapıları anlatılacaktır. Yatırım dönemiyle ilgili olarak, aşırı bürokratik mevzuat yapısı, kamulaştırma süreci, bağlantı yatırımları ve finansmanı, elektrik mühendisliği açısından temel sıkıntılardır. Bu sıkıntıların giderilmesi amacıyla üretim, iletim ve dağıtım projelerini kapsayan ayrı bir "enerji yatırımları mevzuatı" ihtiyacı söz konusudur. Bunun yanı sıra, yenilenebilir santrallerin teşvik sistemi ile dengeleme ve uzlaştırma sistemindeki yerlerinin ayrıca tartışılması gerekmektedir. İşletme periyoduyla ilgili olarak, çalıştırılan santrallerde yaşanan deneyimler ışığında, dikkat edilmesi gereken bazı hususlar tartışılmak istenmektedir.*

## GİRİŞ

Nehir santralleri, rezervuarı olmayan, genellikle dağıtım sistemine bağlanan küçük ve orta kapasiteli santrallerdir. Yerli ve yenilenebilir nitelikleri ile teşvik edilmesi gereken bu yatırımların tesisinde ve işletmesinde yaşanan tecrübeler paylaşılacaktır.

Halen toplam hidroelektrik potansiyelimizin %35 civarı kullanabilmektedir. Kendi enerji kaynaklarını kullanmayan toplumların kalkınması beklenemez. Bu tesislerin bir an önce ulusal ekonomiye kazandırılması temel hedef olmalıdır. Kriz ortamı, üretimdeki yerli kaynak payının arttırılması için önemli bir fırsat olup, bu tesislerin makro ekonomiye katkıları yadsınmamalıdır.

## BÜROKRASİ:

Bir hidroelektrik santralin planlamasından devreye alınmasına kadar geçen süreçte, santralin yerine ve tipine göre 30'un (\*) üzerinde kamu kurum ve kuruluşu ile irtibat kurulması, anlaşma yapılması, izin alınması veya koordinasyon kurulması gerekmektedir. Bu kurumların kuruluş amaçlarının ve hedeflerinin farklılığından doğan anlayış farkı, devreye alma sürecinin uzatmakta ve zaman kayıplarına neden olmaktadır. Enerji yatırımlarının

farklı bir mevzuat ile yönlendirilmesi uygun olabilir.

Kamulaştırma sürecinin uzunluğu, üretimin yanı sıra iletim ve dağıtım yatırımlarını da aksatan bir hale gelmiştir. Enerji yatırımlarında bu sürecin kısaltılması önem kazanmaktadır.

Santral yatırımları arttıkça özellikle iletim sisteminin genişlemesi gerekmektedir. TEİAŞ'ın bütçe planlamalarında bu husus dikkate alınmadığından, yatırımcı bu genişleme yatırımlarını kendisi yapmak zorunda kalmaktadır. Geçmişte bu konuda bir düzenleme yapılmış ve geri ödeme süresi 10 yıl ile sınırlanmıştır. Ancak uygulamanın nasıl olacağı konusunda endişeler oluşmaktadır. Bu süreçte sistem kullanım tarifesine zam yapılması makul bir çözüm olmayacaktır.

## DENETİM:

Yatırımın gerçekleştirilmesi sürecinde yapı denetimi konusunda bir boşluk bulunmaktadır. Su yapıları hassasiyet gösterilmesi gereken tesislerdir. Geçmişte bazı projelerde teknik kurallara uyulmamasından kaynaklanan sorunlar yaşanmıştır.

## KOMPANZASYON:

16.02.1983 tarih ve 17961 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan “*Elektrik Projelerinin Hazırlanması ve Elektrik Tesislerinin Gerçekleştirilmesi Sürecinde Güç Faktörünün İyileştirilmesi İle İlgili Tebliğ*” de, 17.02.2000 tarih ve 23967 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan değişiklikler uyarınca, kurulu gücü veya trafo gücü 50 kVA’nın üzerinde olan tesislerde kompanzasyon tesisi yapılması zorunlu tutulmuştur. Kompanzasyon, tüketim tesislerindeki reaktif enerji ihtiyacının şebekeye yük getirmeden tesis içinde kondansatör gruplarıyla karşılanmasıdır.

10 MVA gücünde bir generatör anma yükünde 0,90 end. güç faktörü ile çalışırken 4,35 MVAR reaktif güç üretir. Dolayısıyla endüktif bölgede çalışırken şebekeden reaktif güç çekilmez. Fakat mevzuat buna müsaade etmediğinden, her santral projesinde mecburen kompanzasyon hesapları yapılır ve kompanzasyon tesisleri tek hat şemasında gösterilir. Aksi halde o proje onaylanmaz. Fakat pratikte projede gösterilmesine rağmen bu tesislerin kurulumu yapılmaz. Bununla birlikte eğer kompanzasyon tesisi kurulmaz ise 154 kV bağlantılı santrallerde ana trafonun demir kayıpları nedeniyle, kurak bir dönemde reaktif ceza ile karşılaşılabilir.

Buna benzer bir sorun reaktif enerji tanımlarında da yaşanmıştır. Bilindiği gibi endüktif ve kapasitif tanımları üretim ve tüketim tesisleri için farklı anlamlara gelmektedir. Bundan dolayı teknik dayanağı olmayan fakat mevzuata uygun, bazı çelişkili uygulamalar yapılmıştır. Dört bölgeci sayaçların kullanılmaya başlamasıyla bu sıkıntıların giderildiği gözlenmektedir.

## TOPRAKLAMA:

21.08.2001 tarih ve 24500 sayılı Resmi Gazete’de yayınlanarak yürürlüğe giren Elektrik Tesislerinde Topraklama Yönetmeliği değişmiştir. Anılan yönetmelik IEC standartlarının bir tercümesi niteliğindedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’na proje dosyası verildiğinde Bakanlık DSİ’nin ve iletim tesisleri var ise TEİAŞ’ın görüşlerini almaktadır. Bu kurumlar topraklama konusunda mevcut yönetmelik yerine, IEEE Std 80 – 2000 normunu kullanmaktadırlar. Bu normun hesap tekniği yönetmelik ile farklılıklar göstermektedir. Üretim tesislerinde topraklama konusunda uygulama birliği sağlanması ve topraklama uygulamalarında da kalite düzeyinin yakalanması zorunludur.

## İŞLETME DÖNEMİ:

Bir hidrolik santralden elde edilebilecek güç,  $P \text{ (kW)} = 9,81 \text{ (m/s}^2) \times Q \text{ (m}^3/\text{s)} \times H \text{ (m)} \times \xi$  bağıntısıyla verilmektedir.

Son terim ( $\xi$ ) santral yapılarına ait verimlilik katsayılarının bir çarpımı olan santral verim katsayısıdır. Cebri boru, türbin, yataklar, redüktör, generatör ve yükseltici trafo, santral verim katsayısı üzerinde etkilidirler. Satışa esas ölçüm noktası esas alındığında bağlantı hattının da kayıp hesabında dikkate alınması gerekebilir.

Bereket Enerji Üretim A.Ş. işletilmekte olan 10 nehir santralinde bulunan 27 türbin - jeneratör grubunun, 2008 yılı işletme sonuçlarına göre, grupların arıza ve bakım kaynaklı toplam devre dışı kalma süresi 10.194 saattir. Bu süre yılın % 4,3’ü oranındadır. Bu devre dışı kalma süresince 916.000 kWh enerji üretilememiştir. Üretim kaybının yıllık üretime oranı % 0,5’dir.

Devre dışı sebepleri ızgara temizliği, grup arızası, santral arızası, şebeke arızası, bakım çalışmaları ve planlı şebeke çalışmaları şeklinde altı ayrı grupta izlenmektedir.

Orman dokusunun yoğun olduğu bölgelerde ve sulama sistemine dahil olan santrallerde, kuvvetli yağışlardan sonra, ızgara ve mil temizliği kaynaklı duruşlar yaşanmıştır. Kanal tipi santrallerde mil temizliği daha ciddi bir sorun olarak karşımıza çıkmaktadır. Su alma yapısı, yükleme havuzu ve çökeltim havuzu tasarımında, bir takım önlemler alarak bu sürelerin azaltılması mümkündür. 2008 yılı işletme verilerine göre, ızgara temizliği kaynaklı duruş süresi 75 saat, üretimde kayıp miktarı 105.400 kWh dir. Kayıp zaman payı %0,8, kayıp üretim payı ise %11,5 dir.

Grup arızalarının nedenleri arasında, ızgara temizliğinin yetersizliğinden kaynaklanan bazı sorunlar, şebeke kaynaklı darbeler sonucunda hız ve gerilim regülatör ayarlarının bozulması, yaz aylarında sargı ve yatak sıcaklıklarında görülen yükselme, yağlama sistemine su karışması, rulmanlarda aşırı yıpranma ve kesici arızaları sayılabilmektedir. Yaz aylarında sık devreye giriş-çıkışlar kesicileri hayli yıpratmakta olup sipariş aşamasında mekanik ömür dikkate alınmalıdır. 2008 yılı verilerine göre, grup arızası kaynaklı duruş süresi 685 saat, üretimde kayıp miktarı 36.800 kWh dir. Kayıp zaman payı %7, kayıp üretim payı ise %4 olarak karşımıza çıkmaktadır.

Santral arızalarının yaygın nedenleri, mil temizliği nedeniyle yapılan duruşlar, kesici arızalarının nötr direncine yansımaları, su giriş ve çıkış bölgelerinde temizlik ve benzeri çalışmalar, özellikle şarjlı havalarda OG şaltında yaşanan izolasyon sorunları, bağlantı hattında yaşanan izolatör ve parafudr problemleri, temiz su sisteminde oluşan aksamalar ve kontrol sisteminde yaşanan problemler olarak

sıralanabilir. Amacına uygun tasarlanmış ve yedeklenmiş çökeltim havuzları ve yükleme havuzunda kullanılacak dip savaklar mil temizliği problemlerini oldukça düşürmektedir. Zamana karşı yapılan yatırım çalışmaları sırasında bu hususlar göz ardı edilebilmektedir.

Yağışlı periyotta ayda 40–50 civarında olan grup kesicisi kapama sayısı, yaz aylarında sulama rejiminin bozulmaması amacıyla 600 – 700 değerine çıkabilmektedir. Bu yıpranma durumu sırasında, eğer kutupların eşzamanlılığı bozulursa, dengesizlik aynen nötr direncine yansımaktadır. Bu arıza da santralin bir süre tamamen devre dışı kalmasına sebep olmaktadır. Kesici bakımlarının aksatılmaması ve mekanik ömrün dikkatle takip edilmesi gerekmekte olup, seçilen hücrelerde kesici değişimi kolaylıkla yapılabilir.

Su ve giriş çıkış bölgelerinde temizlik vb. çalışmalarda dalgıç kullanmamak için, dipten de temizlik yapabilen ızgara temizliği sistemi kullanılması ve kuyruk suyu kapaklarının düzgün çalıştırılması önerilir.

Topraklama sisteminin ve şalt malzemelerinin kalitesine bağlı olarak darbe geriliminin etkilerine maruz kalılabilmekte, topraklama sistemindeki eksiklikler kontrol sisteminin de devre dışı kalmasına sebep olabilmektedir. Topraklama tesisinin elektromanyetik uyumluluk açısından da denetlenmesi önem arz etmektedir.

Sel geldiğinde, kuyruk suyu kanalında veya dere yatağında su kotunun ne kadar yükselebileceği tasarım sırasında tetkik edilmesi ve santral binasının bu durumdan etkilenmeyecek şekilde yerleştirilmesi gerekmektedir.

2008 yılı işletme verilerine göre santral arızalarının gruplara toplam etkisi 51 saat olarak gerçekleşmiş olup bu süre içinde

120.500 kWh enerji üretilememiştir. Kayıp zaman payı %0,5, kayıp üretim payı ise %13 civarında olmuştur.

Şebekede bir arıza meydana geldiğinde, devrede olan gruplar şebeke ile birlikte arıza noktasını besler. Tüketim tesisleri için bu tip bir sorun yaşanmamaktadır. Koruma sistemi ayarları bu yüzden önemli olup temel sorun ise koruma selektivitesinin yani röle koordinasyonunun sağlanmasıdır. Bu sorunun çözülemediği santrallerde fazla sayıda açma yaşanabilmektedir. Açma sıklığı bir takım grup arızalarını tetiklemektedir. Röle ayarlarının ve şebeke analizinin düzgün yapılmamış olması bu uyumsuzluğun temel nedenlerini oluşturmaktadır. Ne yazık ki, yerli röleler bu konuda ihtiyaç duyulan hassasiyeti gösterememektedir. Bunun yanı sıra özellikle dağıtım şebekesinin kalitesi bu arızaların sıklığı konusunda belirleyici olmaktadır. 2008 yılı verilerine göre şebeke arızası kaynaklı devre dışı kalma süresi 36 saat, kayıp üretim miktarı ise 61.300 kWh dir. Kayıp zaman oranı %0,37, kayıp üretim oranı ise % 6,7 dir.

Bakım çalışmalarının yıllık süresi 8764 saat olup, toplam kayıp zamanın %91'i dir. Bu sürede yaklaşık 200.000 kWh üretim kaybı yaşanmış olup kaybın toplama oranı %22 dir. Anılan kaybın tamamına yakını Denizli santrallerinde yapılan ızgara yenileme çalışmaları nedeniyledir.

Planlı şebeke çalışmalarından kaynaklanan devre dışı süresi 11 saat, bu sürenin toplam kayba oranı yaklaşık % 0,11 ve bu süredeki kayıp 392.800 kWh'dir. Bu değer ise toplam üretim kaybının % 43'nü oluşturmakta olup, kaybın çok büyük bir kısmı Dalaman TM'de 23 Kasım 2008 tarihinde yapılan bakım çalışmaları sırasında meydana gelmiştir.