

Jeotermal Sahalarda Santral Yeri Seçimi

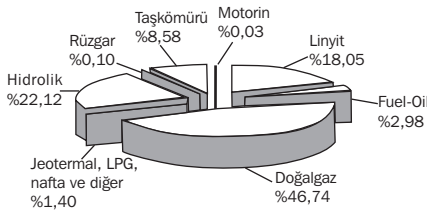
Ulusal Elektrik Dağıtım Sistemine Bağlantı

Elk. Müh. Muammer Argün
muammer.argun@emo.org.tr



1. GİRİŞ

Ülkemiz zengin jeotermal enerji kaynaklarına sahiptir. Buna karşılık elektrik üretiminin % 60'ı ithal fosil yakıtlardan sağlanmaktadır (Grafik 1). Dışa bağımlı, pahalı üstelik çevreye zararlı petrol ürünleri yerine; yenilenebilir, güvenilir, ucuz, önlem alındığında çevre dostu jeotermal kaynaklarımızın elektrik üretiminde kullanılması akılcılıktır. Bugün toplam üretimin ancak % 0,24'ü jeotermalden karşılanmaktadır. Yakın dönemde jeotermal santral yatırımlarının artması beklenmektedir.



İkinci Enerji Kaynaklarına Göre Brüt Elektrik Enerjisi Dağılımı (%) 2006 III. Dönem

Jeotermal kaynakların doğası gereği yatırımın her aşaması çok disiplinli katılım ile planlanabilmektedir [1]. Jeotermal sahalarda santral yeri seçimi jeoloji, makine, elektrik, inşaat ve mimar meslek bilgilerinin sentezi ile olmalıdır. Jeotermal sahanın işletme modellenmesi kesinleştiğinde üretim ve geri-basım kuyu yerleri belirlenir. Kuyular delinir. Kuyu testleri başarılı sonuçlandığında üretilecek enerji miktarı ve santral tipi kesinleşir. Bu aşamada, seçilecek santral yerine bağlı

olarak değişecek, yardımcı servis güçleri hesaplanabilir.

2. SANTRAL YERİ SEÇİMİ

Yer seçiminde aşağıdaki parametreler etkilidir.

1. Üretim kuyularına yakınlık,
2. Santral yeri / üretim kuyuları kot farkı ve akışkan basınçları,
3. Geri-basım kuyusuna yakınlık,
4. Santral yeri / geri-basım kuyuları kot farkı ve pompa emiş basınçları,
5. Ulusal elektrik sistemine yakınlık,
6. Arazinin yapısı, ulaşım durumu ve bedeli.

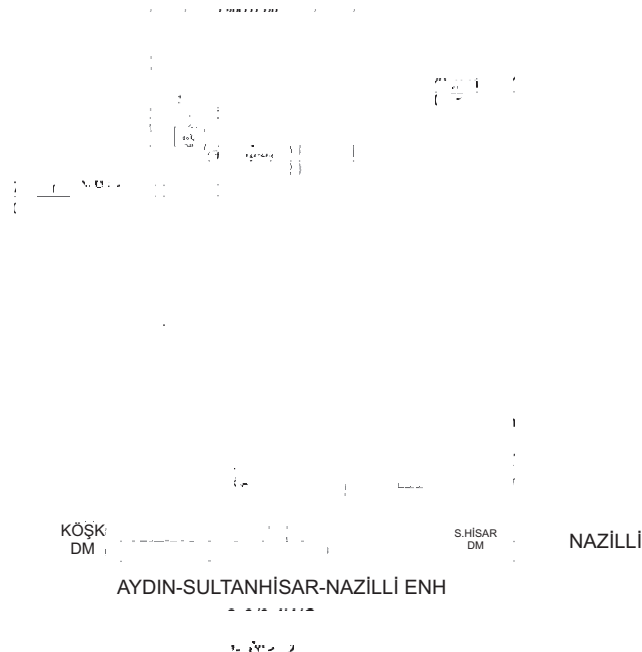
Bu parametrelerden 1, 3, 5 ve 6. maddeler ilk yatırım bedelini etkileyecektir. Değerlendirilmesi çok ko-

laydır. Kuyubaşı tesisleri ile santral arasında tesis edilecek isale hatları ortalama yatırım bedelleri aşağıda verilmiştir.

- 8" buhar + 8" akışkan hattı 1m. yatırım bedeli	~ 400 \$/m.
- 14" geri-basım hattı 1m. yatırım bedeli	~ 200 \$/m.
- 3*1x95 mm ² , 36 kV yer altı kablosu 1m. yatırım bedeli	~ 80 \$/m.

* Bu değerle MEGE Santralında (Aydın-Salavatlı) oluşan bedellerdir.

Parametrelerden 2 ile 4 yani üretim / geri-basım noktaları arasındaki kot farkı ise işletme giderlerini etkileyecektir. Kot farkının değerlendirilmesine örnek olarak, Santral kotu kuyu basıncının da üstünde bir kotta ise akışkanın iletilmesi için 50 kW lık pompa



SANTRAL, KUYULAR ve SİSTEME ERİŞİM PRENSİP ŞEMASI

setinin çalıştığı örnek düşünülür ise, $50 \text{ kW} \times 8500 \text{ saat} \times 0,1 \text{ \$/kWh} = 42 \text{ 500\$ / yıl}$, 25 yıllık ekonomik ömür süresince,

$42 \text{ 500} \times 25 = 1.062.500\$$ toplam işletme gideri ödenecektir.

Aydın Salavatlı'da tesis edilen, Mayıs-2006 tarihinde ticari üretime başlayan ve 15 aydır başarılı şekilde çalışan MEGE Santralında yukarıda belirtilen hususlar göz önünde tutularak santral yeri seçilmiştir. AS-1 ve AS-R2 üretim kuyuları, AS-2 geri-basım kuyusu ve DAPT-12 elektrik sistemine erişim noktasıdır. Görüldüğü gibi santral üretim, geri-basım ve elektrik bağlantı noktalarının ortasında konumlanmıştır. Jeotermal akışkanlar herhangi bir terfiye gerek kalmadan kendi basınçları ile santrale ulaşmaktadır. Geri-basım emiş basıncı santral çıkış basıncına uygun seçildiğinden, burada da ek bir güç harcanmamaktadır.

2.1- PARAMETRELERİN DEĞERLENDİRİLMESİ

Yer seçimini etkileyebilecek parametreler yukarıda örneklenmiştir. O halde jeotermal santral yeri seçiminde yardımcı servis güçlerinin minimize edilmesi, jeotermal akışkan ve geri-basım hatlarının ilk yatırım bedelleri ile ulusal elektrik sisteme yakınlık, arazinin konumu ve istilak bedelinin optimizasyonu ile kararlaştırılmalıdır.

2.2- SANTRAL ÇALIŞMA TİPİNİN SEÇİMİ

Jeotermal santral barasına doğrudan bağlı ve enerji kesilmelerine karşı hassas bir bara müşterisi yok ise, Jeotermal Santral sistemle paralel çalışmalıdır (Droop Mode). Bu çalışma biçiminde ancak şebekede enerji var ise Santral çalışabilecek, Ada (isochronous) Modunda çalışmayacaktır. Şebeke enerjisi kesildiğinde 0,1-0,2 saniye içinde Santral duruşa geçecektir.

Ancak şebeke yeniden geldiğinde tekrar çalışabilecektir. Bu çalışma tipine sistemle Paralel Çalışma denir. Bu durumdaki santrallar TEİAŞ üretim fideri kriterlerinde şart koşulan gerilim kilitlemelerinden muaf tutulmalıdırlar. Yazılı belgede sadece bu tür çalışan rüzgar santralları sayıldığından, bürokrasi jeotermal santrallarda da bu tür kilitlemeleri isteyebilmektedir. Bu istek boş yere kaynak kaybı demektir. ETKB nezdinde gerekli çalışmalar yapılarak bu tür gerek olmayan yatırımlara para harcanmamalıdır.

Bara müşterisi var ise Ada Modu'nda çalışma (Isocronous Mode) olanağı sağlanmalıdır. Bu halde santral yakıt ve enjeksiyon valfleri ile kontrol sistemi ani yük değişimlerinde devrede kalabilecek kabiliyette seçilir. TEDAŞ enerjisi kesildiğinde santral bara yükünü besleyecek şekilde çalışmaya devam edebilecektir. Santral ada modunda çalışacak ise TEİAŞ üretim fideri kriterlerine uygun olarak gerekli noktalarda gerilim kilitlemeleri yapılmalıdır.

3. ULUSAL SİSTEME ERİŞİM

3.1- 1/15 MW gücündeki santrallar en yakın 3/0 (pigeon) iletkenli ulusal dağıtım sistemine bağlanmalıdır. Bağlantı noktasında tesis edilecek kesiciölçü kabinine (KÖK) ENH'ı girdi/çıkı yapılarak, santralin hattın uç bölümünden gelebilecek arızalardan etkilenmesi önlenmelidir.

Bağlantı yapılacak dağıtım ENH'ı çift devre ise bu halde erişim

noktasına yapılacak KÖK yatırım bedeli ile TEDAŞ Dağıtım Merkezine (DM) tesis edilecek hat bedeli mukayese edilmelidir. Santral ile arası TEDAŞ DM 5 km. mesafeye kadar yeni KÖK yapmak yerine doğrudan TEDAŞ DM'ye bağlanmak hem ilk yatırım bedeli, hem de arıza güvenliği açısından daha uygun olacaktır. Her hal için maliyet ve arıza güvenliği araştırılıp, uygun çözüm aranmalıdır.

3.2- 15/50 MW santral gücü diliminde, gerilim düşümü uygun ise TEİAŞ 154/34,5 kV Trafo Merkezine (TM) bağlanmak uygun olacaktır. Bu halde de bağlantı hattı çok uzun ise, yatırım bedeli ile 154 / 34,5kV TM yatırım bedeli mukayese edilmelidir.

3.3- 50 MW'dan büyük jeotermal santralların doğrudan 154 kV'luk sisteme bağlanması gereklidir.

SONUÇ

Bağlantı noktası seçiminde bağlantı yapılacak hattın yıllık arıza istatistiği mutlaka incelenmelidir. Kırsal alanda dal-budak şebeke tipinde giden bir ENH'na bağlantı yapılacak ise hattın bütünü önceden incelenmelidir. Branşman noktalarındaki uygun olmayan korumalar düzeltilmeli, hattın izolasyon seviyesi artırılmalıdır. İyi etüt edilmiş kısa devre incelemesine dayalı bir röle koordinasyonu yaptırılmalı, koruma röleleri uygun seçilmeli ve ayarlanmalıdır. Bu çalışma her işletme konfigürasyonunda yenilenmelidir.

[1] TOKSOY, M., GÜNAYDIN, M., SERPEN, U., "Jeotermal Proje Geliştirme" TESKON 2001 Seminer Kitabı.

