Bölüm-6

ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM MALİYETİNDE OPTİMİZASYON VE BİRİM ELEKTRİK ENERJİSİ MALİYETİNİN HESABI

6.1. Giriş

Gerek ulusal enerji üretimi kapsamında gerekse kurumsal enerji üretimi (otoprodüktör, kojenerasyon) kapsamında üretilen elektrik enerjisi birim maliyetinin (TL/kWh, USD/kWh) minimum tutulması gerekir. Bilindiği gibi, elektrik enerjisi tüm sanayi kesimleri için "temel girdi" özelliğindedir; bu nedenle ulusal üretim sektörü için de TL/kWh büyüklüğünün minimum olması büyük önem taşımaktadır. Enerji tarifesinin belirlenmesinde; yeni yatırımlara fon oluşturmak, kayıp kaçakları göz önüne almak ve vergi gelirlerini artırmak için fiili enerji üretim maliyetinin üzerine ekleme yapılmaktadır. Bu eklenti içinde yer alan "terimler" fiili üretim maliyeti cinsinden yüzdelerle ifade edildiğinden, fiili enerji üretim maliyetinin minimum tutulmasıyla tarifenin de minimum düzeye çekileceği açıktır.

Bir santralin fiili enerji üretim maliyeti,

- Yapım (sermaye) maliyeti,
- Yıllık bakım maliyeti,
- Yakıt maliyeti,
- Çeşitli kayıp ve kaçaklar,
- Yükü (MW),
- Ömrü ve verimi (η),

dikkate alınarak ortaya çıkan (hesaplanabilen veya ölçülebilen) maliyetidir. Bu, saat başına veya MWh başına "ulusal para birimi" ile ifade edilir.

Ulusal düzeydeki çok büyük enerji talebinin (TWh'ler düzeyi) birkaç santral ile veya aynı tip santraller ile karşılanması söz konusu değildir. Termik, hidrolik, nükleer, rüzgar, vb. tip santraller çeşitli güçlerde ve teknik özelliklerde olmak üzere yıllar itibariyle aşama aşama devreye sokulmuş olduğundan, elimizde çok sayıda "fiili enerji üretim maliyetinin" olduğu açıktır.

Santrallerin tipi, gücü ve yapım (inşaat) süresinin uzunluğu "başlangıç maliyetini" belirler. Örneğin HES tipi santrallerde baraj inşaatıyla birlikte yapım süresi çok uzun yıllar alabilir; buna karşılık mobil tip santrallerde montaj süresi aylar düzeyindedir.

Santralde kullanılan yakıtın (doğalgaz, kömür, linyit, vb.) birim fiyatı (TL/m^3, TL/ton) ile santralin verimi (η , %) "değişken maliyeti" belirler. Kullanılan yakıtın kalitesinin düşmesi" -örneğin doğalgaz basıncının düşmesi veya düşük kaliteli kömür kullanılması- standart yakıt tüketimini artıracak, bu ise yakıt maliyetinin artmasına yol açacaktır. Bu durumda yakıt birim fiyatının düşürülmesi ile değişken maliyet artışı dengelenebilir; ancak düşük kaliteli yakıt kullanımından doğacak teknik ve çevresel sorunlar ayrı bir maliyet potansiyeli oluşturabilir. Bilindiği gibi, HES, rüzgar, jeotermal, güneş ve dalga tipi santrallerde yakıt maliyeti "sıfır" alınmaktadır.

Ulusal enerji ağında, farklı yıllarda devreye sokulmuş farklı güç ve tiplerde santraller bulunduğuna göre, bunların her birine ilişkin "(fiili) enerji üretim maliyeti fonksiyonları" bulunmaktadır (bkz. s. 539).

Ulusal enerji tüketiminin günlük yoğunluğu 00-06, 06-18, 18-24 saat dilimlerinde değerlendirilmektedir. O halde, üretim maliyeti düşük olan santrallerin olabildiğince uzun süre, yüksek maliyetli santrallerin ise olabildiğince kısa süre (enerji talebinin yüksek olduğu zaman dilimlerinde) çalıştırılması gerekecektir. Ancak yedek (rezerv) kapasitesinin (MW) yeterli olduğu durumda bu yaklaşım izlenebilir; yeterli rezerv olmadığında ise, ekonomiklik dikkate alınmaksızın, tüm santrallerin talebin yüksek olduğu dilimlerde devreye sokulması kaçınılmaz olacaktır. Bu arada, santrallerin (generatörlerin) işletmede verebilecekleri minimum ve maksimum güçlerin de (P_{min}, P_{max}, MW) mutlaka dikkate alınması gerekir; çünkü ekonomik bir işletme asıl hedef olmakla birlikte, teknik sınırlamalar göz ardı edilemez.

Santraller çoğu kez, koruma tekniği, güvenilirlik ve nakliye-montaj kolaylığı bakımından, tek üniteli (tek generatör + tek türbin) yapılmazlar. Bu durum ünite sayısı belirtilerek ifade edilebilir (4×200 MW, 3×400 MW gibi). Bir bölgede tasarlanmış santralin üniteleri genel olarak birbirine özdeş özelliktedir ve aynı maliyet fonksiyonlarına sahiptir. Ancak farklı bölgelerde ve tarihlerde devreye sokulan santrallerin özdeş oldukları söylenemez. Aynı durum, kapasite artırımı için de geçerlidir; 4×200 MW'lık santrale yıllar sonra 5. ünite eklendiğinde, bu ünite için özdeş maliyet fonksiyonu garanti edilemez.

Santrallerin besledikleri yüklere olan mesafeler (enerji iletim hatlarının uzunlukları ve hat topolojileri), enerji üretim maliyetini belirleyen parametrelerden biridir. Uzun enerji iletim hatlarında ortaya çıkan I^2R kayıplarının maliyete yansıtılması kaçınılmazdır. Diğer taraftan, santral güçleri aktif güç (MW) cinsinden ifade edilmekte ve enerji maliyetleri de MWh başına hesaplanmaktadır; ancak tüketici baralarından reaktif güçlerin (MVAr) çekilmesi sonucu, enerji sisteminde reaktif güçlerin dolaşımı söz konusu olmaktadır. Reaktif güçlerin de dikkate alındığı bir "ekonomik (optimum) işletme analizi" daha gerçekçi olabilir. Elektrik enerjisi üretim maliyet(ler)inin ulusal ağ kapsamında minimum tutulması beklenmektedir. Bunun için, ulusal ağdaki tüm santrallerin teknik ve ekonomik verileri ile ağ (devre) topolojisi ve parametreleri göz önüne alınır. Bu kapsamda şu varsayımlar geçerlidir:

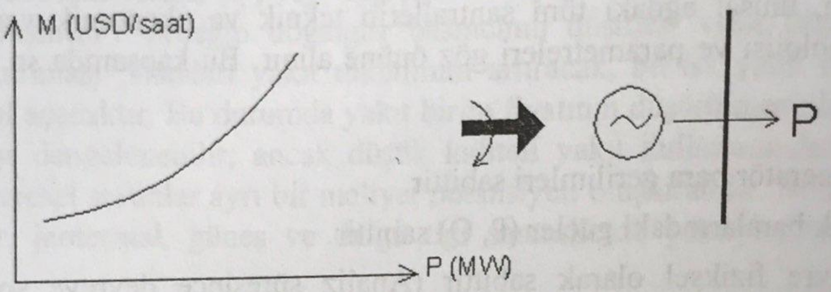
- Generatör bara gerilimleri sabittir.
- Yük baralarındaki güçler (P, Q) sabittir.
- Devre fiziksel olarak sabittir (Analiz süresince devreye sokulan veya çıkarılan hat ya da generatör bulunmamaktadır.)
- Devre (R, L, C) parametreleri lineerdir.
- Ekonomik analiz, belirli bir zaman aralığı için yapılmaktadır. Bu zaman aralığında yukarıdaki değişkenler sabit kalmaktadır. Zaman aralığının değişmesi, yeni parametrelerle yeni bir ekonomik analizi gerektirir.
- Ekonomik analiz sırasında geçici (transient) olaylar çoğu kez dikkate alınmaz.
- Sistemde "hat (joule) kayıpları" dışındaki kayıplar ihmal edilmektedir.

Ekonomik analizde bir üniteye ait bazı büyüklüklerin bilinmesi (verilmesi) gerekir. Bu bilgiler, imalatçı kataloglarından veya "kabul testleri" sırasında yapılan ölçme deneylerinden alınabilir:

- Ünitenin verebileceği maksimum güç P_{max} (MW)
- Ünitenin verebileceği minimum güç P_{min} (MW)
- Ünitenin yakıt-güç değişimi (karakteristiği)

NOT: İmalatçı firma bu değerleri, belirli atmosferik koşullar ve deniz seviyesinden belirli yükseklik için garanti edebilir. Farklı koşulların olduğu "yerde" ünitenin işletilmesi söz konusu ise, yeni koşullara göre P_{min} ve P_{max} yeniden hesaplanmalı *veya tanımlanmalıdır.İmalatçı firma bu bilgileri belirli bir "yakıt kalitesi" için vermektedir. Yakıt kalitesinin düşmesi bu bilgilerde sapmaya neden olabilir.*

Yakıt-güç karakteristiği, "H (MBtu/saat) ile P (MW)" arasındaki değişimi göstermektedir (Btu: British thermal unit). H, ilgili yakıtın saatlik kalorisini tanımlamaktadır; bu kalorinin fiyatı $f_{yakıt}$ (USD/MBtu) doğal olarak belli olduğundan, $f_{yakıt}$ ile H'nin çarpımı ünitenin maliyetini M (USD/saat) verecektir. Böylelikle maliyet M = f(P) karakteristiği elde edilmiş olacaktır. Termik (kömürlü, doğalgazlı, linyitli, vb.) ünitelerde M = f(P) karakteristiğinin değişimi genellikle benzer biçimdedir (Şekil 6.1). Doğadaki "birincil kaynaklar" kömür, doğalgaz ve nükleer madde olup termik santrallerde kullanılmaktadır.



Şekil 6.1 Termik bir ünitenin enerji üretimine ilişkin maliyet-güç karakteristiği

NOT: Üniteler çoğunlukla ithalat yoluyla geldiğinden, katalog bilgileri USD cinsinden maliyeti göstermektedir. Ünite işletmeye alındığı tarihten itibaren TL cinsinden maliyeti cari kur üzerinden ortaya konulabilir.

Şekil 6.1'deki grafik değişim, analitik hesaplar ve bilgisayar uygulamaları için pek kullanışlı değildir. O nedenle değişime karşılık düşen "fonksiyonel ifade" elde edilir. "Eğri uydurma (curve fitting)" bakımından en sık kullanılan fonksiyon, "2. dereceden polinom"dur. Bir başka deyişle maliyet fonksiyonu

$$M = \alpha + \beta P + \gamma P^2 \qquad \text{(USD/saat)} \tag{6.1}$$

şeklindedir. α, β, γ reel ve pozitif katsayılardır. Ulusal ağda (veya bir santralde bile) birden çok sayıda ünite olduğu düşünülürse, m tane üniteyi içerecek şekilde

$$M_i = \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \qquad (i = 1, 2, \ldots, m) \tag{6.2}$$

yazılabilir. Yukarıdaki maliyet fonksiyonunda "ürün" elektrik enerjisi (gücü) olup "α" ürün miktarından bağımsızdır. α bu eğride $P \rightarrow 0$ noktasındaki terimdir.

Ünitenin çıkış gücü P olup (MW) birimindedir. Bu gerçek fiziksel birimdir. Bazen enerji sistemlerinin analizinde per-unit (pu) büyüklüklerle çalışma alışkanlığı sonucu maliyet fonksiyonunda (MW) yerine per-unit cinsinden güç terimleri (p) olabilir. P_{BAZ} (MW) sistemde seçilmiş "baz güç" olsun (örneğin P_{BAZ}=100 MW seçilebilir). Bu durumda

$$M_i = \alpha_i + \beta_i P_{BAZ}\left(\frac{P_i}{P_{BAZ}}\right) + \gamma_i P_{BAZ}^2\left(\frac{P_i}{P_{BAZ}}\right)^2$$

$$= \alpha_i + \beta_i P_{BAZ}(p_i) + \gamma_i P_{BAZ}^2 (p_i)^2 \qquad (6.3)$$

olacaktır.

NOT: Ünitelerin "M-P" değişimine yönelik olarak, 2. dereceden polinom yerine 3. dereceden polinom da kullanılabilir ($M = \alpha + \beta P + \gamma P^2 + \sigma P^3$ gibi). Ancak bu yaklaşım çok seyrek kullanılır. Nedeni; son terimin σ katsayısının çok küçük olması ve dM/dP türevinin sonucunda bir doğru denklemine ulaşılamamasıdır. 2. dereceden polinomda ise dM/dP türevi, artımsal maliyetin tanımına tam uyan geometriye, bir doğru denklemine karşılık düşmektedir.

NOT: Ülkemizdeki bazı termik santrallere ait α, β, γ katsayıları şöyle elde edilmiştir (Başaran ve Kurban, 2005):

Santral	P_{min} (MW)	P_{max} (MW)	α	β	γ
Hamitabat	190	1120	6595.5	7.0663	0.0168
Ambarlı	245	1350	7290.6	7.2592	0.0127
Bursa Doğalgaz	318	1432	6780.5	5.682	0.0106
Seyitömer	150	600	1564.4	3.1288	0.0139
Soma B	210	990	5134.1	6.2232	0.0168
Yeniköy	110	420	1159.5	3.3128	0.021
Kemerköy	140	630	1697	3.2324	0.0137
Yatağan	140	630	1822.8	3.472	0.0147

NOT: Termik ünitelerin kısa sürede devreye alınabilmeleri için, tam olarak soğumalarına izin verilmez. Bu kapsamda ünite devrede olmadığı (P → 0) zaman bile bir miktar yakıt maliyeti bulunmaktadır; o halde α bir anlamda yol verme maliyeti gibi de düşünülse de, yol verme maliyeti değildir.

NOT: Ünitenin "sabit maliyeti", devreye alındığı tarih itibariyle ortaya çıkan "toplam maliyetinin" ekonomik ömür (N; yıl) süresince üniform dağıtılması sonucu önce USD/yıl, ardından da -istenirse- USD/saat biriminde hesaplanır. Söz konusu toplam maliyet; ünitenin satın alma maliyeti, nakliye ve montaj sırasında doğan fiyat farkları ile öngörülemeyen çeşitli maliyetlerden oluşur. Ünite devreye girdikten itibaren t. yılda ($t < N$) yapılabilecek ek harcamalar (revizyon, otomasyon, vb.) ayrıca dikkate alınacak olan sabit maliyet bileşenidir. Ünitenin sabit maliyeti (USD/yıl), vergi ödemelerinde amortisman payı olarak düşüldüğünden, işletmeci kuruluşa bir avantaj sağlar. Bu bakımdan yıllık hesaplarda yer alır ve enerji satış tarifesine de yansıtılır. Söz konusu sabit maliyet, "α" terimi ile karıştırılmamalıdır.

Maliyet fonksiyonunun son iki terimi ürüne (güce) ait olup bu açıdan "değişken maliyeti" göstermektedir.

M fonksiyonu, H yakıt fonksiyonu ile yakıt fiyatının çarpımına eşittir. "H-P değişimi", ünite imalatçısının standart verim (η) ve önerilen kalitede yakıt için garanti ettiği değişimdir. Ünite devreye girdikten itibaren geçen yıllar içinde, teknik eskime sonucu verim düşebilir veya kullanılan yakıtın kalitesinde olumsuz yönde değişiklik olabilir. Bu olasılıklar göz önünde bulundurularak, geçen yıllar sonunda ünitenin "H-P" değişiminin ölçme yoluyla yeniden ortaya konulması, güncelleştirilmesi gerekebilir. Sonuç olarak "M-P değişimi", verim, yakıt kalitesi ve yakıt fiyatının değişmez olduğu t_1-t_2 zaman diliminde sabittir. Söz konusu parametrelerin bir veya birkaçının değiştiği t_3-t_4 gibi başka zaman diliminde ise, farklı "M-P değişimi" elde edilmiş olabilir.

Mevcut M maliyet fonksiyonunun P'ye göre türevi "Artımsal Maliyet" adını alır. Bu büyüklük, P'deki küçük bir değişimin M üzerinde ne ölçüde etki yaptığını ortaya koymaktadır.

$$\text{Artımsal maliyet} = \frac{dM}{dP} = \frac{\partial M}{\partial P} = \frac{\Delta M}{\Delta P} \tag{6.4}$$

şeklinde ifade edilir. M'nin 2. dereceden bir polinomla modellenmesi halinde, artımsal maliyetin değişimi bir doğru denklemi olacaktır:

$$\text{Artımsal maliyet} = \frac{d(\alpha + \beta P + \gamma P^2)}{dP}$$

$$= \beta + 2\gamma P \tag{6.5}$$

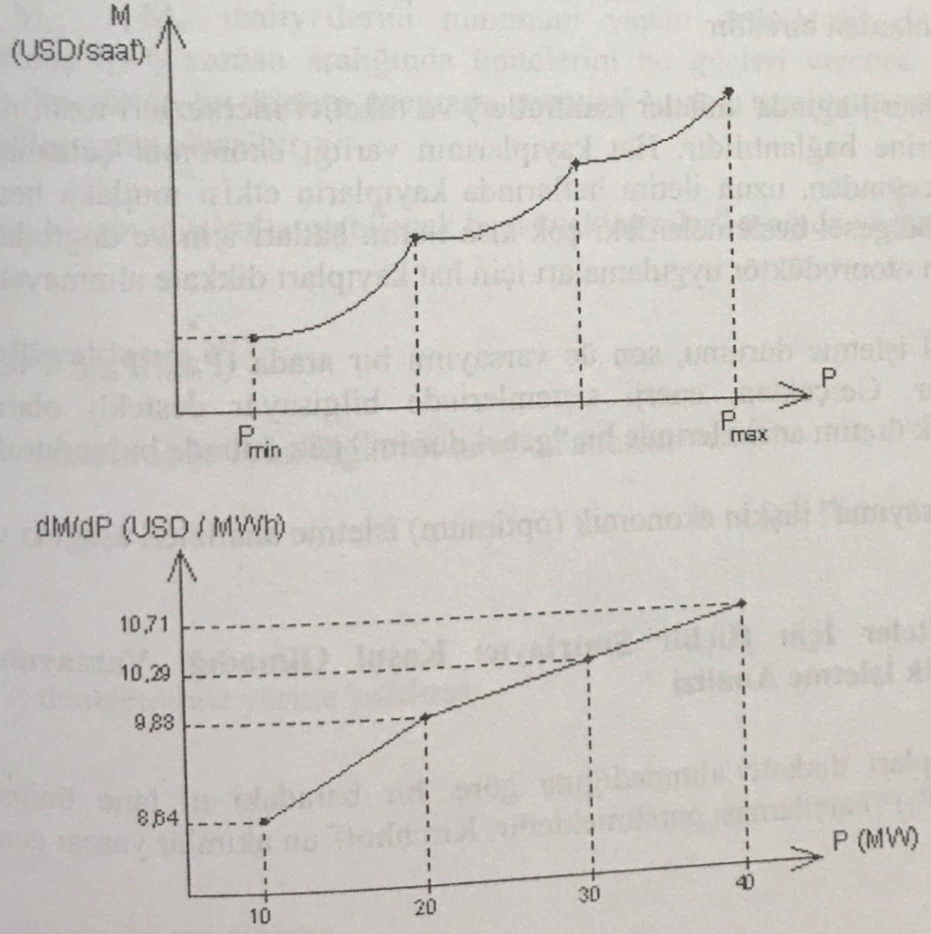
Artımsal maliyetin (doğru denkleminin) eğimi 2γ'dır.

Bir enerji sistemindeki (ağındaki) ekonomik enerji üretimi için göz önüne alınacak toplam maliyet

$$J = M_{top} = \sum_{i=1}^{m} M_i \qquad (m = \text{ünite sayısı}) \tag{6.6}$$

olup "performans endeksi" olarak adlandırılır (Kusic, 1986).

Şekil 6.2'de bir termik üniteye ait, sırasıyla maliyet fonksiyonun (USD/saat) ve artımsal maliyet fonksiyonunun (USD/MWh) güce (MW) bağlı değişimleri gösterilmiştir. Maliyet fonksiyonu 10…20, 20…30, 30…40 MW için ayrı ayrı elde edildiğinden "süreksizlik noktaları" oluşmuştur. Bu yüzden artımsal maliyet parça-parça lineer bir değişim göstermiştir.



Şekil 6.2 P_{min} = 10 MW, P_{max} = 40 MW olan tipik bir üniteye ait M=f(P) ve dM/dP=f(P) değişimleri (Kusic, 1986)

Termik ünitelerden oluşan enerji üretim topluluğunda minimum maliyetli bir işletmenin belirlenmesi sırasında şu dört varsayımdan birisi esas alınır:

- Üniteler için hiçbir sınırlayıcı koşul bulunmamaktadır (P_{min}, P_{max} sınır güç değerleri ile hat kayıplarından söz edilmemektedir.)
- Ünitelerin sınır güç değerleri dikkate alınmaktadır.
- İletim hatlarındaki hat (I^2R) kayıpları da dikkate alınmaktadır.
- Sistemdeki reaktif güç (Q) dolaşımı da dikkate alınmaktadır.

Ünitelerin P_{min}, P_{max} sınır değerleri her zaman bir sınırlayıcı kriterdir. Bununla birlikte, gelecek yıllardaki enerji talebi dikkate alınarak büyük rezerv (yedek) katsayısı ile tasarlanan santrallerde, P_{max} değerine uzunca bir süre için ulaşılamayacağı düşünülebilir. Aynı şekilde ünitelerin en düşük yükünün anma gücünün %30…%40'ının altına düşmediği uygulamadan bilinmektedir. Bu koşullar altında ünitelerin P_{min}, P_{max} sınır değerlerinin hesapta dikkate alınmaması, varsayımlardan birisidir.

Ulusal enerji ağında üniteler (santraller) ve tüketici merkezleri uzun iletim hatları ile birbirine bağlantılıdır. Hat kayıplarının varlığı ekonomik çalışmayı olumsuz etkileyeceğinden, uzun iletim hatlarında kayıpların etkisi mutlaka hesaba katılır. Ancak, bölgesel beslemelerdeki çok kısa iletim hatları için ve doğrudan şebekeye bağlanan otoprodüktör uygulamaları için hat kayıpları dikkate alınmayabilir.

En genel işletme durumu, son üç varsayımı bir arada (P_{min}, P_{max}; I^2R; Q) içeren durumdur. Gerçekten, enerji sistemlerinde bilgisayar destekli olarak yapılan ekonomik üretim analizlerinde bu "genel durum" göz önünde bulundurulur.

Her "varsayıma" ilişkin ekonomik (optimum) işletme analizleri aşağıda verilmiştir.

6.2. Üniteler İçin Hiçbir Sınırlayıcı Koşul Olmadığı Varsayımına Göre Ekonomik İşletme Analizi

Hat kayıpları dikkate alınmadığına göre, bir baradaki m tane ünitenin "talep gücünü (P_T)" karşılaması gerekmektedir. Kirchhoff'un akımlar yasası gereği

$$\sum_{i=1}^{m} P_i = P_T \tag{6.7}$$

Diğer taraftan "M" maliyet fonksiyonunu minimum yapacak P değeri aranmaktadır. Bir fonksiyonun ekstremum noktası aranırken birinci türevi alınır ve sıfıra eşitlenir. İkinci türevin işaretine bakılır. İşaret (+) ise ekstremum noktanın minimuma, (–) ise maksimuma karşılık düştüğü anlaşılır. 2. dereceden polinom olan M fonksiyonunda γ katsayısı daima pozitif olduğundan, d^2M/dP^2'nin işaret kontrolü (+) ile sonuçlanır. O halde tüm üniteler için minimum maliyeti bulabilmek için, dM/dP türevlerinin alınması ve bu türevlerin de birbirine eşitlenmesi gerekir:

$$\frac{dM_1}{dP_1} = \frac{dM_2}{dP_2} = \ldots = \frac{dM_m}{dP_m} = \lambda \tag{6.8}$$

λ sabit bir değerdir. Bu değer, önceki alt bölümlerde "Lagrange sabiti" olarak ifade edilen λ'dan ve "özdeğer" olarak tanımlanan λ'dan farklıdır; bunların birbirleriyle karıştırılmamasına dikkat edilmelidir.

(6.7) ve (6.8) denklemlerinin bir arada çözülmesi sonucu bulunacak P_1, P_2, … , P_m güçleri M_1 M_2, … , M_m maliyetlerini minimum yapan değerlerdir. O halde işletmeci kuruluş t_1 - t_2 zaman aralığında ünitelerini bu güçleri verecek şekilde yüklediğinde (bu yönde bir üretim programı uyguladığında), minimum maliyetle üretimi gerçekleştirmiş olacaktır.

"P_i" güçlerinin hesabı için kullanılabilecek bazı "yaklaşımlar" aşağıda verilmiştir.

6.2.1. Analitik yaklaşım

$dM_i/dP_i = \lambda$ denkleminde P_i eşitliğin sol tarafına alınırsa

$$P_i = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \tag{6.9}$$

bulunur. (6.7) denkleminde yerine yazılırsa

$$\sum_{i=1}^{m} \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} = P_T \tag{6.10}$$

buradan λ eşitliğin soluna alınırsa

$$\lambda = \frac{P_T + \sum_{i=1}^{m} \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{m} \frac{1}{2\gamma_i}} \tag{6.11}$$

elde edilir. (6.11) ve (6.9) denklemlerinin birlikte kullanılmasıyla P_i güçleri kolaylıkla hesap edilir.

NOT: Bir başka çözüm yolu da şudur: $dM_i/dP_i = \lambda$ denklemlerinden her birinde P_i'nin katsayısı 1'e eşit yapılır. Tüm $dM_i/dP_i = \lambda$ denklemleri taraf tarafa toplandığında ($P_1+P_2+\ldots+P_m$) ortaya çıkacaktır. Bu ise (6.7) eşitliği gereği, değeri bilinen P_T (talep) gücüne eşittir; yerine konarak önce λ çözülür, sonra tek tek P_i güçleri hesaplanır.

Örnek 6.1.

Üç termik ünitenin maliyet fonksiyonları aşağıda verilmiştir (Saadat, 1999):

$$\left.\begin{aligned} M_1 &= 500 + 5.3P_1 + 0.004P_1^2 \\ M_2 &= 400 + 5.5P_1 + 0.006P_2^2 \\ M_3 &= 200 + 5.8P_1 + 0.009P_3^2 \end{aligned}\right\} \text{USD/saat}$$

Talep gücü 800 MW olduğuna göre, her ünitenin ekonomik güç değerini bulalım.

(6.11) denkleminden

$$\lambda = \frac{800 + \frac{5.3}{0.008} + \frac{5.5}{0.012} + \frac{5.8}{0.018}}{\frac{1}{0.008} + \frac{1}{0.012} + \frac{1}{0.018}}$$

$$= 8.5 \text{ USD/MWh}$$

bulunur. (6.9) denklemi her ünite için yazıldığında

$$P_1 = \frac{8.5 - 5.3}{2(0.004)} = 400 \text{ MW}$$

$$P_2 = \frac{8.5 - 5.5}{2(0.006)} = 250 \text{ MW}$$

$$P_3 = \frac{8.5 - 5.8}{2(0.009)} = 150 \text{ MW}$$

hesaplanır. Güçleri diğer bir yoldan şöyle bulabiliriz:

$$\frac{dM_1}{dP_1} = 5.3 + 0.008P_1 = \lambda$$

$$\frac{dM_2}{dP_2} = 5.5 + 0.012P_2 = \lambda$$

$$\frac{dM_3}{dP_3} = 5.8 + 0.018P_3 = \lambda$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = P_T = 800$$

denklemleri yazılır ve $dM_i/dP_i = \lambda$ denklemlerinde P_i'lerin katsayıları "1" olacak şekilde düzenlenir ve taraf tarafa toplanırsa,

$$\frac{5.3}{0.008} + P_1 = \frac{\lambda}{0.008}$$
$$\frac{5.5}{0.012} + P_2 = \frac{\lambda}{0.012}$$
$$\frac{5.8}{0.018} + P_3 = \frac{\lambda}{0.018}$$

$$662.5 + 458.33 + 322.22 + (P_1 + P_2 + P_3) = 125\lambda + 83.33\lambda + 55.55\lambda$$

$$1443.05 + (P_1 + P_2 + P_3) = 263.88\lambda$$

P_1, P_2 ve P_3 güçlerinin toplamı (P_T) 800 MW idi. Böylece

$$\lambda = \frac{1143.05 + 800}{263.88} = 8.5 \text{ USD/MWh}$$

bulunur. λ değeri, $dM_i/dP_i = \lambda$ denklemlerinde yerine konularak, $P_1 = 400$ MW, $P_2 = 250$ MW ve $P_3 = 150$ MW olarak aynı sonuçlar hesaplanır. ■

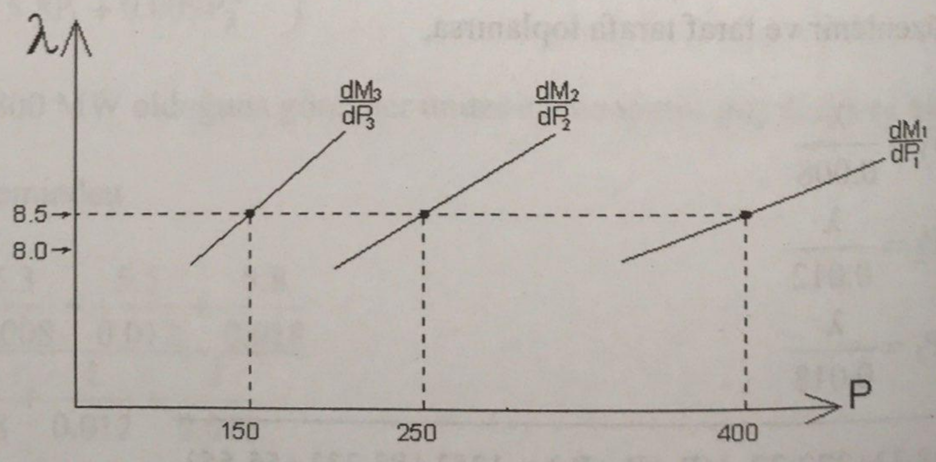
6.2.2. Grafik yaklaşım

Bu yaklaşımda $dM_i/dP_i = \lambda$ artımsal maliyetine ilişkin doğrular ölçekli olarak çizilir. Ekonomik işletme, hepsinin λ'ya eşit olduğu noktada gerçekleşmektedir. O halde düşey eksende λ için rastgele bir değer seçilir. Bu noktadan yatay eksene çizilecek paralelin artımsal maliyet doğrularını kestiği noktalardan P_i güçleri okunur. (6.7) denkleminin gerçekleşmesi gerektiğinden, seçtiğimiz λ değerini biraz yukarı ve biraz aşağı doğru öteleyerek (6.7) denklemi sağlanmaya çalışılır. Sağlandığı an, okunan P_i güçlerinin ekonomik değerler olduğu anlaşılır.

Grafik yaklaşım, analitik yaklaşımın geometrik yönden uyarlanmasından başka bir şey değildir. Ölçekli çizim gerektiğinden, ünite sayısı arttıkça λ için öteleme sayısı da artacağından ve P_i güçleri belli bir okuma hatası ile belirlenebileceğinden, pek kullanışlı bir yaklaşım olduğu söylenemez.

<u>Örnek 6.2.</u>

Örnek 6.1'deki ünitelerin ekonomik güçlerini grafik yöntemle bulalım.



$\lambda^{(1)} = 8.0$ için $P_1 = 350$, $P_2 = 210$; $P_3 = 120$ okunur. $P_1+P_2+P_3 = 680 \neq P_T = 800$ olduğundan, doğruların (+) eğimleri dikkate alınarak, "yukarı doğru" öteleme yapılır. $\lambda^{(2)} = 8.5$ için $P_1+P_2+P_3=800$ eşitliği" sağlandığından, ekonomik büyüklüklere ulaşıldığı (Saadat, 1999). ■

6.2.3. λ-İterasyon yaklaşımı

λ için bir başlangıç (deneme) değeri öngörülür ($\lambda^{(1)}$). Buna göre (6.9) denkleminden $P_i^{(1)}$ güçleri hesaplanır. İlk denemeye ilişkin olarak talep gücündeki hata payı

$$\Delta P^{(1)} = P_T - \left(\sum_{i=1}^{m} P_i^{(1)} \right) \tag{6.12}$$

ve λ'daki hata payı da

$$\Delta\lambda^{(1)} = \frac{\Delta P^{(1)}}{\sum \frac{1}{2\gamma_i}} \tag{6.13}$$

olur. Artımsal maliyet lineer bir fonksiyon olduğundan, Δλ ve ΔP arasında katsayı farkıyla lineer ilişki mevcuttur. Buna göre λ'nın yeni değeri $\lambda^{(2)} = \lambda^{(1)} + \Delta\lambda^{(1)}$ olacaktır. $\lambda^{(2)}$ (6.9) denkleminde kullanılırsa $P_i^{(2)}$ güçleri hesaplanacak ve $\Delta P^{(2)} = P_T - \left(\sum_{i=1}^{m} P_i^{(2)} \right)$ eşitliğinin "sıfır" olup olmadığı kontrol edilecektir. k. iterasyonda $\Delta P^{(k)} = 0$ oluyorsa, $P_i^{(k)}$ güçlerinin ekonomik işletme büyüklükleri olduğu anlaşılır.

<u>**Örnek 6.3.**</u>

Örnek 6.1'deki ünitelerin ekonomik güçlerini λ-iterasyon yaklaşımıyla bulalım.

$\lambda^{(1)} = 6.0$ seçilmiş olsun. (6.9) denkleminden $P_i^{(1)}$ güçleri hesaplanır:

$$P_1^{(1)} = \frac{6.0 - 5.3}{2(0.004)} = 87.5000$$

$$P_2^{(1)} = \frac{6.0 - 5.5}{2(0.006)} = 41.6667$$

$$P_3^{(1)} = \frac{6.0 - 5.8}{2(0.009)} = 11.1111$$

(6.12) denkleminden

$$\Delta P^{(1)} = 800 - (87.5 + 41.6667 + 11.1111) = 659.7222$$

ve (6.13) denkleminden

$$\Delta\lambda^{(1)} = \frac{659.7222}{\dfrac{1}{2(0.004)} + \dfrac{1}{2(0.006)} + \dfrac{1}{2(0.009)}} = 2.5$$

elde edilir. λ'nın 2. iterasyon değeri

$\lambda^{(2)} = 6.0 + 2.5 = 8.5$ olur. $P_i^{(2)}$ güçleri hesaplandığında

$$P_1^{(2)} = \frac{8.5 - 5.3}{2(0.004)} = 400.0 \text{ MW}$$

$$P_2^{(2)} = \frac{8.5 - 5.5}{2(0.006)} = 250.0 \text{ MW}$$

$$P_3^{(2)} = \frac{8.5 - 5.8}{2(0.009)} = 150.0 \text{ MW}$$

$\Delta P^{(2)}$ değeri ise

$$\Delta P^{(2)} = 800 - (400 + 250 + 150) = 0$$

bulunur. Bu sonuç yakınsamanın olduğunu, iterasyon işleminin sona erdiğini ve $P_i^{(2)}$ güçlerinin hesaplanmış olduğunu gösterir (Saadat, 1999). $\lambda^{(1)}$ uygun değerde seçildiğinden 2. iterasyonun sonunda çözüme ulaşılmıştır.

■

6.2.4. Gradyent yaklaşımı

Ünitelere ilişkin "performans endeksinde" küçük bir artış (ΔM_T), $M_T + \Delta M_T$ anlamına gelir. Taylor serisi açılımı uygulandığında ise, ΔM_T teriminden dolayı eşitliğin sağ tarafında, $\frac{dM_i}{dP_i}\Delta P_i$'li terimler ile $\frac{1}{2}\frac{d^2M_i}{dP_i^2}(\Delta P_i)^2$'li terimlerin toplamı gözükecektir. Ünitelerden birisini (x. üniteyi) "bağımlı ünite" olarak seçelim ve

$$\sum_{i=1}^{m}\Delta P_i = 0$$

$$\Delta P_x = -\sum_{i\neq x}\Delta P_i \tag{6.14}$$

eşitliklerini ΔM_T'nin Taylor açılımında kullanalım.

$\partial\Delta M_T/\partial\Delta P_i$ türevleri (i≠x) sıfıra eşit olacağından

$$\left.\begin{aligned}
\frac{\partial\Delta M_T}{\partial\Delta P_1} &= 0 = \left(\frac{dM_1}{dP_1}-\frac{dM_x}{dP_x}\right)+\frac{d^2M_1}{dP_1^2}\Delta P_1+\frac{d^2M_x}{dP_x^2}\sum_{i\neq x}\Delta P_i\\
\frac{\partial\Delta M_T}{\partial\Delta P_2} &= 0 = \left(\frac{dM_2}{dP_2}-\frac{dM_x}{dP_x}\right)+\frac{d^2M_2}{dP_2^2}\Delta P_2+\frac{d^2M_x}{dP_x^2}\sum_{i\neq x}\Delta P_i\\
&\;\vdots \qquad\qquad \vdots
\end{aligned}\right\} \tag{6.15}$$

(m–1) tane eşitlik yazılabilir. (6.15) eşitlikleri matris biçiminde yazılırsa

$$\begin{bmatrix} M_1''+M_x'' & M_x'' & M_x'' & \cdots\cdots \\ M_x'' & M_2''+M_x'' & M_x'' & \cdots\cdots \\ M_x'' & M_x'' & M_3''+M_x'' & \cdots\cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta P_1\\ \Delta P_2\\ \Delta P_3\\ \vdots\end{bmatrix} = -\begin{bmatrix} M_1'-M_x'\\ M_2'-M_x'\\ M_3'-M_x'\\ \vdots\end{bmatrix} \tag{6.16}$$

eşitliğine ulaşılır. Burada kare matrisin boyutu (m–1)× (m–1)'dir. $\frac{d^2M_i}{dP_i^2}\rightarrow M_i''$ ve

$\frac{dM_i}{dP_i} \rightarrow M'_i$ ile gösterilmiştir. İkinci dereceden türevler olduğundan, bu yaklaşıma "ikinci dereceden gradyent yöntemi" adı verilir.

Sonuç olarak işlem sırası şöyledir (Wood and Wollenberg, 1984):

- Ünitelerin birisi (x. ünite) bağımlı değişken seçilir.
- P_i güçleri için "başlangıç değerleri" $P_i^{(0)}$ öngörülür.
- (6.16) denkleminden ΔP_i güçleri hesaplanır. $(i \neq x)$
- Ekonomik güçler $P_i = P_i^{(0)} + \Delta P_i$ ile bulunur.
- x. ünitenin gücü ise $\sum P_i = P_T$ ifadesi yardımıyla hesaplanır.

<u>Örnek 6.4.</u>

Örnek 6.1'deki sayısal bilgiler geçerlidir. Ekonomik güçleri gradyent yaklaşımı yardımıyla bulalım. Başlangıç değerleri olarak $P_1^{(0)} = 380$ MW, $P_2^{(0)} = 260$ MW, $P_3^{(0)} = 160$ MW seçelim (Toplam güç P_T = 800 MW olacak şekilde seçiyoruz.). 3 no.lu üniteyi de "bağımlı değişken" seçmiş olalım (x = 3). Buna göre;

$$M'_1 = \frac{dM_1}{dP_1} = 5.3 + 0.008P_1 \Bigg|_{P_1 \rightarrow P_1^{(0)}} = 8.34$$

$$M'_2 = \frac{dM_2}{dP_2} = 5.5 + 0.012P_2 \Bigg|_{P_2 \rightarrow P_2^{(0)}} = 8.62$$

$$M'_3 = \frac{dM_3}{dP_3} = 5.8 + 0.018P_3 \Bigg|_{P_3 \rightarrow P_3^{(0)}} = 8.68$$

$$M_1'' = \frac{d^2M_1}{dP_1^2} = 0.008$$

$$M_2'' = \frac{d^2M_2}{dP_2^2} = 0.012$$

$$M_3'' = \frac{d^2M_3}{dP_3^2} = 0.018$$

(6.16) denklemi x $\rightarrow$3 olmak üzere, şöyle yazılacaktır:

$$\begin{bmatrix} M_1'' + M_3'' & M_3'' \\ M_3'' & M_2'' + M_3'' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \end{bmatrix} = -\begin{bmatrix} M_1' & -M_3' \\ M_2' & -M_3' \end{bmatrix} = -\begin{bmatrix} 8.34 & -8.68 \\ 8.62 & -8.68 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} 0.026 & 0.018 \\ 0.018 & 0.03 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \end{bmatrix} = -\begin{bmatrix} -0.34 \\ -0.06 \end{bmatrix}$$

Buradan $\Delta P_1 = 20$ MW ve $\Delta P_2 = -10$ MW bulunur.

$$P_1 = P_1^{(0)} + \Delta P_1 = 380 + 20 = 400 \text{ MW}$$

$$P_2 = P_2^{(0)} + \Delta P_2 = 260 + (-10) = 250 \text{ MW}$$

x = 3 no.lu ünitenin gücü de

$$P_3 = 800 - (400 + 250) = 150 \text{ MW}$$

hesaplanır. ■

6.2.5. Talep gücünün referans alındığı yaklaşım

Belirli bir zaman aralığındaki talep gücüne ilişkin üniteler arasındaki ekonomik güç paylaşımı hesaplanmış olsun. Bir başka zaman aralığındaki bir başka talep gücü için, "ilk talep gücü" referans alınarak ekonomik güçler bulunabilir. dM_i/dP_i değişiminde $\Delta\lambda$ ve ΔP_i diferansiyel aralıkları göz önüne alınırsa

$$\left.\begin{aligned} \Delta P_1 &= \frac{\Delta\lambda}{M_1''} \\ \Delta P_2 &= \frac{\Delta\lambda}{M_2''} \\ &\vdots \\ \Delta P_m &= \frac{\Delta\lambda}{M_m''} \end{aligned}\right\} \tag{6.17}$$

ve

$$\Delta P_T = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \ldots + \Delta P_m$$

$$= \Delta\lambda \sum_i \left(\frac{1}{M_i''}\right) \tag{6.18}$$

Sonuçta

$$\left(\frac{\Delta P_i}{\Delta P_T}\right) = \frac{(1/M_i'')}{\sum_i (1/M_i'')} \tag{6.19}$$

yazılır. Burada $\Delta P_T = P_T^{(yeni)} - P_T^{(ilk)}$, şeklindedir. Yeni P_T talep gücünün çekilmesi halinde "yeni" ünite güçleri şöyle bulunur (Wood and Wollenberg, 1984):

$$P_i^{(yeni)} = P_i^{(ilk)} + \left(\frac{\Delta P_i}{\Delta P_T}\right)\Delta P_T \qquad i = 1, 2, \ldots, m \tag{6.20}$$

<u>Örnek 6.5.</u>

Örnek 6.1'deki ünitelerin 800 MW yerine 850 MW'lık talep gücünü karşılaması gerektiğinde, yeni ünite güçlerini bulalım.

Örnek 6.1 de $P_T^{(ilk)} = 800$ MW için; $P_1 = 400$ MW, $P_2 = 250$ MW ve $P_3 = 150$ MW "ilk" değerleri hesap edilmişti. (6.19) denklemi uygulanırsa

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_T} = \frac{(0.008)^{-1}}{(0.008)^{-1} + (0.012)^{-1} + (0.018)^{-1}} = 0.4737$$

$$\frac{\Delta P_2}{\Delta P_T} = \frac{(0.012)^{-1}}{(0.008)^{-1} + (0.012)^{-1} + (0.018)^{-1}} = 0.3158$$

$$\frac{\Delta P_3}{\Delta P_T} = \frac{(0.018)^{-1}}{(0.008)^{-1} + (0.012)^{-1} + (0.018)^{-1}} = 0.2105$$

(6.20) denkleminde kullanılacak olan ΔP_T 'yi bulalım:

$$\Delta P_T = P_T^{(yeni)} - P_T^{(ilk)} = 850 - 800 = 50 \text{ MW}$$

(6.20) denklemini üç üniteye de uygularsak;

$$P_1^{(yeni)} = 400 + (0.4737)\,50 = 423.7 \text{ MW}$$

$$P_2^{(yeni)} = 250 + (0.3158)\,50 = 265.8 \text{ MW}$$

$$P_3^{(yeni)} = 150 + (0.2105)\,50 = 160.5 \text{ MW}$$

hesaplanır. ($\sum_i P_i^{(yeni)} = 850$ MW elde edilmiştir.) ■

6.3. Ünitelerin Sınır Güçleri Dikkate Alındığında Ekonomik İşletme Analizi

Ünitelerin sınır güçleri (P_{min} ve P_{max}) ekonomik işletmeyi etkileyen ve sınırlayan teknik parametrelerdir. Ekonomik analiz için daha önce tanımlanmış olan (6.7) ve (6.8) denklemlerine ek olarak

$$P_{i,min} \le P_i \le P_{i,max} \tag{6.21.a}$$

eşitsizliği de göz önüne alınacaktır.

Öncelikle (6.7) ve (6.8) denklemleri kullanılarak (şimdilik sınır güçlerin değerleri dikkate alınmadan) P_i güçleri hesap edilir. Bulunan P_i'ler $P_{i,min}...P_{imax}$ skalası içinde midir? Bu skalanın dışında olan P_i'ler varsa, P_i güçlerine "en yakın sınır değerler" atanır. Bu değerlere göre λ değerleri hesap edilir. λ'lar birbiriyle karşılaştırılarak, küçük değerli λ'yı veren ünite gücünün "üst sınır değerine" karşılık düşeceği anlaşılır. λ ile $P_{min}....P_{max}$ sınır güçleri arasındaki ilişkiler topluca aşağıda verilmiştir:

$$\left.\begin{aligned}
&\frac{dM_i}{dP_i} = \lambda \qquad \text{ise} \qquad P_{i,min} < P_i < P_{i,max} \\
&\frac{dM_i}{dP_i} \le \lambda \qquad \text{ise} \qquad P_i \Rightarrow P_{i,max} \\
&\frac{dM_i}{dP_i} \ge \lambda \qquad \text{ise} \qquad P_i \Rightarrow P_{i,min}
\end{aligned}\right\} \tag{6.21.b}$$

Örnek 6.6.

850 MW'lık talep gücü, 3 üniteli termik santral tarafından karşılanacaktır. Ünitelerin maliyet fonksiyonları ile "sınır güç değerleri" aşağıda verilmiştir (Wood and Wollenberg, 1984):

$$\left.\begin{aligned}
M_1 &= 459 + 6.48P_1 + 0.00128P_1^2 \\
M_2 &= 310 + 7.85P_2 + 0.00194P_2^2 \\
M_3 &= 78 + 7.97P_3 + 0.00482P_3^2
\end{aligned}\right\} \quad \text{USD/saat}$$

1. ünite: $P_{min} = 150$ MW, $P_{max} = 600$ MW

2. ünite: $P_{min} = 100$ MW, $P_{max} = 400$ MW

3. ünite: $P_{min} = 50$ MW, $P_{max} = 200$ MW

Sınır güçlerini dikkate alarak ekonomik işletme güçlerini bulalım.

Şimdilik sınır güçleri dikkate alınmadan, (6.7) ve (6.8) denklemleri yardımıyla, λ ile P_i güçlerini (i:1, 2, 3) hesaplayalım. Böylece

$\lambda = 8.284$ USD/MWh

$P_1 = 704.6\ \text{MW} \quad \rightarrow P_{1max} = 600$ MW 'dan <u>büyük.</u>

$P_2 = 111.8\ \text{MW} \quad \rightarrow 100 \ldots 400$ MW <u>skalası içinde.</u>

$P_3 = 32.6\ \text{MW} \quad \rightarrow P_{3min} = 50$ MW 'dan <u>küçük.</u>

elde edilir. (6.7) ve (6.8) denklemlerinin ortak çözümünden bulunan ekonomik işletme güçleri $P_T = 850$ MW talep gücünü karşılamaktadır. Ancak 2 no.lu ünite dışındaki ünitelerin güçleri, $P_{min} \ldots P_{max}$ skalası dışında kalmıştır.

O halde 1 ve 3 no.lu ünitelerin güçlerini (P_1 ve P_3) en yakın "sınır güç" değerlerine çekelim:

$P_1 \rightarrow 600$ MW (704.6 MW $\rightarrow$ 600 MW)

$P_3 \rightarrow 50$ MW (32.6 MW $\rightarrow$ 50 MW)

Bu durumda $P_2 = 850 - (600 + 50) = 200$ MW olacaktır. Burada esas alınacak ve λ'sı hesap edilecek olan ünite, skala içinde kalan 2 no.lu ünitedir.

$$\lambda = \left.\frac{dM_2}{dP_2}\right|_{P_2 \rightarrow 200} = 8.626\ \text{USD/MWh}$$

Sınır değerleri çektiğimiz $P_1 = 600$ MW ve $P_3 = 50$ MW değerleri için de artımsal maliyetleri bulalım:

$$\left.\frac{dM_1}{dP_1}\right|_{P_1 \rightarrow 600} = 8.016\ \text{USD/MWh}$$

$$\left.\frac{dM_3}{dP_3}\right|_{P_3 \rightarrow 50} = 8.452\ \text{USD/MWh}$$

Yukarıdaki λ değerlerini 2 no.lu ünitenin λ'sı ile karşılaştırdığımızda;

- 8.016<8.626 olduğundan, 1 no.lu ünitenin maksimum gücünde çalıştırılması <u>uygundur.</u>
- 8.452<8.626 olduğundan, 3 no.lu ünitenin minimum gücünde çalıştırılması <u>uygun değildir.</u>

Bu durumda $P_1 = 600$ MW değerinin "ekonomik çözüm" olduğu anlaşılır. 2 ve 3 no.lu üniteler için (yeni) ekonomik güç değerleri bulunacaktır:

$P_1 = 600$ MW olup P_2 ve P_3 şöyle hesaplanır:

$$\frac{dM_2}{dP_2} = 7.85 + 0.00388P_2 = \lambda$$

$$\frac{dM_3}{dP_3} = 7.97 + 0.00964P_3 = \lambda$$

$$P_2 + P_3 = 850 - P_1(= 600) = 250$$

Yukarıdaki denklemlerin çözümünden

$\lambda = 8.576$; $P_2 = 187.1$ MW, $P_3 = 62.9$ MW

bulunur. Tüm P_i değerleri "skala" içinde kaldığından ve $600 + 187.1 + 62.9 = 850 = P_T$ eşitliği sağlandığından, bulunan sonuç doğrudur. ■

6.4. Hat Kayıpları Dikkate Alındığında Ekonomik İşletme Analizi

Ünitelerin uzun enerji iletim hatları üzerinden tüketicileri beslemesi durumunda, hat kayıpları gözardı edilemez. Bilindiği gibi $3I^2R$ formülü ile tanımlanan "hat kayıpları", faz iletkeninin direncinin, akımın (gücün), demet sayısının ve devre sayısının bir fonksiyonudur. $P = \sqrt{3}UI\cos\varphi$ aktif güç formülünden I çekilir ve $3I^2R$ bağıntısında yerine yazılırsa, kayıp formülü P'nin fonksiyonu cinsinden ifade edilmiş olur. Ünitelerin maliyet fonksiyonları P'ye bağlı olduğundan, kayıp formülünün de P cinsinden tanımlanmış olması hesap kolaylığı sağlamaktadır. Bir enerji iletim hattı üzerinden besleme yapan ünite için "kayıp fonksiyonu (P_k)"

$$P_k = \rho P^2 \ (\text{MW}) \qquad (6.22)$$

olarak yazılabilir. Burada ρ pozitif ve reel bir katsayı olup hattın "kayıp katsayısıdır". P (MW) ünite gücüdür; bu durumda ρ (1/MW) birimindedir. Ekonomik analizlerde, her iletim hattına ait "ρ" katsayıları ile sistem topolojisinin biliniyor olması gerekir. ρ; omik dirence (ohm/faz), devre sayısına, demet sayısına, gerilime ve güç katsayısına (cosφ) bağlı olarak hesaplanan pozitif reel bir sayıdır.

Bu enerji sisteminde hat kayıpları da göz önüne alındığında, ünitelerin toplam gücünün talep gücü ile hat kayıplarını karşılaması gerekir. Böylece

$$\sum_{i=1}^{m} P_i = P_T + P_k \tag{6.23}$$

eşitliği geçerli olacaktır. Hat kayıplarının ekonomik işletmeyi olumsuz yönde etkileyeceği açıktır. Çünkü maliyet fonksiyonu gereği ekonomik olduğu bilinen bir ünite, iletim hattı üzerinden besleme yapacak olursa, ekonomik olma özelliğini kaybedebilir. m üniteli bir sistemde kayıpların varlığı, maliyeti oldukça artıracaktır.

Hat kayıpları sınırlayıcı koşul olduğundan, m üniteli bir sistemde Lagrange çarpanları yöntemi uygulanır ve aşağıdaki denklem yazılır:

$$J' = \sum_{i=1}^{m} M_i - \lambda\left(\sum_{i=1}^{m}(P_i) - P_T - P_k\right) \tag{6.24}$$

J', hat kayıpları da göz önüne alındığında "performans endeksi"ni göstermektedir. J' ifadesinin (toplam üretim maliyetinin) minimum olabilmesi için, m+1 tane değişkene (P_1, P_2, … , P_m, λ) göre alınacak kısmi türevlerin sıfıra eşitlenmesi gerekir:

$$\left.\begin{aligned}
\frac{dJ'}{dP_1} &= 0 = \frac{dM_1}{dP_1} - \lambda\left(1 - \frac{\partial P_k}{\partial P_1}\right)\\
\frac{dJ'}{dP_2} &= 0 = \frac{dM_2}{dP_2} - \lambda\left(1 - \frac{\partial P_k}{\partial P_2}\right)\\
&\vdots \qquad\quad \vdots \qquad\qquad \vdots\\
\frac{dJ'}{dP_m} &= 0 = \frac{dM_m}{dP_m} - \lambda\left(1 - \frac{\partial P_k}{\partial P_m}\right)\\
0 &= \sum_{i=1}^{m}(P_i) - P_T - P_k
\end{aligned}\right\} \tag{6.25}$$

(6.25) denklemlerinde λ eşitliğin sağ tarafında yalnız bırakılırsa

$$\frac{dM_i}{dP_i}\left(\frac{1}{1-\partial P_k/\partial P_i}\right) = \lambda \qquad (i = 1, 2, \ldots, m) \tag{6.26}$$

elde edilir. (6.26) denklemi, hat kayıpları göz önüne alınmış iken minimum maliyeti hesaplamaya yarar. (Hat kayıpları bir an için dikkate alınmamış olsa, (6.26) denklemi (6.8) denklemine dönüşmüş olur.)

(6.26) denkleminde parantez içindeki büyüklük "penaltı faktörü (PF)" adını alır.

$$PF_i = \left(\frac{1}{1 - \partial P_k / \partial P_i} \right) \tag{6.27}$$

$\partial P_k / \partial P_i << 1$'dir; çünkü enerji iletiminde seçilen gerilim kademeleri yüksektir, dolayısıyla faz akımları ve kayıplar düşüktür. O halde matematikten bilinen

$$\frac{1}{1-x} = 1 + x + x^2 + x^3 + \ldots \cong 1 + x \tag{6.28}$$

yaklaşıklığını (6.26) denklemine uygularsak

$$\frac{dM_i}{dP_i}\left(\frac{1}{1 - \partial P_k / \partial P_i} \right) \cong \frac{dM_i}{dP_i}\left(1 + \frac{\partial P_k}{\partial P_i} \right) \cong \lambda \tag{6.29}$$

yazılır. Böylelikle artımsal kayıpların hesabına ait yaklaşık bir bağıntı elde edilmiş olur.

$\partial P_k / \partial P_i$ büyüklüğüne (i. üniteye ait) "Artımsal Kayıplar" adı verilir. Artımsal kayıpların (6.25) denklemi yardımıyla analize yansıtılması gerekir. Yüke iletim hattı üzerinden değil de doğrudan bağlı termik üniteler için PF=1.0'dir.

Hat kayıpları göz önüne alınarak ekonomik analiz yapmak üzere, "bazı yaklaşımlar" aşağıda özetlenmiştir.

6.4.1. Artımsal kayıpların iterasyonu

(6.25) denklemi esas alınır ve P_i güçleri için başlangıç değerleri atanarak iterasyon yapılır. Yaklaşımın özeti şöyledir:

- P_i güçleri için "başlangıç değerleri" seçilir.
- Bu güçler yardımıyla "artımsal kayıplar" hesaplanır.
- Tüm değerler (6.25) denkleminde yerine konur.

- (6.23) denkleminin de yardımıyla λ ve P_i değerleri hesaplanır. Denklemler nonlineer özelliklerini kaybettiği için, lineer denklem sistemi kolaylıkla çözülür.
- Elde edilen P_i değerleri başlangıç değerine yakınsa ($P_i^{(k+1)} - P^{(k)} \leq \varepsilon$ ise) iterasyon işlemine son verilir. Aksi halde, son hesap büyüklükleri başlangıç değeri olarak atanarak iterasyona devam edilir. Başlangıç değerlerinin, çözüme yakın değerlerden -en azından kayıpların ihmal edilmiş olduğu ekonomik işletme değerlerinden- seçilmesi iterasyon sayısını azaltacaktır.

Örnek 6.7.

3 üniteli bir termik santralde, her ünite ayrı bir iletim hattı üzerinden bir bölgeyi beslemektedir. Bölgenin talep gücü 850 MW'dır (Wood and Wollenberg, 1984). Sistemdeki toplam hat kayıpları $P_k = 0.00003P_1^2 + 0.00009P_2^2 + 0.00012P_3^2$ (MW) bağıntısıyla verilmiştir; bunun anlamı her ünite ayrı bir iletim hattı üzerinden bölgeyi beslemektedir. Ünitelerin maliyet fonksiyonları ise şu şekildedir:

$$M_1 = 561 + 7.92P_1 + 0.001562P_1^2 \quad \text{USD/saat}$$

$$M_2 = 310 + 7.85P_2 + 0.00194P_2^2 \quad \text{USD/saat}$$

$$M_3 = 78 + 7.97P_3 + 0.00482P_3^2 \quad \text{USD/saat}$$

"Artımsal Kayıpların İterasyonu" yaklaşımıyla ekonomik güçleri hesaplayalım.

Söz konusu sistemde "başlangıç iterasyon" değerlerini $P_1^{(1)} = 400$ MW, $P_2^{(1)} = 300$ MW ve $P_3^{(1)} = 150$ MW seçelim. (Bu değerler, hat kayıpları göz ardı edilmişken hesaplanmış olan ekonomik güç değerleridir. Böylece iterasyon sayısının azaltılması amaçlanmıştır.)

$\partial P_k / \partial P_i$ artımsal kayıplarını hesaplayalım:

$$\frac{\partial P_k}{\partial P_1} = 2(0.00003)400 = 0.0240$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial P_2} = 2(0.00009)300 = 0.0540$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial P_3} = 2(0.00012)150 = 0.0360$$

Ayrıca sistemdeki toplam hat kayıpları

$$P_k = 0.00003(400)^2 + 0.00009(300)^2 + 0.00012(150)^2$$
$$= 15.6 \text{ MW}$$

(6.25) denklemlerine yukarıda bulduğumuz sayısal değerleri yerine yazarsak;

$$\frac{dM_1}{dP_1} = \lambda\left(1 - \frac{\partial P_k}{\partial P_1}\right) \Rightarrow 7.92 + 0.003124P_1 = \lambda(1 - 0.0240)$$
$$= \lambda(0.9760)$$

$$\frac{dM_2}{dP_2} = \lambda\left(1 - \frac{\partial P_k}{\partial P_2}\right) \Rightarrow 7.85 + 0.00388P_2 = \lambda(1 - 0.0540)$$
$$= \lambda(0.9460)$$

$$\frac{dM_3}{dP_3} = \lambda\left(1 - \frac{\partial P_k}{\partial P_3}\right) \Rightarrow 7.97 + 0.00964P_3 = \lambda(1 - 0.0360)$$
$$= \lambda(0.9640)$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = P_T(=850) + P_k(=15.6)$$

Görüldüğü gibi yukarıdaki denklemler lineer özellik taşımaktadır. Gerçekte P_k kayıp fonksiyonu (P^2)'li terimler içerdiğinden, denklem takımının nonlineer olmasına yol açacaktı; artımsal kayıpların sayısal değerlerini P_k'da yerine yazdığımız için, nonlineerlik ortadan kalkmış olmaktadır.)

Yukarıdaki denklemlerin çözümünden;

$\lambda = 9.5252$, $P_1 = 440.68$ MW, $P_2 = 299.12$ MW ve $P_3 = 125.77$ MW

bulunur.

Bulunan bu değerler başlangıç (ilk) iterasyon değerlerinden oldukça farklıdır. O nedenle bu değerler "yeni" başlangıç değerleri olarak atanır ve bir sonraki iterasyona geçilir.

Artımsal kayıpları yeniden hesap edelim:

$$\frac{\partial P_k}{\partial P_1} = 2(0.00003)\,440.68 = 0.0264$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial P_2} = 2(0.00009)\,299.12 = 0.0538$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial P_3} = 2(0.00012)\,125.77 = 0.0301$$

$$P_k = 0.00003\,(440.68)^2 + 0.00009\,(299.12)^2 + 0.00012\,(125.77)^2$$
$$= 15.78 \text{ MW}$$

Yeniden (6.25) denklemlerinde yerlerine yazarsak;

$$7.92 + 0.003124P_1 = \lambda(1 - 0.0264) = \lambda(0.9736)$$

$$7.85 + 0.00388P_2 = \lambda(1 - 0.0538) = \lambda(0.9462)$$

$$7.97 + 0.00964P_3 = \lambda(1 - 0.0301) = \lambda(0.9699)$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = P_T + P_k = 850 + 15.78$$

ve bu (lineer) denklemleri çözersek

$\lambda = 9.5275$, $P_1 = 433.94$ MW, $P_2 = 300.11$ MW ve $P_3 = 131.74$ MW

hesap edilir.

$P_i^{(k+1)} - P_i^{(k)} = \varepsilon$ eşitliği sağlanıncaya kadar iterasyona devam edilecektir. "ε yakınsama kriterinin" hangi değerde seçildiği de iterasyon sayısını etkileyecektir. Örneğin bu örnekte $\varepsilon = 1$ öngörülmüş olsaydı, 5. iterasyonda yeterli yakınsama oluşacak ve $P_1 = 435.13$ MW, $P_2 = 299.99$ MW ve $P_3 = 130.71$ MW hesaplanacaktı.

■

6.4.2. Penaltı faktörünün iterasyonu

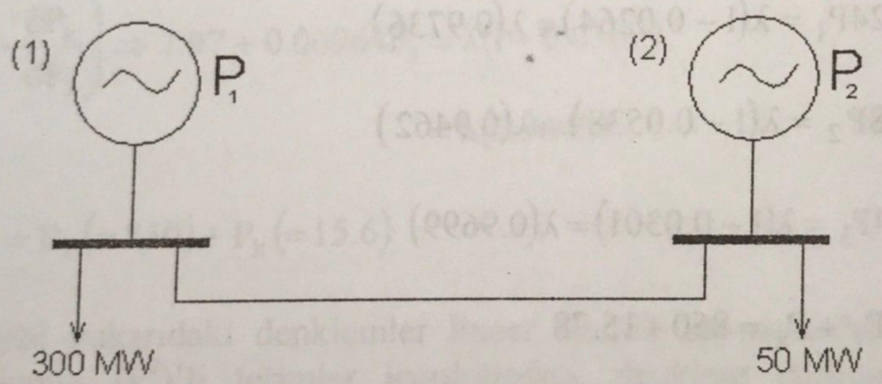
Penaltı faktörü ile artımsal maliyetin çarpımının λ'ya eşit olacağı (6.26), (6.27) ve (6.29) denklemlerinden gözlemlenebilir. λ'ya başlangıç değeri verilerek iterasyona başlanır, gerekli yakınsama oluştuğunda çözüme ulaşılmış olur.

Örnek 6.8.

Şekil 6.3'deki enerji sisteminde her iki ünite de özdeş olup maliyet fonksiyonu şöyledir:

$$M_1 = M_2 = 200 + 4.1P + 0.0035P^2 \text{ USD/saat}$$

Hat kayıpları $0.001P^2$ ile tanımlıdır; P hattan geçen gücü (MW) göstermektedir (Bergen and Vittal, 2000). Ekonomik işletme güçlerini bulalım.



Şekil 6.3 Örnek enerji sistemi

Güç akışı analizine göre, iletim hattından geçecek olan güç $P_2 - 50$ (MW) verilmiştir. Buna göre hat kayıplarının ifadesi $0.001(P_2 - 50)^2$'dir.

NOT: Güç akışı analizinde 1 ve 2 no.lu bara gerilimlerinin ($\underline{V}_1$ ve $\underline{V}_2$) değerlerine bağlı olarak, iletim hattından geçecek gücü hattın empedansı belirler. Akım $\underline{I}=(\underline{V}_i-\underline{V}_j)/\underline{Z}_{hat}$ olup güç (P) de ölçek farkıyla akıma eşdeğerdir. Güç akışı analizine göre, göre $V_2>V_1$ olduğundan 2 barasından 1 barasına doğru (P_2–50) MW güç transferi gerçekleşmektedir. Eğer $\underline{V}_1>\underline{V}_2$ olsaydı, 1 barasından 2 barasına doğru (P_1–300) MW transfer edilecekti.

1 no.lu ünite, gücünü iletim hattı üzerinden değil, doğrudan yüke verecektir. Bu nedenle 1 no.lu ünite hat kayıplarından etkilenmeyecek ve $PF_1 = 1.0$ olacaktır.

$$PF_1 = 1.0$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial P_2} = 0.002\,(P_2 - 50) = 0.002P_2 - 0.1$$

$$PF_2 = \frac{1}{1 - \partial P_k / \partial P_2} = \frac{1}{1.1 - 0.002P_2}$$

Böylece

$$\frac{dM_1}{dP_1}(PF_1) = 4.1 + 0.007P_1 = \lambda$$

$$\frac{dM_2}{dP_2}(PF_2) = (4.1 + 0.007P_2)\left(\frac{1}{1.1 - 0.002P_2}\right) = \lambda$$

yazılır. İteratif çözüm için, P ve λ değerlerini eşitliklerin sol taraflarına alırsak;

$$P_1 = \frac{\lambda - 4.1}{0.007}$$

$$P_2 = \frac{1.1\lambda - 4.1}{0.007 + 0.002\lambda}$$

bulunur. λ'ya ilk iterasyon değeri olarak 5.0 verelim. Bu durumda $P_1 = 128.6$ MW, $P_2 = 82.4$ MW ve $P_k = 1.0$ MW hesaplanır.

$P_1 + P_2 - P_k = P_T (= 300 + 50)$ eşitliğinin gerçeklenmesi gerekmektedir.

$$P_1 + P_2 - P_k = 128.6 + 82.4 - 1.0 = 210 \text{ MW} < P_T = 350 \text{ MW}$$

olduğundan iterasyona devam edilecektir. P_1 ve P_2 güçlerinin daha büyük olması gerektiği açıktır. Bunun için de, (pay'da yer alan) λ'ya 5.0'den büyük değer vermek gerekir. Birkaç iterasyonun sonunda, λ=5.694 değerinde, $P_1 = 227.72$ MW, P_2=117.65 MW, $P_k = 4.58$ MW hesaplanır. İterasyon sayısının artırılması ile daha duyarlı bir çözüme ulaşılabilir. ■

Örnek 6.9.

Maliyet fonksiyonları $M_1 = 8.1P_1 + 0.009P_1^2$ ve $M_2 = 9.0P_2 + 0.014P_2^2$ (USD/saat) olan iki termik ünite, iletim hatları üzerinden 200 MW'lık talep gücünü karşılayacaktır. $P_{BAZ} = 100$ MW baz gücüne göre yukarıdaki maliyet fonksiyonları

$$M_1 = 8.1\left(100p_1\right) + 0.009\left(100^2 p_1^2\right)$$
$$= 810p_1 + 90p_1^2$$

$$M_2 = 9.0\left(100p_2\right) + 0.0125\left(100^2 p_2^2\right)$$
$$= 900p_2 + 125p_2^2$$

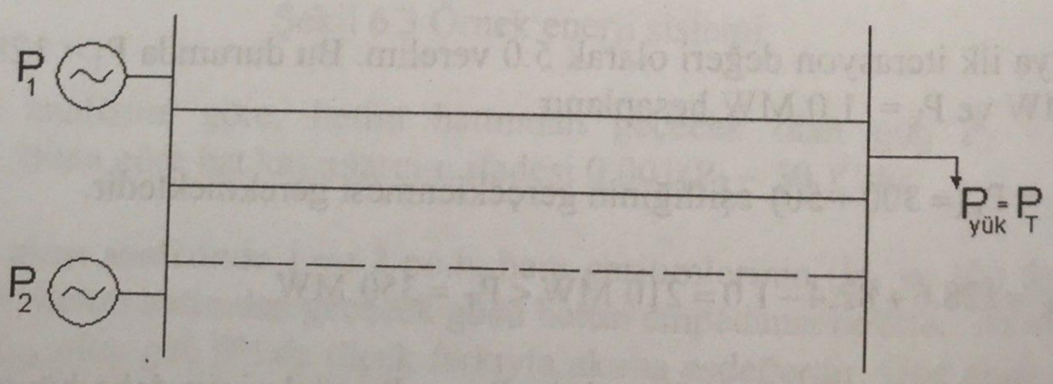
değerlerini alacaktır. Buradaki p güçleri, artık MW cinsinden değil, per-unit (pu) cinsinden yerlerine yazılacaktır. Çünkü $p = \dfrac{P}{P_{BAZ}}$ eşitliğinden $P = P_{BAZ} \times p$ yazılmıştır.

Sistemin per-unit cinsinden hat kayıpları ise

$$P_k = 0.01p_1^2 + 0.02p_2^2 + 0.015p_1p_2$$

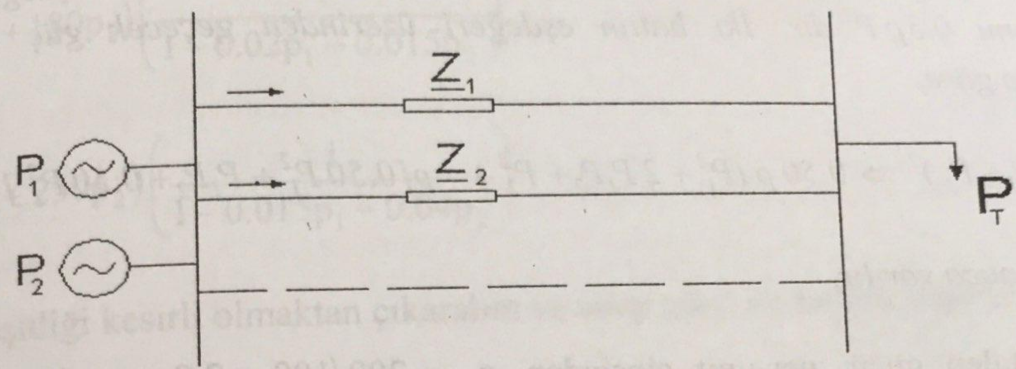
bağıntısı ile tanımlanmıştır (Del Toro, 1992). Ekonomik işletme güçlerini bulalım.

NOT:



Biçiminde (paralel) enerji iletim hatları üzerinden tüketici besleniyorsa, sistemin hat kayıpları (P_K) şöyle formüle edilebilir:

Her hattın (hava hattı veya yeraltı kablosu olabilir) uzunluğu (km) ile birim empedansı (ohm/km) çarpılarak empedansları $\underline{Z}$ (ohm) hesap edilir. Hat başı barasından verilen (P_1+P_2) gücü, iletim hatlarına nasıl pay edilecektir? P_T gücünün paralel devreler üzerindeki paylaşımı akımın paylaşımı gibi düşünüldüğünde, güç paylaşımı hatların empedans değerlerine bağlıdır.



Gerçekte paralel devreli (devrelerin aynı direk üzerinde veya yolun iki tarafındaki direkler üzerinde olduğu her iki durum için de) enerji iletim hatlarının her devresi aynı elektriksel parametrelere (R ve L) sahiptir. O halde devre sayısı d ise her devreden P_T/d gücü iletilecektir. Zaman içinde iki bara arasındaki iletim kapasitesinin artırılması gündeme geldiğinde farklı karakteristikli yeni iletim hatları devreye sokulmuş olabilir. Bu durumda devre teorisinden bilindiği üzere paralel bağlı hat empedanslarından geçecek akımlar (güçler) empedansların değerleriyle ters orantılı olacaktır. Örneğin empedansı $\underline{Z}_1$ olan hattan çekilecek güç (P_1), $\dfrac{\underline{Z}_{eş,1}}{\underline{Z}_1+\underline{Z}_{eş,1}}$ ile orantılı olacaktır.; burada $\underline{Z}_{eş,1}$, $\underline{Z}_1$ dışında kalan hat empedanslarının paralel eşdeğeridir. Benzer şekilde her devreden geçecek güçler hesaplanır ve denklem (6.22)'deki kayıp fonksiyonunda yerlerine yazılır.

Örneğin iki enerji iletim hattından oluşan bir sistemde, $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2$ ise her iletim hattından eşit miktarda güç akar. Her iletim hattının kayıp fonksiyonu da doğal olarak aynı olacaktır ($P_k = \rho P^2$).

Her hattan eşit güç iletilecek olup bu güç $0.50(P_1+P_2)$ değerindedir. O halde bileşke kayıp

$$\rho[0.50(P_1+P_2)]^2 + \rho[0.50(P_1+P_2)]^2 = \rho\left[0.50\,P_1^2 + P_1P_2 + 0.50\,P_2^2\right]$$

şeklinde hesaplanır.

Paralel iki hattın eşdeğerlerini bularak da sonuca gidebilirdik. $\underline{Z}_{eş} = \underline{Z}/2$ *olacaktır. Bunun anlamı kayıplara neden olan hattın omik direncinin de yarıya düştüğüdür.* $P_k = \rho P^2$ *ifadesindeki* ρ, *hattın karakteristik büyüklüklerini, dolayısıyla omik direncini ifade etmektedir. Omik direncin R/2 değerine düşmesi,* ρ*'nun da* $\rho/2$ *olmasına karşılıktır. O halde paralel iki hattın eşdeğer kayıp fonksiyonu* $0.5\rho P^2$*'dir. İki hattın eşdeğeri üzerinden geçecek güç* (P_1+P_2) *olduğuna göre,*

$$0.50\,\rho\,(P_1+P_2)^2 \Rightarrow 0.50\,\rho\,(P_1^2+2P_1P_2+P_2^2) = \rho[0.50\,P_1^2+P_1P_2+0.50\,P_2^2]$$

önceki sonuca varılır.

Böylece talep gücü, per-unit cinsinden $p_T = 200/100 = 2.0$ pu olacaktır. Söz konusu sistemde ekonomik işletme güçlerinin hesaplanması istenmektedir.

Artımsal maliyetleri bulalım:

$$\frac{dM_1}{dp_1} = 810 + 180p_1 \quad \text{USD/puMW-h}$$

$$\frac{dM_2}{dp_2} = 900 + 250p_2 \quad \text{USD/puMW-h}$$

Artımsal kayıpları bulalım:

$$\frac{\partial P_k}{\partial p_1} = 0.02p_1 + 0.015p_2$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial p_2} = 0.04p_2 + 0.015p_1$$

Penaltı faktörlerini (PF) bulalım:

$$PF_1 = \frac{1}{1-\partial p_k/\partial p_1} = \frac{1}{1-0.02p_1-0.015p_2}$$

$$PF_2 = \frac{1}{1-\partial p_k/\partial p_2} = \frac{1}{1-0.015p_1-0.04p_2}$$

$\lambda = $ (Artımsal Maliyet)(Penaltı Faktörü) olduğundan, λ'yı her ünite için yazalım:

$$\lambda = (810+180p_1)\left(\frac{1}{1-0.02p_1-0.015p_2}\right)$$

$$\lambda = (900+250p_2)\left(\frac{1}{1-0.015p_1-0.04p_2}\right)$$

Son iki eşitliği kesirli olmaktan çıkaralım ve talep gücü ile birlikte topluca yazalım;

$$810 = \lambda(1-0.02p_1-0.015p_2)-180p_1$$
$$900 = \lambda(1-0.015p_1-0.04p_2)-250p_2$$
$$2.0 = p_T = p_1+p_2-p_k = p_1+p_2-0.01p_1^2-0.015p_1p_2-0.02p_2^2$$

Bu denklemler nonlineer karakterlidir. (Değişkenler hem "çarpım halindedir" hem de "karesel"dir.) Yukarıdaki denklemlerde eşitliklerin sol taraflarını f_1, f_2 ve f_3 olarak tanımlayalım. Denklemler nonlineer olduğundan iteratif çözüm aranacaktır. Başlangıç için, her iki ünitenin de eşit yüklendiğini varsayarak $p_1^{(0)} = p_2^{(0)} = p_T/2 = 2.0/2 = 1.0$ pu seçelim. λ için de başlangıç değerini $\lambda^{(0)} = 1000$ seçelim. (Bilindiği gibi, λ artımsal maliyet büyüklüğü pratikte 8 ile 13 arasında değer almaktadır. Burada seçilen başlangıç değerleri ise 10'dur; baz güç 100 MW olduğundan $\lambda^{(0)} \rightarrow 10\times100 = 1000$ alınmıştır. Eğer maliyet fonksiyonlarında güçler (pu) cinsinden değil de (MW) cinsinden güçler tanımlanmış olsaydı, $\lambda^{(0)} \rightarrow 10$ alınmış olacaktı.) $p_1^{(0)}$, $p_2^{(0)}$ ve $\lambda^{(0)}$ değerleri f_1, f_2 ve f_3'de yerlerine yazıldığında aşağıdaki denklemler elde edilir:

$$f_1^{(0)} = \lambda^{(0)}\left(1-0.02p_1^{(0)}-0.015p_2^{(0)}\right)-180p_2^{(0)} = 785$$
$$f_2^{(0)} = \lambda^{(0)}\left(1-0.015p_1^{(0)}-0.04p_2^{(0)}\right)-250p_2^{(0)} = 695$$
$$f_3^{(0)} = p_1^{(0)}+p_2^{(0)}-0.01\left(p_1^{(0)}\right)^2-0.015p_1^{(0)}p_2^{(0)}-0.02\left(p_2^{(0)}\right)^2 = 1.955$$

Bir sonraki iterasyon için "Hata Vektörü"

$$[\Delta f^{(0)}] = \begin{bmatrix} 810 - f_1^{(0)} \\ 900 - f_2^{(0)} \\ 2.0 - f_3^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 810 - 785 \\ 900 - 695 \\ 2.0 - 1.955 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 25 \\ 205 \\ 0.045 \end{bmatrix}$$

hesap edilir. Çözüme ulaşılması yani iterasyonun sona ermesi için, hata vektörünün sıfıra çok yakın değerler alması gerekir (Newton-Raphson yönetimi).

Yukarıdaki $f_1^{(0)}$, $f_2^{(0)}$, $f_3^{(0)}$ denklemleri nonlineer karakterlidir; birden çok sayıdaki nonlineer denklemlerin (setin) ortak çözümü için sıkça kullanılan yaklaşım, Carl Gustav Jacob Jacobi tarafından tanımlanmış olan "Jacobian matris" kullanımıdır. Bu matrisin elemanları, değişkenlerin kısmi türevlerinin yazılmasıyla oluşturulur:

$$[J] = \begin{bmatrix} \dfrac{\partial f_1}{\partial p_1} & \dfrac{\partial f_1}{\partial p_2} & \dfrac{\partial f_1}{\partial \lambda} \\ \dfrac{\partial f_2}{\partial p_1} & \dfrac{\partial f_2}{\partial p_2} & \dfrac{\partial f_2}{\partial \lambda} \\ \dfrac{\partial f_3}{\partial p_1} & \dfrac{\partial f_3}{\partial p_2} & \dfrac{\partial f_3}{\partial \lambda} \end{bmatrix}$$

Bu kısmi türevler hesaplanırsa;

$$\frac{\partial f_1}{\partial p_1} = -0.02\lambda - 180$$

$$\frac{\partial f_1}{\partial p_2} = -0.015\lambda$$

$$\frac{\partial f_1}{\partial \lambda} = 1 - 0.02p_1 - 0.015p_2$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial p_1} = -0.015\lambda$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial p_2} = -0.04\lambda - 250$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial \lambda} = 1 - 0.015p_1 - 0.04p_2$$

$$\frac{\partial f_3}{\partial p_1} = 1 - 0.02p_1 - 0.015p_2$$

$$\frac{\partial f_3}{\partial p_2} = 1 - 0.015p_1 - 0.04p_2$$

$$\frac{\partial f_3}{\partial \lambda} = 0$$

$p_1^{(0)}$, $p_2^{(0)}$ ve $\lambda^{(0)}$ başlangıç değerleri yukarıdaki kısmi türevlerde yerlerine yazılır ve Jacobian matris $[J^{(0)}]$ oluşturulur:

$$[J^{(0)}] = \begin{bmatrix} -200 & -15 & 0.965 \\ -15 & -290 & 0.945 \\ 0.965 & 0.945 & 0 \end{bmatrix}^{(0)}$$

$[J^{(0)}]$ matrisine bağlı olarak, değişkenlere (p_1, p_2, λ) ait "düzeltme vektörü" şöyle hesaplanır:

$$[\Delta x^{(0)}] = \begin{bmatrix} \Delta p_1^{(0)} \\ \Delta p_2^{(0)} \\ \Delta \lambda^{(0)} \end{bmatrix} = \left[J^{(0)}\right]^{-1}\left[\Delta f^{(0)}\right]$$

$$= \begin{bmatrix} -0.002126 & 0.002165 & 0.630604 \\ 0.002165 & -0.00221 & 0.414251 \\ 0.630604 & 0.414251 & 137.1342 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 25 \\ 205 \\ 0.045 \end{bmatrix}$$

böylece $[\Delta x^{(0)}]$ hesaplanmış olur:

$$\left[\Delta x^{(0)}\right]=\begin{bmatrix}0.42\\-0.38\\106.86\end{bmatrix}^{(0)}$$

Buna göre, sonraki iterasyon için değişkenlere atanacak değerler şöyle olacaktır:

$$p_1^{(1)}=p_1^{(0)}+\Delta p_1^{(0)}=1.0+0.42=1.42 \quad \text{pu}$$

$$p_2^{(1)}=p_2^{(0)}+\Delta p_2^{(0)}=1.0+(-0.38)=0.62 \quad \text{pu}$$

$$\lambda^{(1)}=\lambda^{(0)}+\Delta\lambda^{(0)}=1000+106.86=1106.86 \quad \text{USD/puMW-h}$$

f_1, f_2, f_3 denklemlerine bu kez $^{(1)}$ üslü değişkenlerin değerlerini yazalım:

$$f_1^{(1)}=\lambda^{(1)}\left(1-0.02p_1^{(1)}-0.015p_2^{(1)}\right)-180p_1^{(1)}=809.53$$

$$f_2^{(1)}=\lambda^{(1)}\left(1-0.015p_1^{(1)}-0.04p_2^{(1)}\right)-250p_2^{(1)}=900.86$$

$$f_3^{(1)}=p_1^{(1)}+p_2^{(1)}-0.01\left(p_1^{(1)}\right)^2-0.015p_1^{(1)}p_2^{(1)}-0.02\left(p_2^{(1)}\right)^2=1.9989$$

Yeni "hata vektörü" şöyledir:

$$[\Delta f^{(1)}]=\begin{bmatrix}810-809.53\\900-900.86\\2.0-1.9989\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}0.47\\0.86\\0.0011\end{bmatrix}$$

Yeni Jacobian matris ise

$$[J^{(1)}]=\begin{bmatrix}-202.14 & -16.6 & 0.9623\\-16.6 & -294.276 & 0.954\\0.9623 & 0.954 & 0\end{bmatrix}^{(1)}$$

olup düzeltme vektörü de

$$\left[\Delta x^{(1)}\right]=\begin{bmatrix}\Delta p_1^{(1)}\\ \Delta p_2^{(1)}\\ \Delta\lambda^{(1)}\end{bmatrix}=\left[J^{(1)}\right]^{-1}\left[\Delta f^{(1)}\right]$$

$$=\begin{bmatrix}-0.002123 & 0.002164 & 0.630525\\ 0.002142 & -0.002183 & 0.421207\\ 0.62366 & 0.412594 & 138.123\end{bmatrix}\begin{bmatrix}0.47\\ 0.86\\ 0.0011\end{bmatrix}$$

$$=\begin{bmatrix}0.001557\\ -0.0004172\\ 0.7999886\end{bmatrix}^{(1)}$$

bulunur. Değişkenlerin yeni değeri ise

$$p_1^{(2)}=p_1^{(1)}+\Delta p_1^{(1)}=1.42+0.001557=1.42156 \quad \text{pu}$$

$$p_2^{(2)}=p_2^{(1)}+\Delta p_2^{(1)}=0.62+(-0.0004172)=0.61958 \quad \text{pu}$$

$$\lambda^{(2)}=\lambda^{(1)}+\Delta\lambda^{(1)}=1106.86+0.7999886=1107.69 \quad \text{USD/puMW-h}$$

bulunur. $[\Delta f^{(1)}]$ vektöründeki değerler, yakınsama için yeterince "küçük" olduğundan, bulunan $^{(2)}$ üslü sonuçların çözümü verdiği söylenebilir. O halde ekonomik işletme güçleri

$$P_1=1.42156\times 100=142.156 \text{ MW ve } P_2=0.61958\times 100=61.958 \text{ MW}$$

bulunur. Bu durumda $P_k=(142.156+61.958)-P_T(=200)=4.114$ MW olacaktır. λ'nın gerçek değeri ise $1107.69/100=11.077$ USD/MWh'dir. ∎

6.5. Sistemdeki Reaktif Güçler Dikkate Alındığı Durumda Ekonomik İşletme Analizi

Elektrik enerjisi üretiminde, ünitelerin (santrallerin) MW güçleri ile tanımlanmış olması, talep güçlerinin gene MW cinsinden verilmiş olması, enerji tarifesinin aktif güç cinsinden (TL/kWh) tanımlanması gibi nedenlerden dolayı, hep aktif güçlerin ekonomik değerleri hesaplanmıştı. Ancak bir enerji sisteminde tüketici baralardan reaktif güç çekildiğinden, reaktif güçlerin de ayrıca göz önüne alınması gerekir. O halde en genel ekonomik işletme analizi, P ve Q güçlerini bir arada gösteren yaklaşım olacaktır. Reaktif güçlerin dikkate alınmasıyla, sistemdeki I^2X reaktif hat kayıpları da hesaba katılmış olacaktır (X: hattın reaktansıdır; ohm/faz). Sistemdeki sınırlayıcı koşulları tanımlama ve kombine denklemleri en etkin biçimde çözme yolunda geliştirilen çeşitli yöntemlerin ve algoritmaların ismi ne olursa olsun, problemin genel adı "optimum güç akışı"dır. Karmaşık hat topolojisi ile birlikte, sınırlayıcı koşulları içeren çok sayıdaki nonlineer denklem, ancak bilgisayar destekli yöntemler ile çözülebilir. Optimum güç akışının ayrıntılı olarak anlatılması bu kitabın kapsamı dışında olduğundan, P ve Q güçlerinin birlikte dikkate alındığı bir ekonomik işletme analizi aşağıda özetlenerek verilmiştir (Gungor, 1988):

- Sistemdeki ünitelerin hepsinin termik üniteler oldukları kabul edilir.

- Analizi yapılacak olan enerji sisteminin tek-hat diyagramı ile empedans ve admitans verileri ışığında geleneksel güç akışı sonuçları sağlanır.

- Bu güç akışı sonuçlarından (üretim ve tüketim baralarındaki P ve Q güçleri yardımıyla), $P_{kayıp}$ (MW), $Q_{kayıp}$ (MVAr) ve M_{toplam}(USD/saat) büyüklükleri hesap edilir. Böylece ekonomik işletme analizi ile toplam üretim maliyetinin (M'_{toplam}) ne ölçüde azaldığı "fark" alınarak gözlenebilecektir.

- Söz konusu enerji sisteminin "Bara Admitans Matrisi [$\underline{Y}_{bara}$]" ve "Bara Empedans Matrisi [$\underline{Z}_{bara}$]" oluşturulur. Kompleks elemanlı bu matrisler, sistemin tek hat diyagramı ile empedans ve admitans verileri yardımıyla oluşturulur.

- [$\underline{Z}_{bara}$] matrisinin boyutu sistemdeki bara sayısına bağlıdır. Bu kare matrisin her elemanı, omik direnç (R) ve reaktans (X) büyüklüklerini içerir. Bir sonraki türevsel denklemlerde işlem kolaylığı sağlamak üzere, [α], [β], [τ] ve [θ] matrisleri tanımlanmıştır. Bu matrisler R ve X parametrelerini içermektedir; söz konusu matrislerin boyutları enerji sistemindeki bara sayısına eşittir. Örneğin i. satır ve k. sütun için bu matrislerin elemanları şöyle hesap edilecektir:

$$\left.\begin{aligned} \alpha_{ik} &= \frac{R_{ik}}{V_i V_k}\cos\delta_{ik} \\ \beta_{ik} &= \frac{-R_{ik}}{V_i V_k}\sin\delta_{ik} \\ \tau_{ik} &= \frac{X_{ik}}{V_i V_k}\cos\delta_{ik} \\ \theta_{ik} &= \frac{-X_{ik}}{V_i V_k}\sin\delta_{ik} \end{aligned}\right\} \tag{6.30}$$

Burada V_i ve V_k , sırasıyla i. ve k. baraların gerilim genlikleridir; $\delta_{ik} = \delta_i - \delta_k$ ise bu gerilimlerin faz açıları arasındaki farkı göstermektedir.

R_{ik} ve X_{ik}, $[\underline{Z}_{bara}] = [\underline{Y}_{bara}]^{-1}$ matrisinden okunur. $[\alpha]$, $[\beta]$, $[\tau]$ ve $[\theta]$ matrislerinin elemanları reel sayılardan oluşmaktadır.

- Kayıpların kısmi türevli ifadeleri yazılır:

$$\left.\begin{aligned} \frac{\partial P_{kayıp}}{\partial P_j} &= 2[\alpha][P] + 2[\beta][Q] \\ \frac{\partial P_{kayıp}}{\partial Q_j} &= 2[\alpha][Q] - 2[\beta][P] \\ \frac{\partial Q_{kayıp}}{\partial P_j} &= 2[\tau][P] + 2[\theta][Q] \\ \frac{\partial Q_{kayıp}}{\partial Q_j} &= 2[\tau][Q] - 2[\theta][P] \end{aligned}\right\} \tag{6.31}$$

Kısmi türevli ifadeler j. ünitenin güçlerine göre yazılmıştır.

$[\alpha]$, $[\beta]$, $[\theta]$ ve $[\tau]$ matrisleri daha önceden hesap edildiğinden, kısmi türevli ifadeler P_j ve Q_j güçlerinin fonksiyonu olarak yazılabilir.

- Sisteme ilişkin Lagrange fonksiyonları ve güç denge denklemleri topluca yazılır. Burada λ_1 aktif (I^2R) kayıplarına ilişkin Lagrange sabitini, λ_2 ise reaktif (I^2X) kayıplarına ilişkin Lagrange sabitini göstermektedir.

$$\left.\begin{aligned}
&\lambda_1\left(1-\frac{\partial P_{kayıp}}{\partial P_j}\right)-\lambda_2\frac{\partial Q_{kayıp}}{\partial P_j}=\frac{dM_j}{dP_j}\\
&\lambda_1\frac{\partial P_{kayıp}}{\partial Q_j}-\lambda_2\left(1-\frac{\partial Q_{kayıp}}{\partial Q_j}\right)=0\\
&P_{top}-P_{yük}-P_{kayıp}=0\\
&Q_{top}-Q_{yük}-Q_{kayıp}=0
\end{aligned}\right\} \tag{6.32}$$

$j = 1, 2, \ldots, m$ termik ünite sayısıdır. λ_1 ve λ_2 Lagrange çarpanlarıdır. Termik ünitelerin maliyet fonksiyonları genellikle 2. dereceden polinomla ($M_j = \alpha_j + \beta_j P_j + \gamma_j P_j^2$) modellendiği için $\dfrac{dM_j}{dP_j} = \beta_j + 2\gamma_j P_j$ yazılacaktır.

Diğer taraftan $P_{top} - P_{yük} - P_{kayıp} = 0$ ve $Q_{top} - Q_{yük} - Q_{kayıp} = 0$ güç denge denklemleri olup optimizasyon probleminin "sınırlayıcı koşulları"nı yansıtmaktadır.

- (6.31) denklemleri (6.32) denklemlerinde yerlerine yazılır. P ve Q'ların λ_1 ve λ_2 ile çarpım halinde olması, denklemleri nonlineer hale getirir.
- Bu denklemlerin iterasyon ile çözülmesi sonucu, aranan ekonomik güçler (P_1, P_2, … , P_m ve Q_1, Q_2, … , Q_m) hesaplanır. Bulunan P güçlerinin ilgili M maliyet fonksiyonlarında yerlerine konulması "ekonomik USD/saat" değerini verecektir. Bulunacak sonuç, geleneksel güç akışı ile elde edilmiş olan P'lerin kullanılmasıyla hesaplanan ilk M_{top} değerinden düşük çıkacaktır.

NOT: Optimum güç akışı problemi, burada kısaca özetlenen ve temel bağıntıları verilenin ötesinde uzun ve karmaşık bir problemdir.

NOT: [$\underline{Z}_{bara}$] ve [$\underline{Y}_{bara}$] matrisleri kompleks elemanlar içerdiğinden ve bara sayısına bağlı olarak çok sayıda nonlineer denklem ortaya çıkacağından, bilgisayar destekli çözüm gerekir.

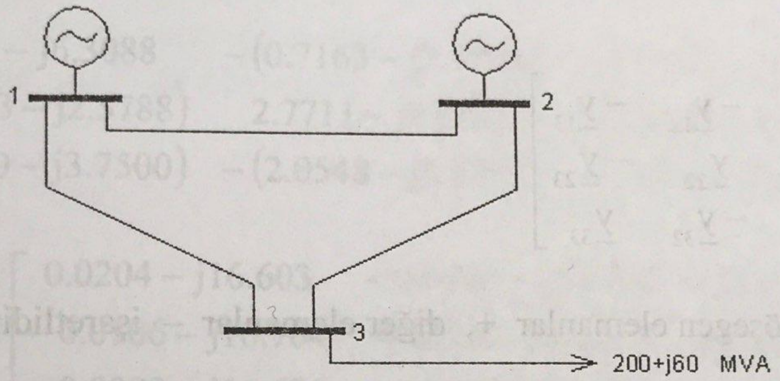
Örnek 6.10.

Şekil 6.4'deki enerji sistemi göz önüne alınmaktadır. Ünitelerin maliyet fonksiyonları aşağıda verilmiştir (Gungor, 1988):

$$M_1 = 300 + 3P_1 + 0.002P_1^2 \quad \text{USD/saat}$$

$$M_2 = 150 + 3.5P_2 + 0.003P_2^2 \quad \text{USD/saat}$$

Reaktif güçleri de dikkate alarak ekonomik işletme güçlerini bulalım.



Şekil 6.4 Örnek enerji sistemi

100 MVA baz alındığında, söz konusu enerji sistemine ait "hat" verileri şöyledir:

$\underline{z}_{12} = 0.1 + j0.36$ pu, $\underline{z}_{23} = 0.06 + j0.16$ pu, $\underline{z}_{13} = 0.08 + j0.24$ pu ve

$\underline{y}_{10} = \underline{y}_{20} = \underline{y}_{30} = j0.02$ pu (π devresi için ise j0.01 pu/bara)

Geleneksel güç akışı sonuçlarına göre, temel büyüklükler aşağıda verilmiştir:

$\underline{v}_1 = 1.0\angle 0°$ pu, $P_1 = 71.17$ MW, $Q_1 = 40.00$ MVAr

$\underline{v}_2 = 1.02\angle 1.6°$ pu, $P_2 = 150.0$ MW, $Q_2 = 73.68$ MVAr

$\underline{v}_3 = 0.843\angle -10.65°$ pu, $P_{kayıp} = 21.17$ MW, $Q_{kayıp} = 53.68$ MVAr

$M_{top} = M_1 + M_2 = 1266.13$ USD/saat

Öncelikle $[\underline{Y}_{bara}]$ matrisini oluşturalım. Bunun için tüm empedansları (z) admitanslara (y) dönüştürelim ($y = 1/z$'dir) ve $\underline{y}_{12}$, $\underline{y}_{13}$, $\underline{y}_{23}$ elemanlarını hesaplayalım. Simetri gereği $\underline{y}_{ik} = \underline{y}_{ki}$ (örneğin $\underline{y}_{12} = \underline{y}_{21}$)'dir.

$$\underline{y}_{12} = \frac{1}{\underline{z}_{12}} = \frac{1}{0.1 + j0.36} = \frac{1}{0.3736\angle 74.48°} = 2.6766\angle -74.48°$$
$$= 0.7163 - j2.5788 \quad \text{pu}$$

$$\underline{y}_{13} = \frac{1}{\underline{z}_{13}} = 1.2500 - j3.7500 \quad \text{pu}$$

$$\underline{y}_{23} = \frac{1}{\underline{z}_{23}} = 2.0548 - j5.4795 \quad \text{pu}$$

$$\left[\underline{Y}_{bara}\right] = \begin{bmatrix} \underline{y}_{11} & -\underline{y}_{12} & -\underline{y}_{13} \\ -\underline{y}_{21} & \underline{y}_{22} & -\underline{y}_{23} \\ -\underline{y}_{31} & -\underline{y}_{32} & \underline{y}_{33} \end{bmatrix}$$

biçimindedir. Köşegen elemanlar $+$, diğer elemanlar $-$ işaretlidir.

Köşegen elemanların tek hat diyagramına bakılarak ayrıca hesaplanması gerekir. Örneğin $\underline{y}_{11}$, 1 no.lu baraya bağlı elemanlarının tümünün admitansları toplamını göstermektedir Buna göre,

$$\underline{y}_{11} = \frac{1}{\underline{z}_{12}} + \frac{1}{\underline{z}_{13}} + \underline{y}_{10}$$

($\underline{y}_{10}$: 1 barasının toprağa göre kaçak admitansını göstermektedir.)

$$= (0.7163 - j2.5788) + (1.2500 - j3.7500) + j0.01 + j0.01$$
$$= 1.9663 - j6.3088 \quad \text{pu}$$

NOT: Enerji sisteminde baralar birer düğüm noktasıdır, bu nedenle baralarda birleşen kollar birbirine göre paralel konumdadır. Paralel kolların eşdeğer admitansı, kolların admitanslarının fazör toplamına eşittir.

$$\underline{y}_{22} = \frac{1}{\underline{z}_{12}} + \frac{1}{\underline{z}_{23}} + \underline{y}_{20}$$

$$= (0.7163 - j2.5788) + (2.0548 - j5.4795) + j0.02$$

$$= 2.7111 - j8.0383 \quad \text{pu}$$

$$\underline{y}_{33} = \frac{1}{\underline{z}_{13}} + \frac{1}{\underline{z}_{23}} + \underline{y}_{30}$$

$$= (1.2500 - j3.7500) + (2.0548 - j5.4795) + j0.01 + j0.01$$

$$= 3.3048 - j9.2095 \quad \text{pu}$$

Tüm y_{ii} ve y_{ik} elemanları hesaplandığına göre $[\underline{Y}_{bara}]$ şöyle oluşturulur:

$$[\underline{Y}_{bara}] = \begin{bmatrix} 1.9663 - j6.3088 & -(0.7163 - j2.5788) & -(1.2500 - j3.7500) \\ -(0.7163 - j2.5788) & 2.7711 - j8.0383 & -(2.0548 - j5.4795) \\ -(1.2500 - j3.7500) & -(2.0548 - j5.4795) & 3.3048 - j9.2095 \end{bmatrix}$$

$$[\underline{Z}_{bara}] = [\underline{Y}_{bara}]^{-1} = \begin{bmatrix} 0.0204 - j16.603 & -0.0106 - j16.704 & -0.0088 - j16.696 \\ -0.0106 - j16.704 & 0.0176 - j16.616 & -0.0060 - j16.683 \\ -0.0088 - j16.696 & -0.0060 - j16.683 & 0.0157 - j16.624 \end{bmatrix}$$

böylece

$$[\underline{Z}_{bara}] = \begin{bmatrix} R_{11} + jX_{11} & R_{12} + jX_{12} & R_{13} + jX_{13} \\ R_{21} + jX_{21} & R_{22} + jX_{22} & R_{23} + jX_{23} \\ R_{31} + jX_{31} & R_{32} + jX_{32} & R_{33} + jX_{33} \end{bmatrix}$$

genel formatına göre ortaya çıkmış olmaktadır. Kompleks sayılardan oluşan matrisin tersi (inversi) skaler sayılardan oluşan matrisin tersi gibi hesaplanır.

(6.30) denklemleri ile $[\alpha]$, $[\beta]$, $[\tau]$ ve $[\theta]$ matrislerin elemanlarını hesaplayalım:

$$\alpha_{11} = \frac{R_{11}}{V_1^2}\cos(0) = 0.0204$$

$$\alpha_{12} = \frac{R_{12}}{V_1 V_2}\cos(\delta_1 - \delta_2) = \frac{-0.0106}{(1)(1.02)}\cos(0 - 1.6^\circ) = -0.0104$$

$$\beta_{23} = \frac{-R_{23}}{V_2 V_3}\sin(\delta_2 - \delta_3) = \frac{-0.0060}{(1.02)(0.843)}\sin(1.6^\circ + 10.65^\circ) = 0.0015$$

$$\tau_{31} = \frac{X_{31}}{V_3 V_1}\cos(\delta_3 - \delta_1) = \frac{-16.696}{(0.843)(1)}\cos(-10.65^\circ - 0) = -19.474$$

$$\theta_{32} = \frac{-X_{32}}{V_3 V_2}\sin(\delta_3 - \delta_2) = \frac{-(-16.683)}{(0.843)(1.02)}\sin(-10.65^\circ - 1.6^\circ) = -4.1182$$

Tüm α_{ik}, β_{ik}, τ_{ik}, ve θ_{ik} elemanları hesaplandıktan sonra $[\alpha]$, $[\beta]$, $[\tau]$ ve $[\theta]$ matrisleri oluşturulur. Örnek enerji sisteminde üç bara bulunduğundan söz konusu matrislerin boyutları da (3×3) olacaktır:

$$[\alpha] = \begin{bmatrix} 0.0204 & -0.0104 & -0.0102 \\ -0.0104 & 0.0170 & -0.0069 \\ -0.0102 & -0.0069 & 0.0222 \end{bmatrix}$$

$$[\beta] = \begin{bmatrix} 0 & -0.0003 & 0.0019 \\ 0.0003 & 0 & 0.0015 \\ -0.0019 & -0.0015 & 0 \end{bmatrix}$$

$$[\tau] = \begin{bmatrix} -16.603 & -16.370 & -19.474 \\ -16.370 & -15.970 & -18.971 \\ -19.474 & -18.971 & -23.418 \end{bmatrix}$$

$$[\theta] = \begin{bmatrix} 0 & -0.4561 & 3.6627 \\ 0.4561 & 0 & 4.1182 \\ -3.6627 & -4.1182 & 0 \end{bmatrix}$$

Kayıpların kısmi türevli (6.31) denklemlerini yazalım:

$$\frac{\partial P_{kayıp}}{\partial P_j} = 2[\alpha]\,[P] + 2[\beta]\,[Q]$$

$$= 2\begin{bmatrix} 0.0204 & -0.0104 \\ -0.0104 & 0.0170 \end{bmatrix}\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \end{bmatrix} + 2\begin{bmatrix} 0 & -0.0003 \\ 0.0003 & 0 \end{bmatrix}\begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \end{bmatrix}$$

$$=\begin{bmatrix} 0.0408P_1 - 0.0208P_2 - 0.0006Q_2 \\ -0.0208P_1 + 0.034P_2 + 0.0006Q_1 \end{bmatrix}$$

Termik üniteler, 1 ve 2 no.lu baralarda yer almaktadır (m=2); o halde j→1 ve 2'dir.

$$\frac{\partial P_{kayıp}}{\partial Q_j} = 2[\alpha][Q] - 2[\beta][P]$$

$$= 2\begin{bmatrix} 0.0204 & -0.0104 \\ -0.0104 & 0.0170 \end{bmatrix}\begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \end{bmatrix} - 2\begin{bmatrix} 0 & -0.0003 \\ 0.0003 & 0 \end{bmatrix}\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \end{bmatrix}$$

$$\frac{\partial Q_{kayıp}}{\partial P_j} = 2[\tau][P] + 2[\theta][Q]$$

$$= 2\begin{bmatrix} -16.603 & -16.370 \\ -16.370 & -15.970 \end{bmatrix}\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \end{bmatrix} + 2\begin{bmatrix} 0 & -0.4561 \\ 0.4561 & 0 \end{bmatrix}\begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \end{bmatrix}$$

$$\frac{\partial Q_{kayıp}}{\partial Q_j} = 2[\tau][Q] - 2[\theta][P]$$

$$= 2\begin{bmatrix} -16.603 & -16.370 \\ -16.370 & -15.970 \end{bmatrix}\begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \end{bmatrix} - 2\begin{bmatrix} 0 & -0.4561 \\ 0.4561 & 0 \end{bmatrix}\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \end{bmatrix}$$

Son olarak (6.32) denklemleri oluşturulursa (j→1 ve 2);

$$\lambda_1\left(1 - \frac{\partial P_{kayıp}}{\partial P_1}\right) - \lambda_2 \frac{\partial Q_{kayıp}}{\partial P_1} = \beta_1 + 2\gamma_1 P_1 = \frac{dM_1}{dP_1}$$

$$\lambda_1\left(1 - \frac{\partial P_{kayıp}}{\partial P_2}\right) - \lambda_2 \frac{\partial Q_{kayıp}}{\partial P_2} = \beta_2 + 2\gamma_2 P_2 = \frac{dM_2}{dP_2}$$

$$\lambda_1 \frac{\partial P_{kayıp}}{\partial Q_1} - \lambda_2\left(1 - \frac{\partial Q_{kayıp}}{\partial Q_1}\right) = 0$$

$$\lambda_1 \frac{\partial P_{kayıp}}{\partial Q_2} - \lambda_2\left(1 - \frac{\partial Q_{kayıp}}{\partial Q_2}\right) = 0$$

$P_{top} = P_1 + P_2$, $Q_{top} = Q_1 + Q_2$, $P_{yük} = 200$ MW, $Q_{yük} = 60$ MVAr, $P_{kayıp}$=21.17 MW ve $Q_{kayıp}$=53.68 MVAr olduğuna göre, güç denge denklemleri yazılabilir:

$$P_{top} - P_{yük} - P_{kayıp} = 0$$
$$Q_{top} - Q_{yük} - Q_{kayıp} = 0$$

Sayısal değerler yerlerine konulursa aşağıdaki nonlineer denklemler elde edilir:

$$(1 - 0.0408P_1 + 0.0208P_2 + 0.0006Q_2)\lambda_1 + (33.206P_1 + 32.74P_2 + 0.9122Q_2)\lambda_2$$
$$= 3 + 0.004P_1$$

$$(1 + 0.0208P_1 - 0.034P_2 - 0.0006Q_1)\lambda_1 + (32.74P_1 + 31.94P_2 + 0.9122Q_1)\lambda_2$$
$$= 3.5 + 0.006P_2$$

$$(0.0408Q_1 - 0.0208Q_2 + 0.0006P_2)\lambda_1 - (1 + 33.206Q_1 + 32.74Q_2 - 0.9122\,P_2)\lambda_2 = 0$$

$$(-0.0208\,Q_1 + 0.034Q_2 - 0.0006P_1)\lambda_1 - (1 + 32.74Q_1 + 31.94Q_2 + 0.9122\,P_1)\lambda_2 = 0$$

$$P_1 + P_2 - 200 - 21.17 = 0$$
$$Q_1 + Q_2 - 60 - 53.68 = 0$$

Bu 6 nonlineer denklemin iteratif çözümünden;

$P_1 = 154.62$ MW, $P_2 = 69.75$ MW, $Q_1 = 27.6$ MVAr, $Q_2 = 96.7$ MVAr,

$P_{kayıp} = 24.17$ MW, $Q_{kayıp} = 64.3$ MVAr ve $M'_{top} = 1219.66$ USD/saat

hesaplanır. $M'_{top} = 1219.66 < M_{top} = 1266.13$ USD/saat çıkmıştır.

Bir başka deyişle, geleneksel güç akışı yerine ekonomik (optimum) güç akışı ile enerji üretim maliyeti 45.5 USD/saat azalmıştır. ■

NOT: Termik ünitelerin maliyet fonksiyonları ve talep gücü dikkate alınarak, bazı ünitelerin devre dışına alınması söz konusu olabilir; örneğin talep gücünün düşük olduğu saatlerde pahalı üretim yapan termik ünitelerin devre dışına alınması uygun olur. Bir termik ünitenin (generatörün) devre dışı iken üretim yapmak üzere devreye alınması sırasında oluşan maliyete "devreye alma maliyeti" adı verilir. Termik üniteler iki şekilde devre dışına alınabilir:

- *Birinci yol, generatörün şebeke ile bağlantısı kesildikten sonra türbinin soğumaya bırakılmasıdır. Eğer ortam sıcaklığına kadar soğuyan türbin yeniden ısıtılıp devreye alınırsa, buna "soğuk konumda devreye alma" adı verilir. Devreye alma maliyeti, devreye alındığı andaki m_0 gibi sabit bileşen ile üstel olarak artan bir diğer bileşenin toplamına eşittir:*

  $m_0 + m(1 - e^{-\alpha T})$

  Üstel bileşenin değişim hızı, türbinin devrede olmadığı süreye ve türbinin karakteristik parametrelerine bağlıdır.

- *İkinci yol, türbini çalışmaya hazır konumda bırakmaktır. Bu durumda generatörün şebekeyle bağlantısı kesildiği anda, türbinin soğumasına izin verilmez. Generatörün devreye alınması kolaylaşır, kısa süreli devreye girip çıkmalarda bu yol tercih edilir. Devreye alma maliyeti, türbinin çalışmaya hazır konumda kaldığı süre içinde katlanılan maliyet (türbinin sıcak tutulmasının maliyeti) ile çalışmaya hazır konumda tutulduğu sürenin çarpılması sonucu hesaplanır.*

Aslında termik ünitelerin ekonomik analizi yapılırken, tıpkı hat kayıpları, reaktif güçler, P_{min} - P_{max} sınırları gibi, devreye alma maliyetinin de ayrı bir "sınırlayıcı koşul" olarak hesaplara katılması düşünülebilir. Ancak devreye alma maliyetinin ağırlığı, daha önce sözü edilen sınırlayıcı koşulların ağırlığı yanında oldukça zayıf kaldığından, hiç dikkate alınmaması çok büyük hata oluşturmayacaktır.

6.6. Hidroelektrik Santrallerin Ekonomik İşletme Büyüklükleri

Termik santraller için tanımlanan maliyet fonksiyonlarına benzer şekilde, hidroelektrik santraller için de maliyet fonksiyonu tanımlanabilir. Hidroelektrik santrallerde yakıt maliyeti bulunmamakla birlikte, santralin girdisi "su" ve çıktısı "elektrik gücü" olduğu için, suyun debisi (q) ile hidroelektrik güç (P_h) arasında tanımlanan matematiksel ilişkiden yararlanılabilir:

$$q = \alpha + \beta P_h + \gamma P_h^2 \qquad \text{(milyon ft}^3\text{/h veya m}^3\text{/s)} \tag{6.33}$$

(NOT: 1 ft(foot)=0.3048 m ve 1 milyon ft³/h=7.87 m³/s'dir.) Bir enerji sisteminde i = 1, 2, … , m tane termik ünite ve i = 1, 2, … , n tane hidrolik ünite bulunuyor olsun. Söz konusu enerji sistemine ait ekonomik işletmeyi yansıtan denklemler, termik ve hidrolik ünitelerin ekonomik işletme denklemlerinin birleşimi olarak yazılabilir; buna "Hidro-termal ekonomik işletme denklemleri" adı verilir.

Termik üniteler için $\lambda = dM/dP$ (USD/MWh) idi. Hidrolik üniteler için de benzer biçimde bir eşitlik yazılabilir:

olabilmektedir. Türkiye'nin linyit rezervi toplamı 8.3 milyar ton olup bunun 2.5 milyar tonu TKİ'ye, 3.8 milyar tonu EÜAŞ'a ve 2 milyar tonu da özel sektöre aittir.

Yakıt maliyeti ton, kg ve m^3 başına "YTL" veya "USD" cinsinden ifade edilebilir. Nakliye ve sigorta maliyeti yakıt fiyatına eklenir. Petrol ve doğalgazın uzun boru hatları ile santrale ulaştırılması halinde, boru hattının çeşitli maliyetleri yakıt fiyatına eklenir. Kömür ve petrolün deniz yoluyla (tankerler ile) ulaştırılmasında da benzer durum geçerlidir. Kömür, santrallere deniz yolu ve demiryolu ile taşınabilir.

Termik santralin yıl boyunca E (kWh/yıl) elektrik enerjisi üretebilmesi için gerekli yakıt miktarı

$$\text{Yıllık yakıt miktarı} = \frac{q \times E}{H_u} \tag{6.41}$$

olacaktır. Yıllık yakıt maliyeti ise

$$\text{Yıllık yakıt maliyeti} = \text{Yıllık yakıt miktarı} \times \text{Yakıt birim fiyatı} \tag{6.42}$$

ile hesap edilir. Kömürün birim fiyatı USD bazında ise, genellikle yıl boyunca sabittir. Sigorta ve nakliye risklerinin artması veya dünya enerji fiyatlarındaki aşırı oynaklık yakıt fiyatının değişmesine yol açabilir. Dünyadaki enerji fiyatları için referans ham petrol fiyatları (USD/varil)'dir; doğalgaz ve kömür fiyatları da ham petrol fiyatları ile yakından ilgilidir. Kömür fiyatları için, ABD, Avustralya ve Güney Afrika piyasaları referans alınır. Mevsimsel ve uluslararası faktörler enerji fiyatlarını etkiler. Eğer yakıtın birim fiyatı TL bazında ise, gerek enflasyon gerekse kur ayarlamaları sonucu iç piyasada yıl içinde sabit kalması düşünülemez (bkz. **EK 6**).

Yakıt fiyatı yıl içinde belirli aralıklarla (t_1 - t_2; t_2 - t_3; t_3 - t_4; …) değişiklik göstermiş ise, yıllık yakıt maliyeti şöyle bulunabilir:

$$\text{Yıllık yakıt maliyeti} = \sum_{j=1}^{\tau} (\text{Yakıt miktarı})_j \times (\text{Yakıt birim fiyatı})_j \tag{6.43}$$

τ, yıl içinde ortaya çıkan (zamlı) yakıt fiyatlarının sayısı olup her dilimde üretilen elektrik enerjisi için gerekli yakıt miktarı j indisi ile gösterilmiştir.

Elektrik üretiminde kullanılan yakıtların fiyatları yıllara göre artış göstermiştir. Yakıt fiyatlarının (USD/tke) (= USD/1 ton kömür eşdeğeri) cinsinden beşer yıllık (1990, 1995, 2000) değişimi şöyledir:

Yakıtın cinsi	1990	1995	2000
Buhar kömürü	32.0	62.7	50.2
Fuel-oil	172.4	127.3	148.0
Doğalgaz	110.6	126.1	128.8

Örneğin doğalgaz fiyatları son yıllarda çok büyük değişiklik göstermektedir. Rusya'nın 2005 yılı için doğalgaz satış fiyatları Avusturya'ya 221, Romanya'ya 214, Almanya'ya 200 ve Polonya'ya 120 USD/1000 m^3 iken, 2006 yılı için aynı ülkelere sırasıyla 260, 250, 255, 200 USD/1000 m^3 olarak gerçekleşmiştir. Ülkemiz doğalgazı; Rusya hattından, İran'dan ve Mavi Akım hattından, ayrıca sıvılaştırılmış olarak da Cezayir ve Nijerya'dan satın almaktadır.

NOT: Sıvılaştırılmış doğalgaz "LNG" şöyle elde edilir: doğalgaz atmosferik basınçta –125 ºC'ye kadar soğutulduğunda sıvı hale geçer. Bir birim hacim doğalgaz buharlaştırıldığında yaklaşık 600 birim hacim doğalgaz elde edilir.

Ülkemizde doğalgaz alımı ve dağıtımı BOTAŞ tarafından yürütülmekte olup illerde doğalgazın tüketicilere dağıtım işini belediyeler üstlenmektedir. BOTAŞ'ın herhangi bir dönemde değişik kaynaklardan farklı miktarlarda ($Q_1, Q_2, \ldots, Q_n$) ithal ettiği doğalgazın fiyatları ($p_1, p_2, \ldots, p_n$) ise, bu dönemdeki ortalama doğalgaz (ithalat) fiyatı

$$(Q_1 p_1 + Q_2 p_2 + \ldots + Q_n p_n) / (Q_1 + Q_2 + \ldots + Q_n) \quad USD/m^3 \text{ olacaktır.}$$

Denklem (6.41)'deki elektrik enerjisi E, yıl boyunca ortalama bir büyüklüğü ifade etmektedir. E aşağıdaki bağıntıdan bulunmaktadır:

$$E = 8760 \times P \times m \quad (\text{kWh/yıl}) \tag{6.44}$$

NOT: Bir santralin çıkış gücü (net gücü) "P" şebekeye (tüketicilere) verilen güç anlamındadır. Buna karşılık santralin üretim yapabilmesi için gerekli olan bir "iç ihtiyaç gücü ($P_{iç}$)" söz konusudur. Örneğin termik santrallerde, aydınlatma, ısıtma, havalandırma, soğutma, su pompaları, yakıt pompaları, kondensasyon pompaları, besleme suyu pompaları, fanlar, kompresörler, vinç tesisleri, asansörler, yürüyen bantlar, tahrik sistemleri, cüruf kırma makineleri, kül temizleme pompaları, kül nakil tesisleri, vb. için iç ihtiyaç gücüne gerek duyulur. Hidroelektrik santrallerde ise, yağlama, soğutma, basınçlı hava tesisleri, kontrol tesisleri için iç ihtiyaç gücüne gerek vardır. İç ihtiyaç gücü, santral tipine göre değişiklik gösterir ve çıkış gücünün belirli bir yüzdesi cinsinden tanımlanır. Örneğin termik santrallerde yaklaşık (%3…%5)P, hidrolik santrallerde yaklaşık 0.01P, nükleer santrallerde ise (%5…%10)P düzeyindedir. Yenilenebilir enerji santrallerindeki (rüzgar, güneş, vb.) iç ihtiyaç güçleri ihmal edilebilecek kadar küçüktür. Herhangi bir santralde, iç ihtiyaç gücünün ihmal edilemediği durumda, santralin yıllık yakıt maliyeti hesaplanırken, (6.44) bağıntısında E yerine $8760\times(P+P_{iç})\times m = 8760\times P_S\times m$ yazılacaktır. P_S santralin üretim gücüdür.

Bir santralin güce bağlı olarak, birim yapım maliyeti (USD/kW) ve yıllık birim işletme-bakım maliyeti (USD/kW-yıl) verilmiş ise, gerek santralin yapım maliyetini gerekse santralin yıllık işletme-bakım maliyetini hesaplarken, santralin net gücü P (kW) kullanılır:

- Santralin yapım maliyeti = P (kW)×(USD/kW) (USD)
- Yıllık işletme-bakım maliyeti = P (kW)×(USD/kW-yıl) (USD/yıl)

olacaktır.

Santralin işletilmesi sırasında eskiyen, yıpranan veya arıza yapan parçaların onarılması veya değiştirilmesi, tesislerin temiz tutulması, gerekli yerlerin silinmesi, yağlanması, boyanması, özetle bakıma tabi tutulması kaçınılmazdır. Bu sırada hem gerekli malzeme hem de işçilik için maliyetler ortaya çıkar. Örneğin termik santrallerde yakıt nakil tesislerinin bakımı, soğutma ve besleme suyu için dinlendirme ve temizleme tesislerinin işletilmesi, kazanların temizlenmesi ve onarımı, ızgaraların ve ocak kısımlarının temizlenmesi, kızgın buhar borularının yenilenmesi, boru donanımının bakımı, buhar türbini parçalarının sağlanması, yatakların yenilenmesi, vb. işletme-bakım maliyetleri kapsamına girer. Hidroelektrik santrallerde ise, türbin kanatlarının yenilenmesi, kapakların sızdırmazlığının sağlanması, kanalların temizlenmesi işletme-bakım maliyetlerinden bazılarıdır. İdari ve teknik personele ödenen ücretler, büro ve kırtasiye, haberleşme aydınlatma, ısıtma, vb. maliyetler de aynı kapsamda değerlendirilebilir (Bayram, 1978). Elektrik santrallerinin yıllık işletme-bakım maliyeti kısaca "O&M maliyeti" olarak tanımlanır (Operation&Maintenance cost).

Termik santrallerin üstün yanları arasında; günün her saatinde gerekli olacak elektrik enerjisinin üretilebilmesi, üretimin kontrol edilebilmesi (türbine gönderilen buhar veya yakıt miktarı ayarlanarak santral çıkışında istenilen P gücünün elde edilebilmesi), yerli kömür, linyit, petrol ve doğalgaz kaynaklarının kullanılabilmesi, büyük güçteki santrallerin yapılabilmesi ve yakıtın taşınabildiği her yere kurulabilmesi gösterilebilir. Sakıncalı yanları ise, bacadan çıkan karbon oksitlerinin havadaki su buharı ile birleşerek asit yağmurları oluşturması, toprağın, havanın ve suyun kirlenmesi, insan sağlığı ve çevredeki bitki-orman örtüsü bakımından ortaya çıkan olumsuzluklar, baca gazı filtrelerinin arızalı olduğu dönemlerde enerji üretiminin kesilmesi sayılabilir.

NOT: Bir santralde üretilen elektrik enerjisinin $E = 8760 \times P \times m$ (kWh/yıl) bağıntısı ile hesaplanabilmesi için, şu kabuller geçerli olmalıdır:

- Trafo ve şebekeye bağlantı hatlarındaki I^2R kayıpları ihmal edilmiştir,
- Santralin yıl boyunca kesintisiz biçimde üretim yapacağı (güvenilirliğinin %100 olduğu) öngörülmüştür.

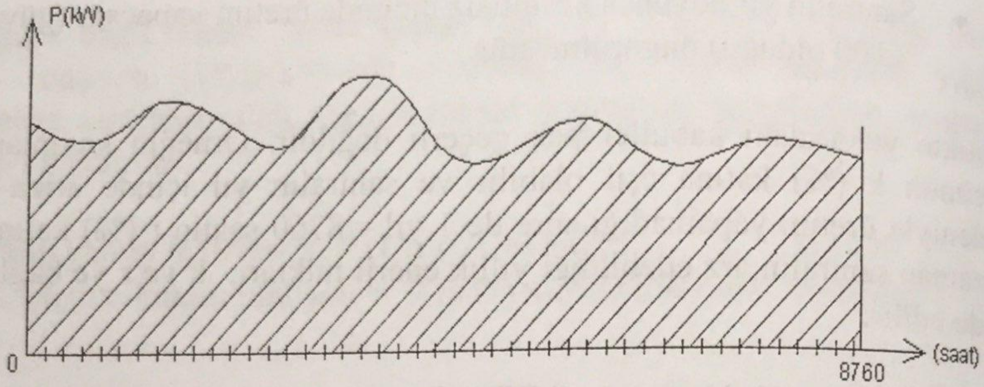
Pratikte yukarıdaki kabuller pek geçerli değildir. Örneğin kayıplar santral çıkış gücünün k (%) katına eşit olabilir ve santralin yıl içinde arıza-bakım-onarım nedeniyle üretim yapamadığı süre de 1 yıl = 8760 saatin r (%) katına eşit olabilir. O zaman santralin arz edebildiği yıllık enerji miktarı, k ve r'ye bağlı olarak, şöyle ifade edilir:

$$E = 8760 \times P \times m \times (1-k) \times (1-r) \quad \text{(kWh/yıl)} \qquad (6.44.a)$$

"TEİAŞ Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması (2005-2020)", mevcut termik santrallerin zorunlu devre dış olma olasılığını %10 kabul etmiştir. Ülke genelinde sağlanamayan enerji maliyeti, belli bir miktar elektrik enerjisinin sunulamaması durumunda ülke ekonomisine getireceği zararı yansıtmaktadır. Sanayide 1000 USD'lik katma değer için 1100 kWh enerji tüketiliyor varsayımından hareketle, sunulamayan 1 kWh enerjinin ülkeye maliyeti 1 USD/kWh alınmıştır. Ulusal ölçekte "yükü karşılayamama olasılığı (LOLP = Loss of Load Probability)" bir yıldaki yükün belli bir bölümünün karşılanamadığı saatlerin toplamının yıllık toplam saate oranı olarak tanımlanan bir endeks olup, sistem güvenilirliğini kontrol eden kısıtlardan biridir. TEİAŞ'ın adı geçen çalışmasında güvenilir enerji yedeğinin %2 ve üstünde olması dikkate alındığından LOLP endeksi bu kriteri sağlayacak şekilde tanımlanmıştır.

P santralin anma gücü (MW) ve m yıllık yük faktörüdür ($m < 1$'dir). Santralin günlük yüklenmesi, bölgesel, mevsimsel, vb. koşullara bağlı olarak tüketicilerin güç talebine göre değişir. Ulusal Elektrik Kuruluşu, değişik gözlem noktalarında günlük-aylık-yıllık enerji tüketim (yüklenme) verilerini kayıt etmektedir. Bu veriler santrallerin yük faktörlerinin kestiriminde çok yardımcı olur. Ayrıca ulusal enerji politikaları çerçevesinde ülkenin gelecekteki enerji ihtiyacı, nüfus artışı öngörüsü ve sanayileşme ile paralel belirlenir. Bu konudaki simülasyon sonuçlarına göre 10-20 yıl sonraki ulusal güç ihtiyacı ortaya çıkar. Buradan mevcut kurulu güce 10-20 yıl içinde eklenmesi gereken santral gücü ve bir plan çerçevesinde adım adım devreye sokulacak santraller belirlenebilir.

Bir santral günde 24 saat, yılda 365 gün anma gücüyle yüklenmiş olsa, yük faktörü (m) 1'e eşit olur. Pratikte bu pek mümkün olmaz; rüzgar ve güneş santrallerinde m, 1'den çok küçük değerler alır. Yaz aylarında HES tipi santrallerin düşük kapasite ile çalıştırılması, yağışlı mevsimlerde yakıt maliyeti yüksek olan termik santrallerin kapasitesinin düşürülmesi, vb. nedenlerden dolayı m çok değişkendir; nükleer santrallerde ise m, 1'e yakın değerde tutulur. İstatistiksel veriler yardımıyla çizilmiş bir yıllık yüklenme eğrisi P = f(t) Şekil 6.9'da gösterilmiştir.



Şekil 6.9 Tipik bir yıllık yüklenme eğrisi

"Taralı alan" yıllık enerji miktarına eşittir; bu enerji çok sayıda santral tarafından sağlanmış olabilir. Söz konusu taralı alan, P(t) denkleminin bilinmesi durumunda $\int_0^{8760} P(t)dt$ integrali ile kolaylıkla hesaplanabilir. Ancak P(t) denkleminin bilinmemesi durumunda ölçekli çizilmiş yüklenme eğrisi dilim dilim düşey dikdörtgenlere ayrılır ve bu dikdörtgenlerin alanları toplanır. Buna göre;

- P_o (ortalama güç) = (Taralı alan)/8760 eşitliği ile hesaplanır.
- P_p (puant = maksimum güç) eğri üzerinden okunur.
- $m = P_o/P_p$ eşitliğinden hesap edilir. m, yıl boyunca o bölge için ortalama bir değeri göstermektedir.
- P_p yerine, santrallerin iç ihtiyaç güçlerini dikkate alarak, P_S güçlerini kullanacak olursak, $n = P_o / \Sigma P_S$ oranına "faydalanma katsayısı" adı verilir. Bununla birlikte, çoğu kez faydalanma katsayısı "n" yerine yüklenme katsayısı (yük faktörü) "m" kullanılır.
- Artık yıllarda 24×366=8784 saat/yıl olmasına karşılık ekonomik analizlerde 24×365=8760 saat/yıl esas alınır.

NOT: "TEİAŞ Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması (2005-2020)" projeksiyonunda, 2005-2020 dönemini kapsayan Uzun Dönem Üretim Planlama Çalışması iki talep serisi üzerinden yapılmıştır. İncelenen Talep Tahmin Serileri MAED Modeli sonuçlarından alınmıştır. Bu model kullanılarak Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı enerji talep serilerini, TEİAŞ ise elektrik enerjisi talep tahmininden ve ülke elektrik enerjisi tüketim eğrilerinden hareketle puant güç talep serilerini hazırlamıştır. 2005-2020 döneminde elektrik enerjisi talebinde yıllık ortalama artış Senaryo 1'e göre %7.9, Senaryo 2'ye göre ise %6.4'dür.

d) *Tüketici tesislerindeki ihtiyacı olan elektrik enerjisinin bir kısmını aynı tesis içinde bulunan bağlı olduğu otoprodüktör santralinden, bir kısmını TEDAŞ'tan karşılayan müşterinin talebi halinde reaktif enerji tarifesine girip girmeyeceğinin değerlendirilmesi, alıcı durumundaki tesislerin YG ortak girişinde tesis edilecek aktif ve reaktif enerji sayaçlarının kaydettiği değerler üzerinden yapılır. Değerlendirme sonucunda tesisin çektiği aktif enerjinin 0.33 katı kadar reaktif enerji çekmesi halinde reaktif enerji bedeli alınmaz. Bu sınır aşılırsa, iletim sisteminden çektiği ve üretim santrali dahil tesislerin YG girişinde bulunan ve satışa esas olan sayaçlardan reaktif enerji sayacının kaydettiği değerin tamamına reaktif enerji tarifesi uygulanır.*

6.8. Hatların ve Trafoların Kayıp Enerji Maliyetleri

Sanayide üç fazlı elektrik kullanımı yaygın olduğuna göre, aşağıdaki yüklenme çeşitleri ile karşılaşılabilir:

- "A": Yük akımları dengeli ve sinüsoidal
- "B": Yük akımları dengesiz ve sinüsoidal
- "C": Yük akımları dengeli ve harmonikli
- "D": Yük akımları dengesiz ve harmonikli

Hat kayıpları bakımından en düşük değer "A"da, en yüksek değer ise "D"de ortaya çıkar. Trafo sargı kayıpları, aynen hat kayıpları gibi hesaplanır ve yüklemenin türü ile ilgilidir. Trafo nüve kayıpları ise, yüklenmeden bağımsız olup gerilim ile ilgilidir. Uygulamada trafo uçlarındaki gerilimin dengeli, sinüsoidal ve sabit değerde olduğu kabul edildiğinden, etiketi üzerindeki "demir (boşta) kayıpları"nın esas alınması yeterlidir. Kayıplar (kW) ile enerji tarifesinin (TL/kWh) çarpımı "kayıp enerji maliyetini" verir.

Hat kayıpları "I^2R" şu bağıntılar yardımıyla hesaplanır:

- <u>"A" için hat kayıpları:</u>

$$\text{Hat kayıpları} = 3\sum_{j=1}^{n} I_j^2 R_j \qquad (6.68)$$

Burada; n fabrika iç fiderlerinin (radyal, dalbudak) sayısı, R_j her bir fiderin AC omik direnci (ohm/faz), I_j her bir fiderden geçen akımdır (A).

- <u>"B" için hat kayıpları:</u>

a, b ve c faz sırasını göstermek üzere,

$$\text{Hat kayıpları} = \sum_{j=1}^{n} (I_a^2 + I_a^2 + I_a^2) R_j + \sum_{j=1}^{n} I^2_{\text{nötr } j} R_{\text{nötr } j} \qquad (6.69)$$

hesaplanır. Her fazın "kompleks" görünen gücü, sırasıyla $\underline{S}_a$, $\underline{S}_b$ ve $\underline{S}_c$ (VA) ise, $\underline{S} = \underline{V}\,\underline{I}^*$ eşitliğinden

$$\left.\begin{aligned} \underline{I}_a &= \left[\frac{\underline{S}_a}{\underline{V}_a}\right]^* \\ \underline{I}_b &= \left[\frac{\underline{S}_b}{\underline{V}_b}\right]^* \\ \underline{I}_c &= \left[\frac{\underline{S}_c}{\underline{V}_c}\right]^* \end{aligned}\right\} \qquad (6.70)$$

ile bulunur. * işareti kompleks ifadenin eşleniğini göstermektedir. V faz-nötr gerilimidir; fazlararası gerilimin $1/\sqrt{3}$ katına eşittir. Nötr akımı faz akımlarının fazör büyüklüklerinin toplamına eşittir:

$$\underline{I}_{\text{nötr}} = \underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c \qquad (6.71)$$

$R_{\text{nötr}}$, nötr iletkenin AC direncidir (ohm).

- "C" için hat kayıpları:

Yük akımı harmonik (distorsiyon) içeriyorsa, frekansı 50 Hz olan bir şebekede temel bileşenin yanı sıra bunun tam tek katları (150, 250, 350, … , h×50 Hz) şeklinde tek harmonik bileşenler ($\upsilon = 3, 5, 7, 9, \ldots, h$) ortaya çıkar. Burada h maksimum harmonik derecesini göstermektedir. Harmoniklerin oluşumuna etki eden çok neden varsa da, en önemli neden bazı yüklerin empedensının lineer olmamasıdır (ark ocakları, yarı iletken elemanlar, vb). Bozulmuş sinüs dalgasının harmonikleri, Fourier analizi ile veya harmonik analizörle (doğrudan ölçülerek) bulunabilir. Her harmonik, 50 Hz'in katı frekansta birer sinüsoidal dalgadır. υ harmonik derecesi arttıkça harmoniğin genliği (etkinliği) azalır.

$$\text{Hat kayıpları} = 3\sum_{j=1}^{n}\left(\sum_{\upsilon=1}^{h} I_\upsilon^2\right)_j R_j + \sum_{j=1}^{n}\left(\sum_{\upsilon=1}^{h} 3I^2_{6\upsilon-3}\right)_j R_{\text{nötrj}} \qquad (6.72)$$

şeklinde yazılır. Bu bağıntıda hattın omik direncinin harmonik frekanstan etkilenmediği, deri etkisinin ihmal edilebilir olduğu kabul edilmiştir ($R_\upsilon \approx R$). $I_{6\upsilon-3}$, 3 ve 3'ün katı harmonik akımları (I_3, I_9, I_{15}, I_{21}, …) göstermektedir.

NOT: Bir dalga periyodik değilse, 50 Hz'in katı frekansta harmoniklerin yanı sıra, "ara harmonikler" (67 Hz, 139 Hz, vb.) ve "alt harmonikler" (46 Hz, 21 Hz, vb.) ortaya çıkabilir. Geçici olaylar ve çok özel yükler dışında, akım dalgaları periyodik özellik taşırlar ve Fourier analizinden bilinen 50 Hz'in tam katı harmoniklerin dikkate alınması yeterli görülür.

- <u>"D" için hat kayıpları:</u>

Hem harmonikler ($\upsilon = 1, 2, \ldots, h$) hem de akımların dengesizliği ($I_a \neq I_b \neq I_c$) söz konusu ise

$$\text{Hat kayıpları} = \sum_{j=1}^{n}\left[\left(\sum_{\upsilon=1}^{h} I_{a\upsilon}^2\right)_j + \left(\sum_{\upsilon=1}^{h} I_{b\upsilon}^2\right)_j + \left(\sum_{\upsilon=1}^{h} I_{c\upsilon}^2\right)_j\right] R_j + \sum_{j=1}^{n} I_{\text{nötr}j}^2 R_{\text{nötr}j} \qquad (6.73)$$

ile hesaplanır. Burada j. fiderin nötr iletkeninden geçen akımın fazör ifadesi

$$\underline{I}_{\text{nötr}j} = \sum_{\upsilon=1}^{h}\left(\underline{I}_{a\upsilon} + \underline{I}_{b\upsilon} + \underline{I}_{c\upsilon}\right)_j \qquad (6.74)$$

olup, (6.73) denklemindeki $I_{\text{nötr}j}$ akımının değeri $\underline{I}_{\text{nötr}j}$ akımının modülüne eşittir.

- <u>Trafo için sargı (bakır) kayıpları:</u>

Yukarıdaki dört yüklenme (A, B, C, D) için, fabrika iç hatlarına yönelik kayıplar hesap edilmiştir. Aynı bağıntılar trafo sargıları için de geçerlidir; çünkü bakır sargı da bir omik dirence sahiptir.

Denklem (6.68), (6.69), (6.72) ve (6.73)'de;

$\sum_{j=1}^{n}$ ve $R_{\text{nötr}}$ kaldırılırsa ve R_j yerine R_{TR} (trafo sayısı direnci) konulursa,

trafo için "sargı kayıpları" bulunmuş olur.

R_{TR} "trafonun etiketi"ne bakarak hesaplanır (*):

$$R_{TR} = \frac{P_{cu} U^2}{S_{TR}^2} \quad \text{(ohm/faz)} \tag{6.75}$$

P_{cu} "etiket bakır kayıpları (kW), U "etiket" sekonder faz arası gerilimi (kV), S_{TR} "etiket" anma gücüdür (MVA).

NOT: Kayıpların Δt zaman dilimindeki yansıması "kayıp enerji miktarı" olup TL/kWh aktif enerji tarifesi ile çarpıldığında kayıp maliyeti bulunmuş olur.

NOT: Firmalar reaktif güç kompanzasyonu yapmakla (güç katsayısını 0.95'e veya gelecek yıllarda 0.98'e çıkarmakla) yükümlüdür. Bu nedenle yükün çektiği reaktif güç (Q) çok azalacağından, akımın genliği düşer ve kayıplar da azaltılmış olur.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U} = \frac{\left(P^2 + Q^2\right)^{1/2}}{\sqrt{3}U} \approx \frac{P}{\sqrt{3}U} \tag{6.76}$$

NOT: Ülkemizde henüz zorunlu olmamakla birlikte harmoniklerin belirli düzeyin altında tutulması, işletmelerin de yararınadır. Harmonikleri süzmek için filtre devrelerinden yararlanılır. İki tip filtre vardır:

- Pasif (geleneksel) filtre: R-L-C elemanlarının değerleri uygun seçilerek rezonans devresi oluşturulur ve υ. harmonik süzülür. Süzülecek harmonik sayısı kadar pasif filtre, her faz ile nötr arasına bağlanır.
- Aktif (elektronik) filtre: Olabilecek tüm harmonikleri süzer; her harmonik için ayrı filtre kullanmaya gerek yoktur. Buna karşılık maliyeti yüksektir.

NOT: Gerek reaktif güç kompanzasyonunun gerekse harmonik filtrenin sabit ve değişken maliyetleri vardır. Bu elemanların 0…N aralığında yıllık maliyetleri (YEM) hesaplanır, böylece yıllık getirileri (sağladıkları kazanç) ile ilgili ekonomik karşılaştırma yapılabilir.

NOT: İşletmenin yük faktörü (veya kapasite kullanım oranı) yük akımının değerini doğrudan etkiler. Anma yüküne $(m = 1.00)$ ilişkin hat kayıpları hesaplanmış ise, herhangi bir yüklenme oranı $(m < 1.00)$ için hat kayıpları (m^2) ile orantılıdır.

(*) veya $R_{TR} = u_R \frac{U^2}{S_{TR}}$ bağıntısıyla hesaplanabilir. $u_R = \frac{P_{cu}(kW)}{S_{TR}\ (kVA}$ (%)'dir.

Listede bulunmayan trafolar için trafoların fabrika test değerleri baz alınarak, aşağıdaki formül uyarınca hesaplanacak kayıp katsayıları uygulanacaktır.

TKK (Trafo Kayıp Katsayısı) şu formülle hesaplanır:

$$TKK = \left[\left(P_{fe} + P_{cu}\left(\frac{E}{T \times S_n \times \cos\varphi}\right)^2\right) \times T\right] / E \tag{6.77}$$

Burada;

P_{fe} : boştaki trafo kayıplarını (kW),
P_{cu} : yükteki trafo kayıplarını (kW),
E : trafodan aktarılan aylık enerji miktarını (kWh),
S_n : trafonun nominal gücünü (kVA),
T : aylık saat miktarını (h),
$\cos\varphi$: güç faktörünü,
göstermektedir.

Hat Kayıp Katsayısı (HKK) ise şu formüle göre hesap edilecektir:

$$HKK = \left[\left(\frac{E}{T \times U \times \cos\varphi}\right)^2 \left(\frac{\rho \times L}{d \times q}\right) \times T\right] / E \tag{6.78}$$

Burada;

ρ : kullanılan iletkenin özdirencini (ohm-mm^2/m),
L : hattın uzunluğunu (m),
q : hattın kesitini (mm^2),
E : hattan geçen aylık enerji miktarını (kWh),
U : hat gerilimini (kV),
d : hattın devre sayısını (tek devreli hat için d=1, çift devreli hat için d=2),
T : aylık saat miktarını (h),
$\cos\varphi$: güç faktörünü,
göstermektedir (1040 sayılı EPDK Kararı).

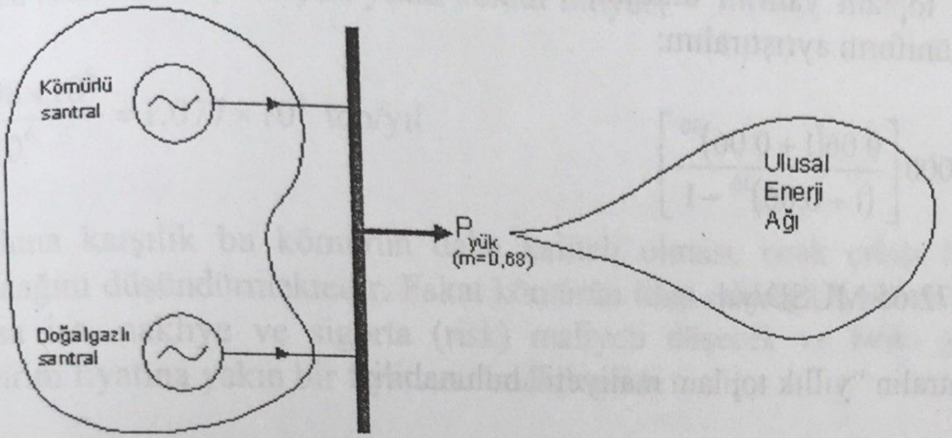
<u>Örnek 6.12.</u>

Ulusal enerji ağına elektrik enerjisini sağlayan iki santral aynı alanda kurulmuş bulunmaktadır:

Kömüre dayalı termik santral: 500 MW, verim %35, ithal kömürün alt ısı değeri 6×10^6 kcal/ton, kömürün (nakliye ve sigorta dahil) maliyeti

68 USD/ton, santralin toplam (keşif+kredi faizi+eskalasyon) yatırım tutarı 1000 MUSD, ömür 30 yıl, yıllık işletme-bakım maliyeti 80 USD/kW.

- Doğalgaza dayalı kombine çevrim santrali: 540 MW, verim %55, doğalgazın alt ısı değeri 8700 kcal/Nm^3, doğalgazın maliyeti 0.1 USD/m^3, santralin toplam yatırım tutarı 800 MUSD, ömür 25 yıl, yıllık işletme-bakım maliyeti 60 USD/kW.



Şekil 6.10 Örnek 6.12 için şematik gösterim

Yük faktörü 0.68 ve paranın değerleme oranı %6/yıl alınacaktır. Buna göre iki santralden üretilip ulusal enerji ağına verilen elektrik enerjisinin ortalama birim maliyetini bulalım.

- <u>Kömüre dayalı termik santral:</u>

Yıllık elektrik enerjisi üretimi, denklem (6.44) ile

$$E = 8760 \times 500 \times 10^3 \times 0.68 = 2.98 \times 10^9 \text{ kWh/yıl}$$

Santralin yıllık kömür ihtiyacı, sırasıyla denklem (6.40) ve (6.41) ile

$$\text{Özgül ısı tüketimi} = \frac{860}{\eta} = \frac{860}{0.35} = 2457 \text{ kcal/kWh}$$

$$\text{Yıllık kömür ihtiyacı} = \frac{2457 \times 2.98\,10^9}{6\,10^6} = 1.22 \times 10^6 \text{ ton/yıl}$$

Kömür maliyetinin (ocak çıkışında, nakliye aşamasında ve sigortalanmasında) yıl içinde değişmediği varsayımı ile yıllık kömür maliyeti

$$1.22\,10^{6} \times 68 = 82.96 \times 10^{6} \text{ USD/yıl} = 82.96 \text{ MUSD/yıl}$$

Yıllık işletme-bakım maliyeti

$$80\,(\text{USD/kW}) \times 500 \times 10^{3}\,(\text{kW}) = 40 \text{ MUSD/yıl}$$

Santralin toplam yatırım tutarını, %6/yıl değerleme oranı üzerinden N = 30 yıl boyunca üniform ayrıştıralım:

$$\text{YEM} = 1000\left[\frac{0.06(1+0.06)^{30}}{(1+0.06)^{30}-1}\right]$$

$$= 72.65 \text{ MUSD/yıl}$$

Artık santralin "yıllık toplam maliyeti" bulunabilir:

$$82.96 + 40 + 72.65 = 195.61 \text{ MUSD/yıl}$$

Santralin yıl boyunca ürettiği enerjinin birim maliyeti ise

$$= \frac{195.61\ (\text{MUSD/yıl})}{2.98 \times 10^{9}\ (\text{kWh/yıl})}$$

$$\cong 0.066 \text{ USD/kWh}$$

elde edilir.

NOT: Santralin yatırım tutarını 30 yıl için üniform olarak ayrıştırırken i=%6 alınmıştır. Bu değer bir öngörüdür ve yatırım sermayesinin bir anlamda fırsat maliyetidir. Santralin işletmecisi değerleme oranını daha büyük veya daha küçük seçebilirdi. Örneğin i'=%5/yıl öngörülmüş olsaydı,

$$\text{YEM}' = 1000\left[\frac{0.05(1+0.05)^{30}}{(1+0.05)^{30}-1}\right]$$

$$= 65.05 \text{ MUSD/yıl}$$

ve enerjinin birim maliyeti de

$$\frac{82.96+40+65.05}{2.98\times10^{9}}=0.063 \text{ USD/kWh}$$

bulunacaktı. Ya da i"= %7/yıl seçilmiş olsaydı, bu kez birim enerji maliyeti 0.068 USD/kWh olacaktı.

NOT: Alt ısı değeri daha yüksek (örneğin $H'_u = 6.8\times10^6$ kcal/ton) olan kömür X ülkesinden ithal edilmiş olsaydı, yıllık kömür ihtiyacı

$$\frac{2457\times2.98\times10^{9}}{6.8\times10^{6}}=1.077\times10^{6} \text{ ton/yıl}$$

olacaktı. Buna karşılık bu kömürün daha kaliteli olması, ocak çıkışı fiyatının yüksek olacağını düşündürmektedir. Fakat kömürün ithal edildiği X ülkesi ile olan mesafe kısa ise, nakliye ve sigorta (risk) maliyeti düşecek ve belki gene 68 USD/ton birim fiyatına yakın bir fiyattan alınabilecekti.

- <u>Doğalgaza dayalı kombine çevrim santrali:</u>

Yıllık elektrik enerjisi üretimi

$$E=8760\times540\times10^{3}\times0.68=3.22\times10^{9} \text{ kWh/yıl}$$

$$\text{Özgül ısı tüketimi}=\frac{860}{0.55}=1564 \text{ kcal/kWh}$$

$$\text{Yıllık doğalgaz ihtiyacı}=\frac{1564\times3.22\times10^{9}}{8700}=579\times10^{6} \text{ m}^3\text{/yıl}$$

Doğalgaz maliyetinin (boru hattı veya gemi taşımacılığı maliyetinin) yıl içinde değişmediği varsayımı ile doğalgaz maliyeti 0.1 UDS/m^3=sabit alınmıştır. Böylece yıllık doğalgaz maliyeti

$$579\,10^{6}\times0.1=57.9\times10^{6} \text{ USD/yıl}=57.9 \text{ MUSD/yıl}$$

Yıllık işletme-bakım maliyeti

$$60\times540\times10^{3}=32.4 \text{ MUSD/yıl}$$

bulunur.

Santralin toplam yatırım tutarını %6/yıl değerleme oranı üzerinden $N = 25$ yıl boyunca üniform ayrıştıralım:

$$YEM = 800\left[\frac{0.06(1+0.06)^{25}}{(1+0.06)^{25}-1}\right]$$

$$= 62.58 \text{ MUSD/yıl}$$

Santralin "yıllık toplam maliyeti"

$$57.9 + 32.4 + 62.58 = 152.88 \text{ MUSD/yıl}$$

Santralin yıl boyunca ürettiği enerjinin birim maliyeti

$$\frac{152.88}{3.22\times10^9} \cong 0.047 \text{ USD/kWh}$$

bulunur. Her iki santralin ulusal enerji ağına sağladığı elektrik enerjisinin ortalama birim fiyatı (maliyeti)

$$f_{ort} = \frac{0.066\times500 + 0.047\times540}{500+540}$$

$$= 0.056 \text{ USD/kWh } (= 5.6 \text{ cent/kWh})$$

bulunur. Burada doğalgazdan üretilen elektrik enerjisinin birim fiyatının kömürden üretilen elektrik enerjisinden daha ucuz olduğu görülmektedir. Bunun nedeni doğalgaz fiyatının 0.1 USD/m^3=100 USD/1000 m^3 alınmasıdır. Oysa 2007 yılında doğalgaz fiyatlarının dünya ortalaması 200 USD/1000 m^3 değerinin altına düşmemiştir.

NOT: Yük faktörü $m = 0.68$, santrallerin planlanması sırasında yapılan projeksiyonu yansıtmaktadır. Santraller devreye girdikten itibaren t. yılda, daha ucuz elektrik enerjisi üreten hidrolik veya nükleer santralin yapımı tamamlanıp devreye sokulması sonucu, söz konusu (500+540) MW'lık santrallerin daha düşük kapasitede (örneğin gündüz saatlerindeki güç ihtiyacını karşılamada) kullanılması halinde, $E_{(t)} = (m'/0.68)E$ değerini alacaktır. ■

Örnek 6.13.

Otoprodüktör olarak bir akarsu üzerinde kurulacak olan küçük bir hidroelektrik santralin birim yatırım maliyetinin 2000 USD/kW, yıllık işletme-bakım maliyetinin ise 50 USD olacağı tahmin edilmektedir. Projeye göre, debi 8 m^3/s, düşü 40 m, verim %30 ve yük faktörü %35 olacaktır. Santral yalnızca bahar aylarında üretim yapabilmektedir. Üretilecek elektrik enerjisinin birim maliyetini bulalım.

Sırasıyla denklem (6.46.a) ve (6.46.c) yardımıyla

$$P = 9.81 \times 8 \times 40 \times 0.30 = 942 \text{ kW}$$

$$E = 8760 \times 942 \times 0.35 = 2.89\,10^6 \text{ kWh/yıl}$$

Yıllık işletme-bakım maliyeti: $50 \times 942 = 47100$ USD/yıl

Santralin yatırım tutarı: $942 \times 2000 = 1.88 \times 10^6$ USD = 1.88 MUSD

Santralin ömrü 20 yıl ve i = %6/yıl kabul edilirse

$$YEM = 1.88\left[\frac{0.06(1+0.06)^{20}}{(1+0.06)^{20}-1}\right] = 0.164 \text{ MUSD/yıl}$$

Santralin "yıllık toplam maliyeti"

$$47100\,10^{-6} + 0.164 = 0.21 \text{ MUSD/yıl}$$

Birim enerji üretim maliyeti, denklem (6.45) ile

$$\frac{0.21(\text{MUSD/yıl})}{2.89\,10^6(\text{kWh/yıl})} = 0.072 \text{ USD/kWh}$$

NOT: t. yılda kurak geçen ayların sonucunda, suyun potansiyeli azalacaktır; örneğin debi: 6 m^3/s olsaydı denklem (6.46.a) ile $P_{(t)}$=706 kW bulunacaktı. (Debiye bağlı olarak verim de biraz düşebilir ancak burada $\eta = \%30 =$ sabit kabul edilmiştir.) Yıllık işletme-bakım maliyeti, proje öngörüleri cinsinden hesap edildiğinden değişmeyecektir. Santralin YEM değeri gene proje öngörüleri cinsinden hesaplanmış olup değişmeyecektir. Santral bahar aylarında aynı işletme süresince (T) üretim yapıyor olsun. Daha önceki yıllık işletme süresi şöyle bulunur: $(942 \times T)/(942 \times 8760)=0.35$ eşitliğinden T=3066 saat/yıl'dır. Kurak yıl için de işletme süresinin T=3066 saat/yıl olduğu kabul edilsin. Kurak yıldaki enerji miktarı

$E_{(t)}$=706 (kW)×3066 (saat/yıl)=2.16×10^6 kWh/yıl

t. yılda santralin ürettiği elektrik enerjisinin birim fiyatı ise

$$\frac{0.21\times10^6}{2.16\times10^6}=0.097 \text{ USD/kWh}$$

gibi oldukça yüksek bir değere ulaşacaktır. Su potansiyelinin (debinin) %25 azalması, enerji üretim maliyetinin %34 artmasına yol açmaktadır. ■

Örnek 6.14.

Yıllık eşdeğer maliyeti 95 USD/kW-yıl olan bir rüzgar santralinin projesinde şu bilgiler yer almaktadır:

- "Gerekli minimum rüzgar hızı/bölgedeki ortalama rüzgar hızı" oranı=2.2
- Yıllık işletme-bakım maliyeti, yatırım maliyetinin %5'ine eşittir.
- Santralin ömrü 20 yıl, gücü 200 kW, öngörülen değerleme oranı ise %6/yıl'dır.

Santralde üretilen elektrik enerjisinin birim maliyeti hesap edilecektir.

Tablo 6.5 yardımıyla "K" katsayısını belirleyelim. "2.2 oranı" Tablo 6.5'de 2 ile 2.5 aralığında kalmaktadır. Lineer enterpolasyon uygulanırsa

$$\frac{(2.5-2)}{(1.6-1.45)}=\frac{(2.2-2)}{x} \quad \Rightarrow \quad x=0.06 \text{ ve } K=1.45+0.06=1.51 \text{ bulunur.}$$

Denklem (6.48) ile

$$\text{Yük faktörü } m=\left(\frac{1}{2.2}\right)^3\times1.51=0.142$$

Yıllık elektrik enerjisi üretimi, denklem (6.50) ile

$$E=8760\times200\times0.142=248784 \text{ kWh/yıl}$$

YEM = 95 USD/kW-yıl olduğuna göre

$$=95\times200=19000 \text{ USD/yıl}$$

Başlangıç (tesis =yatırım) maliyeti, (P/A,%i,N)=(P/A,%6,20) eşitliğinden

$$19000\left[\frac{(1+0.06)^{20}-1}{0.06(1+0.06)^{20}}\right]=217930\ \text{USD}$$

bulunur.

Buradan yıllık işletme-bakım maliyeti

$$217930\times 0.05=10897\ \text{USD/yıl}$$

olacağından santralin birim üretim maliyeti

$$\frac{19000+10897}{248784}=0.12\ \text{USD/kWh}$$

elde edilir. Değerleme oranının farklı (örneğin %5/yıl veya %7/yıl) öngörülmesi halinde YEM de değişecektir. (P/A,%i,N) yardımıyla yeni YEM'leri bulabiliriz. P=217930 USD başlangıç maliyeti değişmeyecek, i'ye bağlı olarak YEM'ler değişecektir. i=%5/yıl için YEM=87.5 USD/kW-yıl ve i=%7/yıl için YEM=102.8 USD/kW-yıl hesaplanır. Değerleme oranındaki küçük bir değişiklik YEM üzerinde ne kadar bir değişime yol açmaktadır? Bu soru duyarlılık analiziyle cevaplandırılabilir. $(\Delta i)/\Delta YEM=(i_2-i_1)/(YEM_2-YEM_1)$ eşitliği ile, %5–%6 ve %7–%6 arasındaki duyarlılıkların aritmetik ortalaması 0.0013 bulunur.

NOT: t. yıl boyunca, bölgedeki ortalama rüzgar hızı %10 zayıflamış olsaydı,

[gerekli rüzgar hızı/bölgedeki ortalama rüzgar hızı]$_{(t)}$

$$=2.2\left[\frac{1}{1-0.1}\right]=2.44$$

değerini alacaktır.

Tablo 6.5 yardımıyla enterpolasyon yapılacak olursa K ≅ 1.58 hesaplanır.

$$m_{(t)}=\left[\frac{1}{2.44}\right]^3\times 1.58\cong 0.109$$

ve yıllık elektrik enerjisi üretimi

$$E_{(t)}=8760\times 200\times 0.109=190968\ \text{kWh/yıl}$$

bulunur. t. yılın elektrik enerjisi üretim maliyeti

$$\frac{19000+10897}{190968}=0.156\ \text{USD/kWh}$$

bulunur. Rüzgar potansiyelinin %10 zayıflaması, enerji üretim maliyetinin %30 artmasına yol açmaktadır.

■

Örnek 6.15.

10 MW gücündeki bir güneş santralinin enerji üretim maliyeti hesap edilecektir. Santralin birim ekipman maliyeti 2500 USD/kW, ömrü 10 yıl, verimi %30 ve değerleme oranı da %6/yıl'dır. Santralin kurulacağı bölgedeki arsa fiyatı 10 USD/m^2 olduğuna göre üretilecek elektrik enerjisinin birim maliyetini bulalım.

NOT: Güneş ışınlarını toplayacak aynalar için güç kapasitesinin (net) 0.285 kW/m^2 olduğu, 1 m^2'lik ayna için 10 m^2'lik alana ihtiyaç bulunduğu, bölgedeki ışınım enerjisinin (dört mevsimin ortalaması) 2200 kWh/m^2-yıl düzeyinde olacağı bildirilmektedir.

Toplam ayna yüzeyi, %10 pay ile

$$\frac{10\,10^3(\text{kW})\times 1.1}{0.285(\text{kW/m}^2)}=38597\ \text{m}^2$$

Toplam alan (arsa) ihtiyacı, diğer ekipman için de %50 pay ayrılarak

$$38597\ (\text{m}^2)\times 10\ (\text{m}^2/\text{m}^2)\times 1.50=578955\ \text{m}^2$$

Gerekli alan (arsa) maliyeti

$$578955\ (\text{m}^2)\times 10\ (\text{USD/m}^2)=5789550\ \text{USD}$$

Santralin (ayna ve generatör için) ekipman maliyeti

$$2500\ (\text{USD/kW})\times 10\times 10^3\ (\text{kW})=25\times 10^6\ \text{USD}$$

Santralin toplam yatırım tutarı

$$5789550+25\times 10^6=30.79\ \text{MUSD}$$

$$YEM = 30.79\left[\frac{0.06(1+0.06)^{10}}{(1+0.06)^{10}-1}\right]$$

$$= 4.183 \text{ MUSD/yıl}$$

Bulunur. 38597 m^2'lik toplam ayna yardımıyla üretilecek enerji miktarı, 2200 kWh/m^2-yıl ışınım potansiyeli ve %30 verim üzerinden

$E = 2200 \times 38597 \times 0.30 = 25.47 \times 10^6$ kWh/yıl

ve üretilecek elektrik enerjisinin birim maliyeti

$$\frac{4.183 \times 10^6 \,(\text{USD/yıl})}{25.47 \times 10^6 \,(\text{kWh/yıl})} = 0.164 \text{ USD/kWh}$$

elde edilir.

NOT: t. yılda bulutlu günlerin çokluğu nedeniyle istatistiksel ışınım potansiyeli (2200 kWh/m^2) %10 zayıflamış olsa,

$E_{(t)} = (0.90 \times 2200) \times 38597 \times 0.30 = 22.93 \times 10^6$ kWh/yıl

ve t. yıldaki birim maliyeti

$$\frac{4.183 \times 10^6 \,(\text{USD/yıl})}{22.93 \times 10^6 \,(\text{kWh/yıl})} = 0.182 \text{ USD/kWh}$$

bulunacaktı. Bu da enerji maliyetinin %10 artması demektir.

Tesis kamu arazisi üzerine kurulmuş olsaydı, arsa maliyeti sıfır gibi gözükse de, "fırsat maliyeti" bakımından gene dikkate alınması gerekirdi. ■

Örnek 6.16.

1400 MW net gücündeki bir nükleer santralin birim enerji üretim maliyeti hesap edilecektir. Birim yatırım tutarı 3000 USD/kW, ekonomik ömür 40 yıl, değerleme oranı %6/yıl alınacaktır. Zenginleştirilmiş uranyumun fiyatı 1500 USD/kg, yanma oranı 33000 MW/ton, verim %34, yüklenme faktörü %85, özgül güç 36 MW/ton'dur. Kullanılmış yakıtın depolanması için 1 kWh'lik enerji maliyetine

0.004 USD eklenecektir. Yıllık işletme-bakım maliyeti 70 USD/kW olup, geçici yakıt depolama maliyetini, personel ve yedek parça maliyetlerini içermektedir. Santralin ekonomik ömrünün sonunda kapatma maliyeti, 3000 USD/kW'ın içinde gözetilmiştir. Nükleer risk sigortası da 70 USD/kW'ın içindedir. Nükleer santralin birim enerji üretim maliyetini bulalım.

Nükleer santrallerde net gücün (yaklaşık) %5'i kadar, "iç tüketim gücü" gerekir. O halde santralin yakıt tüketimi bakımından göz önüne alınacak güç, brüt güç 1.05(1400) = 1470 MW'dır. Denklem (6.55) ile

$$\text{İlk yakıt yükü} = \frac{\text{Brüt güç}(\text{MW})}{\text{Özgül güç}(\text{MW/ton}) \times \text{Verim}(\%)}$$

$$= \frac{1470}{36 \times 0.34} = 120.1 \ \text{ton (zenginleştirilmiş U)}$$

İlk yakıt yükü maliyeti

$$120.1 \times 10^3 (\text{kg}) \times 1500 (\text{USD/kg}) = 180.2 \times 10^6 \ \text{USD}$$

olup bu maliyet ilk yatırım maliyetine eklenir. Denklem (6.60) ile

$$\text{Yıllık yakıt tüketimi} = \frac{\text{Brüt güç}(\text{MW}) \times \text{Yük faktörü}(\%) \times 365}{\text{Verim}(\%) \times \text{Yanma oranı}(\text{MW/ton})}$$

$$= \frac{1470 \times 0.85 \times 365}{0.34 \times 33000} = 40.65 \ \text{ton/yıl}$$

Yıllık yakıt maliyeti

$$1500 (\text{USD/kg}) \times 40.65 \times 10^3 (\text{kg}) = 60.98 \ \times 10^6 \ \text{USD}$$

Yıllık elektrik enerjisi (net) üretimi

$$E = 8760 \times P \times m$$

$$= 8760 \times 1400 \times 10^3 \times 0.85$$

$$= 10.42 \times 10^9 \ \text{kWh/yıl}$$

bulunur.

Santralin yatırım tutarı

$$1400\times10^3\,(\text{kW})\times3000\,(\text{USD}/\text{kW})=4200\ \times10^6\ \text{USD}$$

İlk yakıt yükünün eklenmesiyle

$$180.2\ 10^6+4200\ 10^6=4380.2\times10^6\,\text{USD}$$

$$\cong 4380\ \text{MUSD}$$

NOT: N. yıldaki kapatma maliyeti ayrıca verilseydi, bu maliyet önce denklem (6.54) ile t=0'a indirgenecek ve sonra 4380 MUSD'lık tutara eklenecekti.

$$\text{YEM}=4380\left[\frac{0.06\,(1+0.06)^{40}}{(1+0.06)^{40}-1}\right]$$

$$=291.1\ \text{MUSD/yıl}$$

Yıllık işletme-bakım maliyeti:

$$1400\times10^3\,(\text{kW})\times70\,(\text{USD/kW})=98\ 10^6\ \text{USD/yıl}$$

Nükleer santralin birim üretim maliyeti

$$=\frac{291.1\times10^6+98\times10^6+60.98\times10^6}{10.42\times10^9\,(\text{kWh/yıı})}+0.004$$

$$=0.0472\ \text{USD/kWh}$$

bulunur. 0.004 USD/kWh yakıtın arka maliyetini göstermektedir.

■

<u>Örnek 6.17.</u>

Toplam kurulu gücü 4600 MW olan bir elektrik üretim şirketi, dört farklı tipteki santral yardımıyla bir tüketim bölgesine enerji vermektedir (Tablo 6.9).

Bir yıl sonra, santrallerin kullandıkları yakıtların fiyatları küresel bir enerji krizi sonucu artmış bulunmaktadır.

Nükleer için 0.1 USD, kömür için 0.1 USD ve doğalgaz için 0.4 USD'lik fiyat artışları elektrik üretim şirketi'nin yıllık gelirini ne ölçüde azaltacaktır?

NOT: Şirket'in müşterilerine uyguladığı enerji satış tarifesi "cent/kWh" ile santrallerin yük faktörlerinin ve üretilen enerjinin sabit kaldığı varsayılacaktır.

Tablo 6.9 Örnek 6.17 için santrallerin üretim verileri

Santral Tipi	Güç (MW)	Yakıt maliyeti (USD/MBtu)	Isı oranı (MBtu/MWh)	Enerji satışı (milyon MWh/yıl)
Hidrolik	500	-	-	2.0
Nükleer	600	0.8	10.5	3.5
Kömür	2000	2.0	9.5	13.5
Doğalgaz	1500	4.0	12.0	4.0
	4600			

Şirket için $\sum$Kar = $\sum$Hasılat – $\sum$Maliyetler

şeklinde yazılır. Hasılat, satılan enerjinin miktarı ile tarifenin çarpımından bulunur.

Maliyetler ise sabit ve değişken olarak ayrıştırılabilir; yakıt maliyetleri değişken maliyet sınıfındadır. Sabit maliyetlerin değişken maliyetteki değişimlerden etkilenmeyeceği söylenebilir.

Tablo 6.9'dan, her santral için (HES hariç) yıllık yakıt maliyetinin değerinin; ısı oranının ve enerji satış miktarının çarpımından elde edileceği açıktır:

$$(\text{USD/MBtu})\times(\text{MBtu/MWh})\times(\text{MWh/yıl}) \quad \Rightarrow \quad (\text{USD/yıl})$$

Buna göre bir yıl önceki yakıt maliyetleri;

$$\text{Nükleer} \Rightarrow 0.8\times10.5\times3.5\times10^6 = 29.4\times10^6 \ \text{USD/yıl}$$

$$\text{Kömür} \Rightarrow 2.0\times9.5\times13.5\times10^6 = 256.5\times10^6 \ \text{USD/yıl}$$

$$\text{Doğalgaz} \Rightarrow 4.0\times12.0\times4.0\times10^6 = \underline{192\times10^6} \ \text{USD/yıl}$$

$$477.9\times10^6 \ \text{USD/yıl}$$

olacaktır.

Bir yıl sonra yakıt maliyetlerinin artması sonucu

Nükleer $\Rightarrow$ $(0.8+0.1)\times 10.5\times 3.5\times 10^6 = 33.08\times 10^6$ USD/yıl

Kömür $\Rightarrow$ $(2.0+0.1)\times 9.5\times 13.5\times 10^6 = 269.33\times 10^6$ USD/yıl

Doğalgaz $\Rightarrow$ $(4.0+0.4)\times 12.0\times 4.0\times 10^6 = \underline{211.2\times 10^6}$ USD/yıl

513.61×10^6 USD/yıl

Bir yıl sonra (değişken) yakıt maliyeti $513.61\times 10^6 - 477.9\times 10^6 = 35.71\times 10^6$ USD/yıl artmış olmaktadır. O halde Şirket'in geliri 35.71 MUSD azalma gösterecektir.

NOT: Enerji üreticisi şirket gelirini sabit tutabilmek için,

- cent/kWh tarifesini artırmalıdır,
- enerji üretim miktarını artırmalıdır.

İkinci şık hem santrallerin teknik kapasiteleri hem de tüketim bölgesinin talebi ile ilgilidir, bu bakımdan enerji üretim miktarının çok geniş aralıkta artırılması mümkün olmayabilir. Buna karşılık "tarife", rekabet koşullarına ve arz-talep dengesine bakılarak bir ölçüde artırabilir.

Toplam enerji (satış) miktarı;

$2.0+3.5+13.5+4.0 = 23\times 10^6$ MWh/yıl $= 23\times 10^9$ kWh/yıl'dır.

Bir yıl önceki tarife f (USD/kWh) ise, hasılat $23\times 10^9\times f$ (USD/yıl)'dir.

Bir yıl önceki gelirin sabit kalması (35.71 MUSD tutarındaki yakıt maliyet artışının kompanze edilmesi) için, hasılatın 35.71 MUSD artması, yani yeni bir tarife (f') uygulanması gerekir (f' > f).

$$f' = \frac{(23\times 10^9\times f + 35.71\times 10^6)(\text{USD/yıl})}{23\times 10^9\ (\text{kWh/yıl})}$$

Bu arada gelir vergisi oranının da sabit kaldığı düşünülmektedir.

■

Örnek 6.18.

Bir fabrikanın besleme trafosundan itibaren 103.6 m'lik 4×185 mm^2 bakır kablodan 3 fazlı güç çekilmektedir. Yük uçlarındaki gerilim 380 V olup sabit tutulmaktadır. Fabrika metal ergitme tesisidir ve günde 3 vardiya halinde çalışılmaktadır: 08-14; 14-20; 20-24. Fabrikada üç terimli tarife uygulanmaktadır.

Her vardiya için farklı türden (dengeli, dengesiz ve harmonikli) akımlar çekilmektedir:

Saat 08-14: dengesiz ve sinüsoidal yüklenme söz konusudur.

$$\underline{S}_a = 420 + j150 \quad \text{kVA/faz}$$
$$\underline{S}_b = 770 + j550 \quad \text{kVA/faz}$$
$$\underline{S}_c = 1100 + j1000 \quad \text{kVA/faz}$$
$$\underline{S} = 2290 + j1700 \quad \text{kVA}$$

Saat 14-20: dengeli ve harmonikli yüklenme söz konusudur.

$$\underline{S} = 2290 + j1700 \quad \text{kVA}$$
$$\underline{S}_a = \underline{S}_b = \underline{S}_c = \underline{S}/3 = 763.3 + j566.7 \quad \text{kVA/faz}$$

3. harmonik akımı 210 A, 7. harmonik akımı 45 A, 11. harmonik akımı 8 A'dir.

Saat 20-24: dengeli ve sinüsoidal yüklenme söz konusudur.

$$\underline{S} = 2290 + j1700 \quad \text{kVA}$$

$$\underline{S}_a = \underline{S}_b = \underline{S}_c = \underline{S}/3 = 763.3 + j566.7 \quad \text{kVA/faz}$$

3., 7. ve 11. harmonik akımlarının olmadığı kabul edilmektedir.

Fabrikanın bir aylık "aktif kayıp enerji tutarı"nı ifade edelim.

08-14 arası "B" türü yüklenmeye karşılık düşmektedir. (6.69) denkleminden kayıpları hesaplamak için, öncelikle faz akımlarının ve nötr akımının hesaplanması gerekir.

$$\underline{S} = P + jQ \qquad V = \frac{U}{\sqrt{3}} \qquad I = \frac{P}{V\cos\varphi} \qquad \varphi = \tan^{-1}\frac{Q}{P}$$

bağıntıları yardımıyla her fazın akımları (I_a, I_b, I_c) bulunabilir:

$$I_a = \frac{P_a}{V\cos\varphi_a} \qquad \Rightarrow \qquad \varphi_a = \tan^{-1}\frac{Q_a}{P_a} = \frac{150}{420} = 19.65°$$

$$= \frac{420\,10^3}{220\cos 19.65°} = 2027\text{ A}$$

$$I_b = \frac{P_b}{V\cos\varphi_b} \qquad \Rightarrow \qquad \varphi_b = \tan^{-1}\frac{Q_b}{P_b} = \frac{550}{750} = 35.53°$$

$$= \frac{770\,10^3}{220\cos 35.53°} = 4300\text{ A}$$

$$I_c = \frac{P_c}{V\cos\varphi_c} \qquad \Rightarrow \qquad \varphi_c = \tan^{-1}\frac{Q_c}{P_c} = \frac{1000}{1100} = 42.27°$$

$$= \frac{1100\,10^3}{220\cos 42.27°} = 6757\text{ A}$$

Nötr akım ($\underline{I}_{nötr} = \underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c$) faz akımlarının kompleks ifadelerinin toplamına eşit olduğundan, her fazın kompleks akım ifadesini bulalım:

Yükler endüktif olduğundan, akım fazörü gerilim fazörüne göre φ açısı kadar "geride"dir. Faz gerilimleri dengeli olduğundan,

$\underline{V}_a = V\angle 0°$; $\underline{V}_b = V\angle -120°$; $\underline{V}_c = V\angle 120°$'dir.

O halde,

$$\underline{I}_a = 2027\angle(0° - 19.65°) = 2027\angle -19.65° = 1909 - j682\text{ A}$$
$$\underline{I}_b = 4300\angle -(120° + 35.53°) = 4300\angle -155.53° = -3914 - j1781\text{ A}$$
$$\underline{I}_c = 6757\angle(120° - 42.27°) = 6757\angle 77.73° = 1436 + j6602\text{ A}$$

$$\underline{I}_{nötr} = (1909 - j682) + (-3914 - j1781) + (1436 + j6602)$$
$$= -569 + j4139\text{ A}$$

$$I_{nötr} = \sqrt{569^2 + 4139^2} = 4178 \ \text{A}$$

$R_{nötr}$ = [hat uzunluğu / (özgül iletkenlik katsayısı × nötr iletkenin kesiti)] olup

$$= \frac{103.6}{56 \times 185}$$

= 0.01 ohm; faz ve nötr kesitleri aynı olduğundan R_{faz}=$R_{nötr}$'dür. O halde

$$\text{Hat kayıpları} = [2027^2 + 4300^2 + 6757^2] \times 0.01 + 4178^2 \times 0.01$$

$$= 857115 \ \text{W}$$

$$\cong 857.1 \ \text{kW}$$

bulunur. (Fabrikada 103.6 m'lik "bir" kablo bulunmaktadır; bu bakımdan denklem (6.69)'daki n, 1'e eşittir.)

14-20 arası "C" türü yüklemeye karşılık düşmektedir.

50 Hz'lik temel bileşen akımı

$$I = I_a = I_b = I_c = \frac{\left(763.3^2 + 566.7^2\right)^{1/2} \times 10^3}{220}$$

$$= 4321 \ \text{A}$$

3 ve 3'ün katı harmoniklerden yalnızca 3. harmonik bulunmaktadır. Dengeli 3. harmonik akımlarının faz açısı 3×120°= 360° ötelenir; böylece her fazdan geçen 3. harmonik akımın 3 katı nötr iletkeninden geçer. 7. ve 11. harmoniklerde ise, dengeli yüklenme sonucu, 120°'lik faz farkları mevcuttur:

$$7 \times 120° = 840° \quad \Rightarrow \quad 840° - 2 \times 360° = 120°$$
$$11 \times 120° = 1320° \quad \Rightarrow \quad 1320° - 3 \times 360° = 240°$$

3. ve katı harmoniklerin dışındaki harmoniklerin -dengeli olarak çekilmesi halinde- a b c fazlarındaki bileşkeleri sıfıra eşittir. Sonuç olarak nötr iletkeninden;

- 3 ve 3'ün katı faz akımı harmoniklerinin 3 katı akım geçer
- Diğer harmoniklerin bileşkesi sıfır olduğundan akım geçmez.

(6.72) denklemi yardımıyla

$$\text{Hat kayıpları} = 3[4321^2 + 210^2 + 45^2 + 8^2] \times 0.01 + [(3 \times 210)^2] \times 0.01$$

$$= 565486 \text{ W}$$

$$\cong 565.5 \text{ kW}$$

20-24 arası "A" türü yüklenmeye karşılık düşmektedir. Denklem (6.68) yardımıyla

$$\text{Hat Kayıpları} = 3[4321^2] \times 0.01$$

$$= 560131 \text{ W}$$

$$\cong 560.1 \text{ kW}$$

Fabrikanın bir günlük aktif kayıp enerji tutarı, üç terimli tarife nedeniyle

$$\sum_{j=1}^{3} \text{tarife}_j \times \text{kayıplar}_j \times \Delta t_j \quad (\text{TL/gün})$$

olacaktır. Burada:

$j = 1 \rightarrow$ tarife$_1$ (TL/kWh); Hat kayıpları$_1$ = 857.1 kW ; $\Delta t_1 = 14 - 8 = 6$ saat/gün

$j = 2 \rightarrow$ tarife$_2$ (TL/kWh); Hat kayıpları$_2$ = 565.5 kW ; $\Delta t_2 = 20 - 14 = 6$ saat/gün

$j = 3 \rightarrow$ tarife$_3$ (TL/kWh); Hat kayıpları$_3$ = 560.1 kW ; $\Delta t_3 = 24 - 20 = 4$ saat/gün

Aylık aktif kayıp enerji tutarı, aylık iş günü sayısı ile günlük aktif kayıp enerji tutarının çarpımından bulunur.

NOT: Besleme trafosunun sargısında oluşan kayıpların da dikkate alınması gerekir. Denklem (6.75)'den hesap edilecek olan "trafo sargı direnci (ohm/faz)" faz direncine (R) eklenecektir. Özetle faz akımları (R_{TR}+R) seri eşdeğer direnci üzerinde daha fazla kayba yol açacaktır. ■