

Göç dizgelerinde tepe yükü üretim birimlerinin planlaması, ilgili parametreler ve bağıl etkileri

YAZANLAR:
G. MANZONI
P.L. NOFERI
M. VALTORTA

ÇEVİREN:
Kemal BILGIN



ÖZET

Bilindiği gibi, tepe yükü birimleri yalnızca tepe yük saatlerinde çalıştırılmak üzere tasarlanmış üretim birimleridir. En belirgin özellikleri, işletme maliyetlerinin düşük, yatırım maliyetlerinin düşük olmasıdır, ülkemizin içinde bulunduğu enerji bunalımına en önemli katkıyı, enerji açığını kapatmak amacıyla gün boyu çalıştırılan tepe yükü birimlerinin (Gaz türbinleri ve Fuel-oil birimleri) yaptığı su götürmez bir gerçektir.

Bu yazıda, sağlıklı bir üretim dizgesinde ısıl üretim birimlerinin en iyi bileşiminin saptanması ve bu saptamada ilgili parametrelerin (yatırım maliyetleri, geleneksel birimlerin zorunlu devre dışı olma olasılıkları, risk düzeyi...) bağıl etkileri, ayrıntılı bir bilgisayar programı yardımıyla incelenmiş, üretim dizgesinde tepe yükü birimlerinin toplam kurulu güce oranının en iyi değeri hesaplanmaya çalışılmıştır.

SUMMARY

Peak generating units characterized by low capital costs and high operational costs are designed and manufactured to operate on peak-load hours only. It is an obvious fact that this type of units has an important contribution to the energy crisis in Turkey, due to their forced operation on base-load hours to cover the energy deficit.

In this paper, the optimum composition of a thermal generating system and relative influences of relevant parameters are investigated with the aid of a detailed computer program. The optimum percentage of peak generating units is evaluated.



1. GİRİŞ

Bir üretim dizgesinin yükü güvenilir bir düzeyde, arıza olasılıklarını da göz önünde bulundurarak karşılayacak yedeğe gereksinmesi vardır. Bu yedek ancak zorunlu hallerde çalıştırılır.

Diğer taraftan, yük eğrisinde kısa süreli tepe yük bölgeleri vardır.

Üretim dizgesinin ve yükün anılan özellikleri yedek ve tepe yük istemini karşılayacak özel üretim birimleri (tepe yük birimleri) gerektirir. Bu birimler, planlama aşamasında da ancak gerektiğinde çalıştırılacak birimler olarak düşünülür.

Böyle birimler, kullanım sürelerinin kısıllığı nedeniyle yatırım maliyeti düşük fakat işletme maliyeti yüksek olan birimlerdir, örnek olarak gaz türbinlerini, türbojetleri, pompaj istasyonlarını gösterebiliriz.

Belirtilmesi gereken diğer bir nokta da, fazla yedek gereksinmesi olan durumlarda bile, kurulu güce oranı yüksek taban birimlerinin benimsenmesinin uygunluğudur. Bu durumda geleneksel birimlerin tepe yük birimleriyle birleştirilmesi özellikle ilginç olacaktır.

Bu makale, geleneksel termik birimler ve kısa sürelerle çalıştırılan tepe yük birimlerinden oluşan bir üretim dizgesinde karşılaşılan sorunları inceleyecektir.

G. Manzoni, ENEL, Ütlye
P.L. Noferi, ENEL, İtalya
M. Valtorta, ENEL, İtalya

Kemal Bilgin, TEK

Bu dizgenin en iyi bileşiminin nicel değerlerinden çok, hangi parametrelerin incelenmeye değer olduğu, bunların en iyi gelişim planının belirlenmesine etkileri ve çeşitli seçenekler arasında uygun bir seçme yapılmasının yöntemleri üzerinde durulacaktır (1).

Şimdilik bu çalışmanın yük istemi başlangıçta 2000 MW olan ve yılda % 7 oranında artan bir üretim dizgesini ele aldığını belirtmekle yetineceğiz. Başlangıç dizgesi tümüyle geleneksel birimlerden oluşmuştur. Yeni kurulan birimler ise geleneksel ve/veya tepe yük birimleri (turbojet, gaz türbini, pompaj) olabilir.

2. TEPE YÜK BİRİMLERİNİN PLANLANMASI

Tepe yük birimlerine duyulan gereksinme, daha önce de belirttiğimiz gibi, kurulu gücün önemli bir yüzdesinin yedek işlevi görme zorunluluğundan ve yük eğrisinin şeklinden dolayı zaman zaman ve kısa sürelerle çalıştırılmalarından kaynaklanır (2). Günümüzün koşullarında tepe yük birimlerine duyulan gereksinmenin başka nedenleri de olduğunu belirtelim. Bu konuya ileride ayrıntılarıyla değineceğiz.

Geçmişte sadece buharlı termik birimlerin kurulması, yüksek maliyetli yaşlı birimleri yük eğrisinin yukarı bölgelerine kaydıracağı için yararlı olabiliyordu. Bugün bu durum değişmiştir. En azından buharlı birimlerin veriminde artık önemli bir artış beklenemez. Bu da yaşlı birimlerin tepe yük birimleri olarak çalıştırılmasının getirdiği yararları ortadan kaldırır.

Yük eğrisinin termik gruplarca karşılanan kısmı oldukça düzdür ve termik grupların aralıksız çalışmasını sağlar. Sonuç olarak grupların yol verme sayısı azaldığı için ömürleri de uzamış olur. (Tepe-yük birimleri olarak pompaj istasyonları kullanılan durumlarda bu gerçek açıkça gözlemlenir). Aralıklı çalışma, böylece, planlama aşamasında zaten bu tür çalışma için tasarlanmış tepe yük birimlerine düşer.

Bu birimlerin, geleneksel birimlere kıyasla yol verme sü-

(1) Değişik gelişim planlarının ekonomik teknik kıyaslamalarının toplam maliyetlerin şimdiki değerleri üzerinden yapıldığını söylemek burada yeterli olacaktır. Toplam maliyet, yatırım, işletme ve risk maliyetlerinin toplanmasından oluşur. Risk maliyeti, teknik risk değişkenine (dizgenin bir yıl içinde günlük tepe yükü karşılayamadığı günlerin her yıl için beklenen sayısı) bir birim maliyet atayarak bulunur.

(2) Bugün yük faktörünün oldukça yüksek olduğu İtalya'da, son 15 yıl içinde, güç istemindeki artışın (% 8,9), enerji istemindeki artışın (%8,2) büyük olması ilgi çekici bir noktadır.

relerinin çok kısa oluşu (türbojetler ve pompaj istasyonları için sadece birkaç dakika yeterlidir.) döner yedek çokluğunda dolayısı ile üretim maliyetinde önemli bir düşüş sağlar.

öte yandan, bu tip birimlerin (özellikle pompaj istasyonlarının) zorlanmış devre dışı olma olasılıklarının geleneksel birimlerinden çok daha düşük olması nedeniyle toplam yedek gereksinmesi de azalır.

Türbojetler ve gaz türbinleriyle donatılmış santraller, özellikle kurulu güçleri fazla büyük değilse, (15,30 MW) yük yoğunluğunun çok olduğu yerlere yerleştirilebilir. İletim, dağıtım ve transformasyonda böylece elde edilen kazanımlar oldukça önemlidir.

Tepe yük birimlerinin bir diğer üstünlükleri de, gerçekleştirilme sürelerinin geleneksel birimlere kıyasla kısa oluşudur, ilerde ayrıntılarıyla göreceğimiz bu gerçek, uzun dönem yük tahminlerinde nicelik ve yerleştirme açısından yapılan hataların düzeltilmesini mümkün kılar.

Pompaj istasyonlarının kurulmasında, gerekli bazı değişiklikleri yaparak var olan hidroelektrik santrallerden de faydalanılabilir.

Üretim dizgesinin nicel oluşumunun, yani tepe yük birimlerinin toplam kurulu güce yüzdesinin saptanmasında, fazlasıyla basitleştirilmiş modeller yeterli değildir.

Üretim dizgesinin karşılaması gereken, güç istemini ayrıntılı bir biçimde ele almak gerekir, iligimizi yıllık veya günlük tepe-yüklerle sınırlandırmayıp, diğer zamanlardaki güç istemlerini, yani yılın tüm saatlerini gözönünde bulundurmalıyız. Böylece yılın farklı "ayları" için farklı yük eğrileri kullanabiliriz. Burada ay sözcüğü her haftası aynı günlük yük eğrileriyle gösterilen süreleri tanımlamaktadır.

Taban (baz) ve tepe-yük birimlerinin en iyi bileşiminin yaklaşık olarak hesaplanması, aşağıdaki varsayımlara karşı gelen basit bir modelle mümkündür.

- Birimler her zaman kullanıma hazırdır.
- Yıllık düzenlenmiş yük eğrisi bellidir (olasıl değildir).
- Dizgenin yedek çokluğu, bir başka deyimle toplam kurulu gücü bazı ilkelere göre belirlenmiştir.
- Her birimin özgün, değişmeyen bir A maliyeti (yatırım maliyeti, vb.) ve saatlik bir B maliyeti (yakıt maliyeti, vb.) vardır.

Elimizde, maliyetleri A_0 ve B_0 olan 0 tipi bir tepe-yük birimi ile A_1 ve B_1 olan 1 tipi bir tepe yük birimi olsun. Ayrıca $A_0 < A_1$ ve $B_0 > B_1$ olsun. Bu durumda, 0 tipi

üretim biriminin daha ekonomik olma koşulu,

$$A_0 \cdot h < A_1 + B \cdot h$$

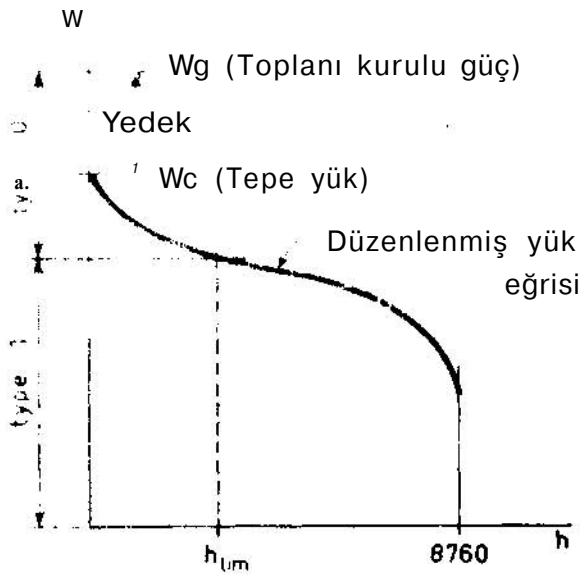
$$A_0 \cdot h < A_1 + B \cdot h$$

$$A_0 \cdot h < A_1 + B \cdot h$$

$$h < \frac{A_1}{A_0 - B} = h_{lim}$$

olmalıdır.

Düzenlenmiş yük eğrisi ve kurulu güç verisi olarak alındığında, dizgedeki tepe yük birimleri yüzdesini saptamak mümkündür (Şekil 1).



Şekil 1. Bir üretim dizgesinin en iyi bileşiminin yaklaşık olarak saptanması; düzenlenmiş üretim ve düzenlenmiş yük eğrilerinin çakışık olmasının nedeni planlanmış bakım ve zorunlu devre dışı olma durumlarının göz önüne alınmamasıdır.

Belirtilmesi gereken bir nokta da, böyle bir yaklaşımda, yedek çokluğunun (rezerve margin) tümüyle tepe-yük kurulu gücü tarafından karşılanmaktadır.

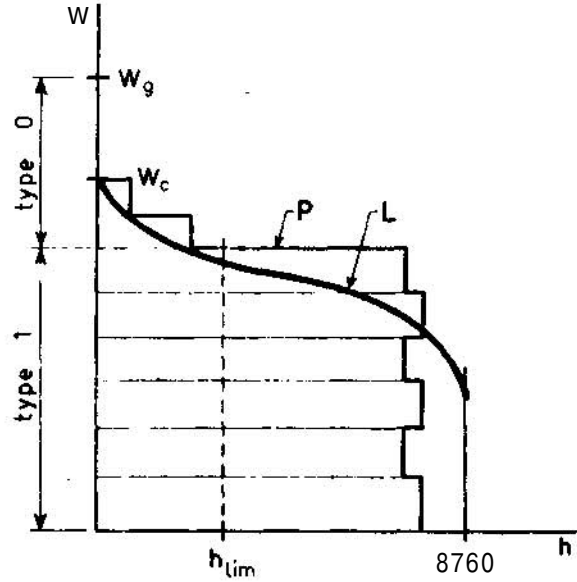
Şimdi de, yukarıdaki modelin temelini oluşturan basitleştirilmiş varsayımların yel açtığı başlıca aksaklıkları görelim.

Herşeyden önce, üretim dizgesindeki birimler her zaman kullanıma hazır olmayabilir; bunun iki nedeni vardır:

- Planlanmış bakım
- Zorlanmış devre dışı olma durumu (forced outage)

Bu nedenlerin ilki deterministik, ikincisi ise olasılıdır. İlk

güçlük her birimin üretimini planlanmış bakım süresi oranında düşürerek giderilebilir. Böylece h_{lim} süresince çalıştırılacak tepe yük birimlerinin yüzdesini saptayabileceğimiz yeni bir düzenlenmiş üretim eğrisi elde edebiliriz (Şekil 2).



Şekil 2. Bir üretim dizgesinin en iyi bileşiminin yaklaşık olarak saptanması; düzenlenmiş üretim eğrisi (P), planlanmış bakım göz önüne alınarak hesaplanmıştır.

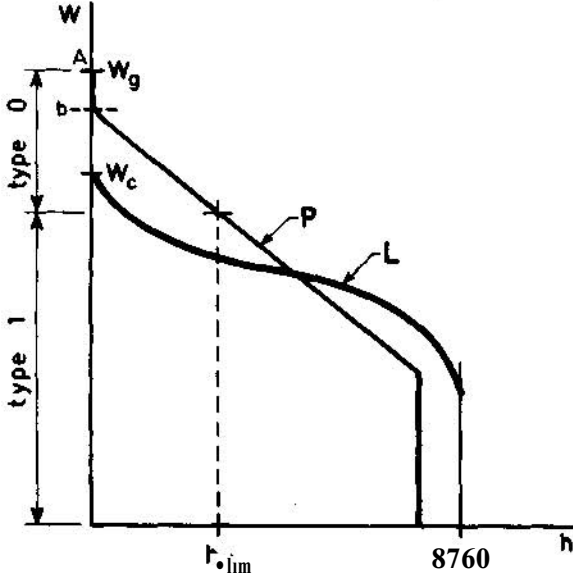
İkinci olay ancak dizgenin ayrıntılı bir benzetimi (simulation) yapılarak göz önüne alınabilir. Gerçekte, bir dizgede, küçük de olsa, tepe yükü karşılayamama olasılığı varsa, öncelik sıralamasındaki son birimin bile belirli bir süre çalıştırılması gerektiği açıktır; buna bağlı olarak; verilen bir düzenlenmiş yük eğrisi ve üretim dizgesi için düzenlenmiş üretim eğrisi belirlememiz gerekir.

Tepe yük birimlerinin en iyi oranının hesaplanması, düzenlenmiş yük eğrisine değil, düzenlenmiş üretim eğrisine dayandırılır (Şekil 3). Başka bir deyimle, kurulu gücün, özellikle yedek çoğunluğunun gerçek kullanımını mümkün olduğu kadar iyi hesaplamalıyız.

Dizgedeki tepe yük biriminin yüzdesinin belirlenmesini etkileyen başka etkenler de vardır.

Yedek çokluğu, dizgeye farklı birimler eklenmesinden etkilenir. Örneğin, yedek çokluğu, geleneksel termik birimlerin ortalama zorlanmış devre dışı olma olasılıklarına ve dizgedeki büyüklüklerinin yüzdesine göre seçilmişse, bu çokluğun benimsenen tepe yük birimlerinin büyüklük, tip ve zorlanmış devre dışı olma olasılıkları ile önemli ölçüde değişeceğini akılda tutmak gerekir.

Ayrıca dizgedeki yükün benzetiminin deterministik bir şekilde yapılması da olanaksızdır. Tahmin aralığına



Şekil 3. Bir dizgenin en iyi bileşiminin, yaklaşık olarak saptanması; düzenlenmiş üretim eğrisi hesaplanırken planlanmış bakım ve zorunlu devre dışı olma durumları birlikte göz önüne alınmıştır.

bağlı olarak bir **karanuhk** bölgesinin bulunduğu (Gauss dağılımının standart sapması gibi) **olasıl** (probabilistic) bir yöntemle başvurma zorunluluğu vardır. Bu aralık, santrallerin kuruluşu için gerekli süreye de bağlıdır. Bu süre ise tepe yük birimlerinde, geleneksel birimlere oranla epey farklıdır.

Toplam maliyet eğrisi, risk maliyetini de içermek üzere tüm maliyetler gözönüne alındığında, minimum dolaylarında oldukça düzdür. Bu yüzden, bu konudaki teknik ve ekonomik hesaplamaların tam ve kesin yapılması gerekir.

Yukardaki usulamaların ışığında varılan sonuç, akılcı bir seçim yapmak isteniyorsa, dizgenin ömrünün doğru bir benzetiminin yapılması gerektiğidir.

Bu tür bir inceleme, dizgenin ömrü içinde, yeterli uzunlukta bir süreyi kapsamalı, durağan (static) bir inceleme olmamalıdır. Belirli bir çözümün uzun dönemde belirebilecek bazı üstünlükleri, ancak bu koşulla görülebilir. Böyle bir çözüm uygulandığında, öngörülen süre geçtikten sonra, çözümün söz konusu üstünlüklerinin gözlenmesi beklenir.

3. EN İYİ BİLEŞİMİN SAPTANMASI

Bir güç dizgesinde, tepe yük birimlerinin belirli bir yüzde ile var olması gerekliliğinin nitel nedenlerini sıraladık. Nicel bir hesaplamanın nasıl yapılacağını görmek için, planlama konusunda yapılan bir çalışmanın verilerinden edinilen sonuçları sunmak istiyoruz.

Sonuçları, en iyi bileşimi bulmanın yöntemlerini ve değişik **parametrelerin** etkilerini açıklayacak bir biçimde sunacağız. Gerçek rakamların, incelenen bir dizgeye ilişkin olduğunu belirtmekte yarar var.

Bu çalışmada gelişim ilkeleri iki **parametre** ile tanımlanmıştır: **Bir dizi birim içinden seçilen bir birimin toplam kurulu güç içindeki yüzdesi tM ve tepe yük birimlerinin yüzdesi Pp** . Bir kez, kurulabilir birimlerin MW büyüklükleri kararlaştırıldıktan sonra, yeni bir birim eklemek gerektiğinde, kararlaştırılan birimler arasında en büyüğü (burada büyüklüğün ölçüsü birimin kurulu gücüdür), o ana dek oluşturulan kurulu güç içindeki yüzdesi tM 'i aşmamak koşuluyla seçilir. Bu arada, tepe yük birimlerinin, Pp yüzdesine ulaşip bu yüzdeyi koruyacak biçimde kurulmasını da gözetmek gerekir. Hemen belirteyim, birimlerin ortalama yüzdesi, dizgenin ömrü boyunca tM 'den küçüktür. Gerçekte, tM , sadece geleneksel termik birimlerin seçimini etkiler çünkü tepe yük birimlerinin kurulu güç değerleri oldukça düşüktür.

Anılan parametrelerin her değeri için benzetim programı, benimsenen güvenilirlik düzeyini koruyarak, incelenen dizgeyi otomatik olarak, yirmi yıllık bir süreç içinde geliştirebilir.

Yeni birimlerin kuruluşu, risk parametresi (RM), önceden kararlaştırılan bir değeri aşmayacak biçimde belirlenir. **RM** , bir yılın her günü için üretimin tepe yükü karşılayamadığı günlerin sayısının beklenen değeridir.

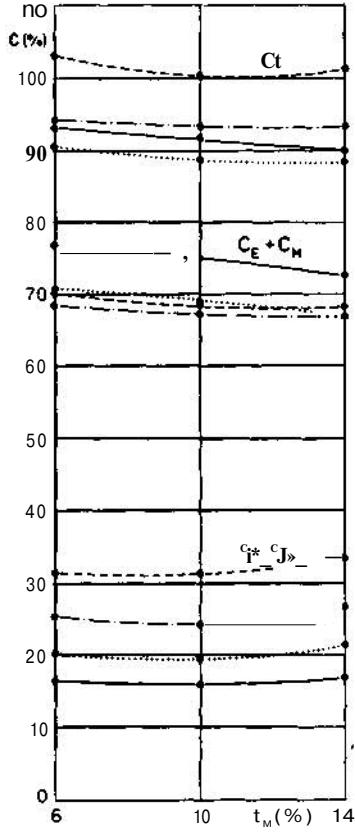
Böyle bir program incelenen gelişim planlarının toplam ve parça parça maliyetlerinin şimdiki değerini verebilir. Böylece gelişim seçenekleri arasında kıyaslamalar yapılabilir. Parça parça maliyetler de, maliyet farklılıklarını anlamamız için gerekli bilgileri sağlar.

Şimdi, tepe yük birimi olarak turbojet üreteç kullanan, gelişim planlarını daha ayrıntılı olarak inceleyelim.

En iyi bileşimin saptanması için yapılan parametrik çalışmada, bir ısıl birim için toplam kurulu güce en büyük oranı olarak üç değer ($tM = \% 6, \% 10, \% 14$) tepe yük birimlerinin oranları olarak dört değer ($Pp = \% 0, \% 15, \% 30$ ve $\% 45$) seçildi.

Hiç tepe yük birimi kurulmayan durumda (Şekil 4, $Pp = 0$) en iyi çözümü ısıl birimlerin yüksek oranları ($tM = \% 10, \% 12$) vermektedir. Ancak değişik çözümler arasındaki farklar oldukça küçüktür. Gerçekte yatırım ve işletme maliyetlerinin toplamından oluşan toplam maliyet, incelemede kullanılan verilerle, tM 'den dolayı fazla değişmemektedir.

Bununla beraber belirli oranda tepe yük birimi kurulduğunda yalnızca geleneksel ısıl birimleri içeren eşdeğer duruma kıyasla yatırım ve bakım maliyetlerinde önemli



Şekil 4. Tepe yük birimlerinin 4 değişik değerinde büyüklük değişkeni t_M 'nin işlevi olarak toplam maliyetler.

----- Pp = % 0; ————— Pp = % 15;

..... Pp = % 30; ————— Pp = % 45.

Toplam maliyet = C, = C_E + C_M + C_f + C_R

C_E = Yakıt (işletme) maliyeti;
e_i = Yatırım (kuruluş) maliyeti;
C_M = Bakım maliyeti;
C_R = Risk maliyeti;

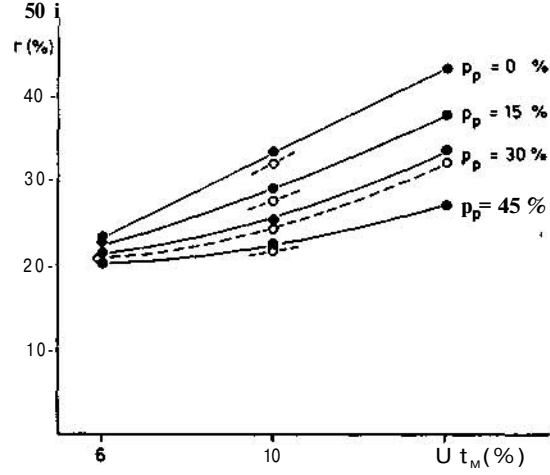
bir azalma göreceğiz. İşletme maliyeti ise belli bir Pp değerine kadar değişmeyip, Pp'nin daha büyük değerleri için yatırım maliyetindeki kazancı götüren bir noktaya varacak.

Maliyetlerin oluşumunu incelersek, üretim dizgesinin en iyi bileşiminin seçilmesindeki bağıl etkilerine ilişkin daha ayrıntılı bilgi edinebiliriz.

Üretim birimine ilişkin sabit maliyet, kurulan MW başına özgül maliyete ve yedek gereksinmesine bağlıdır.

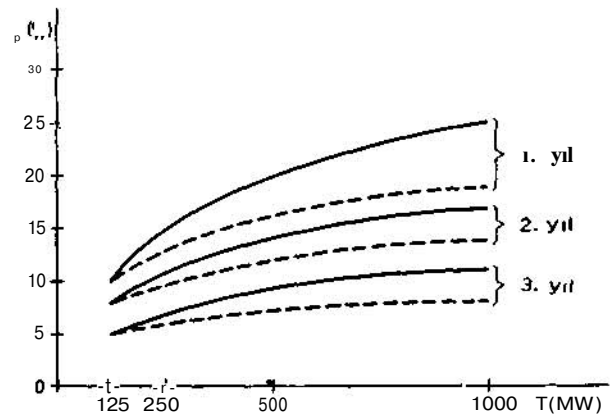
Şekil 5, 20 yıldan uzun bir dönem için ortalama yedek (r) düzeyini göstermektedir. Şekilden dizgede tepe yük birimi yoksa, yedeğin t_M 'deki artışla hızla arttığı görülebilir. Aslında, önceki çalışmalar yedek çokluğunun, birim büyüklüğünün ve zorunlu devre dışı olma durumu- nun doğrusal, artan bir işlevi olduğunu göstermişti. Şim-

diki çalışmamızda, zorunlu devre dışı olma durumu, birim büyüklüğünün artan bir işlevi varsayıldığı için, iki etkinin üst üste binmesi gerekir. Gerçekte, geleneksel ısı birimlerinin olduğu durumda, t_M 'deki her % 1 artış için yedek çokluğunda % 2,5 dolayında artış gözlenmektedir.



Şekil 5. Tepe birimlerinin yüzdesi, Pp'nin değişik değerlerinde, büyüklük değişkeni t_M 'nin işlevi olarak yedek gereksinimi (yirmi yıldan uzun bir dönem için verilmiştir). Kesikli çizgiler, geleneksel birimler için farklı zorunlu devre dışı olma olasılıkları benimsenerek elde edilen sonuçları göstermektedir.

Bununla beraber belirli oranda tepe yükü birimlerinin varlığı, yedek gereksinimini azaltır. Aslında bu birimlerin zorunlu devre dışı olma olasılıklarının ve boyutlarının geleneksel birimlere kıyasla küçük olması, ortalama zorunlu devre dışı olma olasılığında ve ortalama birim büyüklüğü yüzdesinde azalma sağlar (Şekil 6). Yedek gereksinimi, tepe yük birimlerinin oranı ve yerini aldıkları ısı



Şekil 6. Geleneksel üretim birimlerinin, kurulu güç T'nin işlevi olarak zorunlu devre dışı olma olasılıkları (P). Kesikli çizgiler duryarlılık araştırmasında benimsenen farklı değerlere karşı gelmektedir.

üretim birimlerinin büyüklüğü arttıkça azalacaktır. Tepe yükü üretimi için sabit bir kurulu güç değeri (100 MW) temel alan bir çalışmanın sonuçlarına göre, yedek gereksiniminin en az olduğu durumu, kurulu güce oranın ve tepe yükü birimleri oranının en büyük değerleri ($t|V| = \% 14$, $P_p = \% 45$) sağlamaktadır. Aynı oranların daha küçük ($t_M = \% 6$, $P_p = \% 15$) olduğu durumda yedek gereksinimindeki azalma ihmal edilebilir.

Yalnızca geleneksel ısı birimler kullanıldığında, yatırımların sabit maliyetlerinin birim büyüklüğündeki artma ile değişmediği söylenebilir. Bunun nedeni yukarıda söz edilen yedek gereksinimindeki artıştan doğan maliyet artışlarının daha büyük üretim birimlerinin azalan (MW başına) özgül maliyetlerini götürmesidir.

Tam tersine, tepe yük birimleri oranındaki büyüme ile, aşağıdaki nedenlerden ötürü, sabit harcamalarda önemli bir düşüş elde ederiz (Şekil 7).

a. Yeni birimlerin geleneksel birimlere kıyasla düşük

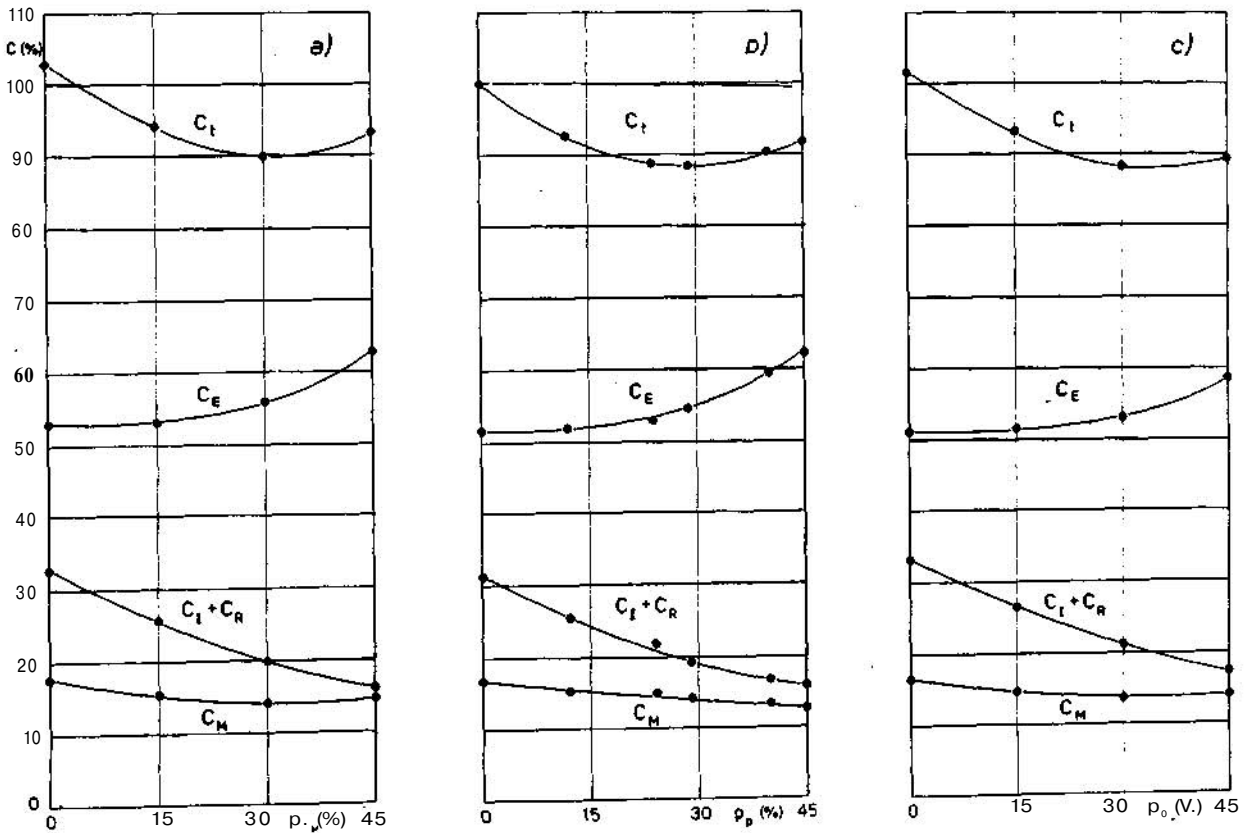
(500 MW'lık geleneksel ısı birime kıyasla ortalama % 45) maliyetleri

b. Yedek gereksiniminde, kurulu güce oranın küçülmesinin ve zorunlu devre dışı olma olasılığının düşmesinin neden olduğu önemli azalma.

Bu durumda, tepe yük birimlerinin kurulu güce oranının % 45 olduğu zaman, yeni yatırımların sabit maliyetlerinin, yalnızca geleneksel üretim birimlerini içeren gelişim planına göre yarıya düştüğü görülebilir (3).

Buraya kadarki uslamalar bizi şu sonuçlara götürüyor: Probleme alınan verilerle, yeni birimlerin sabit maliyetleri tepe yükü birimlerinin hızla azalan bir işlevidir. Geleneksel üretim birimlerinin büyüklüklerindeki değişimlerden de pek az etkilenirler.

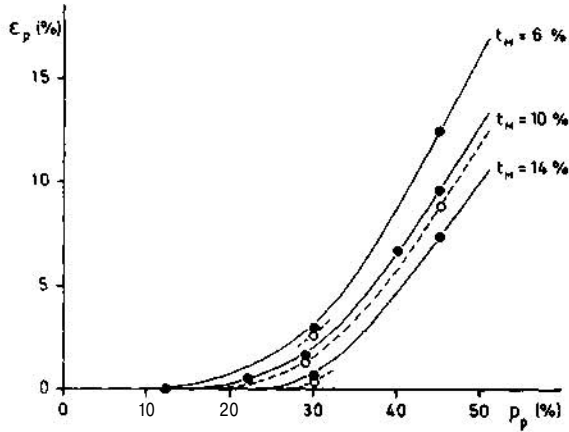
(3) Tüm çalışmalarda, yatırım maliyetlerinin yalnızca yeni birimler için hesaplandığını, başlangıçta var olan üretim dizgesinin değişmeyen yatırım maliyetinin en iyi gelişim planına etkisi olmadığını belirtmek gerekir.



Şekil 7. Büyüklük değişkeni t_M 'nin farklı değerleri için, tepe yükü Birimleri yüzdesi P_p 'nin işlevi olarak toplam maliyetler
a) $t_M = \% 6$; b) $t_M = \% 10$; c) $t_M = \% 14$

İşletmeye ilişkin değişen maliyetlere gelince; türbojetlerin geleneksel birimlere kıyasla yüksek olan işletme maliyetlerinden ötürü (4), kurulu güce oranlarını, ancak üretimdeki payları önemli olmadığı sürece artırmanın ekonomik olacağını görmüştük.

Benimsenen Pp parametresinin işlevi olarak, tepe yükü birimlerinin enerji üretimlerindeki artışı görmek, bu açıdan ilginç olacak.



Şekil 8. Farklı t_m değerleri için Pp'nin işlevi olarak tepe yükü birimlerinin enerji üretimi. (Toplam üretimin yüzdesi olarak). Kesikli çizgiler, duyarlılık araştırmasında benimsenen farklı zorunlu devre dışı olma olasılıklarına karşı gelen eğrileri göstermektedir.

Bu enerji, tepe yükü birimlerinin belirli bir yüzdesine kadar çok düşük bir düzeydedir (Şekil 8). Üretim eğrisinde bu bölge, tepe yük birimlerinin nadiren (*zorunlu devre dışı olma durumlarında*) çalıştıkları kısma (Şekil 3'de A ile b arasındaki alana) karşı gelir. Her t (vi değeri için, Pp belirli bir değeri aşınca, tepe yükü birimlerinin enerji çıktısının keskin bir biçimde yükseldiği, dizgedeki toplam enerji üretimindeki paylarının, görece yüksek bir değere ulaştığı görülebilir. Pp'nin bu değeri ($P_p = \bar{P}_p$), yedek gereksinmesinin tM ile artması gerçeğinden ötürü, tj ile birlikte büyür, tfl 'deki artış, geleneksel birimlerin zorunlu devre dışı olma olasılıklarını da artırır ve geleneksel birimlerden beklenen enerji görece azalır. Bu yüzden Pp'nin artması yedek gereksinmesi ile orantılı değildir (5).

(4) 100 MW kurulu gücündeki türbojet gruplarının özgül tüketimi, 500 M W kurulu gücünde geleneksel birimlerin 2,9 katıdır.

(5) Burada, maliyet hesaplarında, planlanmış bakımların tek tek birimler için göze alındığını, ancak zorunlu devre dışı olma olasılıklarının tüm birimler için kurulu güçte (planlanmış bakımda olanlar dışında) $W_p = WJ (1 - PJ)$ biçiminde bir azaltma ile hesaba katıldığını belirtmeli uygun olacaktır. (P_p i birimi için zorunlu devre dışı olma olasılığıdır).

Böylece türbojetlerin yüzdesi, enerji üretiminde keskin bir artmaya neden olan noktaya (Şekil 8) aşağı yukarı ulaştığında, değişen maliyetlerin, yakıt harcamalarındaki keskin artışla uyumlu olarak hızla artacağını (Şekil 7) kestirmek olasıdır.

Pp deki artışla azalan bir terimle, Pp'nin belli bir değerinden sonra hızla artan bir terimin toplamının en küçük olduğu bir değer vardır. Bu en küçük değer yeri, tepe yükü birimlerin yüzdesine bağlıdır. Bu yüzde de, geleneksel birimlerin kurulu güce oranlarının, dolayısı ile yedek gereksiniminin büyümesiyle doğru orantılıdır.

Kestirimlerimiz, Şekil 7'de tamamı verilen inceleme konusu planların sonuçlarıyla desteklenmektedir.

Bu noktada, tepe yükü birimlerinin kurulu güce en iyi oranının oldukça yüksek olduğu sonucuna varabiliriz.

Bunda en büyük etkenin, tepe yükü birimlerinin, yedek gereksinimlerini azaltmak için geleneksel birimlerin yerini alması olduğuna dikkati çekmek gerekir. Örneğin $tM = \% 10$ olduğu durumda, en iyi Pp değeri $\% 30$, yedek gereksinimi $\% 25$ dir. (Yalnızca geleneksel birimleri içeren dizgede, aynı tM değerinde yedek gereksinmesi $\% 33$ 'dür).

4. EN İYİ ÇÖZÜMLERİN İLGİLİ PARAMETRELERE DUYARLIĞI

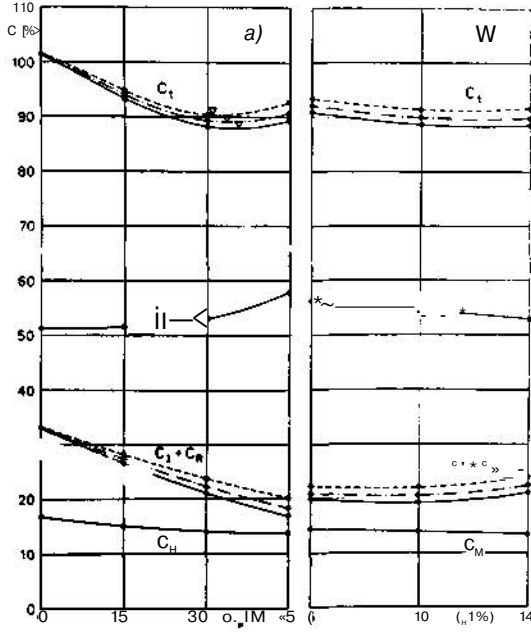
önceki paragraflarda, eldeki verilerle bir üretim dizgesinin en iyi bileşiminin ne olabileceğini gördük.

Önceki çalışmaların güvenilirliğini (yani en iyi çözümlerin, verilerdeki değişmelere duyarlılığını, dahası en iyi bileşimin saptanmasında hangi parametrelerin belirleyici olduğunu) araştırmak için, farklı parametreler değiştirilerek bir çalışma yürütüldü.

Elde edilen başlıca sonuçlar aşağıdaki paragraflarda sergilenmiştir.

1. *Tepe yükü birimlerinin yatırım maliyetleri:* Tepe yükü birimlerinin en iyi yüzdesinin iki zıt eğilimin dengelenmesiyle kararlaştırıldığını gördük: Yatırım ve bakım harcamalarında azalma, işletme maliyetlerinde artma, ikinci eğilimin, tepe yükü üretim birimlerinin başlangıçta pek az değişen yakıt maliyetlerinin, yük eğrisinde önemli bir alanın kaplandığı Pp yüzdesinden sonra ani olarak yükselmesi nedeniyle, birinci eğilimden çok daha az düzenli olduğunu da gözledik.

Bu şekilde ulaşılan en iyi çözümlerin, ilk bileşenin (sabit maliyetler) eğiminde, tepe yükü birimlerinin özgül yatırım ve bakım maliyetlerindeki artıştan doğabilecek önemli değişmeler olsa bile, söz konusu yüzdeden fazla uzaklaşmayacağı söylenebilir.



Şekil 9. Tepe birimlerinin kuruluş maliyetlerinde sırasıyla % 20 (-.-.-) ve % 50 (—) artmanın etkileri
a) Pp'nin işlevi olarak toplam maliyetler ($t_M = \% 14$)
b) t_M 'nin işlevi olarak toplam maliyetler ($P_p = \% 30$)

Şekil 9 a'da gösterilen sonuçlar bu uslamayı doğrulamaktadır. $t_{ij} = \% 14$ alınarak ve Pp'nin değişik değerleri ile yürütülen gelişim planında, tepe yükü birimlerinin yatırım maliyetlerinin % 20 ve % 50 arttığı varsayılarak, toplam maliyetler yeniden hesaplanmıştır. En iyi çözümler, daha düşük Pp değerlerine kaymalarına karşın, önceden ekonomik bulunan sınırların içinde kalmaktadırlar.

Şekil 9 b incelendiğinde, ($P_p = \% 30$, t_M değişken) yatırım maliyetinde geleneksel ısıl üretim birimlerinin en ekonomik yüzdesini birazcık düşürmesi gereken artışların etkisinin pek az olduğu, ya da hiç olmadığı görülmektedir.

2. Geleneksel birimlerin zorunlu devre dışı olma olasılıkları: Geleneksel üretim birimlerinin zorunlu devre dışı olma olasılıklarının etkisi ikili olmaktadır: Dizgede aynı risk düzeyinde yedek gereksinimine olan etki ve tepe yük birimlerinin ürettiği enerjiye olan etki.

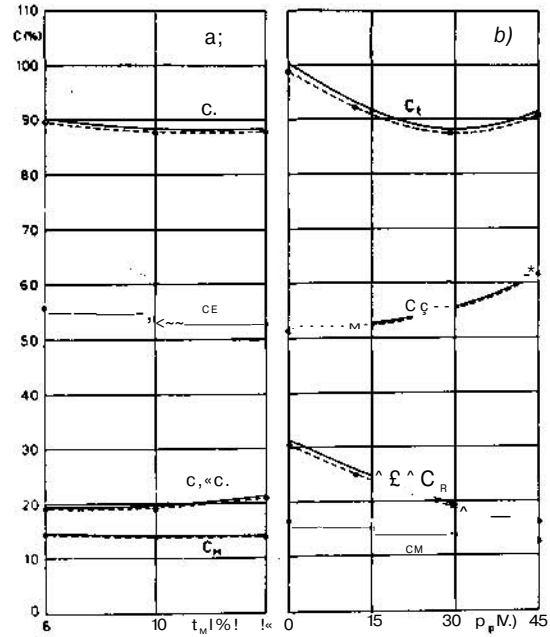
Zorunlu devre dışı olma olasılığının azalmasından dahi fazla sayıda birimin etkilenmesinden ötürü, tepe yükü birimi olmayan üretim dizgelerinde (yeni geleneksel birimlerin zorunlu devre dışı olma olasılıklarının düşük olması nedeniyle) yedek gereksinimindeki azalma daha büyüktür. Bu yüzden tepe yükü birimlerinin yüzdesi çok büyük olduğundan, yedek gereksinimi çok az değişiklik gösterir. Aslında bu tip gelişim planında başlangıç dizgesinde

yalnızca tüm geleneksel üretim birimlerinin değil, tüm tepe yükü birimlerinin de zorunlu devre dışı olma olasılıkları aynı kalır.

Tepe yükü birimlerinin ürettiği enerji ele alındığında, değişimler beklenenden çok daha düşüktür. Bunu şu şekilde açıklayabiliriz: Geleneksel üretim birimlerinin zorunlu devre dışı olma olasılıklarının azalmasıyla, tepe yükü birimleri daha aralıklı kullanılırlar, öte yandan (aynı risk düzeyinde) dizgenin yedek gereksinimi, dolayısıyla geleneksel üretim birimi yatırımlarına duyulan gereksinim (bir önceki olguyu dengeleyen biçimde) azalır.

5 ve 6. şekiller (kesikli çizgiler), geleneksel birimlerin zorunlu devre dışı olma olasılıklarının azalması nedeniyle (Şekil 6'da kesikli çizgiler) tepe yükü birimlerinin enerji üretimlerindeki değişimleri göstermektedir. Böylece yukarıda söylenenlerin tümü doğrulanmaktadır.

Daha yüksek büyüklük yüzdeleri için yedek gereksinimlerindeki azalmanın, aynı zamanda zorunlu devre dışı olma olasılığındaki azalma için yapılan varsayımdan da (daha yüksek büyüklük yüzdesi için daha büyük azalma) kaynaklandığını belirtmek gerekir.



Şekil 10. Geleneksel Üretim birimlerinin zorunlu devre dışı olma olasılıklarındaki azalmanın etkileri (Kesikli çizgiler)
a) t_M 'nin işlevi olarak toplam maliyetler ($P_p = \% 30$)
b) Pp'nin işlevi olarak toplam maliyetler ($t_M = \% 10$)

Söylenenler, bileşenler arasındaki maliyet paylaşımı biçimini de açıklamaktadır (Şekil 10). Bu paylaşım, özellikle düşük Pp değerleri benimsenen gelişim planlarında, ya-

kıt fiyatları aynı kalırken, yatırım harcamalarında önemli azalmalar gösterir.

Sonuç olarak, geleneksel taban birimlerinin zorunlu devre dışı olma olasılıklarında sağlanan bir azalma, gelişimin mutlak maliyetini önemli ölçüde düşürür, ancak tepe yükü birimlerinin en iyi yüzdesini pek fazla değiştirmez.

3. Yük eğrisinin şekli: Tepe yükü birimlerinin ürettiği yakıt maliyetine olan önemli etkisi nedeniyle, yıllık yük eğrisinin biçiminin büyük önem taşıdığı söylenebilir. Çok düz yük eğrileri, tepe yükü birimlerinin ürettiği enerji artacağı için, bu tip birimlerin düşük oranda kullanılmasını gerektirirken, sivri yük eğrileri için yüksek oranlarda tepe yükü birimleri gerekir.

Tüm bunlar, toplam kurulu güç dolayısıyla yedek gereksinimi her iki eğri için aynıysa doğrudur, öte yandan, daha düz olan yıllık yük eğrisine sahip dizgede, yük kaybı olasılığını diğerine eşit tutabilmek için daha fazla yedek gereksinime vardır. Bu da tepe yükü birimlerinin yüzdesinin büyük olmasını gerektirir.

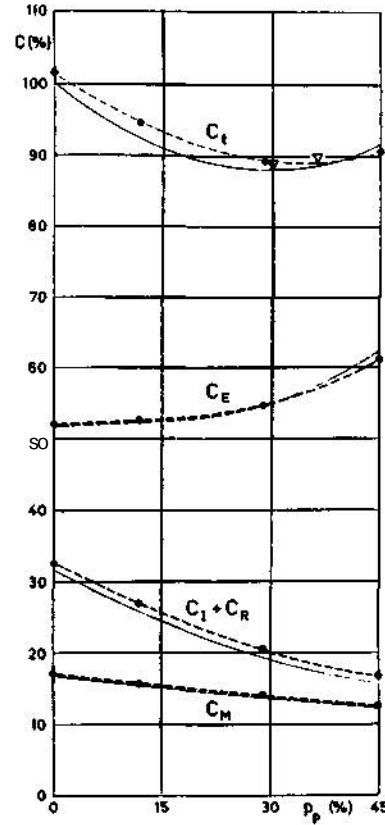
En ekonomik oran, bu iki zıt eğilimin etkilerinin doğru bir biçimde hesaplanması sonucu bulunabilir.

örneğin, $t_M = \% 10$ alınan ve farklı tepe yükü birimi oranlarıyla, ancak gerçek yük eğrisinden çok daha düz bir yük eğrisiyle gerçekleştirilen bir gelişim planından elde edilen sonuçlar, tepe yükü birimlerinin ekonomik yüzdelerinde daha yüksek değerler vermiştir (Şekil 11).

4. Risk düzeyi: Tepe birimlerinin en iyi yüzdesi, gelişim planlarında, benimsenen risk düzeyinden, yani yük kaybı olasılığına verilen birim maliyetten de etkilenir. Güvenlik düzeyi yüksek dizgeler, fazla yedek gerektirirler; bu da daha çok sayıda tepe yükü birimi kurulmasını ekonomik kılar.

Tepe birimlerinin yüzdesini artırarak göze alınan riski azalttığımız için yatırım ve bakım maliyetlerinde daha büyük azalmalar bekleyebiliriz. Düşük yük kaybı olasılıkları olan dizgelerin kurulu güçleri, yük kaybı olasılıkları yüksek olan dizgelerin kurulu gücünden büyüktür. Bu nedenle, belli bir oranda tepe birimi kurulması, bu birimlerin (MW olarak) daha fazla geleneksel birimin yerini almaları anlamına gelir. Bu da yatırım maliyetlerinde azalma demektir.

öte yandan, yakıt maliyeti, tepe birimleriyle doğru orantılı olarak artar. Yüksek risk düzeyinde geliştirilen dizgelerde, bu özellikle doğrudur. Aslında, **yüksek risklerin** benimsenmesine izin veren düşük yedekli dizgelerde, **düşük riskli** dizgelerle karşılaştırıldığında, tepe yükü birimleri yük eğrisinin daha geniş alanlarını karşılamak zorundadır.



Şekil 11. Düzenlenmiş yük eğrisini düzleştirilmenin etkileri (Kesikli çizgiler). Maliyetler $t_M = \% 10$ iken P_p 'nin işlevi olarak hesaplanmıştır.

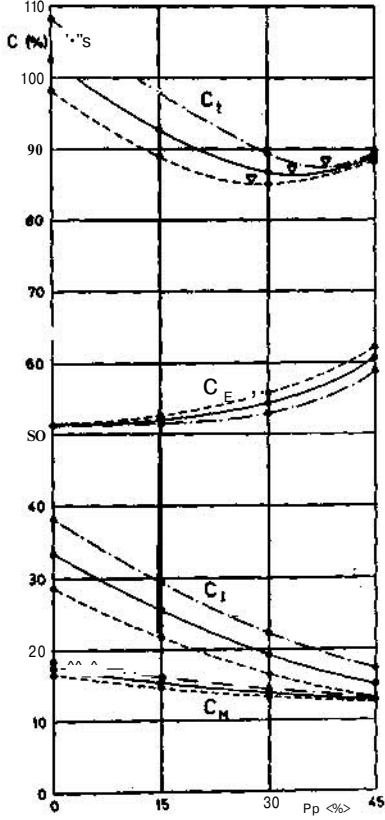
Bu eğilimlerin (yatırım ve bakım maliyetleriyle yakıt maliyetlerinin) etkileri, maliyetlerin en düşük olduğu noktaların daha az tepe birimleri ve daha yüksek risk doğrultusunda kaymalarına yol açar. Şekil 12, üç değişik en büyük yıllık risk değeri ($R_M = 0,02, 0,2$ ve 2 gün/yıl) için $tV = \% 10$ alınarak ve farklı P_p değerleri ile geliştirilen bir dizgenin maliyetlerini göstermektedir. Risk düzeyi verilen biçimde artarken, en ekonomik çözümleri, $\% 38$ 'den $\% 28$ 'e azalan tepe birimleri yüzdeleri vermektedir.

5. Yük tahmini: Bir geleneksel birimin kurulmasına karar verilmesi ile işletmeye açılması arasında belirli bir zaman (örneğin 5*yıl) geçtiği için, üretim dizgesinin karşılamak zorunda kalacağı yük istemi en az bu süre kadar önceden tahmin edilebilmelidir. Rakamlarına başvuru tüm hesaplamalarda, yükün tahmini ortalama değer etrafında, standart sapması $\% 5$ ($a = \% 5$) olan normal bir dağılım gösterdiği varsayılmıştır.

Bununla beraber, kuruluş süresi daha kısa üretim birimi kurma olanakları varsa, yük tahminindeki hata sınırı daha az olur. Kuruluş süresinin sıfır olduğu sınır durumunda (kuramsal olarak), yük deterministik varsayılır.

özel olarak, türbojetler ve gaz türbinlerinden oluşan tepe

birimlerinin önemli bir yüzdeye sahip olduğu bir gelişim planında, yük tahminlerinin sınırı bir iki yıla kadar indirilebilir. Tahminlerdeki olası hatalar, her yıl kurulan tepe birimlerin sayısı ayarlanarak giderilebilir.



Şekil 12. En yüksek yıllık yük kaybı riski R_M 'nin etkileri. Toplam maliyetler $t_m = \% 10$ için P_p 'nin işlevi olarak hesaplanmış, risk maliyeti gözönüne alınmamıştır.

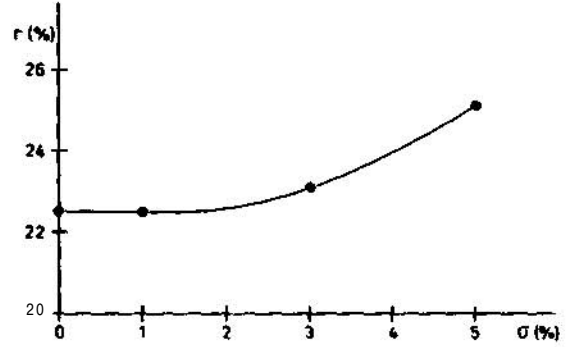
--- $R_M = 0.02$ gün/yıl
 — $R_M = 0.2$ gün/yıl
 - - - $R_M = 2$ gün/yıl

Tahmin belirsizliklerinin düşük tutulmasının başlıca yararı, aynı risk düzeyinde, yedek gereksiniminde, dolayısıyla yatırım ve bakım harcamalarında azalma sağlamasıdır.

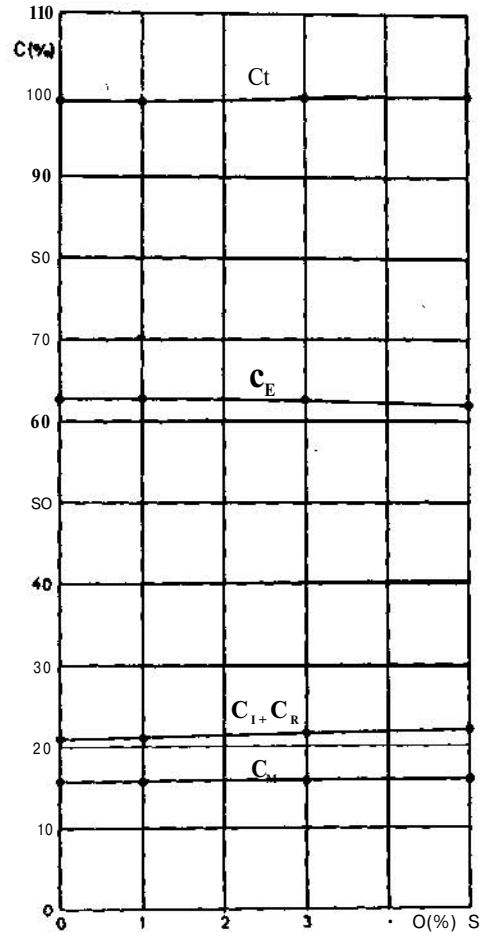
Yedek gereksinimindeki azalmanın bir yararı da, yukarıda gösterildiği gibi, tepe birimlerinin en iyi yüzdesinde aşağı doğru bir kayma oluşturmaktır.

Bir dizgede $t_m = \% 10$, $P_p = \% 30$ alınarak, yük tahmininde 5 standart sapma değeri ile ($a = \% 5; \% 3; \% 1; \% 0$) yapılan hesaplar yedek gereksiniminde (Şekil 13) ve maliyetlerde (Şekil 14) önemli azalmalar olduğunu doğrulamıştır. Tepe birimlerinin enerji üretiminde, & nın azalmasına bağlı olarak gözlenen artış (Şekil 15),

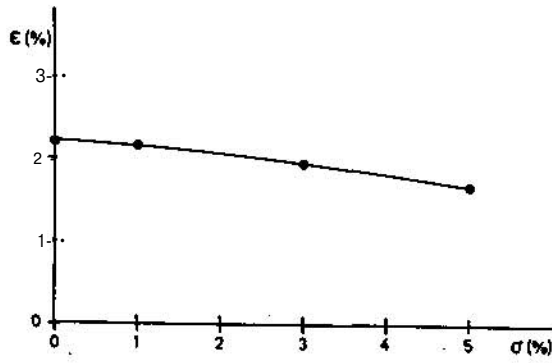
tepe birimlerinin en ekonomik yüzdesi ile azalmayı göstermektedir.



Şekil 13. Yük kestirimindeki belirsizliğin etkileri - Standart sapmanın (O) işlevi olarak yedek (r) yüzdesi.



Şekil 14. Yük kestirimindeki belirsizliğin etkileri - Standart sapmanın (O) işlevi olarak toplam maliyet.

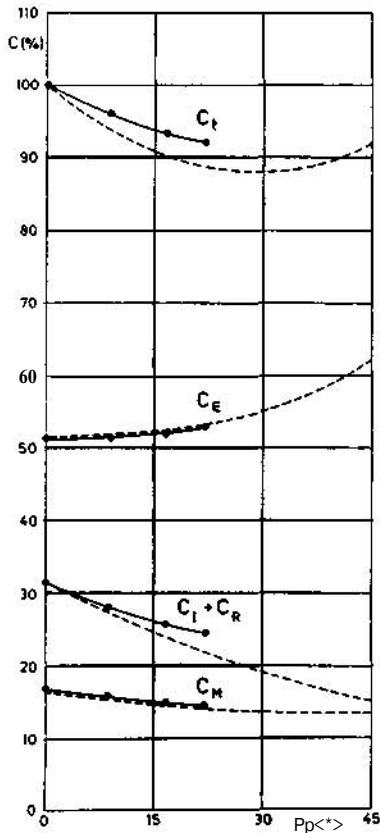


Şekil 15. Yük kestirimindeki belirsizliğin etkileri -Standart sapmanın (Q işlevi olarak tepe birimlerinin enerji üretimlerinin toplam enerji üretimine oranı (Q).

5. GAZ TÜRBİNLERİ

önceki paragraflarda, 100 MW'lık türbojet birimlere göre yapılan hesaplardan çıkan sonuçlar gaz türbinlerine ve diğer tepe birimlerine de uyarlanabilir. Bununla beraber her tepe biriminin üzerinde durulması gereken farklı özellikleri vardır.

Gaz türbinlerinin türbojet birimlere kıyasla yatırım maliyetleri biraz daha fazla, yakıt maliyetleri daha azdır.



Şekil 16. Gaz türbinleri kullanılan bir dizgede tepe birimleri yüzdesinin işlevi olarak, $t_M = \% 10$ iken toplam maliyetler. Kesikli çizgiler türbojetli; dizgede elde edilen değerleri göstermektedir.

Bu farklılıklar nedeniyle, gaz türbinlerinin yer aldığı gelişim planları daha pahalıdır. Bunda, söz konusu birimlerinin yol verme zamanlarının daha uzun olmasından ötürü döner yedek kazananlarının az olmasının da etkisi vardır.

Tepe birimleri olarak gaz türbinleri kullanıldığında, toplam maliyetin nasıl oluştuğu Şekil 16'da görülebilir.

6. POMPALAMA BİRİMLERİ

önce de belirttiğimiz gibi, pompalama birimleri, yatırım maliyetleri düşük olduğu zaman tepe üretimi için uygundur. Maliyetler, büyük ölçüde, yörenin fiziksel coğrafyasına bağlı olduğu için büyük farklılıklar gösterirler.

Pompalama birimlerinin üretim maliyetleri konusu ise çok daha karmaşıktır. Aslında, diğer tepe birimleri, örneğin türbojetler, üretim maliyetlerini kendileri belirlerken, pompalama birimlerinin üretim maliyetleri, pompalama-türbin çevriminin verimliliği dışında, bu çevrimde yer alan ısıl birimin marjinal üretim maliyetine bağlıdır. Bu maliyet zamanla, özellikle bir güç dizgesinden diğerine değişir.

Bu, söz konusu birimlerle donatılmış dizgeler üzerine yapılan çalışmalardan çıkan sonuçların ancak o dizgeler için geçerli olacağı, diğer dizgelere kolaylıkla uyarlanamayacağı anlamına gelir. Farklı üretim maliyetleri sorununun, yılda yalnızca birkaç saat çalışan pompalama birimleri içeren dizgeler için pek önemli olmadığı, ancak yüksek yüzdelerde öne çıktığı açıktır.

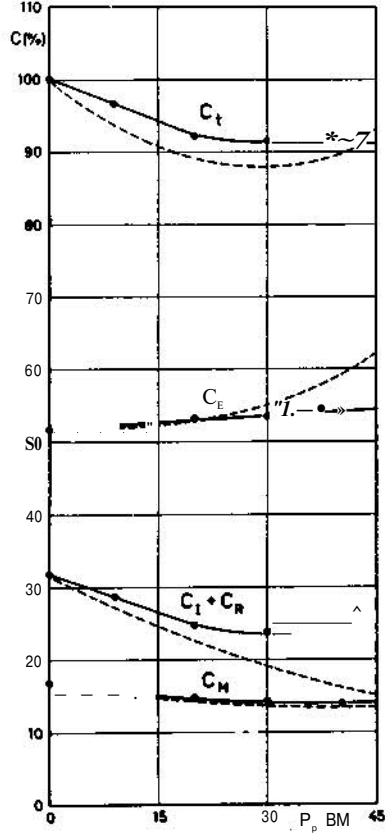
örneğin, bizim çalışmamızın konusu olan ısıl üretim dizgesinde olduğu gibi, en iyi (2210 Cal/kwh) ve en kötü (3200 Cal/kwh) ısıl birimlerinin özgül yakıt tüketimleri oranı, pompalama-türbin çevriminin toplam verimliliğinden ($77 = 0.625$) büyük olan dizgelerde, pompalama birimleri çalıştırılması ekonomik değildir.

Çalışmamızın konusu olan dizge üzerinde, öncekilerine benzer bir biçimde gerçekleştirilen parametrik yalısına, bu birimlerin en ekonomik yüzdesinin diğerleri kadar yüksek olduğunu göstermiştir (pompalama birimlerinin özgül yatırım maliyeti, 500 M\V'lık bir geleneksel birimin 0.7 katı alınmıştır). Bunun nedeni düşük yatırım maliyetleri ve özellikle çok düşük zorunlu devre dışı olma olasılıklarından kaynaklanan yedek gereksimini kazanmalarıdır.

Şekil 17, söylenenleri doğrulayan sonuçları göstermektedir.

önceden geliştirilen dizgelerden biri ($t_M = \% 10$; $P_p = \% 20$), yükü karşılamak için zorunlu olmadığı halde pompalama birimiyle çalıştırıldı. Yani, her gün, o gün var olan pompalama birimlerinin belli bir yüzdesi (P_p).

dizgenin üretiminde yer aldı. Isıl birimlerin yakıt tüketimlerine ilişkin olarak bu ana kadar söylediklerimiz, bu koşullar altında işletme maliyetlerinin P_p ile artmasını gerektiriyor. Ancak, ısıl birimlerin daha düzenli çalışmasını, dolayısıyla daha az eskimesini sağlayan böyle bir işletme politikası, pahalı olmasına karşın uygun olabilir.



Şekil 17. Pompalama birimleri kullanılan bir dizgede, tepe birimleri yüzdesinin işlevi olarak, $t_M = \% 10$ iken toplam maliyetler. Kesikli çizgiler türbojetli dizgede elde edilen değerleri göstermektedir.

7. SONUÇLAR

1. Yatırım maliyeti düşük, işletme maliyeti fazla olan tepe yükü birimleri kurulması gerekliliği, geleneksel üretim dizgelerinde yedek gereksiniminin kurulu güce oranının yüksek, yük eğrisindeki yük faktörünün düşük olmasından kaynaklanır.

2. Birim büyüklüğü ve zorunlu devre dışı olma olasılığı, geleneksel birimlerden küçük olan tepe birimleri kullanılması, dizgede ortalama birim büyüklüğünü ve ortalama zorunlu devre dışı olma olasılığını küçültür; böylece yedek gereksiniminde ve yatırım maliyetlerinde önemli bir azalma sağlanır.

3. Üretim dizgelerinin en iyi bileşiminin saptanmasında belirleyici olan tepe birimlerinin gerçek enerji üretimi, **düzenlenmiş yük eğrisi** üzerinde değil, düzenlenmiş üretim eğrisi **üzerinde hesaplanmalıdır**.

4. Tepe birimleri, geleneksel taban birimleriyle karşılaştırıldığında, büyüklük, zorunlu devre dışı olma olasılığı, yakıt tüketimi, vb. açısından büyük farklılıklar gösterirler. Ayrıca tepe birimlerinin işletme politikalarının doğru olarak saptanması zorunluluğu vardır. Bu nedenlerle, akılcı ve doğru sonuçlar almak isteniyorsa, dizgenin ömrünün alabildiğince ayrıntılı bir benzetimi (simulation) yapılmalıdır.

5. Tepe birimlerinin dizgedeki en iyi kurulu güç oranı oldukça yüksek olabilir. Bu açıdan, tepe birimleri kurulmasından sağlanan başlıca kazanımın, bu birimlerin yedek gereksinimi için geleneksel birimlerin yerini alması olduğunu belirtmeliyiz.

6. Dizgenin temel niteliklerindeki (geleneksel ısıl birimlerin zorunlu devre dışı olma olasılıkları, tepe birimlerinin yatırım maliyetleri, yük eğrisinin şekli, benimsenen risk düzeyi, vb.) değişmelerin toplam maliyete etkileri oldukça önemli olmakla birlikte, bu nitelikler, dizgenin en iyi bileşimini fazlaca etkilemezler.

KAYNAKLAR

- (1) Paris, L. ve M. Valtorta; "Planning the Installation of Large Units in Interconnected Systems; Relevant Parameters and their Relative Influence.", CIGRE Report 32-12, T968.
- (2) Paris, L. ve M. Valtorta; "Economic Aspects of Planning Large Units in Interconnected Systems", World Power Conference, Moskova, 1968.
- (3) Casazza, J.A. ve C.H. Hoffman; "Relationship Between Pool Size, Unit Size, and Transmission Requirements", CIGRE Report 32-09, 1968.
- (4) Favez, B.; "Special Report for Group 32 (Systems Planning and Operation)", CIGRE Report 32-00, 1968.
- (5) ENEL; "Special Session for Presentation and Discussion of the Italian Power System of the Future", CIGRE Transmission System Study Committee 31, Roma, Mayıs 1969.
- (6) Basso, P., G. Manzani, P.L. Noferi, L. Paris ve M. Valtorta; "Computer Simulation of Optimal Development and Operation of a Thermal Generating System for Planning Purposes", Symposium on Analysis and Synthesis of Electrical Networks, Report 6.6, Bükreş, Ekim 1967.
- (7) Basso, P. ve P.L. Noferi; "Sviluppo ed Esercizio di Sistemi Termici e Loro Simulazione al Calcolatore Digitale", L'Energia Elettrica, No. 11, 1968.
- (8) Manzoni, G., P.L. Noferi ve M. Valtorta; "Planning Gas-turbines and Pumped Storage Plants for Peak-Loads", OREPS, Atina, Kasım 1968.