

Yük Kaybı Yöntemiyle Güvenirlik Etüdü

Orhan TARKAN

TEK

ÖZET

Yüksek bir hızla gelişmekte olan enterkonekte sistemimizde, gelişmeye paralel olarak, üniteler de giderek büyümektedir. Ancak, bir ünitenin arızalanma olasılığı da, ünitenin büyüklüğü ile orantılı olarak artar, özellikle, ilerdeki yıllarda daha da büyüyecek olan ünitelerin yaratacağı arıza olasılıklarını planlama evresinde hesaplamak, sistemin güvenlik içinde çalışmasını sağlamak bakımından çok önemlidir.

Bu yazıda sunulan «yük kaybı» yöntemi, bütün dünya ülkelerinde kullanılan, etkili ve kolay bir yöntemdir. Yedek hesaplarında, risk düzeyinin ölçülmesinde, işletmeye açılması beklenen ünitelerdeki gecikme ya da erkene alınmaların, sistem güvenliğine olan etkisinin bulunmasında başarıyla uygulanmaktadır.

SUMMARY

in parallel with the developing interconnected grid the units are growing also. The probability of fault in a unit increases with the increase in capacity of the unit. Since planning units are larger, it is very important to estimate the probability of fault in advance.

The method of «load loss» which is presented here is a very easy and effective method and applied in several countries. in estimation of level of risk, in calculation of spares, in effects of putting the unit in service earlier or later than the programmed time on the reliability of the system, the method is successively applied.

1. GİRİŞ

Bir sistemin gerek planlama gerekse işletme bakımından incelenmesi gerekli önemli konularının başında o sistemin güvenirliliği, başka bir deyişle müşteri ve kullanıcılarına sağladığı güvenlik gelmektedir. Ulusal ekonomi açısından bakıldığında zaman, sağlanamayan enerjinin, düşen gerilimin, bozulan frekansın yarattığı maddi ve manevi zararlar tahminlerin çok üzerindedir.

Hiç bir sistem, santral ve ünite % 100 güvenilir değildir. Her sistemde ya da tek tek ünitelerde daima bir arıza payı vardır ve her ünite çalıştırıldığı **zaman belirli bir** risk peşinen kabul edilmiş demektir. Sistemlerin güvenirlilik açısından göstergesi olan risk düzeyi, olasılık yöntemleriyle hesaplanabilir. Bu hesap yapılmadan, sistemin risk düzeyi sayısal olarak belirlenmeden, güvenirliliği artırıcı geçerli ve sağlam tedbirler alınmanın da olanağı yoktur.

Bu yazıda üzerinde durulacak olan yöntem, «yukarıya» yöntemi olarak bilinir ve gerek doğruluğu gerekse kolaylığı bakımından çok kullanılır. Yöntemin başlıca özelliği, risk düzeyini ölçebilmesi, yük ve üretim kapasitesinde meydana gelecek değişikliklerin bu düzeyi ne şekilde etkileyeceğini hesaplayabilmesidir. Bu bakımdan statik yedek hesaplarında, işletmeye açılması beklenen ünitelerin gecikme ya da erkene alınma durumlarında güvenilirliğin ölçülmesinde, büyük bir başarıyla kullanılabilir.

2. BİR TANIMLAMA

Bir ünitenin verilen bir zaman parçası içinde arızalanıp arızalanmayacağı ya da ne zaman arızalanacağı önceden kesinlikle bilinemez. Ancak, bu ünitenin geçmiş zaman parçaları içindeki arıza istatistikleri gelecek için bir tahmin yapılmasını sağlar. Her ünite için geçmişteki bilgiler, bu üniteler için «arızı olarak servis dışına çıkma olasılığını», (p), saptar :

$$P = \frac{\text{arıza süresi}}{\text{çalışma süresi} + \text{arıza süresi}}$$

Örneğin, Tunçbilek Santralının 32 MW ılık ünitelerinden biri, 1965-1971 yılları arasındaki 7 yıllık süre içinde toplam olarak 49645 saat çalışmış, 7217 saat arıza yapmıştır. Bu ünite için arızı olarak servis dışına çıkma olasılığı,

$$P = \frac{7217}{7217 + 49645} = \frac{7217}{56862} = 0,126921 \text{ dir.}$$

Dolayısıyla, bu ünitenin ilerideki yıllarda arızalanma olasılığı % 13, arızalanmama olasılığı ise $100 - 13 = \% 87$ dir.

Burada, hesapları kolaylaştıracı bir kabul yapılabilir. Bu kabul, aynı santralda, aynı güç ve karakteristikteki ünitelerin aynı olarak servis dışına çıkma olasılığının aynı olacağıdır. Ancak bu kabul yüzde yüz doğru değildir ve küçük bir yaklaşıklıkla geçerlidir, hesapların daha kolay ve çabuk yapılmasını sağlar.

Bu durumda Tunçbilek Santralının 2 adet 32 MW ılık ünitesi için 1963-1971 yılları istatistiklerinden arıza olasılığı (çalışma süresi 135119 saa», arıza süresi 7888 saat) :

$$P = \frac{7888}{135119 + 7888} = 0,055$$

olarak bulunur.

3. SİSTEMİN OLASILIK TABLOSU

Sistemdeki her ünite için arızalanma olasılığı yukarıda gösterildiği gibi hesaplandıktan son-

ra üniteler birleştirilerek sistemin olasılık tablosu elde edilir. Aynı karakteristik ve güçteki üniteler için birleştirme işleminde binom dağılımı kullanılır :

$$(a + b)^n = a^n + na^{n-1}b + \frac{n(n-1)}{2}a^{n-2}b^2 + \dots + b^n$$

Örneğin, yukarıdaki Tunçbilek örneğinde, arıza olasılığı $p = 0,055$, arızalanmama olasılığı $q = 1,000 - 0,055 = 0,945$ olduğuna ve 2 ünite bulunduğu göre :

$$(0,945 + 0,055)^2 = 0,893025 + 0,103950 + 0,003025$$

Dağılımdaki her terim bir kapasite kombinasyonunun arızalanma olasılığını verir. Bu şekilde aşağıdaki tablo hazırlanabilir.

Tablo 1.

servis harici güç (MW)	olasılık
0	0,893025
32	0,103950
64	0,003025

Dolayısıyla bu santralın hiç arızalanmama ya da 0 MW kaybetmesi olasılığı % 89, bir ünitesini kaybetme olasılığı % 10, iki ünitesini birden kaybetme olasılığı % 0,3 dür.

Değişik karakterli üniteler için de benzer bir yöntem uygulanır. Yine Tunçbilek Santrali alınırsa, bu santralın, 65 MW ılık üçüncü ünitesinin arızalanma olasılığı, $p = 0,06$ dır.

Üçüncü ünitenin Tablo 1 e ilâvesi için iki olasılık düşünülebilir:

a. 65 MW ılık ünite servisedir (Serviste olma olasılığı, $q = 0,94$).

Tablo 2.

servis harici güç (MW)	olasılık
0 + 0 = 0	(0,893) (0,94) 0,83942
32 + 0 = 32	(0,104) (0,94) 0,09776
64 + 0 = 64	(0,003) (0,94) 0,00282

b. 65 MW ılık ünite arızalıdır (Arıza olasılığı $p = 0,06$).

Tablo 3.

servis harici güç (MW)	olasılık
$0 + 65 = 65$	(0,893) (0,06) 0,05358
$32 + 65 = 97$	(0,104) (0,06) 0,00624
$64 + 65 = 129$	(0,003) (0,06) 0,00018

Tablo 2 ve 3 birleştirilirse :

Tablo 4.

servis harici güç (MW)	olasılık
0	0,83942
32	0,09776
64	0,00282
65	0,05358
97	0,00624
129	0,00018
	1,00000

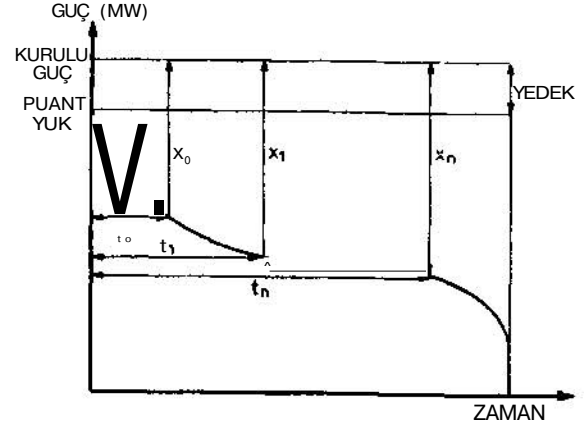
Tunçbilek santralının olasılık tablosu elde edilir. Olasılıklar toplamı daima 1,0 olacağından, bu husus hesabın doğruluğunu kontrol etmek için kullanılabilir.

Santrallar ve üniteler yukarıda gösterilen yöntemlerle birleştirilirse bütün sistemin olasılık tablosu elde edilir. Ancak, burada bir zorluk başgöstermektedir. Özellikle değişik güçlerdeki üniteler birleştirildiği zaman, elde edilen tabloda, güçlerin bütün kombinasyonları yer almaktadır. Tablonun son değeri kurulu güce eşit olacağından, bu tabloda en fazla MW olarak kurulu güce eşit miktarda satır sayısı olabilir, örneğin kurulu gücü 3000 MW olan bir sistemin olasılık tablosunda 3000 satır vardır. Bu sayı, bilgisayarların bellek kapasitesini zorlayacak ve işlem zamanının artmasını gerektirecek niceliktedir.

Bu bakımdan, yöntem pratikte kullanıldığı zaman bir güç aralığı seçilir ve arada çıkan olasılıklar interpolasyonla bu kademelere göre aj'lanır.

4. SİSTEMİN RİSK DÜZEYİ

Bu şekilde elde edilen olasılık tablosu, belirli bir andaki risk düzeyinin bulunabilmesi için, sistemin düzenlenmiş yük eğrisi ile karşılaştırılır (Şekil 1).

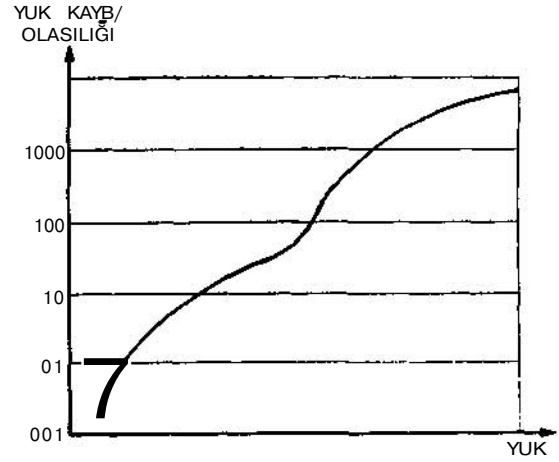


Şekil 1.

Şekildeki x değerleri sistemin olasılıklar tablosundaki güçleri, t değerleri yük eğrisinden okunan zamanları göstermektedir. Böylece,

$P_0 t_0 + P_1 t_1 + \dots + P_n t_n$ sistemin toplam yük kaybı olmaktadır.

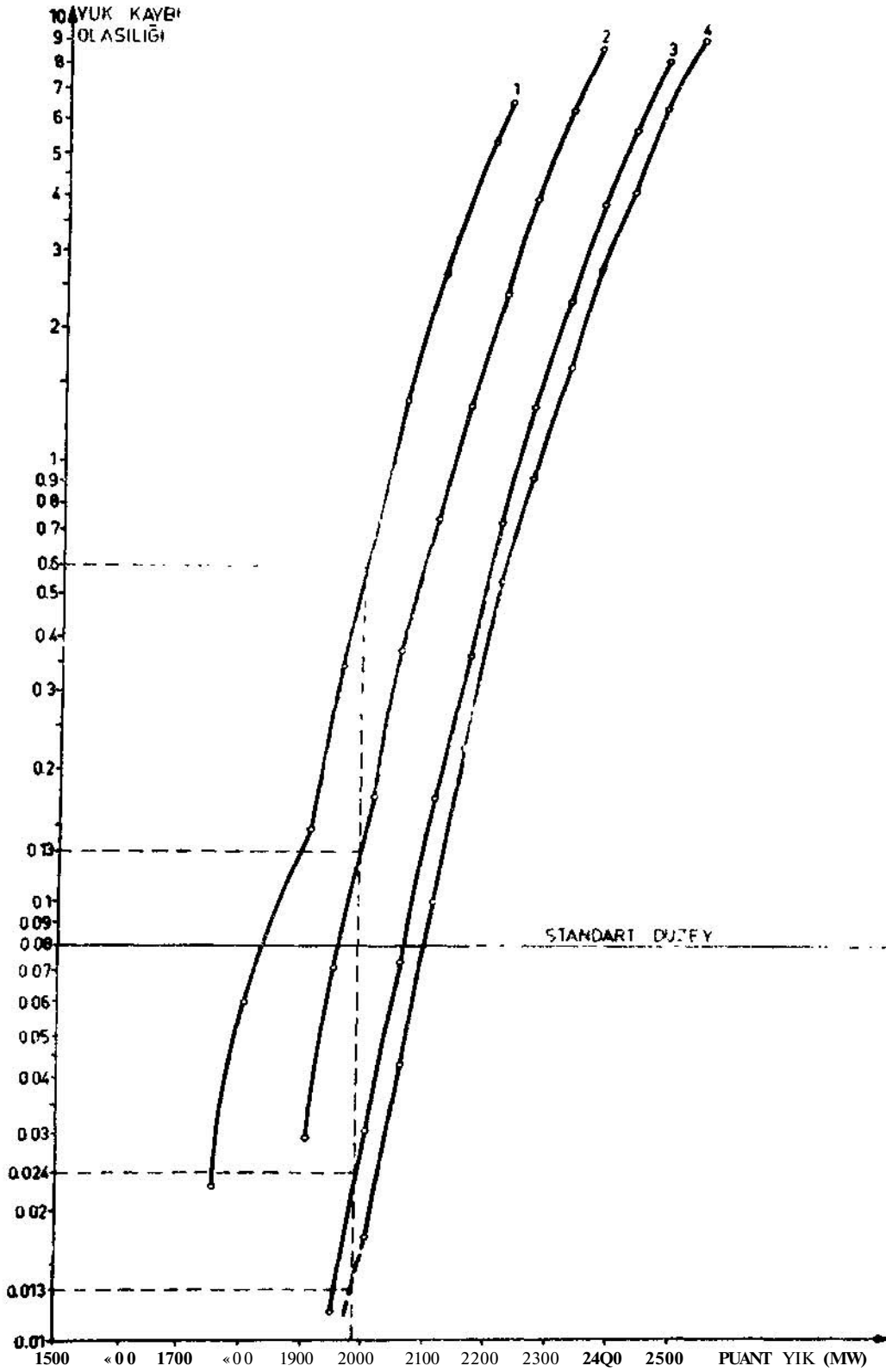
Bu işlem belirli bir puant yük ve sistem kurulu gücünde risk düzeyini verir. Aynı işlemler değişik puant yükler için yinelenir ve riskler yan logaritmik ölçekle çizilirse. Şekil 2 elde edilir.



Şekil 2.

Bütün bu işlemler değişik kurulu güçler için yinelenirse bir eğriler takımı elde edilir. Genel olarak kurulu güce yapılan bir ilâve, eğriyi sağa doğru, eksiltme ise sola doğru kaydırır.

Bütün bu hesaplardan çeşitli yük düzeyleri ve kurulu güçler için risk düzeyleri bulunabilir.



Şekil 3.

Ancak, riskin kritik düzeyde olduğunu anlayabilmek için, hesaplanan değerleri bir standard ile karşılaştırmak gerekir. Standard risk, yüksek kademe yöneticilerinin vereceği kararla saptanabilir. Ancak, bütün dünyada ortaklaşa kabul edilmiş olan standard düzey 0,08 dir.

5. BİR UYGULAMA

Türkiye Elektrik Kurumu 1973 yılı enterkonekte şebekesinde, Ekim ayına kadar hizmete açılması beklenen santrallerle birlikte, sistemin olasılıklar tablosu aşağıda gösterildiği gibi elde edilmiştir. Tablo 5, 25 MW güç kademelerine göre düzenlenmiştir.

Tablo 5.

<u>servis harici güç (MW)</u>	<u>olasılık</u>
0	0,16148
25	0,24280
50	0,19045
75	0,10945
100	0,06029
125	0,03561
150	0,04950
175	0,05426
200	0,03927
225	0,02200
250	0,01190
275	0,00688
300	0,00550
325	0,00442
350	0,00284
375	0,00152
400	0,00080
425	0,00044
450	0,00027
475	0,00016
500	0,00009
525	0,00004
550	0,00002
575	0,00001
600	0,00000

Sistemin 1973 senesi için beklenen düzenlenmiş yük eğrisi ve olasılık tablosu ile, puant yük, 1500-2500 MW arasında değiştirilerek sistemin risk eğrisi elde edilmiştir. (Şekil 3 de ki 1 no. lu eğri)

1973 yılının puant yukunun Aralık ayında ve 1980 MW o'arak rüçrçkleşmeM bekinmektedir. Şekil 3 te 1 no. lu eğri ile 1980 MW düzey doğrusu, 0,58 ruk düzeyinde kesişmektedir. Dolayısıyla, Aralık ayında devreye yeni santraller girmediği takdirde, sistemin risk düzeyi standard 0,08 i çok aşarak 0,58 olacaktır Ancak, Ekim ve Aralık ayları arasında Seytomer 2, Gokçekaya 2 ve 30 MW gaz türbini ünitelerinin devreye gireceği düşünülmüştür

Şekil 3 te 2 no. lu eğri Seytomer 2 nin hizmete açılmasından sonraki sistem arıza olasılıklarını göstermektedir. Bu durumda bile risk düzeyi 0,13 gibi yüksek bir değerdedir.

Ancak, Gokçekaya 2 nin de sisteme girmesinden sonra, düzey, 0,024 e düşerek standard düzeyin altına inmektedir.

4 no. lu eğri ise gaz türbinlerinin ilâvesini ve riskin daha da düşüşünü göstermektedir

Eğer bu ilâve santraller devreye girmemiş olsaydı, sistemin mevcut gücüyle ve standard risk düzeyini aşmadan karşılayabileceği yük, en fazla 1840 MW olurdu. Bu durumda sistem 140 MW fazla yük taşımaya zorlanıyor demektir.

KAYNAKLAR

1. *Billington Roy* • Power System Reliability Evaluation, Gordon and Breach, 1970.
2. *Tarkan Orhan* . Güvenirlik Etüdü Denemesi, TEK Rapor, PKD-58, Nisan 1972.
3. *Tarkan Orhan* : Güvenirlik Etüdü Programı, TEK Rapor, PKD-73, Eylül 1972.