

ELEKTRİK TARİFESİNDE MARJİNAL MALİYET YÖNTEMİ

MARGINAL COST IN ELECTRIC
POWER PRICING

ABSTRACT

Modern societies have become increasingly dependent on various types of energy resources among which electric power has occupied a dominant position. In addition, electricity is the most important infrastructure sector in every country. This study focused on the importance of adopting the correct power pricing policies to maximize the net economic benefits of electricity consumption to society. For this reason, the marginal cost components of tariff have been studied. Since the generation marginal cost components have the great portion in electrical tariff, the marginal capacity cost and the marginal energy cost have been calculated for Turkish Electrical System. While the marginal capacity cost of generation is calculated analytically, for the marginal energy cost calculation by using Balerioux-Booth Technique "Equivalent Load Curve Probabilistic Simulation Model" has been developed and implemented to Turkish Electrical System. This model is the short-run planning model.

Key words: Electric tariff, marginal capacity cost (LMRC), marginal energy cost (SRMC)

GİRİŞ

Toplumların çeşitli enerji kaynaklarına ve özellikle elektrik enerjisi kullanımına bağımlılıkları giderek artmaktadır. Ayrıca elektrik sektörü ülkenin en önemli altyapı sektörlerinden biri olup yatırım yoğun bir sektördür. Yukarıdaki nedenlerden ve ülke ekonomisindeki büyük önemi nedeniyle elektrik sektöründe doğru tarife politikalarının oluşturulup uygulamaya konulması hem ülke ekonomisi, hem de sektörün kendi kendine yeterliliği açısından büyük önem taşımaktadır.

Halen elektrik sektöründe en yaygın biçimde kullanılan iki tarife

ÖZET

Toplumların çeşitli enerji kaynaklarına ve özellikle elektrik enerjisine bağımlılıkları giderek artmaktadır. Ayrıca elektrik sektörü her ülkenin en önemli alt yapı sektörlerinden biridir. Bu çalışmada; elektrik tüketiminde elde edilecek net ekonomik faydayı maksimize edecek doğru tarife politikalarının oluşturulmasına çalışılmıştır. Bu nedenle marjinal maliyetle tarife yöntemi incelenip, tarifede en büyük paya sahip olması nedeniyle marjinal maliyet bileşenlerinden üretimden gelen marjinal maliyetler Türkiye Elektrik Sistemi için hesaplanmıştır. Üretimden kaynaklanan marjinal kapasite maliyeti analitik yöntemle hesaplanırken, marjinal enerji maliyetinin hesaplaması için Balerioux-Booth Tekniği kullanılarak "Eşitlenmiş Yük Eğrisi Olasılıklı Benzetim Modeli" getirilmiş ve Türkiye Elektrik Sistemine uygulanmıştır.

Anahtar kelimeler: Elektrik tarifi, marjinal kapasite maliyeti (LKIRC), marjinal enerji maliyeti (SRMC).

H. Gönül GÜNVARAN

TEDAŞ APK

İnönü Bulvarı Bahçelievler/ ANKARA

Serpil EROL

Gazi Üniversitesi Endüstri

Mühendisliği Bölümü, ANKARA

yöntemi olup, bunlardan ilki olan muhasebe yönteminde tarife geçmiş maliyetlere dayandırılmaktadır. Bu yöntem de yıllık sabit ve değişken işletme giderleri hesaplanır. Bu giderlere belirli bir kâr marjı ilavesi ile toplam olarak hesaplanana finansman ihtiyacı müşteri tiplerine geçmiş yılların deneyimlerinden yararlanılarak dağıtılır. İkinci elektrik tarifesi oluşturma yöntemi ise marjinal maliyet yöntemi olup, bu yöntemle üretici artı tüketicinin bu hizmetten edineceği net fayda maksimize edilmektedir. Marjinal maliyet bir birimlik kapasite (kV) ve bir birimlik üretim artışının (kwh) maliyete getirdiği marjinal artış olarak tanımlandığı için, bir şekilde gelecek maliyetlere yada müşteri tüketim kararlarına bağlıdır. Böylece müşteri talep ettiği enerjinin sisteme getireceği maliyetlerden sorumlu tutulabilmektedir.

Marjinal maliyet yöntemi ile tarife oluşturulması Avrupa'da ikinci Dünya Savaşından sonraki döneme rastlamaktadır. Bunun nedeni, savaş sonrası ülke ekonomilerinin kilit sektörlerinin devletleştirilmeleri ve bu sektörlerin kârlı çalışmalarının sağlanmasıdır.

Elektrik sektöründe de marjinal maliyetle tarife oluşturulması yine aynı döneme rastlamıştır. 1949'da Bouteu (2) ve 1968'de Turvey'in (12,13) konuya önemli katkıları olmuştur. Bouteux ve Turvey özellikle puant yük tarifesi konusunda yada elektrik tarifesinin elektrik kullanım saatlarına göre hesaplanması konusunda büyük katkılar sağlamışlardır. Konuya katkıları olan diğer araştırmacılar ise Brown ve Johnson (3,4), Visscher (14), Munasingle ve Warford (11), Crew ve Kleindorfer (5,6), Anderson ve Bohanan(1), Kalın (10).

Halen dünyada marjinal maliyet yöntemi elektrik sektöründe yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu yöntemin Türkiye Elektrik Sistemi Tarife Yapısının oluşturulması için de kullanılması gereği açıktır. Böylece sektör yaptığı üretimin net ekonomik faydasını maksimize ederken, gerek yatırım gerekse üretim giderlerini karşılayabilme açısından kendine yeterli olacaktır (7,8,9).

Marjinal maliyet üretim, iletim, dağıtımdan gelen 1 birimlik kapasite (kV) artışı ile ayrıca üretimden kaynaklanan 1 birimlik üretim (kWh) artışının maliyete oluşturacağı artış olarak tanımlandığından, adı geçen maliyetlerin hesaplanması oldukça detay mühendislik ve ekonomik hesaplamaları da beraberinde getirir. Son yıllarda elektrik sektöründe gerek uzun dönem (30 yıla kadar) yatırımı üretim planlama modellerinin, gerek kısa dönem (gün, hafta, ay) üretim planlama modellerinin geliştirilmesi, marjinal maliyet bileşenlerinin hesaplanması üzerinde çalışan uzmanlara büyük kolaylıklar sağlamıştır. Elektrikte kullanılan gerek uzun gerekse kısa dönem planlama modelleri elektrik sistemlerinin en önemli özelliklerinden olan santraller zorunlu devre dışı kalma olasılıkları ile sistem yük eğrilerini kullanarak planlama problemlerine çözüm getirmektedir. Böylece elektrik sistemleri matematiksel modellerle doğruya en yakın biçimde tanımlanabilmektedir.

Çalışmada; tarifenin %80 civarındaki en büyük bölümünü oluşturması nedeniyle, üretimden gelen marjinal kapasite maliyeti (LMRC) ve marjinal enerji maliyeti (SRMC) Türkiye Elektrik Sistemi için hesaplanmıştır. Marjinal kapasite maliyeti analitik yöntemle hesaplanırken, marjinal enerji maliyeti hesaplanması için Balerioux-Booth Tekniği kullanılarak "Eşitlenmiş Yük Eğrisi Olasılıklı Benzetim Modeli" özgün olarak geliştirilmiştir. Yöntemler hakkında detay bilgi kaynak (7,8,9)'da bulunabilir.

2. Marjinal Maliyet Bileşenleri

Elektrik üretiminden kaynaklanan marjinal kapasite maliyeti (LMRC) ve marjinal enerji maliyeti (SRMC) aşağıdaki gibi hesaplanır.

2.1. Maliyet Kapasite Maliyeti

Marjinal kapasite maliyeti (LRMC) arzın 1 KW arttırılmasının sebep olduğu yatırım maliyetindeki artış olarak tanımlanmaktadır. Uzun dönem üretim yatırım matematiksel planlama modelleri kullanılarak

marjinal kapasite milliyetinin (LRMC) hesaplaması oldukça kolaydır. Mesela plânlama periyodu 20 yıl alınsın. Her yıl için puant yük talep tahmini yapılsın. Puant yük talebinin her yıl D kadar hipotetik olarak arttırıldığı varsayılınsın (Şekil 2.1.1.). Bu durumda hem orjinal hem de artık talep için uzun dönem planlama problemi çözülür. Her iki yük tahmini için bulunan opt^Tial çözümleri kullanılanak

$$LRMC_{cap} = \frac{AC}{\Delta D}$$

hesaplanır. Burada:

AD : Planlama periyodundaki her yıl için talepteki marjinal artış
AC : İki optimal çözümün maliyet farkı

Daha açık olarak; eğer sistem planlama problemi uzun dönem en düşük maliyetli planlama modeli ile çözülüyor ise Cⁿini hesaplanması oldukça kolaydır. Bunun için: puant yük talebi planlama periyodundaki her yıl için belirli sabit bir oranda D kadar (marjinal artış) arttırılır. Böylece yeni bir talep projeksiyonu elde edilmiş olur. Uzun dönem yatırım üretim planlama modeli kullanılarak hem orjinal talep tahmini hem de arttırılmış talep için iki ayrı optimal çözüm elde edilir. Birinci yani orjinal talep tahmini ile elde edilen çözüme A, diğeri yani arttırılmış talep tahmini ile elde edilen çözüme B denilir ise;

$$\frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_t^B - C_t^A}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{TO_t - OF_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t^B - E_t^A}{(1+r)^t}}$$

Burada,

$$C_t^A, C_t^B$$

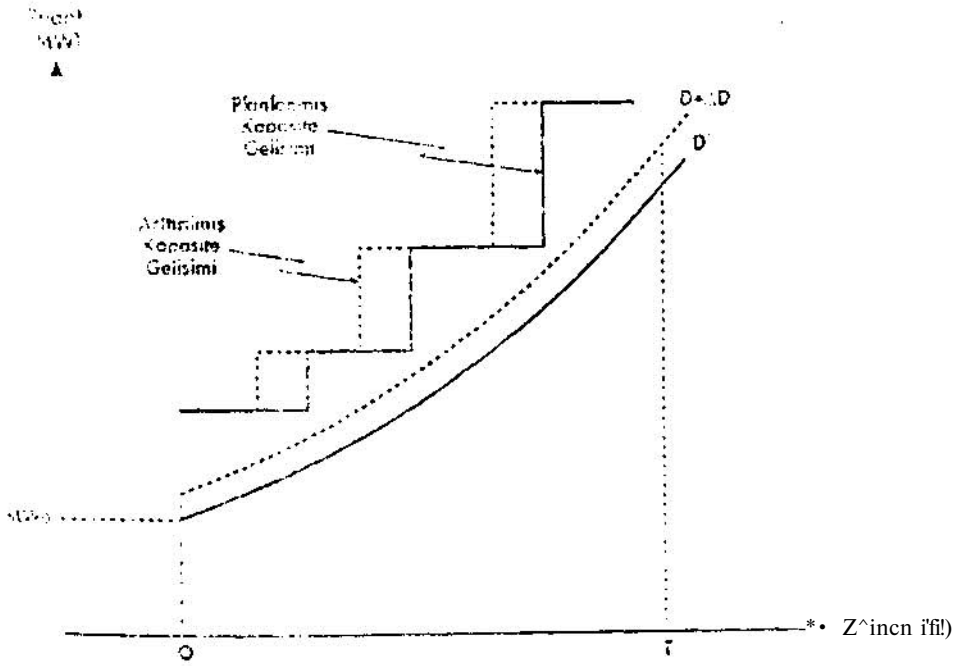
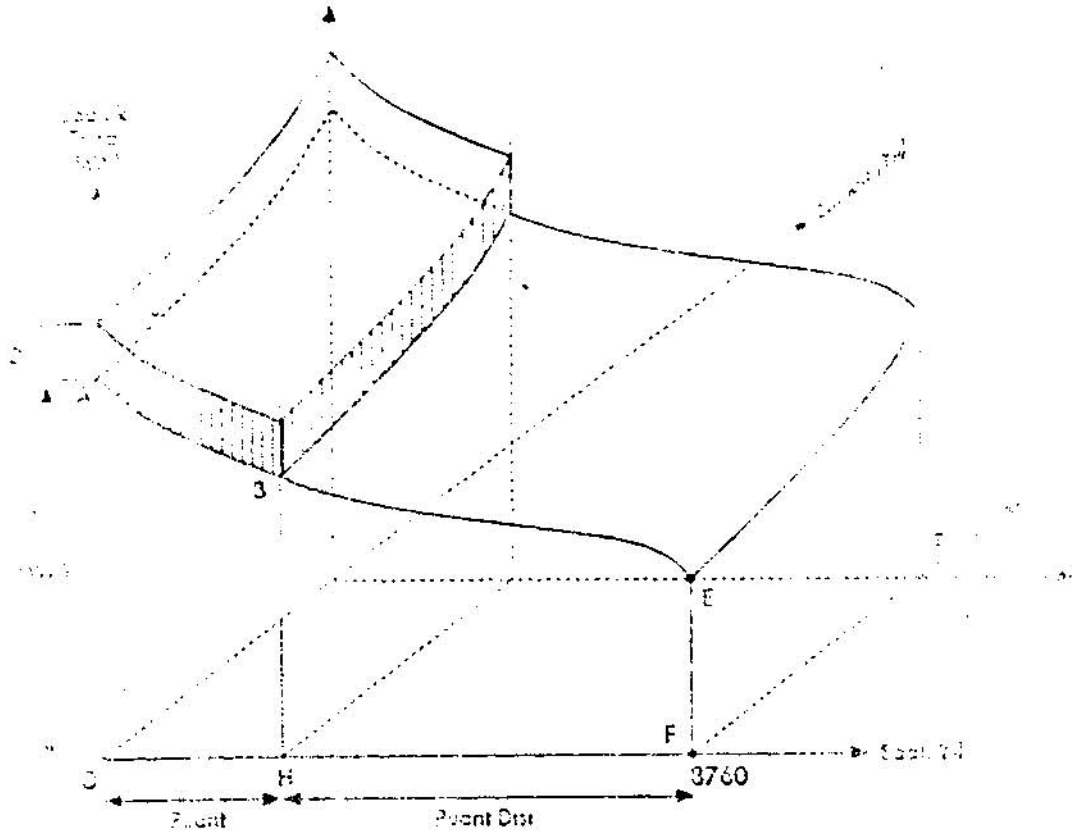
t : A ve B optimal çözümlerinden elde edilen yatırım gideri

$$O_t^A, O_t^B$$

t : A ve B optimal çözümlerinden elde edilen sabit işletme giderleri,

$$E_t^A, E_t^B$$

t : A ve B çözümlerinde kullanılan puant yük talep



Şekil 2 1 1 Yıllı, İük Eğrisi (.,\D Kadar Arttırılmı:ş), Pur.at Yük Talep Tahmini (AD Kadar Arttırılmış)

tahminleridir.

T : Planlama periyodu

LRMC_{cap} hesaplanabilmesi için kullanılacak modellerden bir tanesi WASP III "Wien Automatic System Planning Package" Modelidir. WASP III Modeli ile 30 yıla kadar uzunluktaki planlama periyodu için santrallar yatırım, üretim planlama problemlerine çözüm bulunabilmektedir. Uluslararası Atom Enerji Ajansı (IAEA-Viyana) tarafından Türkiye Enterkonnekte Sistemine uygulanan model halen uzun dönem planlama çalışmalarında kullanılmaktadır.

Eğer elinizde uzun dönem elektrik yatırım üretim planlama modeli yoksa, yada Kurumumuzda var olupta araştırmacıya kullanma imkanı verilmemişse, marjinal kapasite maliyeti (LRMC_{cap}) analitik yöntemle de hesaplanabilir Analitik yöntem kısaca aşağıda verilmiştir.

$$\text{Burada. } LRMC_{cap} = (\text{Yıllık kapasite maliyeti}) \left(1 + \frac{RM}{100}\right) / \left(1 - \frac{L_s}{100}\right);$$

$$= (\$/KW - \text{yıl})$$

RM: Elektrik sistemi için kabul edilen rezerv kapasite (yedek güç) oranı,

L_s: Santral kaybı (üretilen enerjinin santral tarafından kullanılan miktarı).

Burada hesaplanan LRMC_{cap} (\$/KW/yıl) olup, LRMC_{cap}'te santral tipinin yük faktörü kullanılarak \$/kwh'te çevrilir

Santral Yük Faktörü = (1 - FOR)

$$1 - \frac{MSDI}{365} \cdot 760$$

FOR: Santralin zorunlu devre dışı kalma olasılığı (%),
MSI): Planlanan yıllık bakım onarım süresi (gün/yıl).

2.2. Marjinal Enerji Maliyeti

Marjinal enerji maliyeti 1 kWh üretim artışının sistem üretim maliyetine getireceği marjinal artış olarak tanımlanır. Marjinal enerji maliyeti (\$/kWh) hesaplamalarında üretim benzetim modelleri kullanılır.

Üretim benzetim Modellerinin amacı

santralların zorunlu devre dışı kalma olasılıklarını (FOR) gözönüne alarak santralların beklenen üretimlerinin hesaplanmasıdır. FOR olasılık değeri olduğu için elektrik sistemlerinde olasılıklı benzetim tekniğinin kullanılması gerekmektedir. Bu tekniğin en ünlüleri olarak Monte Carlo Kronolojik Benzetim Modelleri, Eşitlenmiş Yük Eğrisi Modelleri, Kümülan Metodu, Segmentasyon Metodu sayılabilir.

Yukarıda adı geçen kısa dönem üretim planlama modelleri kullanılarak ay, hafta, gün için santral beklenen üretimleri, ayrıca santrallar üretim giderleri ile sistemin toplam üretim giderlerinin hesaplanması mümkündür.

Yukarıdaki veriler kullanılarak Balerioux-Boofh tekniği ile özgün olarak geliştirilip bilgisayara aktarılan model yardımı ile marjinal enerji maliyetleri elektrik kullanım

saatlarına göre puant dışı, yarı puant ve puant saatlar için ayrı ayrı hesaplanmıştır. Model metodolojisi ve bilgisayar kodu hakkındaki detay bilgi kaynak 7'de verilmiştir.

3. Uygulama Sonuçları

Bu bölümde Türkiye Enterkonnekte Sistemi gerçek verilerine dayanılarak hesaplanan marjinal kapasite maliyeti (LRMC) ve marjinal enerji maliyeti (SRMC) sunulmuştur.

3.1. Marjinal Kapasite Maliyeti

1995-2010 yılları arasında Türkiye Elektrik Sistemi kapasite gelişimi büyük ölçüde termik santrallarla gerçekleştirilecektir. Daha açık; olarak planlama dönemi sonu olan 2010 yılında termik santrallar kapasite ilavesinin toplam kapasite ilavesine oranı %75'tir. Gelecekteki yatırımların %75'ini oluşturacak olan termik santralların kendi içindeki sıralamasında ise ilk

sırayı %39 payla doğal gaz yakıtlı santrallar alırken, %34'le ithal kömür yakıtlı santrallar ikinci sırayı, %21'le de linyit yakıtlı santrallar üçüncü sırayı almaktadır. Termik santral yatırımlarında nükleer santrallar %6'larda kalmıştır. Linyit yakıtlı santralların ise %75'i 340 MW kurulu güçlü santrallardır.

Yukarıda ifade edilen nedenlerden ötürü marjinal kapasite maliyeti hesaplamasında göz önüne alınacak olan aday santrallar, termik santral yatırımlarında %39 paya sahip olan doğal gaz yakıtlı santrallar, %34 paya sahip ithal kömür yakıtlı santrallar ile linyit yakıtlı santrallardan 340 MWlık santrallardır. Bu santrallar için LRMC_{cap} Bölüm 2'de verilen analitik yöntemle ayrı ayrı hesaplanıp Tablo 3.1.1'de verilmiştir.

3.2. Marjinal Enerji Maliyeti

Marjinal enerji maliyetinin (SRMC) hesaplaması için özgün olarak geliştirilmiş ve "Eşitlenmiş Yük Eğrisi Olasılıklı Benzetim Modeli" geliştirilerek Türkiye Elektrik Sistemine uygulanmıştır.

Bu bölümde sırasıyla modelin bilgisayara aktarımı daha sonra ise Türkiye uygulaması anlatılacaktır.

3.2.1. Eşitlenmiş Yüklü Eğrisi Olasılıklı Benzetim Modeli Bilgisayar Programı

Eşitlenmiş yük eğrisi olasılıklı benzetim modeli iki modül olarak bilgisayara aktarılmıştır.

MODÜL 1

Modül 1'de standart Fortran Programlama dili kullanılmıştır. Bu dille hazırlanan bilgisayar programı EK 1'de verilmiştir. Bu modül kullanılarak ilk etapta kaydırılmış (Convolution) yük eğrisi matrisi elde edilmiş daha sonra matris değerlerinden yararlanılarak her santral için ayrı ayrı kapasite (yük) faktörleri belirlenerek Aralık 1993 periyodu için santral beklenen üretimleri ayrı ayrı hesaplanmıştır.

Santral Tipi	LRMC _g	
	S/KW-v1	cent/kwh
450 MW Doğal Gaz Santrali	82.57	1.14
500 MW ithal Kömür Santral	161.70	2.24
340 MW Linyit Santrali	181.10	2.50

Tablo 3.1.1. Marjinal Kapasite Maliyetleri

GİRDİLER

I. Santrallerin ekonomik yüklemeye sıralaması (EYS) santrallerin maksimum kapasitede (yükte) çalışması durumunda;

- Yakıt giderlerinin (cent/kwh)
 - Yakıt+değişken işletme giderlerinin (cent/kwh)
- küçükten büyüğe doğru sıralanması ile elde edilmiştir. Çalışmada suyun maliyeti sıfır kabul edildiğinden EYS'de yer alan ilk santral hidrolik baz santraldir (MWH_B). Santrallerin yakıt + değişken işletme giderlerine göre ve tam yükte çalışması durumundaki EYS'si Tablo 3.2.1.'de verilmiştir.

2- Bütün santraller çalışıyor kabulü ile yukarıdaki EYS'ler kullanılarak santraller yük eğrisi üzerine yerleştirilirler (Şekil 3.2.1.). Daha açık

olarak S₁ santrali işletme maliyeti en düşük santraldir. S₂ santralının işletme maliyeti sistemin ikinci en düşük maliyetidir.

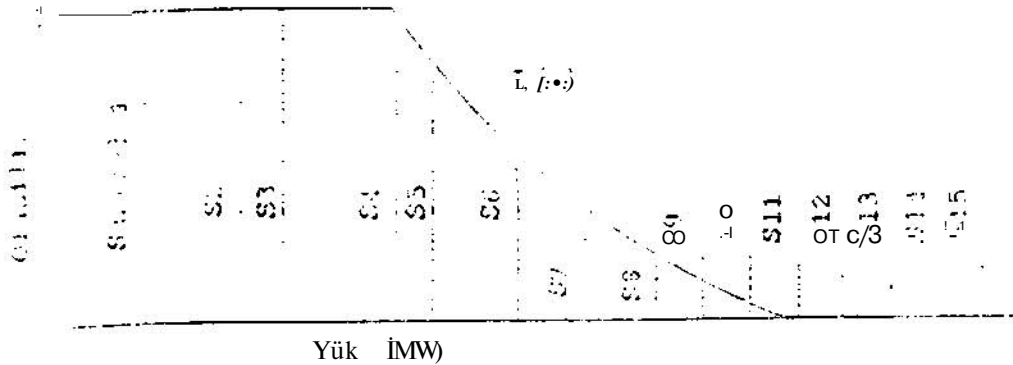
Tablo 3.2.1.'deki EYS kullanıldığında, yük eğrisine yerleştirilen ilk santral hidrolik baz santraldir. MWH_B ikinci sırada Kangal, üçüncü sırada Soma A son sırada ise MWP_H gelmektedir.

Tablo 3.2.1. Santrallerin Tam Yükte Çalışması ve Toplam İşletme Giderlerine Göre Ekonomik Yükleme Sıralaması

Marjinal maliyet metodolojisi gereği; marjinal enerji maliyetinin hesaplanması için iki üretim planlama çözümüne ihtiyaç vardır. Bunlardan ilki baz çözüm denilen ve sistemin gerçek yüklerinden hareketle elde edilen çözümdür. Daha açık olarak; santraller sistem yük eğrisi üzerine EYS'i göz önüne alınarak

yerleştirilir. Baz çözüm için kullanılan yük eğrisi Şekil 3.2.2.'de verilen baz yük eğrisidir (BYE). Böylece kaydırılmış (convolution) matrisinin başlangıç değerleri olan Lo(x) bulunmuş olur. Marjinal maliyet teorisi gereği yükün marjinal artışı göz önüne alınarak ikinci çözüm (arttırılmış çözüm) elde edilecektir. Bunun için Aralık 1993 saatlik yük değerleri % 2'lik marjinal bir artışla arttırılarak Şekil 3.2.3'deki arttırılmış yük eğrisi (A YE) bulunmuştur. Santraller bu kez yine EYS'i göz önüne alınarak AYE'si üzerine yerleştirilir ve buradan da arttırılmış çözüm için gerekli olan L'o(x) değerleri bulunur.

3. Santrallerin zorunlu devre dışı kalma olasılık (FOR) değerleri (q_n) olarak proje değerleri alınmıştır. Santraller belirli teknolojiler kullanılarak kurulurlar. q_n değerleri bu teknolojiler için üretilen ve dünya ortalamalarından elde edilen değerlerdir. q_n'lerin modele etkisinin fazla olabileceği düşüncesi ile Türkiye Elektrik Sistemindeki Santrallerin FOR'ları istatistiksel dağılımını türetmek amacı ile bir çalışma yapılmıştır. Ancak Türkiye Elektrik Sistemindeki santrallerin büyük çoğunluğu son 10 yılda devreye girmiş olduğundan santrallerin büyük çoğunluğunda FOR'lar için yalnızca 10 yıldan daha az veri mevcuttur. Bu kadar az veri ile santral FOR'ları için istatistiksel



Şekil 3.2.1. Santrallerin EYS'e göre Yük Eğrisi Üzerine Yerleştirilmesi

Santral Adı	Toplam İşletme Giderleri ^(^) (cent/kwh)
MWH _B	0.
Kangal	0.88
Soma A	1.17
Anbarlı	1.35
Hamitabat	1.52
Seyitömer	1.56
Yeniköy	1.63
Orhaneli	1.88
Yatağan	1.96
Soma B	2.00
Tunçbilek B	2.00
Yeni Çatalağzı	2.01
Afşin-Elbistan	2.20
Tunçbilek A	2.20
Çayırhan	2.34
Anbarlı-Hopa	3.25
Ayrıcalıklı Şir.	3.25
Oto Prodüktörler	5.14
MWHp	0.

(1) Toplam işletme giderleri=yakıt giderleri+değişken işletme giderleri

dağılım tütretmenin sakıncalı olacağı kabul edilerek modelde q_n değerleri için proje değerlerinin kullanılmasına karar verilmiştir.

3.2.1. Modelin Uygulanması

Kaynak 7'de 5 senaryo uygulamasına rağmen burada yalnızca Senaryo 5 (Türkiye uygulaması) olarak verilmiştir. Bu senaryoda santralların ekonomik yüklemeye sıralaması tam yükteki yakıt + değişken işletme giderlerinden oluşan toplam işletme giderlerinin küçükten büyüğe sıralanmasıyla yapılmıştır (Tablo 3.2.1).

Ancak santrallar tam kapasitede değil üniteler olarak tam kapasitede devreye sokulmuştur. Daha açık olarak toplam işletme giderlerine göre sıralanan santrallar ünite ünite hem baz hem de arttırılmış

yük eğrileri üzerine yerleştirilmiştir. Baz yük eğrisi Şekil 3.2.2.'de Arttırılmış yük eğrisi Şekil 3.2.3'de verilmiştir. Yük eğrileri üzerine santrallar üniteler olarak dizildikten sonra yine $L_0(x)$ ve $L_0'(x)$ değerleri daha hassas bir biçimde bulunmuştur. Modele ilişkin veriler toplu halde Tablo 3.2.2.'de verilmiştir.

Bu veriler kullanılarak hesaplanan puant dışı yarı puant ve puant saatları marjinal enerji maliyetleri aşağıdadır;

$$MM_{S_1} = 1.560 \text{ cent/kwh}$$

$$MM_{S_2} = 1.853 \text{ cent/kwh}$$

$$MM_{S_3} = 2.734 \text{ cent/kwh}$$

Senaryolar da hesaplanan marjinal enerji maliyetleri toplu olarak Tablo 3.2.3'de verilmiştir. (Kaynak 7'deki sonuçlar revize edilmiştir.)

3.3. Elektrik Enerji Üretiminden Gelen Toplam Marjinal Maliyetler

Elektrik enerji üretiminden gelen ve tarife baz olacak olan toplam marjinal maliyet için Tablo 3.1.1'deki kapasite marjinal maliyetleri ile Tablo 3.2.5'deki Senaryo 5'in marjinal enerji maliyetleri kullanılmıştır. Üretimden gelen toplam marjinal maliyet üç ayrı tarife periyodu olan puant dışı, yarı puant ve puant saatları için hesaplanarak Tablo 3.3.1'de verilmiştir. Hesaplamalarda marjinal kapasite maliyetinden yalnızca puant saat müşterileri sorumlu tutulmuştur (7). Daha açık olarak puant saat müşterileri hem marjinal kapasite maliyeti hem de puant saat marjinal enerji maliyetinden sorumlu tutulurken, puant dışı ve yarı puant müşterileri ise sırasıyla puant dışı marjinal enerji maliyeti, yarı puant marjinal enerji maliyetinden

sorumludur.

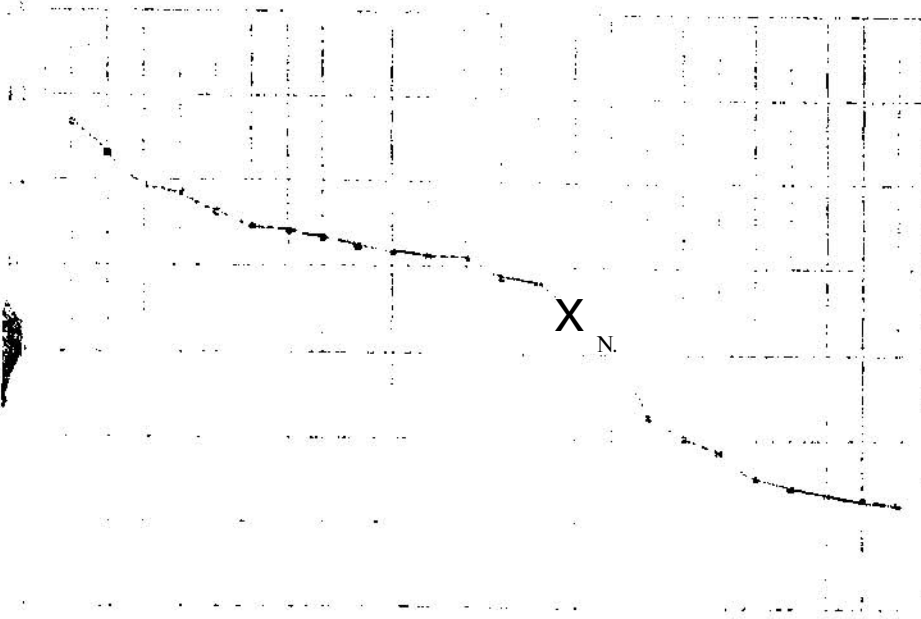
Tablo 3.3.1'de verilen elektrik üretiminden gelen marjinal maliyetlere iletim ve dağıtımdan gelen marjinal kapasite maliyetleri ile müşteri maliyeti ilave edilerek puant dışı, yarı puant ve puant saatlar elektrik tüketimleri için tarife elde edilmiş olacaktır.

Bu çalışmada Uzun Dönem Elektrik Yatırım Üretiminde dominant olarak yer alan üç ayrı tip aday santral için yani 450 MW doğal gaz yakıtlı santral, 500 MW ithal kömür yakıtlı santral ve 340 MW linyit yakıtlı santral için üç ayrı marjinal kapasite maliyeti hesaplanmıştır. Marjinal kapasite maliyeti puant saat elektrik tüketimi tarifesini etkilediğinden puant saat için üç ayrı marjinal maliyet bulunmuştur. Bu üç maliyet üzerine iletim ve dağıtımdan gelen marjinal maliyet ile müşteri maliyetleri ilavesiyle tarife oluşturulur. Daha sonra yıllık satış tahminleri ve yukarıda değişik marjinal kapasite maliyetleri ile oluşturulan tarife ile yıllık gelir tahmini hesaplanır. Geleneksel muhasebe yöntemi ile hesaplanan yıllık gelir ihtiyacı ve tahmini gelir karşılaştırılarak tarife karar verilir.

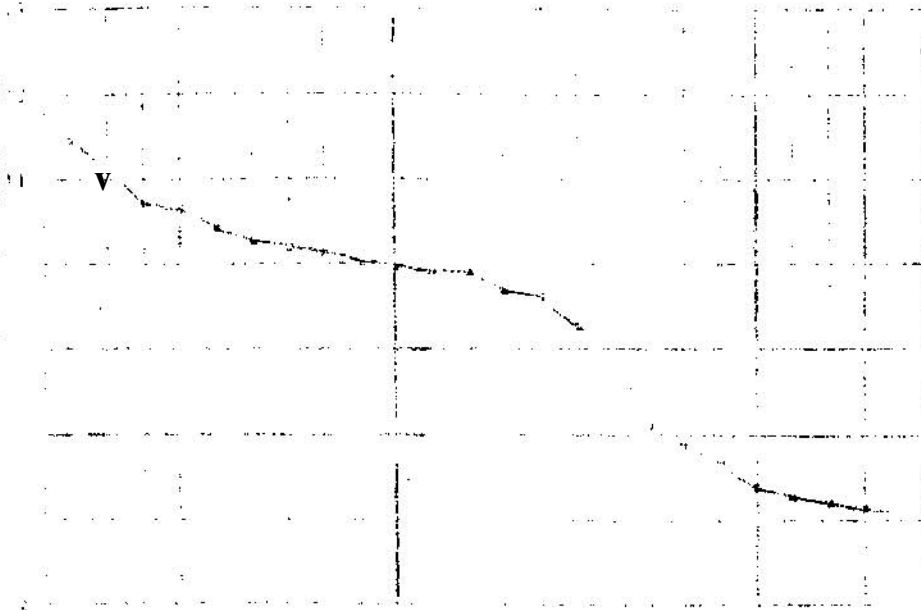
SONUÇ VE TARTIŞMA

Bu çalışmada elektrik tarifesini oluşturma yöntemlerinden marjinal maliyet benimsenip tarifenin en büyük kısmını oluşturması nedeniyle üretimden kaynaklanan marjinal maliyet bileşenleri hesaplama yöntemleri verilerek Türkiye elektrik sistemine uyarlanmıştır. Marjinal kapasite maliyeti (LRMC) analitik yöntemle hesaplanırken, marjinal enerji maliyetinin hesaplanması için Balérioux Booth Tekniği kullanılarak özgün olarak geliştirilen "Eşitlenmiş Yük Eğrisi Olasılıklı Benzetim Modeli" kullanılmıştır.

Analitik yöntemle yapılan hesaplamalar sonucunda LRMC_{ortalama} maliyeti sırasıyla doğal gaz yakıtlı santrallar için 1.14 cent/kwh, ithal kömür yakıtlı santrallar için 2.24 cent/kwh, linyit yakıtlı santrallar için ise 2.50 cent/kwh'tir. Uzun dönem yatırım planında yukarıdaki



Şekil 3.2.2. Baz Yük Eğrisi



Şekil 3.2.3. Arttırılmış Yük Eğrisi

santrallardan hangisi ağırlıklı olacak ise tarife için o santrala ait kapasite marjinal maliyeti göz önüne alınmalıdır.

Elektrik üretiminden kaynaklanan marjinal maliyetin ikinci bileşeni marjinal enerji maliyetidir. Marjinal enerji maliyeti (SRMC) üretimin 1 kwh marjinal artışının kurulu güç arttırılmadan karşılanması durumunda *maliyetteki* artış olarak tanımlanmaktadır. Bu maliyetin hesaplanması için Balerioux-Booth

Tekniği kullanılarak "Eşitlenmiş Yük Eğrisi Olasılık Benzetim Modeli" özgün olarak geliştirilip Türkiye Elektrik Sistemine uygulanmıştır. Model çalışmada santrallerin tümünün devrede olması kabulüyle kullanılmıştır (Hiç bir santral yıllık bakım onarımında değildir.).

"Eşitlenmiş Yük Eğrisi Olasılık Benzetim Modeli" sonuçları her santralin istenilen her uzunluktaki periyod (gün, hafta, ay) için optimal kapasite faktörleri ve optimal üretimleridir. Optimal

üretimlerin hesaplanmasından sonra santrallar toplam üretim maliyeti = yakıt + değişken işletme giderleri göz önüne alınarak marjinal enerji maliyeti hesaplanmıştır. Hesaplanan marjinal enerji maliyetleri puan dışı, yarım saat ve saat için sırasıyla 1.5d cent/kwh, 1.853 cent/kwh, ve 2.734 cent/kwh'tir.

Çalışmada marjinal kapasite maliyetinden yalnızca yarım saatte elektrik tüketen müşteriler sorumlu tutulacağı kabulü benimsendiği için üretimden gelen toplam marjinal maliyetler aşağıdaki gibidir:

Uzun dönem yatırım planında 450 MW kurulu güçlü doğal gaz yakıtlı santrallar dominant olarak yer alacak ise, üretimden kaynaklanan toplam marjinal maliyetler puan dışı, yarım saat ve saat için sırasıyla 1.56 cent/kwh, 1.853 cent/kwh, 3.874 cent/kwh'tir.

Aynı kabulde bu kez dominant yatırım alternatifi olarak 500 MW'lık ithal kömür yakıtlı santrallar ele alınır ise; üretimden kaynaklanan toplam marjinal maliyetler puan dışı, yarım saat ve saat için sırasıyla 1.56 cent/kwh, 1.853 cent/kwh, 4.174 cent/kwh'tir.

LRMC_{en} için 340 MW'lık linyit yakıtlı santrallar göz önüne alınır ise bu kez marjinal maliyetler puan dışı, yarım saat ve saat için sırasıyla 1.56 cent/kwh, 1.853 cent/kwh ve 5.234 cent/kwh olacaktır.

Yukarıdaki maliyetlere iletim, dağıtımdan kaynaklanan kapasite marjinal maliyetleri ve müşteri marjinal maliyetleri ilavesiyle puan dışı, yarım saat ve saat elektrik tarifi bulunur.

Yukarıda tarifede elektrik kullanım saatlarına göre büyük farklılıklar görülmektedir. Bu nedenle müşteri zaman ayarlı sayaç kullanımına özendirilmeli daha açık olarak ülkede zaman ayarlı sayaç kullanılmaya başlanmalıdır. Böylece günün değişik saatları için müşteriye laikli tarife uygulamak mümkün olacak müşteriler zorunlu olmadığı durumlar

Senaryo	Marjinal Enerji Maliyeti cent/k\vh		
	Puant Dışı	Yarı Puant	Puant
1	2.113	2.089	2.782
2	1.560	1.994	2.458
3	1.520	2.044	2.376
4	1.520	1.935	2.387
5	1.560	1.853	2.734

Tablo.3.2.5 Marjinal Enerji Maliyetleri

dışında puant saatlarda elektrik kullanılmaya özen gösterecektir. Böylece bir şekilde yük yönetimi uygulanmaya konulmuş olacaktır.

Heriki Çalışmalar İçin Öneriler:

Daha önceki bölümlerde de açıklandığı gibi marjinal enerji maliyeti hesaplaması için geliştirilen "Eşitlenmiş Yük Eğrisi Olasılıklı Benzetim Modelinin" en önemli girdileri orijinal ve arttırılmış yük eğrilerinden elde edilen $L_0(N)$ ve $L(x)$ değerleridir. Doğal olarak santral üretimleri $L_0(x)$ ve $L(x)$ değerlerine ya da yük eğrisinin şekline bağlıdır. Ülke yük (talep) eğrisinin bulunması çalışmada kapsam dışında bırakılmış olup, eldeki hazır yük eğrilerinden yararlanılmıştır. Dolayısıyla ülke yük (talep) eğrisinin doğruya en yakın biçimde tanımlanması hem kısa ve uzun dönem planlama çalışmaları hem de marjinal enerji maliyetinin hesaplanması açısından büyük önem taşımaktadır. Bu nedenle ülkemizdeki farklı şehir tiplerinden giderek ülke yük eğrisinin yeniden tanımlanması ve bunun hali hazırda planlama problemlerinde kullanılan yük eğrisi ile karşılaştırılarak iki ayrı yük eğrisinin birbirine uyumunun kontrol edilmesi ayrı bir araştırma problemi olarak önerilebilir.

Şu günlerde TEDAŞ'da sayaç okumalarına yönelik sayaç okumaları otomasyonu ile ilgili çalışmalar sürdürülmektedir. Halen elde olan alternatifler el bilgisayarı, karthı sayaç, main stock system ve geleneksel okuma sistemleridir.

TEDAŞ'ın şu aşamada çözmesi gereken en önemli sorunlardan biri yukarıda ifade edilen alternatiflerden hangisinin nerelerde kullanılması gerektiğini ortaya koymak ve uygulamaktır. Burada amaç yalnızca sayaç okumayı otomasyona bağlayıp buna bağımlı olarak tahsilatı hızlandırmak değil yük eğrisi için gerekli veri tabanını oluşturacak sistemlerde devreye sokmaktır.

"Eşitlenmiş Yük Eğrisi Olasılıklı Benzetim Modelinin" en önemli girdilerinden biri zorunlu devre dışı kalma olasılığı (FOR) q_n değerleridir. q_n değerlerinde yapılacak değişikliklerin santrallerin beklenen üretimlerine etkisini incelemek amacıyla duyarlık analizi yapılabilir. Böylece model sonuçlarının ya da santrallerin beklenen üretimlerinin q_n değerlerine duyarlılığı incelenebilir.

KAYNAKLAR

- [1] Anderson R. and Bohman M. "Short and Long Run Marginal Cost Pricing", *Energy Economics*, October 1985, 235-238.
- [2] Boutoux M. "Peak Load Pricing" *Journal of Business*. April 1960, 157-179.
- [3] Broun G. and Johnson B. "Public Utility Pricing and Output Under Risk" *American Economic Review*. June 1960, 489-490.
- [4] Urown G. and Johnson B. "Welfare-Maximizing Price and Output with Stochastic Demand", *American Economic Review*, Marc 1973, 230-231.
- [5] Crew M. and Kleindorfer R. "The Economics of Public Utility Regulation" Cambridge MIT Press, 1986.
- [6] Crew M. and Kleindorfer R. "Peak Load Pricing with Diverge

- [7] Günvaran "Elektrik Tarifesinde Marjinal Maliyet Yöntemi" Doktora Tezi. Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü. 1994.
- [8] G. Günvaran. S. Erol. "Elektrik Tarifesinde Marjinal Maliyet Yöntemi ve Türkiye Uygulaması" Eylül 1995 İsis Kongresi. ANKARA.
- [9] G. Günvaran. S. EROL. "Elektrik Talep Yönetimi ve Tarife İle İlişkilendirilmesi". Ocak 1996. Enerji Tasarrufu Kongresi. ANKARA.
- [10] Kalm E. "The Economics of Regulation Principles and Institutions" The MIT Press Cambridge Massachussetts. London England. Fourt Printing. 1991.
- [11] Munasingle J. and Varforit J. "Electricity Pricing Theory and Case Studies". John Hopkins University Press. 1977.
- [12] Turvey R., Peak Load Pricing, *Journal of Politcat Economy*. Feb. 1976. 101-113.
- [13] Turvey R. "Onlimal Pricing and Investmerit in F.lectricity Supply", An Essay in Applied Welfare Economic. London. George Ailen andUnvin. 1968.
- [14] -Visscher M.. "Welfare-Maximizing Price and Output with Stochastic Demand". *American Economic Revie* March 1973, 224-229.

Tablo 3.2.2 Uygulama Verileri

Santral Adı	Ci'ye göre EYS (<') (cent/k\vh)	Kapasite (MW)	U(X)	L'<(X)	i.n. (%)
Hidrolik 1	0	3865	1.	1.	0.
1 Kangal	0.88	150	1.	1.	0.10
2 Kangal	0.88	150	1.	1.	0.10
3 Kangal	0.88	150	1.	1.	0.10
1 Soma-A	1.17	*>2	1.	1.	0.09
2 Soma-A	1.17	22	1.	1.	0.09
1 Anbarlı	1.35	450	1.	1.	0.10
2 Anbarlı	1.35	450	1.	1.	0.10
3 Anbarlı	1.35	450	1.	1.	0.10
1 Hamitabat	1.52	600	1.	1.	0.10
2 Hamitabat	1.52	600	1.	1.	0.10
1 Seyitömer	1.56	150	1.	1.	0.10
2 Seyitömer	1.56	150	0.875	1.	0.10
3 Seyitömer	1.56	150	0.8445	0.9361	0.10
4 Seyitömer	1.56	150	0.7836	0.8084	0.10
1 Yeniköy	1.63	210	0.7716	0.7989	0.10
2 Yeniköy	1.63	210	0.6998	0.7416	0.10
1 Orhaneli	1.88	210	0.667	0.6916	0.20
1 Yatağan	1.96	210	0.653	0.6750	0.11
2 Yatağan	1.96	210	0.639	0.6584	0.11
3 Yatağan	1.96	210	0.625	0.6418	0.11
1 Soma-B	2.00	165	0.604	0.6225	0.10
2 Soma-B	2.00	165	0.5833	0.6112	0.10
3 Soma-B	2.00	165	0.5625	0.5960	0.10
4 Soma-B	2.00	165	0.5417	0.5807	0.10
5 Soma-B	2.00	165	0.5208	0.5665	0.10
6 Soma-B	2.00	165	0.50	0.5502	0.10
1 Tunçbilek-B	2.00	150	0.4063	0.5083	0.10
2 Tunçbilek-B	2.00	150	0.3125	0.4664	0.10
1 Y. Çatalağzı	2.01	150	0.2398	0.3682	0.10
2 Y. Çatalağzı	2.01	150	0.167	0.25	0.10
1 Afşin-Elbistan	2.20	340	0.1284	0.2375	0.16
2 Afşin-Elbistan	2.20	340	0.090	0.225	0.16
3 Afşin-Elbistan	2.20	340	0.051	0.2125	0.16
4 Afşin-Elbistan	2.20	340	0.015	0.020	0.16
1 Tunçbilek A	2.20	129	0.	0.	0.10
1 Çayırhan	2.34	150	0.	0.	0.10
2 Çayırhan	2.34	150	0.	0.	0.10
1 Anbarlı + Hopa	3.25	680	0.	0.	0.08
1 Ayrıcalıklı Şir.	3.25	106	0.	0.	0.05
1 Otoprodüktörler	5.14	1090	0.	0.	0.12
Hidrolik 2	0.	5817	0.	0.	0.

Senaryolarda hesaplanan marjinal enerji maliyetleri toplu olarak Tablo 3.2.3'de verilmiştir. (Kaynak 7'deki sonuçlar revize edilmiştir.)