T.C.
FIRAT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

GÜÇ SİSTEMLERİNİN PLANLANMASI İÇİN ENERJİ TALEP TAHMİNİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Harun GÜLAN

Anabilim Dalı: Elektrik-Elektronik Mühendisliği

Programı: Elektrik Tesisleri

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Mehmet CEBECİ

EYLÜL-2010

T.C.
FIRAT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

GÜÇ SİSTEMLERİNİN PLANLANMASI İÇİN ENERJİ TALEP TAHMİNİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Harun GÜLAN

(07113101)

Anabilim Dalı: Elektrik-Elektronik Mühendisliği

Programı: Elektrik Tesisleri

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Mehmet CEBECİ

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih: 30 Eylül 2010

EYLÜL-2010

T.C.
FIRAT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

GÜÇ SİSTEMLERİNİN PLANLANMASI İÇİN ENERJİ TALEP TAHMİNİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Harun GÜLAN

(07113101)

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih: 30 Eylül 2010
Tezin Savunulduğu Tarih: 23 Eylül 2010

Tez Danışmanı: **Prof. Dr. Mehmet CEBECİ (F.Ü.)**

Diğer Jüri Üyeleri: **Doç. Dr. Zafer AYDOĞMUŞ (F.Ü.)**

Yrd. Doç. Dr. Muhsin T. GENÇOĞLU (F.Ü.)

EYLÜL-2010

ÖNSÖZ

Bu tez çalışması, Fırat Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı Yüksek Lisans Programı'nda hazırlanmıştır.

Bu çalışmada MAED modeli kullanılarak enerji talep tahmini yapılmıştır. Çalışmada gelecek yıllara ilişkin elektrik enerjisi talep projeksiyonlarına ulaşılmış ve bu değerler hakkında yorumlarda bulunulmuştur. Çalışma sonucunda ortaya çıkan kapasite ihtiyacı ile enerji arz miktarları karşılaştırılmış, ülkemizin elektrik enerji ihtiyacı ortaya serilmiştir.

Tez çalışmasının gerçekleşmesinde, bu konuda çalışmam için beni teşvik eden, yardım ve desteğini esirgemeyen ve uyarıları ile yol gösteren saygıdeğer tez danışmanım Sayın Prof. Dr. Mehmet CEBECİ'ye, modelle ilgili her türlü yardımı benden esirgemeyen enerji uzmanı Sayın Barış SANLI'ya ve her konuda sabırla yardımcı olan aileme teşekkür eder, minnet ve şükranlarımı arz ederim.

Harun GÜLAN

ELAZIĞ - 2010

İÇİNDEKİLER

Sayfa No

ÖNSÖZ ..... **II**
İÇİNDEKİLER ..... **III**
ÖZET ..... **VI**
SUMMARY ..... **VII**
ŞEKİLLER LİSTESİ ..... **VIII**
TABLOLAR LİSTESİ ..... **X**
SEMBOLLER LİSTESİ ..... **XII**
KISALTMALAR ..... **XIII**
1. GİRİŞ **1**
1.1. Genel Bilgi 1
1.2. Enerji Planlaması ve Önemi 1
1.3. Elektrik Enerjisinin Önemi ve Özellikleri 2
1.4. Elektrik Sisteminin Planlanması 3
1.5. Tez Çalışmasının Amacı 4
2. ENERJİ PİYASASI KAVRAMLARI **5**
2.1. Rekabet Piyasası 5
2.2. Piyasadaki Karakterler (Katılımcılar) 5
2.3. Rekabet Modelleri 6
2.3.1. Tekel 6
2.3.2. Satın Alma Etkisi 7
2.3.3. Toptancı Rekabeti 7
3. ÜRETİME İLİŞKİN YATIRIMLAR **9**
3.1. Giriş 9
3.2. Üretim Kapasitesinin Yatırımcı Gözü İle Değerlendirilmesi 9
3.2.1. Yeni Bir Üretim Tesisi Yapımı 9
3.2.2. Faal Durumda Olmayan Üretim Kapasitesi 13
3.3. Üretim Kapasitesinin Tüketici Gözü İle Değerlendirilmesi 14
4. İLETİM HATLARINDA PLANLAMA VE PAZAR **16**
4.1. İletim Hatlarının Planlanması 16

4.1.1. İletim Sistemi Planlama Kriterleri 16
4.1.2. İletim Sistemi Planlaması 17
4.1.3. Uluslararası Bağlantılar 18
4.1.3.1. Genel Politikalar 18
4.1.3.2. Plan ve Uygulamalar 18
4.1.4. İletim Şirketlerinin Rolü 19
4.1.5. Arıza Endeksinin Düşürülmesi 19
4.1.6. Kalitenin Arttırılması 20
4.2. İletim Hatlarında Elektrik Pazarı 21
4.2.1. İletim Hatları Üzerindeki İkili Antlaşmalar 21
4.2.1.1. Fiziksel İletim Hakları 22
4.2.1.2. Enerji Ticareti 22
4.2.2. İletim Hattı Üzerindeki Havuz Bazlı Antlaşmalar 24
4.2.2.1. İki Baralı Bir Sistemdeki Havuz Bazlı Antlaşmalar 25
4.2.2.2. Üç Baralı Bir Sistemdeki Havuz Bazlı Antlaşmalar 28
5. DAĞITIM SİSTEMLERİNİN PLANLANMASI 34
5.1. Dağıtım Sektöründeki Serbestleşme Çalışmalarının Kısa Tarihçesi 34
5.2. Ülkemizdeki Elektrik Enerjisi Dağıtım Sistemleri 36
5.2.1. Dağıtımda Standartların Belirlenmesi 36
5.2.2. Dağıtım Sistemindeki Kayıplar 37
5.3. Dağıtım Sisteminde Yapılan/ Yapılacak Çalışmalar 40
5.3.1. 230/400 V Gerilim Seviyesine Geçiş 40
5.3.2. Müşterilerin Güç Faktörünün İyileştirilmesi 40
5.3.3. Tek Bir Orta Gerilim Seviyesine Geçiş 40
5.3.4. AG Dağıtım Sitemi 41
5.4. Dağıtım Sisteminin Kalitesini Bozucu Etkiler 41
6. ELEKTRİK ENERJİSİ TALEP TAHMİN YÖNTEMLERİ 43
6.1. Arz-Talep Dengesi ile İlgili Bazı Terim ve Kavramlar 43
6.2. Tahmin ve Senaryo Kavramı 45
6.3. Enerji Modellerinin Gelişimi 46
6.3.1. Enerji Modelleri 46
6.3.2. Enerji-Ekonomi Modelleri 46
6.4. Elektrik Enerjisi Talebinin Tahmin Edilmesinde Kullanılan Yöntemler 47

6.4.1. Teknolojik Yöntem 47
6.4.2. Geçmiş Dönem Tüketimleri Bazlı Yöntemler 47
6.4.3. GSYİH Gelişimi-Elektrik Tüketimi Eksenli Yöntemler 48
6.4.4. Ekonometrik Yöntemler 48
6.4.5. Gelişmiş Entegre Enerji Modelleri 48
6.5. MAED Modeli ve Temel Özellikleri 51
7. MAED MODELİ İLE ENERJİ TALEP TAHMİNİ 58
7.1. Senaryo 1 58
7.2. Senaryo 2 63
7.3. Enerji Talep Tahminlerinin Karşılaştırılması 66
7.4. Türkiye'deki Elektrik Enerjisi ile İlgili Bazı Değerler 71
7.5. OECD Ülkelerindeki Elektrik Enerjisine Dair Bazı Değerler 78
8. SONUÇLAR 80
KAYNAKLAR 82
EKLER 84
ÖZGEÇMİŞ

ÖZET

Elektrik enerjisine yönelik talep, her geçen gün hızlı bir şekilde artmaya devam etmektedir. Enerji fiyatlarındaki dalgalanmalar, enerji kaynaklarının önemli bir bölümünün tükenme sürecine girmesinin bir sonucudur. Bu nedenle, enerji piyasasında yapılacak yeni düzenlemeler çerçevesinde elektrik enerjisinin üretimi, iletimi ve dağıtımı için gereken kaynak, tesis ve sistemlerin ele alınması, elektrik sektörü için kritik öneme sahiptir.

Elektrik sistem planlamasında; üretim, iletim, dağıtım ve tüketim aşamaları için, kısa, orta ve uzun vadeli çalışmalar ayrıntılı olarak yapılmaktadır. Enerji kullanımının yaygınlaşması, enerji sistemlerinin matematiksel olarak modellenmesini gerekli hale getirmiştir. Orta ve uzun vadeli genel enerji talebi ve bu talep içerisindeki elektrik enerjisi talebini ortaya koyan MAED, 1984 yılından beri Dünya Bankası'nın tavsiyesi üzerine Türkiye'de kullanılmaktadır.

Bu tezde, enerji talep tahmin yöntemleri incelenmiş ve MAED modelinin kullanıldığı örnek bir çalışma yapılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Enerji talep tahmini, MAED modeli, elektrik enerjisi planlaması, enerji piyasası.

SUMMARY

Energy Demand Forecast for the Power Systems Planning

The demand for electrical energy continues to increase rapidly with each passing day. Fluctuations in energy prices is a result of entry in the process of depletion of an important part of energy resources. Therefore, as a part of new regulations will be done in energy market, analyzing of resources, facilities and systems, which are needed for electric energy generation, transmission and distribution, have critical importance for electricity sector.

In electrical system planning; the short, medium, long-term studies carried out for generation, transmission, distribution and consumption stages in detailed. Mathematically modeling of the energy systems has become necessary with widespread of energy usage. MAED, which reveals medium and long-term overall energy demand and electrical energy demand in the demand, used in Turkey since 1984 on the recommendation of the World Bank.

In this thesis, forecasting methods of energy demand were investigated and a sample study used of the MAED model was accomplished.

Keywords: Energy demand forecast, MAED model, electrical energy planning, energy market.

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Sayfa No

Şekil 2.1. Tekel modeli 6
Şekil 2.2. Satın alma modeli 7
Şekil 2.3. Toptancı modeli 8
Şekil 3.1. Üretim kapasitesinin fiyatlara etkisi 14
Şekil 4.1. İki baralı ikili antlaşmalara ilişkin enerji sistemi 21
Şekil 4.2. Üç baralı bir enerji sistemi 22
Şekil 4.3. B generatörü ve Y yükü arasındaki enerji iletimi 23
Şekil 4.4. D generatörü ve Z yükü arasındaki enerji iletimi 24
Şekil 4.5. B ve S ülkeleri arasındaki tek bir elektrik enerjisi pazarı 26
Şekil 4.6. B ve S ülkeleri arasındaki sınırlandırılmış elektrik enerjisi pazarı 27
Şekil 4.7. Üç baralı sistem yardımı ile enerji antlaşmalarının incelenmesi 28
Şekil 4.8. Üç baralı sistemdeki güç akışları 29
Şekil 4.9. Üç baralı sistemde süperpozisyon teoremi 30
Şekil 4.10. 2 numaralı baradaki generatörün üretim kapasitesinin artışının enerji iletimine etkisi 31
Şekil 4.11. Ekonomik yaklaşım ile süperpozisyon teoreminin uygulanması 32
Şekil 5.1. Türkiye elektrik dağıtım bölgeleri 35
Şekil 6.1. Senaryo ve tahmin kavramı 45
Şekil 6.2. ENPEP Modülü 51
Şekil 6.3. MAED Modülü 52
Şekil 6.4. MAED Modül İçerikleri 53
Şekil 6.5. Senaryo yaklaşımı 54
Şekil 7.1. GSYİH içerisindeki enerji sektörünün payı 59
Şekil 7.2. GSYİH'daki sektör paylarının yıllar itibariyle değişimi 60
Şekil 7.3. Elektrik enerjisi talebi 61
Şekil 7.4. Senaryo 1'e dair brüt ve net elektrik enerjisi talebi 63
Şekil 7.5. Senaryo 2'ye dair elektrik enerjisi talep payları 65
Şekil 7.6. Senaryo 2'ye ilişkin brüt ve net elektrik enerjisi talebi 65
Şekil 7.7. Senaryo 1-2 brüt ve net elektrik enerjisi talebinin karşılaştırılması 66

Şekil 7.8. Türkiye'de elektrik enerjisi üretim ve tüketim miktarları 71
Şekil 7.9. Türkiye kurulu gücü ve üretim kapasitesinin gelişimi 72
Şekil 7.10. Türkiye ani puant değerlerinin değişimi 73
Şekil 7.11. 2008 yılı elektrik üretiminde birincil enerji kaynaklarının payları 74
Şekil 7.12. GSYİH ve elektrik enerjisi talebi artış hızları 75
Şekil 7.13. Şebeke kayıp oranı 75
Şekil 7.14. Türkiye elektrik enerjisi üretimi ve talep miktarı 76
Şekil 7.15. Türkiye elektrik enerjisi ithalat ve ihracatı 76
Şekil 7.16. İhraç edilen elektrik enerjisi miktarı 77
Şekil 7.17. İthal edilen elektrik enerjisi miktarı 77
Şekil 7.18. OECD ülkeleri elektrik üretim miktarları 78
Şekil 7.19. OECD ülkeleri elektrik enerjisi ticareti 79

TABLOLAR LİSTESİ

Sayfa No

Tablo 3.1. Termik santrale ilişkin değerler 10
Tablo 3.2. Termik santral maliyetleri 10
Tablo 3.3. CCGT santraline ilişkin değerler 11
Tablo 3.4. Termik ve CCGT santrallerinin maliyet karşılaştırması 11
Tablo 3.5. Rüzgâr santraline ilişkin değerler 12
Tablo 3.6. Rüzgâr santrali maliyet tablosu 12
Tablo 3.7. Revize edilen santrale ilişkin maliyet değerleri 13
Tablo 4.1. Üç baralı sisteme ilişkin değerler 22
Tablo 4.2. B ve S ülkeleri arasındaki enerji Pazar durumları 27
Tablo 4.3. Üç baralı sisteme ilişkin değerler 28
Tablo 4.4. Üç baralı sistemdeki üretim kapasitesi ve fiyatı 28
Tablo 5.1. Elektrik enerjisi dağıtım bölgeleri 34
Tablo 6.1. Tahmin ve senaryo kavramının karşılaştırılması 46
Tablo 7.1. Senaryo 1'de kullanılan varsayımlar 58
Tablo 7.2. MAED modelinde kullanılan bazı sosyal veriler 59
Tablo 7.3. Senaryo 1'e ilişkin elektrik enerjisi talep projeksiyonu 60
Tablo 7.4. Senaryo 1'e dair elektrik enerjisi talep payları 62
Tablo 7.5. GSYİH miktarları 63
Tablo 7.6. Senaryo 2'ye ilişkin elektrik enerjisi talep projeksiyonu 63
Tablo 7.7. Senaryo 2'ye dair elektrik enerjisi talep payları 64
Tablo 7.8. 1989 yılında yapılan elektrik enerjisi talep tahmin çalışmasında elde edilen MAED modeli çıktıları 66
Tablo 7.9. 1990 yılında yapılan elektrik enerjisi talep tahmin çalışmasında elde edilen MAED modeli çıktıları 67
Tablo 7.10. 1993 yılında yapılan elektrik enerjisi talep tahmin çalışmasında elde edilen MAED modeli çıktıları 67
Tablo 7.11. 1997 yılında yapılan elektrik enerjisi talep tahmin çalışmasında elde edilen MAED modeli çıktıları 68
Tablo 7.12. 1999 yılında yapılan elektrik enerjisi talep tahmin çalışmasında elde edilen MAED modeli çıktıları 69

Tablo 7.13. 2003 yılında yapılan talep çalışmasından elde edilen elektrik enerjisi talep projeksiyonu 70
Tablo 7.14. 2004 yılında yapılan talep çalışmasından elde edilen elektrik enerjisi talep projeksiyonu 70
Tablo 7.15. Türkiye kurulu gücünün gelişimi 71
Tablo 7.16. Türkiye elektrik enerjisi üretiminde birincil enerji kaynaklarının payları 73

SEMBOLLER LİSTESİ

$\mathbf{D_B}$, $\mathbf{D_S}$	**:** Üretilen elektrik enerjisi miktarları
E	**:** Satın alınan elektrik enerjisi tutarı
F	**:** Güç akışı
M	**:** Maliyet
$\mathbf{P_B}$, $\mathbf{P_S}$	**:** Güç miktarı
R	**:** Elde edilen gelir miktarı
$\mathbf{x_{12}}$ **,…**	**:** Baralar arası reaktans değerleri
cosφ	**:** Güç faktörü
ΔF	**:** Toplam güç akışı değişimi
$\boldsymbol{\pi_B}$, $\boldsymbol{\pi_S}$	**:** Elektrik enerjisi fiyatları
$	**:** Amerikan doları

KISALTMALAR

EPDK : Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
DPT : Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığı
DİE : Devlet İstatistik Enstitüsü
ETKB : Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
TEAŞ : Türkiye Elektrik Anonim Şirketi
TEDAŞ : Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ : Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK : Türkiye Elektrik Kurumu
BGÜ : Bağımsız Güç Üreticileri
AG : Alçak Gerilim
OG : Orta Gerilim
YG : Yüksek Gerilim
ÇYG : Çok Yüksek Gerilim
ECO : Ekonomik İşbirliği Teşkilatı
UCTE : Elektrik İleticileri Koordinasyon Birliği
ANL : Argonne Ulusal Laboratuarı
IAEA : Uluslararası Atom Enerjisi Kurulu
AB : Avrupa Birliği
UAEA : Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı
OECD : Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü
IEC : Uluslararası Elektroteknik Komisyonu
GSYİH : Gayri Safi Yurtiçi Hasıla
İHD : İşletme Hakkı Devri
CCGT : Kombine Çevrim Gaz Türbini Tesisi
kV : Kilovolt
kW : Kilowatt
kWh : Kilowatt-saat
kVA : Kilovolt-amper
MW : Megawatt
MWh : Megawatt-saat

GWh : Gigawatt-saat

TWh : Terawatt-saat

Hz : Hertz

Btu : İngiliz Isı Birimi

p.u. : Birim başına

TEP : Ton Eşdeğeri Petrol

ENPEP : Enerji ve Güç Değerlendirme Programı

WASP : Viyana Otomatik Sistem Planlama Paketi

MAED : Enerji Talep Analizi Modeli

BALANCE : Enerji Arz ve Talep Dengesi Modeli

IMPACTS : Çevresel Sorumluluklar ve İmkânlar Planlama Paketi

1. GİRİŞ

1.1. Genel Bilgi

Enerji kaynağı olan elektrik enerjisine yönelik talep, küresel ekonomik büyümeye paralel olarak her geçen gün hızlı bir şekilde artmaya devam etmektedir. Oluşan bu talebin en düşük maliyetle ve en kaliteli biçimde karşılanması, elektrik sistemlerinin tasarımını ve kaynak planlamalarını esas çalışma alanı haline getirmiştir.

1.2. Enerji Planlaması ve Önemi

Enerji ihtiyacının karşılanması için en önemli ön koşul, elektrik enerjisi talep tahminlerinin doğru yapılabilmesidir. Bu durum ışığında aşağıdaki çalışmalar önem kazanacaktır:

- Elektrik üretim, iletim ve dağıtım sistemlerine yönelik hangi temel yatırımların ne şekilde yapılacağı,
- Bu sistemlerin birbirleri ile nasıl entegre edileceği,
- Kısa-orta-uzun vadede hangi santralde, ne zaman ve ne kadar enerji üretilmesi gerektiği,
- Üretilen enerjinin hangi şebekeler üzerinden tüketiciye nasıl ulaştırılacağı,
- Acil durumlarda hangi ek tedbirlerin alınması gerektiği,
- Komşu ülkelerle enerji alış-verişinin nasıl olması gerektiği,

gibi tasarım ve planlama kararları ortaya çıkacaktır.

Yapılan bu çalışmalar neticesinde oluşacak olan tahmini değerlerin hatalı olması halinde ise bazı olumsuz sonuçlar doğacaktır. Bu durumlardan bazıları;

- Elektrik enerjisi talebinin olması gerekenden düşük tahmin edilmesi ve buna bağlı olarak yanlış kurgulanmış bir sisteme sahip olunması halinde; zorunlu elektrik kesintileri ve zoraki elektrik tasarrufları gibi pek çok sıkıntının ortaya çıkmasıdır.
- Talebin olması gerekenin çok üzerinde tahmin edilmesi ve özellikle orta-uzun vadeli yatırım kararlarının, bu şekilde belirlenen iyimser projeler üzerine tesis edilmesi durumunda ise; ciddi miktarda arz fazlalığı neticesinde, yatırımın ihtiyaç duyulan diğer alanlara tahsis edilememesi nedeniyle kaynak israfı olacaktır.

Nitekim günümüzde Türkiye elektrik piyasasında yaşanmakta olan aşağıda özetlenmiş sorunların başlıca sebebinin, geçmişte elektrik talep tahminlerinin gerçekçi bir biçimde yapılmamış ve sistem tasarımı veya planlamasının gerçekçi olmayan bu tahminler üzerine tesis edilmiş olmasından kaynaklandığı düşünülmektedir:

- Elektrik fiyatlarının yerli sanayinin uluslararası alanda rekabet etmesine engel olacak düzeyde yüksek seyretmesi,
- Geçmişte elektrik arz açığı oluşacağı öngörüsüyle imzalanan yüksek miktar ve fiyat garantili pahalı elektrik alım sözleşmeleri nedeniyle, pratikte serbest piyasa yapısına geçilememesi,
- Yatırımların sürekli olarak üretim alanında yoğunlaşmış olması sebebiyle iletim ve dağıtım sistemlerinin ihmal edilmesi.

1.3. Elektrik Enerjisinin Önemi ve Özellikleri

Enerji; ekonomik, sosyal ve çevresel boyutlarıyla insanlığın gelişiminde çok önemli bir rol üstlenmektedir. Eğitim, sağlık, ulaşım ve altyapı hizmetlerinin sunumunda, üretimde verimliliğin artırılmasında ve beslenme, ısınma ve barınma gibi sosyal ihtiyaçların giderilmesinde sağladığı imkânlar düşünüldüğünde, enerjinin neden toplumsal ilerlemenin ve ekonomik büyümenin en önemli girdilerinden biri olarak değerlendirildiği daha iyi anlaşılacaktır. Teknolojinin gelişimine paralel olarak üretim ve hizmet sektörlerinde, enerji tüketimi hızla artmaya devam etmektedir.

Enerji kaynakları, birincil ve ikincil enerji kaynakları olarak ikiye ayrılmaktadır: Birincil enerji kaynakları; kömür, petrol, doğal gaz, radyoaktif maddeler, rüzgâr, hayvansal ve bitkisel atıklar, güneş ve hidrolik enerji gibi, başka kaynaklar tüketilmeden kendiliğinden var olan ve gerektiğinde doğrudan kullanılabilen kaynaklardır. Havagazı, elektrik ve buhar enerjisi örneklerinde olduğu gibi, ikincil enerji kaynaklarının elde edilebilmeleri içinse birincil enerji kaynaklarının kullanımına ihtiyaç duyulmaktadır.

Günümüzde "enerji" denildiğinde akla ilk olarak elektrik enerjisi gelmesine karşın, halen özellikle ısınma ve ulaştırma sektörlerindeki sınırlı kullanımı nedeniyle, elektriğin nihai enerji tüketimindeki payı tahmin edildiğinden daha düşüktür. Bununla birlikte, elektrik enerjisinin dünya nihai enerji tüketimindeki payı 1971'de %9,0 iken, 2002'de %16,1'e ulaşmış olup, bu oranın artmaya devam ederek 2030 yılında %20,2'ye ulaşması

beklenmektedir (EK–1). Elektrik enerjisi, bu özelliğiyle, nihai tüketimdeki payı sürekli olarak artan yegâne enerji çeşididir.

Bu eğilimin başlıca sebepleri; elektriğin kaliteli, güvenilir, kullanım alanı oldukça geniş, hızla iletilebilen, ihtiyaç duyulduğu anda üretilip eş zamanlı olarak tüketilebilen, çevreye zararsız ve verimli bir enerji kaynağı olmasıdır.

Elektrik enerjisinin olumsuz özellikleri ise; depolanamaması, buna bağlı olarak talebin oldukça dalgalı olması, fiziksel akışının doğru biçimde izlenmesinin ve ölçülmesinin teknik olarak sağlanamaması halinde suiistimallere açık hale gelmesidir. Üretilmesinde jeolojik, coğrafi ve iklimsel koşullar ile ülkelerin birincil enerji kaynakları açısından yeterliliği ve dışa bağımlılık seviyelerinin büyük önem taşıması da olumsuz özelliklerindendir.

1.4. Elektrik Sisteminin Planlanması

Enerji kullanım oranlarının sürekli bir yükseliş içinde olması, enerji kaynaklarının önemli bir bölümünün tükenme sürecine girmesi, enerji fiyatlarında küresel gelişmelere bağlı olarak büyük dalgalanmalar gösterebilmektedir. Enerji üretiminden ve kullanımından kaynaklanan çevre sorunlarının insan sağlığını ve günlük yaşamı tehdit eder noktaya gelmesi ve sürdürülebilir kalkınma arayışları, enerjinin etkin ve verimli kullanımının ve enerji planlamasının önemini giderek daha çok artırmaktadır.

Özellikle 1973–74 yıllarında petrol fiyatlarının 5 katına çıkmasıyla başlayan ve 1978–79 yıllarında tekrarlanan petrol krizlerinin ve fosil yakıtların yakın bir gelecekte tükeneceği beklentisinin yaygınlaşmasının etkisiyle, tüm dünyada enerji kaynaklarının ucuz ve sınırsız olduğu varsayımına dayanan politikalar terk edilmeye ve enerji planlamasına verilen önem artmaya başlamıştır. Bu kapsamda, yeni rezervlerin araştırılması, dışa bağımlılığın azaltılması, kaynak çeşitliliğinin artırılması, en ekonomik seçeneklerin ortaya konulması, enerjinin verimli kullanılması, enerji verimliliğini artırıcı yeni teknolojilerin geliştirilmesi ve arz-talep dengelerinin en iyi bir biçimde kısa, orta ve uzun vadeli olarak kurulmasına yönelik çalışmalar hız kazanmıştır.

Planlama, inşa ve uyum süreleri oldukça uzun olan elektrik enerjisi projeleri, aynı zamanda yüksek finansman ihtiyacı gerektiren projelerdir. Bu bağlamda, elektrik enerjisi üretimi, iletimi ve dağıtımı için gereken kaynak, tesis ve sistemlerin geniş bir perspektif içerisinde ele alınması, elektrik sektörü için kritik öneme sahiptir. Elektrik sisteminin planlanmasına dair yönetmelikler EK-2'de gösterilmiştir.

Elektrik enerjisinin depolanamaması ve üretiminin yüksek maliyetler gerektirmesi nedeniyle, talebin her an kaliteli bir biçimde karşılanabildiği bir sistem kurgusunun tesis edilmesi büyük önem taşımaktadır. Bu bağlamda, talep tahminleri ve üretim planlama çalışmaları, elektrik sistem planlamasının en önemli ayaklarını oluşturmaktadır.

Elektrik sistemi, elektrik üretiminde kullanılan yakıtların temininden başlayarak, elektriğin üretiminden tüketiciye ulaştırılmasına kadar bir dizi teknik ve ekonomik faaliyeti gerekli kılmaktadır. Bu çerçevede, elektrik sistem planlamasında; üretim, iletim, dağıtım ve tüketim aşamaları için, kısa, orta ve uzun vadeli çalışmalar ayrıntılı olarak yapılmaktadır [1].

Üretim sistemi planlamasında, tahmin edilen talebin en düşük maliyetle ve en uygun şekilde karşılanmasında yararlanılacak santraller ve bunların çalışma programları belirlenmektedir. İletim ve dağıtım sistemlerine yönelik planlamada ise; üretilen enerjinin nihai tüketicilere asgari kayıpla, en güvenilir, ekonomik, kesintisiz ve kaliteli bir biçimde ulaştırılmasını sağlayacak iletim ve dağıtım tesis ve şebekelerinin kurulması ve korunması amaçlanmaktadır.

1.5. Tez Çalışmasının Amacı

Bu tez çalışmasında; Türkiye'nin enerji geleceğine ilişkin enerji piyasası, enerji pazarı, rekabet gibi kavramlar ile enerji planlaması ve enerji yatırımlarına temel teşkil eden enerji talep tahmin yöntemleri incelenmiştir. Bu bağlamda, MAED modeli kullanılarak Türkiye'nin 2005-2020 yılları arasına ilişkin enerji talep tahminleri üretilerek grafikler halinde sunulmuştur.

2. ENERJİ PİYASASI KAVRAMLARI

2.1. Rekabet Piyasası

Yirminci yüzyılda tüketicilerin elektrik enerjisi satın almak için bulunduğu bölgedeki elektrik enerjisi sağlayan tekelden başka şansları yoktu. Elde ettikleri fayda, üretim merkezine olan uzaklıklarına bağlı olarak değişmekteydi. Ekonomik gelişmeler ve endüstrileşen dünyadaki elektrik enerjisi talebi yükselmeye başlayınca enerji dağıtım hatlarına olan ihtiyaç katlanarak büyümüş, sonraki yıllarda enerji üretimi, iletimi ve dağıtımı sürekli gelişerek bu günlere gelinmiştir.

1980'lerde değişen koşullar neticesinde ekonomistler, gereksiz yatırımların enerji sektöründe olumsuz sonuçlar doğurduğunu görmüş ve bunun için önlem almaya çalışmışlardır. Devlet kurumları ya da tekeller tarafından belirlenen enerji fiyatları hem üreticileri hem de tüketicileri zor durumda bırakmıştır. Kullanılan farklı teknolojilerden ötürü tüketiciler tekellere mecbur bırakılmıştır.

Elektrik enerjisi basit bir ticari eşya değildir. Bu eşyayı raflara dizip de sonra satmak şu anki teknolojik şartlarda mümkün değildir. Bu çalışmada, güç sistemlerinin yönetimini anlayarak bu sistemin nasıl planlanması gerektiği anlatılmıştır.

2.2. Piyasadaki Karakterler(Katılımcılar)

Elektrik marketlerini analiz etmeden önce bu pazarda rol alan karakterler aşağıda tanıtılmıştır [2,3].

Üretim Şirketleri: Elektrik enerjisini üretir ve satar. Aynı zamanda gerilim kontrolünü ve elektrik ihtiyacına göre enerji kalitesini ve güvenliğini de düzenler. Bir üretim şirketi değişik teknolojilere sahip bir veya daha fazla tesisten oluşur.

Dağıtım Şirketleri: Dağıtım hatlarını ellerinde bulunduran şirketlerdir. Kendi hatlarına bağlı olan tüketiciler için elektrik enerjisi satımında tekeldir.

Pazar Operatörü: Alıcı ve satıcıların elektrik enerjisi için fiyat tekliflerini bilgisayar programları yardımıyla ayarlayan kişidir. Gerçek zamanlı yük akışından sorumludur. Bizim ülkemizde bu durum yük tevzi merkezleri tarafından gerçekleştirilmektedir.

İletim Şirketleri: Kendine ait iletim hatları, kabloları, transformatörleri ve reaktif kompanzasyon devrelerini elinde bulunduran şirketlerdir. İletim şirketleri bazen üretim tesislerinin bir bölümünü oluşturur.

Regülatör: Elektrik sektörünün düzenli ve verimli bir şekilde işletilmesinden sorumlu kamusal kişiliktir. Ülkemizde bu rol EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu) tarafından üstlenilmiştir.

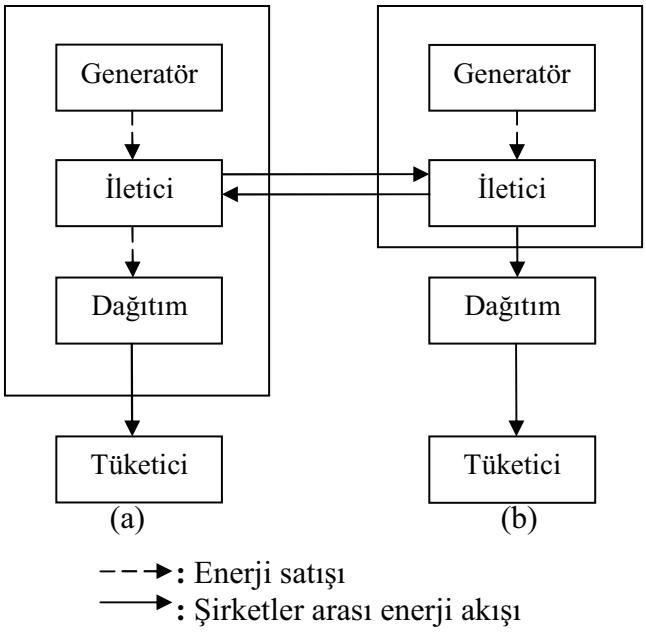
Küçük Tüketiciler: Dağıtım şirketlerinden enerji ihtiyacını karşılayan binalarda oturan müşterilerdir.

Büyük Tüketiciler: Elektrik enerjisi pazarında aktif bir role sahip olan büyük enerji talep eden sanayi kuruluşlarıdır.

2.3. Rekabet Modelleri

2.3.1. Tekel

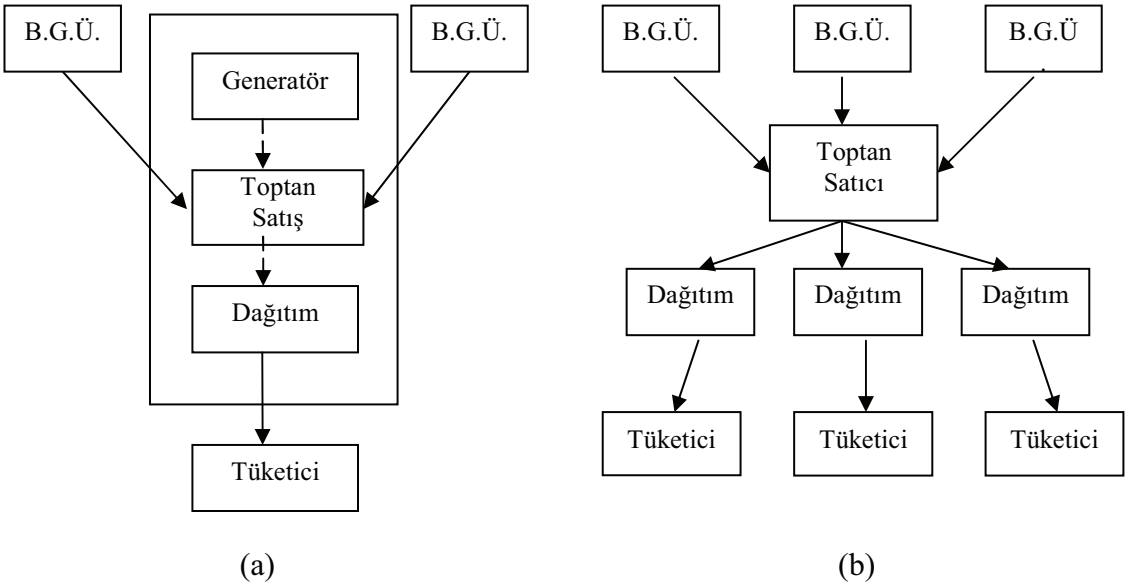
Şekil 2.1'de gösterilen model bu durumu açıklamaktadır. Alt modellerin birinde (a) üretim, iletim ve dağıtım tek bir şirket üzerinden yapılırken, diğer alt modelde (b) dağıtım işi farklı bir şirket tarafından yapılmaktadır.



Şekil 2.1. Tekel modeli

2.3.2. Satın Alma Etkisi

Şekil 2.2 (a) elektrik endüstrisi ihtiyacının ilk adımını göstermektedir. Bağımsız güç üreticileri (B.G.Ü.) sisteme bağlanıp ürettikleri enerjiyi satmaktadır. Şeklin (b) parçasında ise modelin daha gelişmiş bir versiyonu gösterilmiştir. Burada kendi üretim merkezleri olmayan ve birden çok giriş ve çıkışı olan sistem gösterilmiştir.



(a) (b)

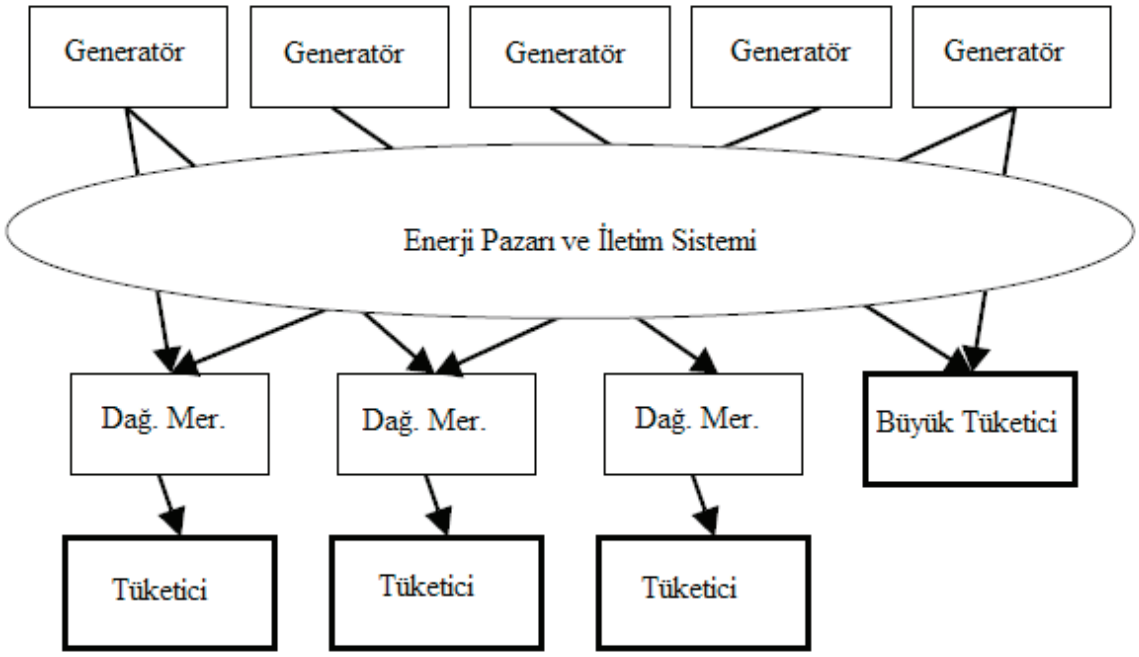
Şekil 2.2. Satın alma modeli (- - → :Enerji Satışı, ⟶ :Şirketler arası enerji akışı)

Özel sektörün enerji üretim sektörüne katılmasına olanak sağlayan bir başka model de Bağımsız Güç Üretimi (BGÜ) veya otoprodüktör ve otoprodüktör gruplarına dayalı üretim modelidir. Söz konusu model kapsamında yatırımcı tesisin mülkiyetini kamuya devretme yönünde hiçbir yükümlülüğü olmaksızın elektrik üretim tesisini kurmakta, mülkiyetine sahip olmakta ve elektrik üretmekte; ancak yıllık üretiminin yüzde 20 gibi küçük bir kısmını satabilmekte, geri kalan kısmını ise kendi iç ihtiyaçları için tüketmektedir.

2.3.3. Toptancı Rekabeti

Bu modelde üretim merkezlerinden sonra iletim sistemine yani toptancı pazarına doğru çoklu bir giriş söz konusudur. Pazarda toplanan enerji, dağıtım merkezleri vasıtasıyla tüketicilere ulaştırılır. Modeldeki en önemli nokta enerji pazarından sonra büyük tüketicilerin bir dağıtım ağı gibi sisteme girmesidir. Burada büyük tüketiciler, direkt olarak

iletim hattından enerjiyi aldığı için dağıtım kısmındaki fiyattan etkilenmemekte ve daha düşük bir fiyattan enerji ihtiyacını karşılamaktadırlar. Şekil 2.3'de bu durum gösterilmiştir.



Şekil 2.3. Toptancı modeli (⟶: Enerji Satışı)

3. ÜRETİME İLİŞKİN YATIRIMLAR

3.1. Giriş

Bu bölümde üretim kapasitesinin arttırılması ve sıfırdan yeni bir üretim tesisinin nasıl yapılacağı üzerinde durulmuştur. Bunun için her bir üretim tesisi birbirinden bağımsız olarak ele alınıp, bir yatırımcı gözü ile olaylara bakmaya çalışılmıştır. İlk etapta üretici açısından konu ele alındıktan sonra tüketicinin bakış açısı yansıtılmaya çalışılmıştır.

3.2. Üretim Kapasitesinin Yatırımcı Gözü İle Değerlendirilmesi

3.2.1. Yeni Bir Üretim Tesisi Yapımı

Bir yatırımcı herhangi bir üretim faaliyetini finanse ederken yaptığı yatırımının tesisin ömrü içerisinde geri dönmesini ve kâr etmesini bekler. Yatırımcı kendisi için daha düşük risk ve yüksek kâr getiren kollara yönelir.

Üretim tesisleri için inşaat aşaması ve ham madde ihtiyacı en önemli noktalardır. Örneğin bir hidroelektrik santral yapmak isteyen yatırımcı, önceden tesisi kurmak istediği alanı ve su potansiyelini araştırmak durumundadır. Riskleri en aza indirmek isteyen yatırımcı uzun çalışmalar sonucu ortaya çıkan çalışmaları inceler. Üretime dönük kontrat garantisi daha sonrasında istenilen en önemli durumdur. Her tesisin belirli bir yaşam ömrü vardır. Enerji üretim tesisleri için bu yaşam ömrü genellikle 20-40 yıl arasındadır. Tabii ki bu tesis ömrü yapılan güncelleştirme ve revizyonlar sayesinde arttırılabilir [5,8,9].

Yeni üretim tesisleri yapmak istedikleri kabul edilen, B ve S adlı iki hayali ülke için farklı durumlar örneklerle açıklanacaktır.

B ülkesi 500 MW'lık yeni bir termik santral yapılmak istenmektedir. Bu tesis için gerekli olan veriler toparlanıp Tablo 3.1'de verilmiştir. Tabloda verilen değerler incelenerek tesisin maliyeti hesaplanır.

Tablo 3.1. Termik santrale ilişkin değerler

Yatırım Tutarı	1021 $/ kW
Beklenen Tesis Ömrü	30 yıl
Çıkış Gücü/ Isı Oranı	9419 Btu/ kWh
Beklenen Yakıt Fiyatı	1,25 $/ MBtu

500 MW'lık tesis için yatırım maliyeti;

1021 $/kW $\times$ 500 MW = 510 500 000 $'dır. Bu miktar tesisin yatırım maliyetleri toplamını verir. Teoride bir üretim tesisi tüm ömrü boyunca tam kapasite ile çalışır, fakat pratikte bu durum söz konusu bile değildir. Kurulan tesisten yararlanma faktörünün % 80 olduğunu kabul edersek yıllık üretim miktarı aşağıdaki gibi bulunur.

0,8 $\times$ 500 MW $\times$ 8760 saat/ yıl = 3 504 000 MWh

Santralimizin yıllık ürettiği enerji miktarına bağlı olarak termik santralin yakıtı olan kömür fiyatı sistemimizde önemli bir maliyet oluşturur. Bu yakıt tutarı;

3 504 000 MWh $\times$ 9419 Btu/ kWh $\times$ 1,25 $/ Btu = 41 255 220 $'dır.

Son olarak ürettiğimiz elektrik enerjisinin satışından kazanacağımız tutar ise;

3 504 000 MWh $\times$ 32 $/ MWh = 112 128 000 $'dır.

Termik santralinin kurulması için ortaya çıkan maliyetler Tablo 3.2'de gösterilir.

Tablo 3.2. Termik santral maliyetleri ($\times$ 1000 $)

Yıl	Yatırım	Üretim	Üretim Harcaması	Gelir	Net Nakit Akışı
0	510.500	0	0	0	-510.500
1	0	3.504.000	41.255	112.128	70.872
2	0	3.504.000	41.255	112.128	70.872
3	0	3.504.000	41.255	112.128	70.872
…	0	…	…	…	…
30	0	3.504.000	41.255	112.128	70.872

Tablodan da görüleceği gibi tesis için ilk yatırım maliyeti yüksektir. Tesisin yatırım maliyetini çıkarması yaklaşık 7 yıldır. Bu süreden sonra tesisten elde edilen net nakit akışı yatırımcının kazancını oluşturur. 30 yıllık ömrü olan bu tesis, 7 yıl sonunda bu yatırımı kâra çevirmeyi başarır. Enerji fiyatlarında yaşanacak değişimler ve kömür fiyatlarının değişimi sistemi direkt olarak etkiler.

Kombine çevrim gaz türbini tesisi (CCGT) ile 500 MW'lık bir enerji santrali yapılmak istenirse ilk yatırım maliyetinin daha düşük olduğu fakat yakıt fiyatının daha yüksek olduğu Tablo 3.3'de verilmiştir. Bu durum göz önüne alınarak tesis gelirleri incelenmiştir.

Tablo 3.3. CCGT santraline ilişkin değerler

Yatırım Tutarı	533 $/ kW
Beklenen Tesis Ömrü	30 yıl
Çıkış Gücü/ Isı Oranı	6927 Btu/ kWh
Beklenen Yakıt Fiyatı	3,00 $/ MBtu

Aynı kullanım faktörü ve aynı elektrik enerjisi satış fiyatı üzerinden sistem hesaplanırsa;

$0{,}8 \times 500$ MW $\times$ 8760 saat/ yıl = 3 504 000 MWh

3 504 000 MWh $\times$ 32 $/ MWh = 112 128 000 $'dır.

İlk yatırım maliyeti;

533 $/kWh $\times$ 500 MWh = 266 500 000 $'dır.

Yakıt tutarımız ise;

3 504 000 MWh $\times$ 6927 Btu/ kWh $\times$ 3,00 $/ MBtu = 72 816 624 $'dır.

Kömür santrali yerine kombine çevrimli gaz santrali yapmamız durumunda elde edeceğimiz değerler Tablo 3.4'de verilmiştir.

Tablo 3.4. Termik ve CCGT santrallerinin maliyet karşılaştırması ($\times$ 1000 $)

Yıl	CCGT Yatırım	Termik Yatırım	CCGT Üretim Harcaması	Termik Üretim Harcaması	Artan Net Nakit Akışı
0	266.500	510.500	0	0	-244.000
1	0	0	72.816	41.255	31.561
2	0	0	72.816	41.255	31.561
3	0	0	72.816	41.255	31.561
…	…	…	…	…	…
30	0	0	72.816	41.255	31.561

Termik santral yerine kombine çevrimli gaz santrali yapmamız halinde yatırım maliyetinin düşük olması nedeni ile ilk etapta 244 milyon dolarlık bir kazanç sağlanırken daha sonraki yıllarda üretim harcamalarının yüksek olmasından ötürü sistemin kârı azalmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının günümüzde daha önemli bir yer edinmesi ve küresel ısınma sonrası dünyanın bu enerji kaynaklarına yönelmesiyle yeni santraller kurulmaya başlanmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan rüzgâr santralinin maliyeti aşağıda çıkarılmıştır. 100 MW'lık bir rüzgâr çiftliğinin yatırım maliyetleri Tablo 3.5'de verilmiştir.

Tablo 3.5. Rüzgâr santraline ilişkin değerler

Yatırım Tutarı	919 $/ kW
Beklenen Tesis Ömrü	30 yıl
Çıkış Gücü/ Isı Oranı	0
Beklenen Yakıt Fiyatı	0

İlk aşamada ortaya çıkan yatırım maliyeti;

$919\ \$/\ kW \times 100\ MW = 91\ 900\ 000\ \$$

Elektrik enerjisi fiyatının değişmediği ve kullanım faktörünün % 35 olduğu varsayımına göre hesaplamalar yapılırsa;

$0{,}35 \times 100\ MW \times 8760\ saat/\ yıl = 306\ 600\ MWh$

$306\ 600\ MWh \times 32\ \$/\ MWh = 9\ 811\ 200\ \$$'dır.

Ortaya çıkan bu durumlar Tablo 3.6'ya yansıtılırsa;

Tablo 3.6. Rüzgâr santrali maliyet tablosu ($\times 1000$ $)

Yıl	Yatırım	Üretim	Üretim Harcaması	Gelir	Net Nakit Akışı
0	91.900	0	0	0	-91.900
1	0	306.600	0	9.811	9.811
2	0	306.600	0	9.811	9.811
3	0	306.600	0	9.811	9.811
…	0	…	…	…	…
30	0	306.600	0	9.811	9.811

Yatırım maliyetinin yaklaşık olarak 10 yılda karşılanabildiği görülür. Dolayısıyla yatırımcılar açısından rüzgâr santraline yönelim daha az olacaktır. Günümüzde yenilenebilir enerji kaynaklarının daha yeni yeni şekillenmesi sonucunda kullanım faktörleri düşük oranlardadır. Bu konulara ilişkin yapılacak çalışmalar neticesinde oranın artması beklenmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının daha temiz ve güvenilir

olmasından ötürü devletler teşvik vererek yatırımcının bu tesisleri yapmasını sağlamaktadır.

3.2.2. Faal Durumda Olmayan Üretim Kapasitesi

Bir üretim tesisinin yapımı sırasında tesisin ömrü hesaplanarak buna göre hesaplamalar yapılır. Tesis ömrü bazı nedenlerden ötürü tahmin edildiği kadar uzun süreli olmayabilir. Ham madde fiyatındaki artış, vergiler ve elektrik enerjisi fiyatları tesisin işlevselliğini etkiler. Teknik nedenlerden ötürü tesisin revize edilmesi ve yeni aletlerin kurulması gerekebilir.

Bu bölümde, revize edilmesi gereken bir santralin yatırımcıya maliyeti incelenmektedir. Daha önce B ülkesinde termik santralin kurulum maliyeti hesaplanmıştı. Aynı santralin 15 yıl üretimde kaldığı, daha sonra düşük sülfür içeren kömüre olan talebin artmasıyla bu ürünün fiyatının 2,35 $/ Btu seviyesine çıktığı, hükümet yetkililerinin çevreye olan etkisinden dolayı termik santrallerden 1 $/ MWh vergi almaya başladıkları düşünülmüştür. Yakıt için ödenen miktar;

2,35 $/ Btu × 9419 Btu/ kWh +1$/ MWh = 23,155 $/MWh'a yükselmiş olur.

Elektrik enerji fiyatları piyasada oluşan arz fazlalığı nedeniyle 22 $/ MWh seviyesine inmiştir. Santralin 15 yıllık ömrü kalmış olmasına rağmen kapanma aşamasına gelinmiştir. Bu aşamada ya santral kapatılacak ya da sistem yenilenecektir. Böyle bir durumda teknolojik aletlerden yararlanılarak yüksek sülfür içeren kömürün kullandığı sistemin monte edilmesine karar verilirse 50 milyon dolarlık yatırım yapılacaktır. Yeni sistem sayesinde güç/ ısı oranı 11500 Btu/ kWh'a çıkacak ve yüksek sülfür içeren kömürün fiyatının daha ucuz (1,67 $/ MWh) olmasından ötürü maliyet azalacaktır. Tablo 3.7'de gösterilen 15 yıllık hesaplamalar bu durumu göstermektedir. Son yılın gelirindeki artış miktarı, tesisin inşa edildiği alanın değeridir.

Tablo 3.7. Revize edilen santrale ilişkin maliyet değerleri (× 1000 $)

Yıl	Yatırım	Üretim	Üretim Harcaması	Gelir	Net Nakit Akışı
0	50.000	0	0	0	-50.000
1	0	3.504.000	70.798	77.088	6.289
2	0	3.504.000	70.798	77.088	6.289
3	0	3.504.000	70.798	77.088	6.289

Tablo 3.7'nin devamı. Revize edilen santrale ilişkin maliyet değerleri (× 1000 $)

Yıl	Yatırım	Üretim	Üretim Harcaması	Gelir	Net Nakit Akışı
…	0	…	…	…	…
15	0	3.504.000	70.798	87.088	16.289

Üretim harcaması;

1,67 $/ Btu × 11500 Btu/ kWh +1$/ MWh = 20,205 $/ MWh

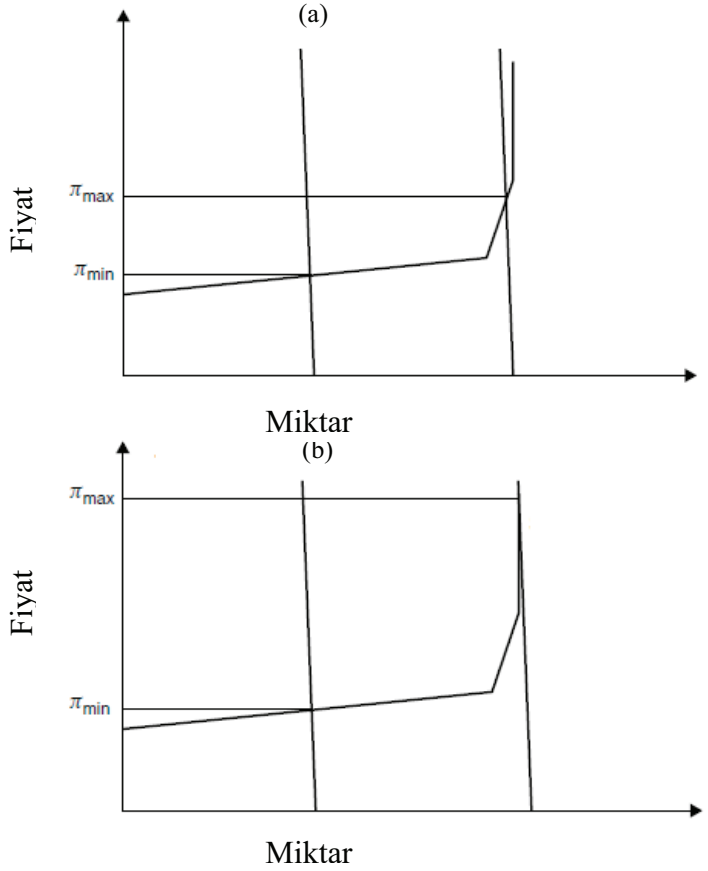
20,205 $/ MWh × 3 504 000 MWh = 70 798 320 $

Elde edilen gelir ise;

22 $/ MWh × 3 504 000 MWh = 77 088 000 $'dır.

3.3. Üretim Kapasitesinin Tüketici Gözü İle Değerlendirilmesi

İlk etapta yatırımcının perspektifinden üretim faaliyetleri incelenmiştir. Tüketici açısından elektrik enerjisi üretiminde istenilen husus, sistemin enerji taleplerine cevap vermesi ve fiyat dengesinin sağlanmasıdır. Bu denge Şekil 3.1 üzerinden şöyle açıklanabilir:



Şekil 3.1. Üretim kapasitesinin fiyatlara etkisi

Elektrik enerji sistemlerinde fiyatlar lineer bir artış göstermez, hatta bu artış çoğu zaman dikey olabilir. π_{min} fiyat seviyesi en düşük yük ihtiyacı durumundaki fiyattır. Şeklin (a) kısmında yeterli üretim kapasitesi durumundaki fiyat seviyeleri vardır. Puant talebin karşılanabildiği bu durumda fiyatlar arasındaki fark (b) şekline göre daha azdır. Üretim kapasitesinin yetersiz olduğu (b) şeklinde π_{max} fiyatı en yüksek seviyelere çıkmıştır. Yetersiz üretim kapasitesinin sistemi nasıl etkilediği buradan görülebilir.

Tüketici açısından yukarıdaki durum oldukça kötü sonuçlar doğururken, üreticiler bu durumdan kâr elde ederler. Fakat üreticilerin yetersiz kaldığı durum onlar açısından da kötü bir durumdur. Puant saatlerde sistemde ihtiyaç duyulan enerji miktarının yetersiz olması sistemi dengesiz hale sokacaktır.

Sistemden çıkan veya giren santraller neticesinde fiyatlar üzerinde bir oynama söz konusudur. Ülkemizde yük tevzi merkezleri üretim kapasitesi-fiyat dengesini sağlamaktadır. Günümüzde üreticiler birliğinin özel şirketlerden oluştuğu gruplar, kanunlar çerçevesinde saatlik ayarlamalar yaparak sistemdeki kârlarını arttırmaya başlamıştır. Bu kâr artışı için sektörde, planlama çalışmaları yapılmaya başlanmıştır.

4. İLETİM HATLARINDA PLANLAMA VE PAZAR

4.1. İletim Hatlarının Planlanması

İletim sistemi, üretim tesislerinden itibaren dağıtım sistemine kadar olan ve elektrik enerjisinin iletiminin gerçekleştirildiği tesislerdir. İletim tesislerinin ana bileşenleri; iletim hatları ve kabloları, iletim trafo ve anahtarlama merkezleri (indirici trafo merkezleri ve transformatör bulunmayan şalt sistemleri) olarak tanımlanır. Türkiye'de dünya standartlarına uygun olan 380 kV'luk Çok Yüksek Gerilim (ÇYG) ve 154 kV'luk Yüksek Gerilim (YG) seviyelerinden oluşan güçlü ve güvenilir bir iletim sistemi vardır.

İletim sistemi elektrik sisteminin ana omurgasını oluşturmaktadır. İletim tesisleri yatırımları pahalı ve yapımı uzun süre alan, işletilmesi ülke ekonomisine etkileri açısından büyük önem taşıyan sistemlerdir. Yatırımların sağlıklı olabilmesi için gelişim hedeflerinin, dolayısıyla yük tahminlerinin ve üretim planlamalarının doğru bir şekilde yapılması zorunludur [4,5].

4.1.1. İletim Sistemi Planlama Kriterleri

Yüksek Gerilim (YG) ve Çok Yüksek Gerilim (ÇYG) sistemlerinin gelişiminde göz önüne alınan temel prensipler şunlardır:

- Enerji arz kalitesini ve sürekliliğini en yüksek seviyede tutmak,
- Ekonomik, kolay işletilebilir ve gelişime açık bir sistem tasarlamak,
- Yatırımları optimal bir şekilde planlamak,
- Mevcut tesisleri ekonomik ömrü süresince kullanmak.

Yukarıda verilen ana prensipler ışığında iletim sistemi planlama kriterleri;

I) Planlanan sistemde iletilen enerjinin bir iletim devresinden, bir güzergahtan veya trafo merkezi üzerinden yoğunlaşarak geçmemesi, dengeli yük dağılımının sağlanması ve

II) Normal yük koşullarında ana iletim koridorlarında, gerekli olandan daha fazla iletim kapasiteleri oluşturularak yüklerden uzakta bulunan santrallerin maksimum üretimle çalıştıkları koşullarda ve herhangi bir iletim bileşeninin arıza dolayısıyla devre dışı kalması durumlarında (birinci arıza durumu), yeterli yedekle iletim kapasitesinin sağlanmasıdır.

Birinci arıza durumu olarak tanımlanan iletim sisteminin herhangi bir bileşeninin (hat, trafo ve benzeri) arıza dolayısıyla devre dışı kalması halinde; herhangi bir müşteri kaybedilmemeli ve sistemin kararlılığı (stabilite) bozulmamalıdır.

İki iletim elemanının aynı anda servis dışı kalması gibi çok ağır hallere tekabül eden ikinci arıza durumunda ise, sistemin bir kısmının veya tamamının enerjisiz kalmasını (bölgesel veya bütün sistemin çökmesi) önlemek amacıyla zaman zaman üretim veya yük atma yöntemlerine başvurulabilmektedir.

Birinci ve ikinci arıza durumlarının oluşmasından sonra, arızanın yer, zaman ve tipine bağlı olarak sistem çökmelerini önlemek üzere planlama, tasarım ve işletme aşamalarında dikkate alınan en önemli uygulamalar, yük atma, sistem elemanlarının aşırı yüklenme kontrolü, tek faz tekrar kapama olarak bilinmektedir.

4.1.2. İletim Sistemi Planlaması

154 kV bara bazındaki yük tahminleri; Devlet Planlama Teşkilatı (DPT) verileri ile Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) ve TEAŞ Genel Müdürlüğü tarafından ülke bazında hazırlanan enerji ve güç talebi dikkate alınarak geçmiş yıllarda trafo merkezlerinde gerçekleşen olaylardaki veriler kullanılmak suretiyle yapılmaktadır.

İletim planları bölgesel yük gelişimi, coğrafi koşullar ve yerli ve ithal kaynaklara dayalı üretim imkanları dikkate alınarak yapılmaktadır. Yerli kaynaklara dayalı üretim tesisleri kaynağın bulunduğu yerde tesis edilmektedir. Santralin kurulu gücü ve bölge tüketimi göz önüne alınarak öncelikle üretildiği yerde tüketilecek şekilde 154 kV'luk sisteme, aynı bölgede tüketilemeyecek büyüklükte olması durumunda ise üretim 380 kV'luk sisteme aktarılarak yük yoğunluğu fazla olan bölgelere taşınmaktadır. İthal kaynaklara dayalı olarak planlanan santrallerin yerinin belirlenmesinde ise bir optimizasyona gidilerek iletim yatırım maliyetleri ve hat kayıplarını da dikkate alan çözümler bulunmaktadır. Böyle durumlarda fiziksel durumun elverdiği ölçüde tüketimin yoğun olduğu yerler tercih edilmektedir.

4.1.3. Uluslararası Bağlantılar

4.1.3.1. Genel Politikalar

Artan elektrik enerjisi talebinin karşılanmasında ve diğer ülkelerle ilişkilerin geliştirilmesinde, Türkiye'nin coğrafi konumundan yararlanmak ve bu kapsamda sınır ve sınır ötesi ülkelerle enterkonneksiyonları geliştirmek elektrik enerjisi gelişim plan hedeflerimizin en önemlilerinden biridir. Uluslararası enterkonneksiyon projeleri ile; yedek kapasitenin ortak kullanımı sonucu yeni üretim tesisi yatırımlarından tasarruf sağlanması, önemli arızalar sonucu oluşan beklenmedik üretim kayıplarında yardımlaşma yoluyla kesintilerin önlenmesi, normal çalışma koşullarında maliyeti en düşük üretim tesislerinin çalıştırılması sonucunda ortak işletme tasarrufu sağlanması, doğal kaynakların ülkeler arasında rasyonel bir şekilde paylaşımı ve elektrik ticaretinin arttırılması hedeflenmektedir.

4.1.3.2. Plan ve Uygulamalar

Ülkemizin bütün komşuları ile ikili enterkonneksiyon projelerinin geliştirilmesinin yanı sıra, Doğu-Batı Avrupa Enterkonneksiyonu, Balkan Ülkeleri ile Enterkonneksiyon, Akdeniz Enterkonneksiyonu, Karadeniz Enterkonneksiyonu, Kafkas Ülkeleri ile Enterkonneksiyon, Güneydoğu (5 Ülke) Enterkonneksiyonu, Ekonomik İşbirliği Teşkilatı (ECO) Ülkeleri Enterkonneksiyonu gibi çok sayıda bölgesel ve bölgelerarası enterkonneksiyon projeleri yürütülmektedir.

Ülkemizin uluslararası enterkonneksiyonlar konusundaki önceliği Batı Avrupa ülkelerinin yer aldığı Elektrik İleticileri Koordinasyonu Birliği (UCTE) sistemi ile entegrasyon ve paralel çalışma olup, buna dönük çabalar yoğun bir şekilde sürdürülmüş ve mutabakat sağlanmıştır.

21 Mart 2001 tarihinde, İletim Şebekesinin Trans-Avrupa Sistemi Programı'nın bir parçası haline getirilebilmesi amacıyla, UCTE'ye üyelik başvurusunda bulunulmuştur. Bu tarihten itibaren Trans-Avrupa Sistemi Programı çerçevesinde Avrupa Komisyonu tarafından finanse edilen birkaç çalışma ile Türk İletim Sistemi'nin Bulgaristan ve Yunanistan üzerinden UCTE sistemine bağlanmasına ilişkin farklı senaryoları değerlendirilmiştir. Türk güç sisteminin hangi teknik koşullarda UCTE'nin güç sistemi ile senkronize edileceğini belirlemeye yönelik statik ve dinamik stabilite analizlerini içeren iletim değerlendirmelerini tamamlamak amacıyla, UCTE tarafından 28 Eylül 2005

tarihinde teknik bir çalışma başlatmıştır. Türkiye ile Bulgaristan arasında şu anda iki hat bulunmaktadır ve yakın zamanda UCTE kapsamında Yunanistan ile bağlantı da tamamlanacaktır.

4.1.4. İletim Şirketlerinin Rolü

İletim şirketleri, elektrik enerjisi sektöründe rekabetin sağlanabilmesi için;

- Şeffaf ve tarafsız olarak iletim sistemini tüm kullanıcıların hizmetine eşit şartlarda sunmak,
- Elektrik enerjisi piyasasında faaliyet gösterecek olan tüm kamu ve özel sektör şirketleri ile yapacağı Sistem Bağlantı, Sistem Kullanım anlaşmalarından elde edilecek gelirleri ve enerji nakil ücretlerini toplamak,
- Elektrik enerjisinin kalitesini, güvenilirliğini ve iletiminin sürekliliğini sağlamak, bunun için üretim ve dağıtım şirketlerinden yan hizmetler (reaktif enerji, frekans kontrolü, sıcak yedek, soğuk yedek, çöken sistemin toparlanmasında destek gibi) almak, alınan bu hizmetlerin fiyatlandırılması için etkin bir piyasa oluşturmak,
- İletim miktarını da dikkate alarak en düşük maliyet esasına göre üretim sıralaması yapmak,
- Ulusal elektrik sisteminin diğer ülkeler ve ülkelerarası sistemlerle bağlantısını sağlamak üzere enterkoneksiyon çalışmaları yapmak ve uygulamak

ile yükümlü olmalıdır [10].

4.1.5. Arıza Endeksinin Düşürülmesi

Sistem sürekliliğinin sağlanmasında takip edilmesi gereken en önemli husus arızalardır. Arızalar;

a) mekanik, kimyasal, ortam koşulları, atmosferik olaylar nedeniyle oluşan kısa devre arızaları,

b) Üretim-Tüketim dengesi ve enerji kalitesi ile değerlendirilen aşırı gerilimler, aşırı yükler, salınımlar, dengesizlikler olarak sıralanabilir.

Ülkemizde arıza endekslerinin yüksek olmasına; yetişmiş teknik personel eksikliği, bazı bölgesel olaylar (terör), atmosferik (sis gibi) olaylar, kirlilikten kaynaklanan açmalar neden olmaktadır. Bunların yanı sıra mevcut iletim hatlarımızın ülkemizin coğrafi yapısı nedeniyle genelde uzun olmaları, periyodik ve koruyucu bakım ve bu bakımlarda

helikopterli bakım, enerjili bakım gibi ileri teknolojilerin uygulanmasında geç kalınması gibi nedenler de etkenler arasındadır.

İletim sisteminde kullanılan teçhizatın kalitesinin geliştirilmesi ve standartlara uymayan veya kullanım sırasında problemler yaratmış olan malzemelerin kullanılmaması gerekmektedir. Arızaların % 80'inin geçici arızalar olması nedeniyle 380 kV sistemde uygulanan ve başarı sağlanan tekrar kapama sisteminin 154 kV sistemde de yaygın hale getirilmesine yönelik çalışmalar sürdürülmektedir.

4.1.6. Kalitenin Arttırılması

Elektrik enerjisi sistemlerinde, gerilim ve frekansın belirli sınırlar içinde kalabilme derecesi, o enerji sisteminin ve elektrik enerjisinin kalitesini belirler. Elektrik enerjisinin kalitesinin korunması için uyulması gereken kurallar Yük Tevzi Yönergeleri tarafından belirlenmiştir.

Frekans:

Sistemimizde hedeflenen frekans limitleri;

Normal işletme koşullarında : 49.95-50.05 Hz

Acil durumlarda : 49.50-50.50 Hz

olup bu hedeflere ulaşılması için halen belirli oranda hidrolik santrallerin katılmakta olduğu primer frekans kontrolüne termik santrallerin de katılımının sağlanması gerekmektedir.

Gerilim:

Sistem gerilimi işletme sınırları;

380 kV için: Maksimum 420 kV
Minimum 340 kV

154 kV için: Maksimum 170 kV
Minimum 140 kV

olup bu gerilim regülasyonu için tüm santrallerin yük eğrilerinin izin verdiği oranda gerilim regülasyonuna katılımının sağlanması, iletim ve dağıtım sisteminin her noktasında uygun oranlarda şönt kompanzasyon yapılması, bunun yanı sıra nihai tüketim noktalarında da reaktif güç kompanzasyonuna gidilmesi gerekmektedir.

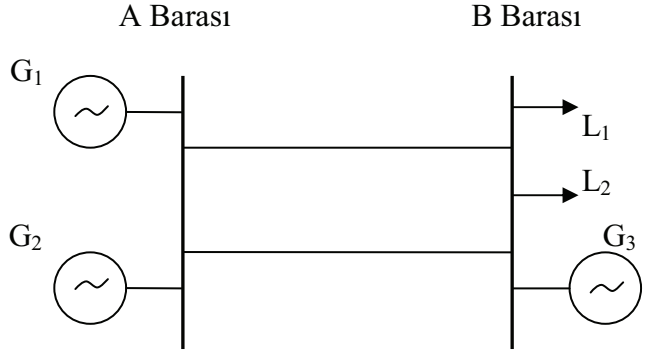
4.2. İletim Hatlarında Elektrik Pazarı

Generatörlere ve yüklere bağlanan hatlardaki iletim sıkıntıları ve kayıpları elektrik enerjisi pazarı için büyük değişimler oluşturabilir. Bu bölümde iletim hattında oluşacak fiyat dalgalanmasının önüne geçmek için uygulanacak özel teknikler ve elektrik enerjisi ticareti anlatılmıştır. İlk olarak ikili antlaşmalar üzerinde durulmuş, ilerleyen bölümlerde havuz bazlı antlaşmalar açıklanmıştır.

4.2.1. İletim Hatları Üzerindeki İkili Antlaşmalar

İletim hatları üzerindeki ikili antlaşmalarda elektrik enerjisini içeren tüm işlemler alıcı ve satıcı arasında gerçekleşir. Bu iki taraf fiyat ve diğer koşullarda bir uzlaşma sağlar. Sistem operatörünün buradaki görevi fiyatı belirlemek değil, sistemin güvenliğini ve dengesini sağlamaktır [2].

Şekil 4.1'de iki baralı bir elektrik enerji sistemi gösterilmiştir. Bu sistem üzerinde G_1 generatörün L_1 yükü ile 300 MW ve G_2 generatörünün L_2 yükü ile 200 MW'lık bir sözleşme imzaladığı düşünülmüştür. Bu ikili antlaşmadaki fiyat, alıcı ve satıcı arasındaki özel bir durumdur. Diğer yandan iletim hattından geçecek güç miktarı sistem operatörüne bildirilmelidir. Çünkü kullanılan iletim hattı bütün şirketlere açıktır.

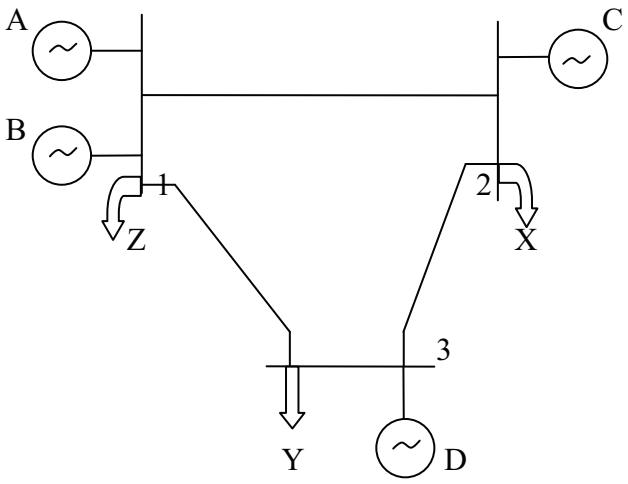


Şekil 4.1. İki baralı ikili antlaşmalara ilişkin enerji sistemi

4.2.1.1. Fiziksel İletim Hakları

Modern güç sistem analizi yazılımları ile enerji hesaplamaları basit bir şekilde yapılabilir. Şekil 4.1'de G_1 generatörü ile L_1 yükü arasında 30,00 $/ MWh ve G_2 generatörü ile L_2 yükü arasında 32,00 $/ MWh'lık bir fiyat belirlenmiştir. Aynı zamanda G_3 generatörü de enerji satışı için 35,00 $/ MWh fiyat belirlemiştir. L_2 tüketicisi iletim hakları için 3,00 $/ MWh'tan daha fazla bir ödeme yapmak istemeyecektir, çünkü B barasındaki üretici ile aynı fiyat seviyesine gelmiş olacaktır. Aynı durum L_1 tüketicisi için 5,00 $/ MWh seviyesindedir.

4.2.1.2. Enerji Ticareti



Şekil 4.2. Üç baralı bir enerji sistemi

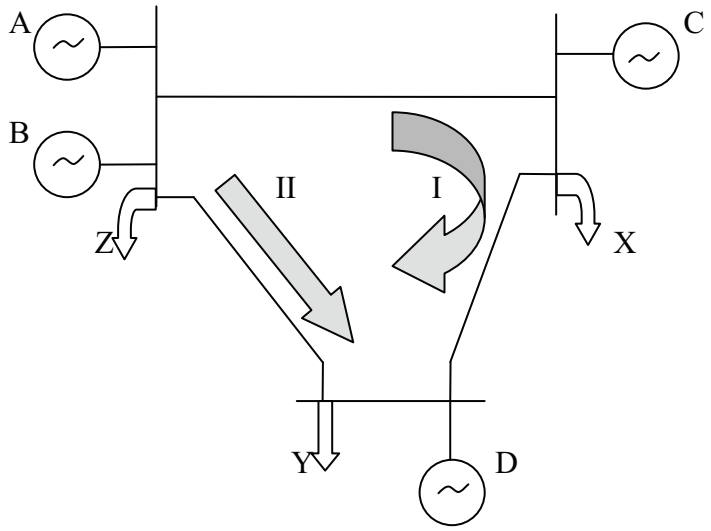
Şekil 4.2'deki devrede B üreticisinin Y yüküne 400 MW enerji satmak istediği durum söz konusudur. Baralar arasındaki reaktans ve güç taşıma kapasiteleri de Tablo 4.1'de gösterildiği gibidir.

Tablo 4.1. Üç baralı sisteme ilişkin değerler

Baralar	Reaktans (p.u.)	Kapasite (MW)
1-2	0,2	126
1-3	0,2	250
2-3	0,1	130

Bu durumda Şekil 4.3'de gösterilen 1 ve 2 numaralı güç akışının değerleri şöyle hesaplanır:

$F^1 = \frac{0,2}{0,2+0,3} \times 400 = 160$ MW ve $F^2 = \frac{0,3}{0,2+0,3} \times 400 = 240$ MW olarak bulunur.



Şekil 4.3. B generatörü ve Y yükü arasındaki enerji iletimi

Bulunan değerlere baktığımız zaman 1 numaralı baradan 2 numaralı baraya doğru olan güç akışı 160 MW olarak hesaplanmasına rağmen pratikte bu enerjinin taşınması mümkün değildir. Çünkü 1-2 baraları arasındaki hattın taşıma kapasitesi 126 MW'dır. Böyle bir durumda Y yüküne iletilebilecek maksimum güç şöyle hesaplanır:

$P_{max} = \frac{0,5}{0,2} \times 126 = 315$ MW olarak bulunur.

B generatörü ve Y yükü arasındaki enerji ticareti en fazla 315 MW olabilir. Tek bir üreticinin tek bir tüketici ile enerji ticareti yapmasının zorluğu buradan gelmektedir. Bu durum ışığında sisteme yeni bir üretici ve tüketici bağlanmak istemektedir. Z yükü, D generatöründen 200 MW'lık bir güç talep etmektedir. Enerji akışları da Şekil 4.4'de gösterildiği gibidir.

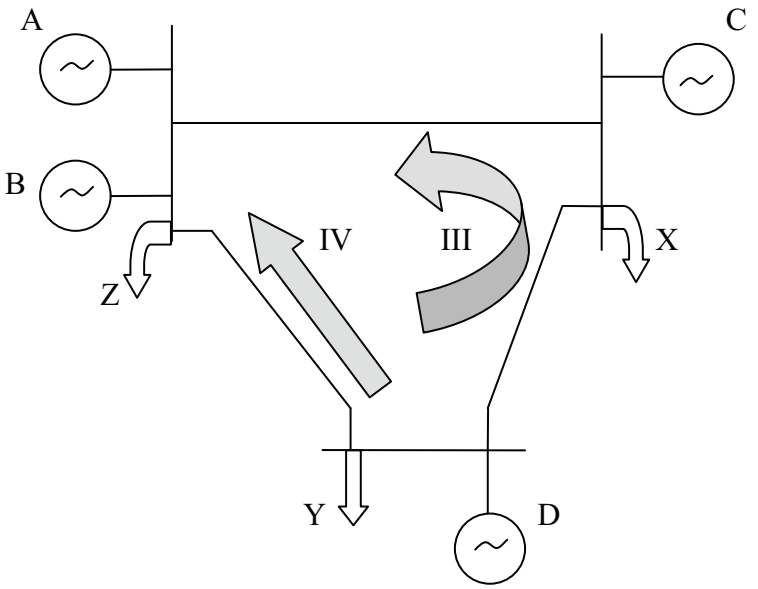
Şekil 4.4'de belirtilen güç akış değerleri şöyle hesaplanabilir:

$F^{III} = \frac{0,2}{0,2+0,3} \times 200 = 80$ MW ve $F^{IV} = \frac{0,3}{0,2+0,3} \times 200 = 120$ MW bulunur.

Güç akışları yeniden incelenecek olursa;

$$F_{12} = F_{23} = F^{I} - F^{III} = 160 - 80 = 80 \text{ MW}$$

$$F_{13} = F^{II} - F^{IV} = 240 - 120 = 120 \text{ MW}$$



Şekil 4.4. D generatörü ve Z yükü arasındaki enerji iletimi

Z yükünün sisteme bağlanmasıyla birlikte Y yükünün de enerji talebi karşılanmış olur. İletim hatlarının taşıma kapasitesinin, ikili antlaşmaların önüne geçerek hattı kullanan alıcıların veya satıcıların enerji arz ve talebini etkilediği görülür. Buradan hareketle yalnızca ikili antlaşmalar yapmanın, güç sistemleri içerisinde yetersiz kaldığı sonucu ortaya çıkar.

4.2.2. İletim Hattı Üzerindeki Havuz Bazlı Antlaşmalar

Havuz bazlı sistemlerde üreticiler ve tüketiciler pazar operatörü gibi hareket eden sistem operatörüne fiyatlarını ve tekliflerini bildirirler. Diğer tüm firmalardan bağımsız olan sistem operatörü iletim hattının parametrelerine göre fiyatları ve teklifleri seçer. Bu işin bir parçası da pazar fiyatlarının belirlenmesidir. İletim hattı üzerindeki kayıpların ve yoğunluğun değişmesine bağlı olarak iletim hattındaki enerji fiyatlarının değiştiği görülür. Aynı baraya bağlanan her üreticinin ödeyeceği miktar aynı değerdedir. İkili antlaşmalara göre havuz bazlı sistemlerde sistem operatörünün ekonomik etkinliği onu önemli bir konuma taşır [2,6.7].

4.2.2.1. İki Baralı Bir Sistemdeki Havuz Bazlı Antlaşmalar

İki baralı bir sistemin etkilerini analiz etmek için iki hayali ülke arasında oluşan bir enterkonnekte şebeke örnek olarak incelenmektedir. Bunlardan birine B ülkesi diğerine de S ülkesi adı verilir. Bu ülkelerin her birinin elektrik enerjisi fiyatları da aşağıdaki gibidir.

$$\pi_B = 10 + 0{,}01\ P_B\ (\$/\ MWh)$$

$$\pi_S = 13 + 0{,}02\ P_S\ (\$/MWh)$$

Kolaylık sağlaması açısından her iki ülkenin enerji taleplerinin sabit olduğunu ve B ülkesi için bu değerin 500 MW ve S ülkesi için de 1500 MW olduğu kabul edilmiştir. Böyle bir durumda ortaya çıkan enerji fiyatları şu şekilde olacaktır:

$$\pi_B = 10 + 0{,}01 \times 500 = 15\ \$/\ MWh$$

$$\pi_S = 13 + 0{,}02 \times 1500 = 43\ \$/MWh$$

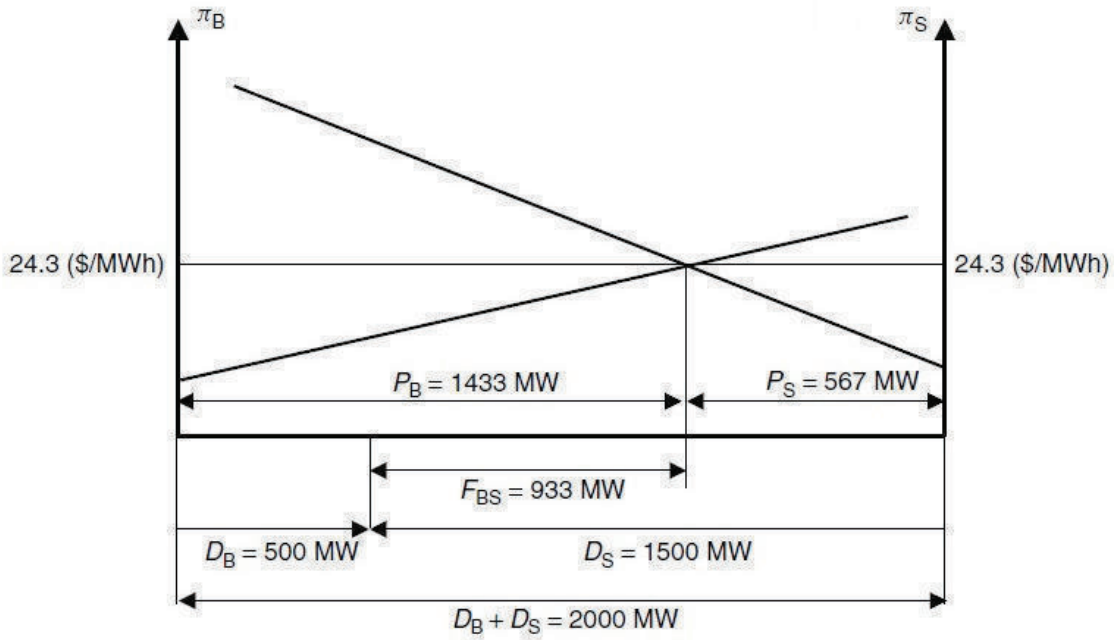
Fiyatlardan da görüleceği üzere S ülkesindeki elektrik enerjisi kullanım ücreti, B ülkesine göre oldukça pahalıdır. S ülkesi bütün enerji ihtiyacını, B ülkesi ile aralarındaki enterkonnekte şebekeden karşılamak isterse $P_B = 2000$ MW ve $P_S = 0$ MW olur. Ortaya çıkan fiyatlar ise $\pi_B = 30$ \$/ MWh ve $\pi_S = 13$ \$/ MWh şeklindedir. Böyle bir durum S ülkesini enerji konusunda B ülkesine bağımlı hale getirirken aynı zamanda aldığı enerjiyi daha ucuza tüketicilerine satmaya neden olacağından istenmeyen bir durumdur.

Ekonomik şartlar gözetilirse her iki ülkedeki fiyatların da aynı olması en uygun çözüm yoludur. Yukarıdaki denklemden hareketle enerji pazarında bir denge noktası oluşturulur.

$$\pi = \pi_B = \pi_S = 24{,}30\ \$/\ MWh$$

$$P_B = 1433\ MW \qquad P_S = 567\ MW$$

Bu denge noktası sonucu oluşan enterkonnekte şebekedeki güç akışı $F_{BS} = 933$ MW olur. Şekil 4.5'de güç ve fiyat eksenleri baz alınarak bir çizim gerçekleştirilmiştir.



Şekil 4.5. B ve S ülkeleri arasındaki tek bir elektrik enerjisi pazarı

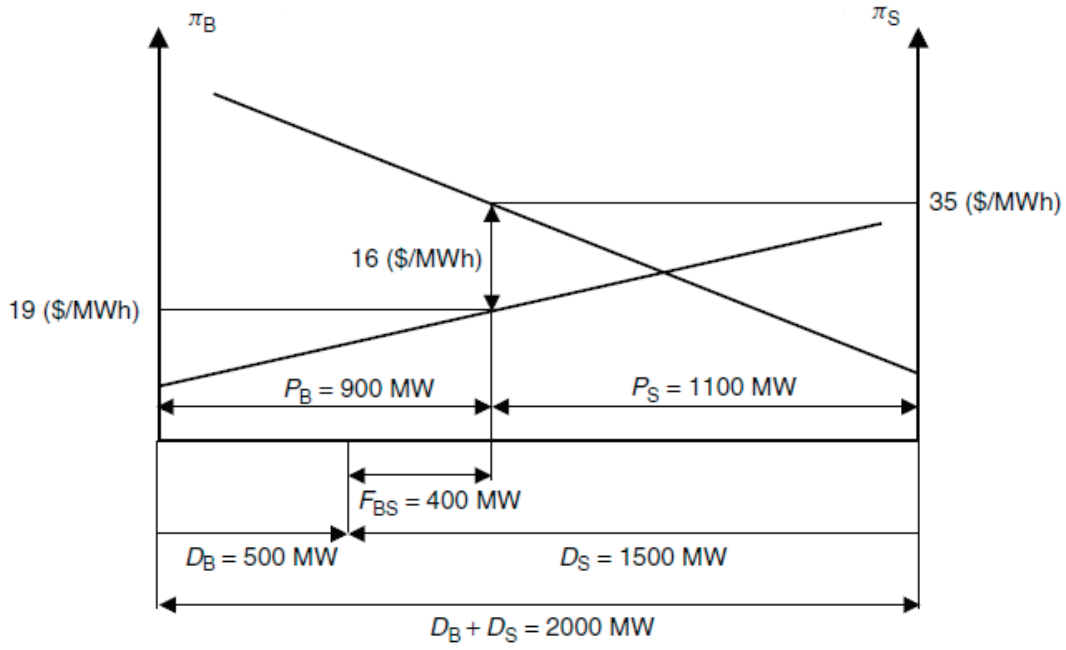
İki ülke arasındaki enterkonnekte şebekenin enerji taşıma kapasitesinin ilk durumda sınırsız olduğu varsayımı yapılarak sistemde oluşan denge noktaları belirlenmiştir. Fakat her iletim hattının belirli bir enerji taşıma kapasitesi olduğundan yeni bir durum ortaya çıkar. Böyle bir durumu açıklamak için bazı varsayımlar üzerinde durulur.

Enterkonnekte şebekenin 400 MW'lık bir enerji taşıma kapasitesi olduğu düşünüldüğünde B ülkesinde üretilen enerji miktarı 900 MW (500 MW lokal yükü ve 400 MW enterkonnekte şebeke yardımıyla S ülkesine sattığı enerji miktarı) olur. Aynı şekilde S ülkesindeki üretilen enerji miktarı 1100 MW olur. Bu durumda ortaya çıkan yeni fiyatlar şu şekildedir:

$$\pi_B = 10 + 0{,}01 \times 900 = 19 \text{ \$/ MWh}$$

$$\pi_S = 13 + 0{,}02 \times 1100 = 35 \text{ \$/MWh}$$

Şekil 4.6'da bu durum gösterilmiştir. B ve S ülkeleri arasındaki bu enerji pazarından bir fiyat koridoru oluşur. Bu fiyat koridoru şekilden de görülebileceği gibi 16 $/MWh seviyesindedir. İki ülke arasında yaşanan güç akışının değişimine bağlı olarak fiyatlar da değişmektedir. Ortaya çıkan bu durumlar Tablo 4.2'de birleştirerek anlatılmaya çalışılmıştır. Tablodaki R bir grup generatörün enerji satışından elde ettiği geliri, E bir grup tüketicinin satın aldığı elektrik enerjisi tutarını, F_{BS} enterkonnekte şebekedeki güç akışını, B ve S ülke indislerini gösterir.



Şekil 4.6. B ve S ülkeleri arasındaki sınırlandırılmış elektrik enerjisi pazarı

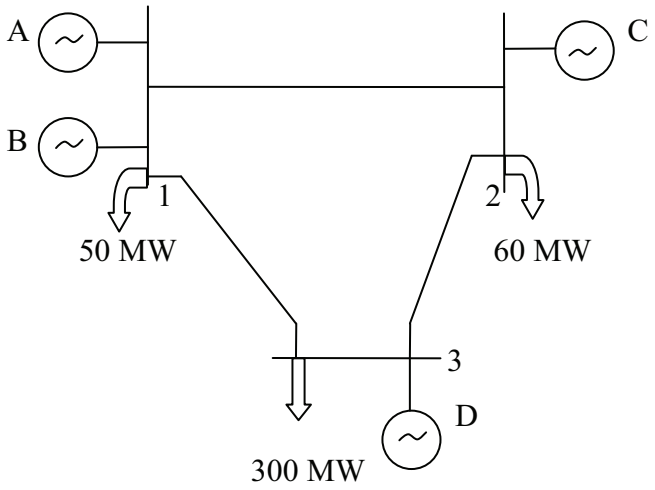
İki ülke arasındaki enerji pazarı sonucu fiyatlar arasında bir denge noktası oluşmuş ve böylelikle ülke ekonomisine katkı sağlanmıştır.

Tablo 4.2. B ve S ülkeleri arasındaki enerji pazar durumları

	Ayrı Pazarlar	Tek Pazar	Sınırlandırılmış Tek Pazar
P_B (MW)	500	1433	900
π_B ($/ MWh)	15	24,33	19
R_B ($/ h)	7500	34865	17100
E_B ($/ h)	7500	12165	9500
P_S (MW)	1500	567	1100
π_S ($/ MWh)	43	24,33	35
R_S ($/ h)	64500	13795	38500
E_S ($/ h)	64500	36495	52500
F_{BS} (MW)	0	933	400
$R_{Toplam}= R_B+R_S$	72000	48660	55600
$E_{Toplam}= E_B+E_S$	72000	48660	62000

4.2.2.2. Üç Baralı Bir Sistemdeki Havuz Bazlı Antlaşmalar

İki baralı bir sistemde oluşan enerji akışları Kirchoff'un akım ve gerilim kanunlarından yararlanarak açıklanmıştı. Şimdi ise aynı durum üç baralı bir sistem için incelenmektedir. Şekil 4.7'deki sisteme ilişkin değerler Tablo 4.3 ve 4.4'de verilmiştir. Hesaplamalarda kolaylık sağlamak için her bir generatöre ilişkin değerlerin sabit ve yük ihtiyacının değişmediği kabul edilmiştir.



Şekil 4.7. Üç baralı sistem yardımı ile enerji antlaşmalarının incelenmesi

Tablo 4.3. Üç baralı sisteme ilişkin değerler

Baralar	Reaktans (p.u.)	Kapasite (MW)
1-2	0,2	126
1-3	0,2	250
2-3	0,1	130

Tablo 4.4. Üç baralı sistemdeki üretim kapasitesi ve fiyatı

Generatör	Kapasite (MW)	Fiyat ($/ MWh)
A	140	7,5
B	285	6
C	90	14
D	85	10

Ekonomik Yaklaşım

Sistemdeki tüm yüklerin aynı anda generatörlerden enerji talep etmiş olması durumunda 410 MW'lık bir güç ihtiyacı söz konusudur. Ortaya çıkan böyle bir güç ihtiyacını tüketiciler en düşük maliyet ile karşılamak isteyeceklerdir. A ve B generatörleri bu durumda ihtiyacının karşılanabileceği en uygun şartlara sahiptir.

$$P_A = 125 \text{ MW}$$

$$P_B = 285 \text{ MW}$$

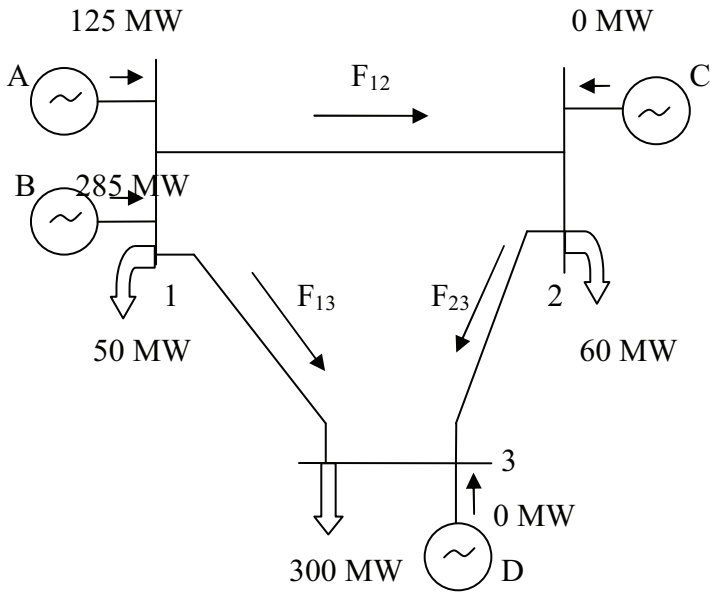
$$P_C = 0 \text{ MW}$$

$$P_D = 0 \text{ MW}$$

Ortaya çıkan maliyet;

$$M = \pi_A \times P_A + \pi_B \times P_B = 2647{,}50 \text{ \$/ h kadardır.}$$

Böyle bir ekonomik yaklaşımın ekonomik açıdan uygun olması, onun uygulanabilir olması anlamına gelmez. Güç sisteminin taşıma kapasitesi de belirli bir rol oynar. Şekil 4.8'e ilişkin sistemdeki güç akışları incelenecek olursa;



Şekil 4.8. Üç baralı sistemdeki güç akışları

1 numaralı baradaki güç akış miktarı; $F_{12} + F_{13} = 360$ MW

2 numaralı baradaki güç akış miktarı; $F_{12} - F_{23} = 60$ MW

3 numaralı baradaki güç akış miktarı; $F_{13} + F_{23} = 300$ MW

Süperpozisyon teoremi kullanılarak sistem basitleştirilir.

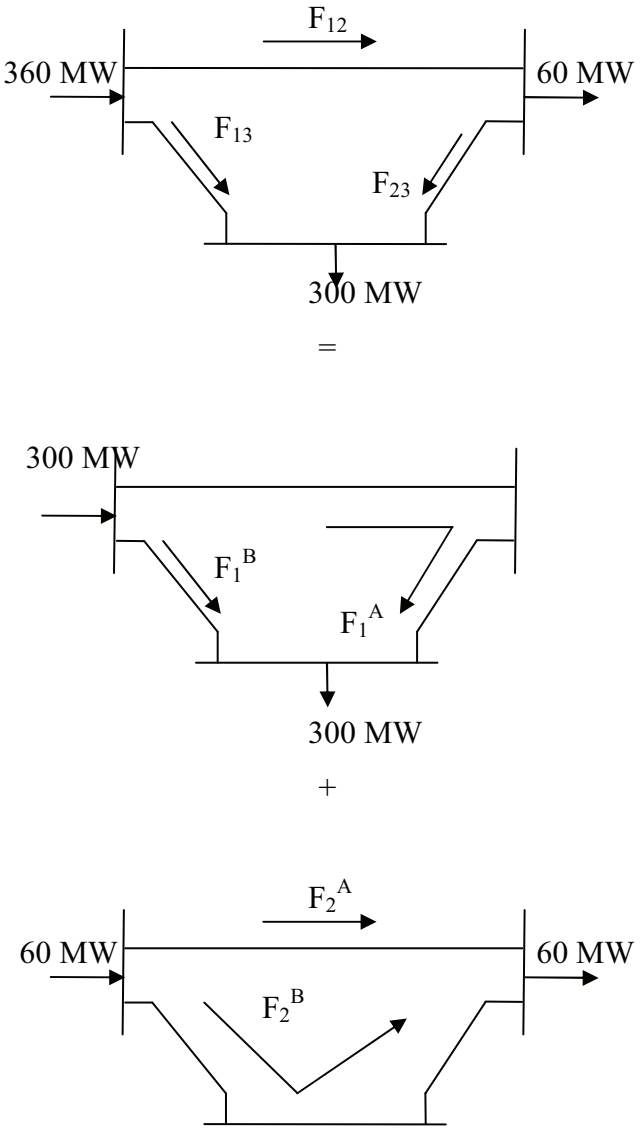
$F_{12} = F_1^A + F_2^A$

$F_{13} = F_1^B + F_2^B$

$F_{23} = F_1^A - F_2^B$

$x_1^A = x_{12} + x_{23} = 0{,}3$ p.u.

$x_1^B = x_{13} = 0{,}2$ p.u.



Şekil 4.9. Üç baralı sistemde süperpozisyon teoremi

$F_1^A = \dfrac{0{,}2}{0{,}3+0{,}2} \cdot 300 = 120$ MW ve $F_1^B = \dfrac{0{,}3}{0{,}3+0{,}2} \cdot 300 = 180$ MW bulunur.

$x_2^A = x_{12} = 0{,}2$ p.u.

$x_2^B = x_{13} + x_{23} = 0{,}3$ p.u.

Buradan;

$F_2^A = \frac{0,3}{0,3+0,2} \cdot 60 = 36$ MW ve $F_2^B = \frac{0,2}{0,3+0,2} \cdot 60 = 24$ MW bulunur.

$$F_{12} = F_1^A + F_2^A = 120 + 36 = 156 \text{ MW}$$

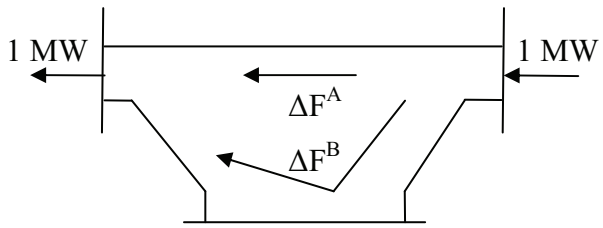
$$F_{13} = F_1^B + F_2^B = 180 + 24 = 204 \text{ MW}$$

$$F_{23} = F_1^A - F_2^B = 120 - 24 = 96 \text{ MW}$$

Güç akış değerleri Tablo 4.3'teki değerler ile karşılaştırıldığında 1-2 kolları arasındaki güç akış miktarının 126 MW ile sınırlı olduğu görülür. 30 MW'lık güç ihtiyacı sistem şartlarından dolayı karşılanamamaktadır. Ekonomik açıdan avantajlı olmasına rağmen sistem şartlarından ötürü yüklerin beslenmesi açısından farklı bir üreticiye daha ihtiyaç söz konusudur.

Ekonomik Yaklaşımın Düzenlenmesi

Ekonomik açıdan üstün olan sistemin güvenlik nedenlerinden ötürü başka bir üreticiye ihtiyacı ortaya çıkmıştır. 1-2 baraları arasındaki enerji akış miktarı ancak 2 veya 3 numaralı baralardaki üreticiler sayesinde azaltılabilir. İlk olarak 2 numaralı baradaki 1MW'lık artış durumu incelenir.



Şekil 4.10. 2 numaralı baradaki generatörün üretim kapasitesinin artışının enerji iletimine etkisi

$$x_2^A = x_{12} = 0,2 \text{ p.u.}$$

$$x_2^B = x_{13} + x_{23} = 0,3 \text{ p.u.}$$

1 MW'lık bir artış Şekil 4.10'da gösterilen ΔF^A ve ΔF^B değerlerini aşağıdaki gibi etkiler.

$$\Delta F^A = 0,6 \text{ MW}$$

$$\Delta F^B = 0,4 \text{ MW}$$

2 numaralı baradan akan her 1 MW'lık enerjinin 0,6 MW'lık bölümü 1 numaralı baraya doğrudur. 30 MW'lık fazla olan yükü karşılamak için bu durumda 2 numaralı baraya bağlı olan üreticinin 50 MW değerinde bir güce sahip olması gerekir. Sistemdeki yeni olaylar sonucu oluşan güç üretimleri şu şekildedir:

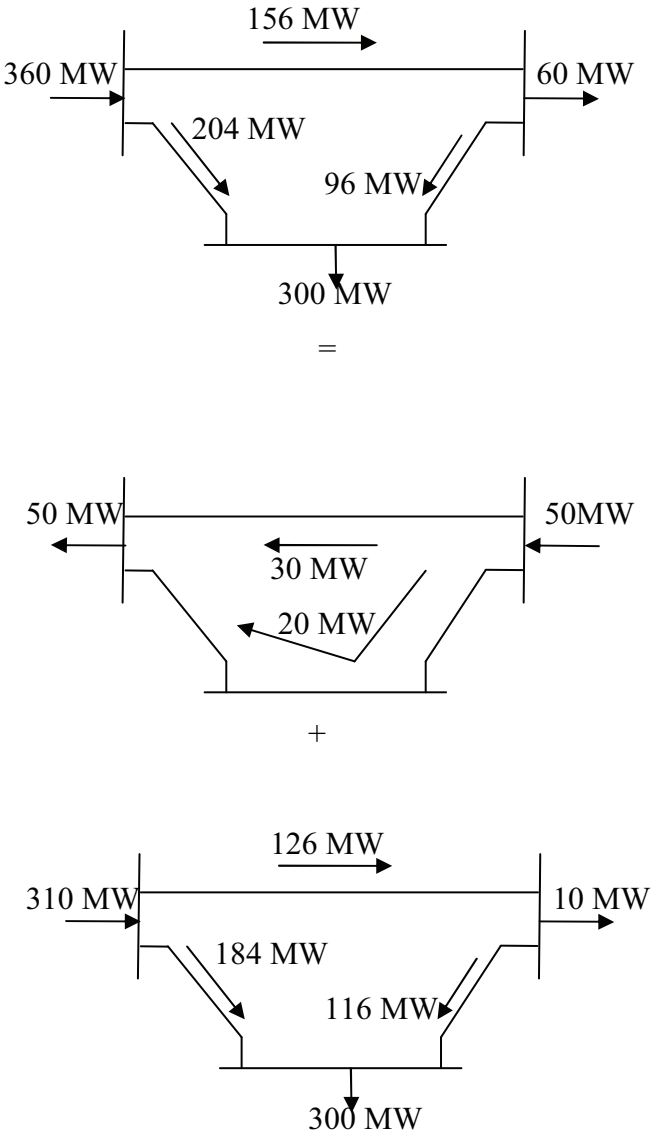
P_A= 75 MW

P_B= 285 MW

P_C= 50 MW

P_D= 0 MW

Yeni oluşan durumdaki güç akışı şekil 4.11'de süperpozisyon teoreminden yararlanılarak gösterilmiştir.



Şekil 4.11. Ekonomik yaklaşım ile süperpozisyon teoreminin uygulanması

Ortaya çıkan maliyet;

$$M= \pi_A \times P_A + \pi_B \times P_B + \pi_C \times P_C = 2972{,}50 \text{ \$/ h kadardır.}$$

30 MW'lık güç ihtiyacının C üreticisinden karşılanması durumundaki maliyet yukarıda belirtilmiştir. Aynı şekilde ihtiyacın karşılanmasında 3 numaralı baradaki üreticinin sisteme bağlanması halinde oluşacak yeni maliyet aşağıdaki gibi hesaplanabilir.

3 numaralı baradaki üretici reaktans değerlerinden ötürü 1-2 kolları arasındaki enterkonnekte şebekeye aynı ihtiyacı karşılamak için 75 MW güç üretmelidir. Bu durumda ortaya çıkacak yeni enerji üretim değerleri şöyledir:

$$P_A = 50 \text{ MW}$$

$$P_B = 285 \text{ MW}$$

$$P_C = 0 \text{ MW}$$

$$P_D = 75 \text{ MW}$$

Buradan hareketle maliyet değeri şu şekilde hesaplanır;

$$M = \pi_A \times P_A + \pi_B \times P_B + \pi_D \times P_D = 2835 \text{ \$/ h kadardır.}$$

Sistemde güvenlik şartları nedeniyle tek başına karşılanamayan 30 MW'lık yük ihtiyacını C üreticisi yerine D üreticisinden karşılanmasının maliyet açısından değeri;

$$M = M_C - M_D = 2972{,}5 - 2835 = 137{,}5 \text{ \$/ h kadardır.}$$

Maliyet değerinin başlangıç şartlarına göre değişimi ise;

$$M = M_C - M_A = 2835 - 2647{,}5 = 187{,}5 \text{ \$/ h kadardır.}$$

Sistemin enerji taşıma kapasitesi ve güvenlik şartları gereği 187,5 \$/ h'lık bir maliyet artışı söz konusudur. Ekonomik dengeler açısından 1-2 kolları arasında güç akışına ilişkin sistem incelendiğinde EK-3'te görülen durum ortaya çıkmaktadır. Maliyet fiyatındaki hesaplamalar aşağıdaki gibi bulunmuştur.

$$\pi_3 = \frac{1}{3}\pi_1 + \frac{1}{3}\pi_2 = 11{,}83 \text{ \$/ MWh}$$

5. DAĞITIM SİSTEMLERİNİN PLANLANMASI

5.1. Dağıtım Sektöründeki Serbestleşme Çalışmalarının Kısa Tarihçesi

Dağıtım sektörüne ilişkin olarak, TEDAŞ'ın geçmişte ve günümüzde kayıp ve kaçaklar nedeniyle önemli zararlara uğradığı, ayrıca elektrik tahsilâtına ilişkin olarak da ciddi sorunlarla karşı karşıya kaldığı söylenebilir.

1994 yılında TEK'in dikey ayrıştırılmasının ardından, dağıtım bölgelerinin İşletme Hakkı Devri (İHD) modeli ile serbestleştirilebilmesi amacıyla TEDAŞ her biri kendi işletmesinden sorumlu 21 bağımsız bir işletme bölgesi olarak yeniden yapılandırılmıştır. Bu girişim yasal alt yapının ve hazırlıkların yeterince olgunlaşmamış olmasından dolayı İstanbul (Anadolu Yakası) ve Kayseri Bölgeleri hariç tümüyle iptal edilmiştir.

2001 yılında Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun kurulmasından itibaren sektörde rekabete dayalı serbest piyasa modelinin oluşturulmasından, bu yönde ikincil mevzuatın geliştirilmesinden ve uygulanmasından Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun yetkili ve sorumlu olduğu kabul edilmiştir.

Dağıtım sektörünün serbestleştirilmesine yönelik girişimin üçüncü aşaması Yüksek Planlama Kurulu'nun Mart 2004'te Strateji Belgesi'ni kabul etmesi ile başlamıştır. Dağıtım sistemi ölçek ekonomisi prensipleri doğrultusunda bu defa daha büyük bölgelere ayrılarak toplam 21 bölge oluşturulmuştur. Söz konusu bölgeler Tablo 5.1'de ve Şekil 5.1'de görülmektedir.

Tablo 5.1. Elektrik enerjisi dağıtım bölgeleri

Dağıtım Bölgesi	**İller**
1.	Diyarbakır, Mardin, Siirt, Şanlıurfa, Batman, Şırnak
2.	Bitlis, Hakkari, Muş, Van
3.	Ağrı, Erzincan, Erzurum, Kars, Bayburt, Ardahan, Iğdır
4.	Artvin, Giresun, Gümüşhane, Rize, Trabzon
5.	Bingöl, Elazığ, Malatya, Tunceli
6.	Sivas, Tokat, Yozgat
7.	Adana, Mersin, Osmaniye, Hatay, Gaziantep, Kilis
8.	Kırşehir, Nevşehir, Niğde, Aksaray, Konya, Karaman
9.	Ankara, Kırıkkale, Zonguldak, Bartın, Karabük, Çankırı, Kastamonu

Tablo 5.1'in devamı. Elektrik enerjisi dağıtım bölgeleri

Dağıtım Bölgesi	İller
10.	Antalya, Burdur, Isparta
11.	İzmir, Manisa
12.	Balıkesir, Bursa, Çanakkale, Yalova
13.	Edirne, Kırklareli, Tekirdağ
14.	İstanbul, Anadolu Yakası
15.	Sakarya, Bolu, Düzce, Kocaeli
16.	Afyon, Bilecik, Eskişehir, Kütahya, Uşak
17.	İstanbul, Avrupa Yakası
18.	Kayseri
19.	Aydın, Denizli, Muğla
20.	Adıyaman, Kahramanmaraş
21.	Amasya, Çorum, Ordu, Samsun, Sinop

Dağıtım bölgelerinin coğrafi konumları ise Şekil 5.1'de görülmektedir.

Şekil 5.1. Türkiye elektrik dağıtım bölgeleri (21 Elektrik Dağıtım Bölgesi 17/03/2004 tarih ve 2004/3 sayılı YPK kararına göre oluşturulan)

5.2. Ülkemizdeki Elektrik Enerjisi Dağıtım Sistemleri

Ülkemizde 33 kV, 15,8 kV, 10,5 kV, 6,3 kV, 3,3 kV ve 0,4 kV'luk elektrik enerjisi sistemleri Elektrik Dağıtım Sistemleri olarak anılmaktadır. Tüketici ile direkt ilişkili olması, teknik standartlar, kalite ve planlamaya yeterli önemin verilmemesi halinde tüketicilere, iletim sistemine ve üretim sistemine yansıyacak olumsuzluklar sonucu oluşacak tüketici şikayetleri, verimsiz işletmecilik, aşırı yatırım ihtiyaçları nedeniyle Elektrik Dağıtım Sistemlerinin sağlıklı gelişimi ve işletmeciliği büyük önem arz etmektedir.

Dağıtım sistemi yaşayan bir sistemdir. Bu nedenle dağıtımla ilgili planlanan veya yapımı sürdürülen yatırımların, talepler ve büyümeler doğrultusunda günün değişen şartlarına uygun şekilde periyodik olarak revize edilmesi gereklidir.

5.2.1. Dağıtımda Standartların Belirlenmesi

Elektrik enerjisi sektöründeki yeniden yapılanmaya paralel olarak dağıtım standartlarının belirlenmesine ilişkin çalışmalar TEDAŞ tarafından başlatılmıştır. Bu çalışmalar aşağıdaki gibidir:

- Dağıtım İşletme ve Bakım Kodları,
- Müşteri Hizmet Kodları,
- Dağıtım Fiyatlandırma Metodolojisi

Dağıtım Kodu şu maddeleri kapsar:

- Dağıtım şebekelerinin planlaması için gerekli prosedürler,
- Dağıtım şebekelerinin proje ve tesisi ile ilgili prosedürler,
- Normal ve acil durumlarda uygulanabilir detaylı işletme ve bakım prosedürleri,
- Enterkonnekte olabilmek için teknik standartlar

Müşteri hizmet kodlarının oluşturulması ve uygulanması, aşağıdaki yararları sağlar:

- Şirketler arasında müşterilere uygulanacak ortak bir çerçeve oluşturmak,
- Tüm müşteriler için tarafsız ve minimum düzeyde hizmet sağlamak,
- Şirketlerin performanslarını yükseltmelerini sağlamak .

Bu çalışma sonunda aşağıdaki konularda standartlar oluşturulacaktır:

- Müşterinin talebini takiben bağlantı kurma süresi,

- Planlı enerji kesintisiyle ilgili bildirim süresi,
- Belirlenmiş standartların altındaki gerilim düşmelerine bağlı şikayetler,
- Müşterinin teknik sorunlarına ve ödemelerle ilgili sorularına cevap verme süresi

Halihazırda, Türkiye'de dağıtım şebekelerini kullanma bedelleri İşletme Hakkı Devir Bedeli anlaşmalarının içerdiği koşullara göre belirlenmektedir. Ancak, Enerji Sektörü Reform Programının orta-uzun vadeli geçiş planlarında serbest ulaşım sistemine (havuz) geçilmesine yönelik çalışmalar yapılmıştır [10].

5.2.2. Dağıtım Sistemindeki Kayıplar

Türkiye'nin kalkınmakta olan bir ülke olması, kırsal kesimden şehirlere yaşanan yoğun göç nedeniyle şehir nüfuslarının sürekli artış göstermesi ve bunlara benzer konular dikkate alınarak, ülkemizdeki elektrik enerjisi dağıtım kayıplarının, gelişmiş ülkelerdeki standartların biraz üstünde olmasının kabul edilebileceği iyimserliği ile düşünülse dahi, kayıp oranlarının hiçbir zaman kabul edilebilir sınırlar içerisinde olduğunu söylemek mümkün değildir.

Türkiye'nin içinde bulunduğu ekonomik koşullar nedeniyle; devletin elektrik enerjisi tüketim talebindeki artışa paralel olarak yapılması gereken dağıtım tesisleri yatırımlarına gereken finansmanı ayıramaması, teknik kayıpların artmasına sebep olmuştur. Bunlar:

- Mevcut dağıtım hatlarının ve trafo merkezlerinin kapasitelerinin üstünde veya çok altında yüklenmeleri,
- Enerji tüketim talebi artışına paralel olarak yapılması gerekli yeni dağıtım hatları ve trafo merkezleri yatırımlarının zamanında gerçekleştirilememesi,
- Mevcut dağıtım hatları ve trafo merkezlerinin gereksiz ve fazladan yüklenmesine neden olan reaktif enerji tüketiminin önlenmesi için, teknik olarak yapılması gereken kompanzasyon tesislerinin yapılmaması,
- Dağıtım tesislerinde orta gerilim kademelerinin düşük olmasının teknik kayıpları artırıcı bir etken olması nedeni ile, ülke genelinde benimsenmiş olan 33 kV'luk gerilim kademesine geçiş planlarının gerçekleştirilememesidir.

Kayıpların artmasının diğer nedenlerini ise;

- Projelerin standartlara uygun yapılmaması ve proje standartlarının günün şartlarına adapte edilmemesi,

- Mevcut dağıtım ve trafo merkezlerinde, fazlar arasındaki dengesizliğin giderilmemesi
- Teknik olmayan kayıpların sebeplerinin ve azaltılma programlarının belirlenmemesi ve uygulanmaması,
- Uygulanan yanlış personel politikaları sonucu, yeterli bilgi, beceri ve kalifikasyona sahip personelin istihdam edilememesi,
- Kamuoyunun ve abonelerin, kaçak enerjinin bedelini kendilerinin ödediği konusunda yeterince bilgilendirilmemesi,
- Konuya gereken idari ve teknik önemin verilmemesi

şeklinde özetlemek mümkündür [10].

TEDAŞ'ın veri ve kayıtlarına göre belirlenen kayıp oranlarının, ne kadarının teknik ve ne kadarının teknik olmayan kayıp olduğu bilinmemektedir. TEDAŞ'a bağlı hiç bir Müessese veya Bağlı Ortaklık'ta bu konuda kesin bilgi ve kayıt bulunmamaktadır.
Teknik kayıpların kaynakları ve bunları azaltmak için öneriler aşağıda verilmektedir.

Aşırı Yüklü Fiderler: Fider yüklerinin takip edilmesi ve oluşan enerji kayıplarının düşürülmesi için gerekli tedbirlerin alınması sağlanmalıdır. Yatırım planları, eski şebekelerin yenilenmesi faaliyetlerini de kapsayacak şekilde genişletilmelidir. Gerekli olan bakım çalışmaları tatbik edilmeli ve gecikmiş olanlar telafi edilmelidir. Büyük şehirlerde fider otomasyonuna geçilmeli ve geleceğin akıllı dağıtım şebekelerinin ilk adımları atılmalıdır.

Düşük Güç Faktörü: Trafo merkezlerinde okunan güç faktörü her sene gözden geçirilmelidir. Güç faktörünün yaklaşık % 90-95 seviyesinde tutulması için tasarım kriteri getirilmelidir. Gerektiğinde şönt kapasitörler tesis edilmelidir. Mesken, ticarethane, resmi daire, tarımsal sulama gibi tüketicilerin kullandığı cihaz ve makinaların (üretim aşamasında) cosφ değerlerinin 1'e yakın olacak şekilde dizayn ve imal edilmesi hususu yönetmelik ve standartlarla sağlanmalı ve güç faktörü çok düşük olan tüketiciler tarife yolu ile cezalandırılmalıdır. Bunun ötesinde büyük güç çeken sanayi tüketicilerinin de cosφ değerinin 0,97'ye çekilmesi hususunda Elektrik Tarifeleri Yönetmeliğinde gerekli değişikliklerin yapılması gereklidir.

Uzun AG Hatları: Ülkemiz çok geniş bir araziye sahip olup enerji tüketim yoğunluğu düşüktür. Bu nedenle orta ve alçak gerilim hatlarının uzunluğu taşınan enerji başına çok fazla olmakta, bu da enerji kayıplarının yüksek olmasına neden olmaktadır. Bu nedenle, şebekelerin plan ve proje aşamasında bir dağıtım trafosuna bağlı çok sayıda direğe sahip

uzun hatların ilk yatırım sırasında ucuz olduğu ilkesinden vazgeçilerek, yerine en yakın trafodan beslenen kısa hatlar tercih edilmelidir.

Ölçüm Tekniğinden Kaynaklanan Kayıplar: Tüketim ve elektrik geliri getirisi düşük olan abonelerde, kalitesi yeterli olmayan, ucuz, çok defa elden geçmiş sayaçların kullanılması ve ölçüm tesisleri ile sayaçların tüketicinin mülkiyetinde bulunması ve buna bağlı olarak işletmenin etki alanının ve denetiminin dışında bulunması bu tür kayıpların nedenlerini oluşturmaktadır. Düşük tüketim için kullanılan sayaçlarda değişme ve yenileme programları tatbik edilmelidir. Kalitesi düşük olan sayaçlar tamir edilmeyerek hurdaya ayrılmalıdır. Bu sayaçların sökülmesi ile aynı zamanda ölçüm tesisleri komple olarak gözden geçirilmeli ve gerektiğinde yenilenmelidir. Tüketim değeri yüksek olan abonelerde kullanılan sayaçların ve ölçü devrelerinin doğruluk dereceleri arttırılmalıdır. Bütün bunların yanı sıra ayrıca dağıtım sistemlerinde kayıpların azaltılması ve kalitenin yükseltilmesi için dağıtım gerilim seviyelerinin 33 kV olarak belirlenen tek bir standart gerilim seviyesine indirgenmesi, otomasyonun başlatılması, talep yönetimi uygulamalarına geçilmesi, koruyucu bakım yapılması gerekmektedir.

Teknik olmayan kayıpların sebeplerini aşağıdaki şekilde özetlemek mümkündür:

- Müşterinin (abonenin), dağıtım tesisine, var olan kurallara göre bağlantısının yapılmayarak aboneliğinin başlatılmaması,
- Müşterinin, teknik, idari ve ticari verilerinin kayıt altına alınmaması, müşteri kayıtlarının tutulmaması veya hatalı tutulması,
- Kalitesi ve doğruluğu yeterli olmayan sayaçların kullanılması,
- Müşteri mülkiyetindeki sayaçlara etkin ve yeterli denetimin yapılmaması,
- Kaçak bağlantı veya diğer yollarla yapılan kaçak elektrik kullanımının önlenememesi,
- Müşterilerin tüketim endekslerinin tespitinin hatalı yapılması,
- Faturalandırma sisteminin, yani tüketilen enerjinin tahakkuka bağlanmasının sağlıklı olarak yapılamaması,
- Bedelsiz tüketimlerin teknik standartlara uygun olarak kontrol altına alınamamasıdır.

5.3. Dağıtım Sisteminde Yapılan/ Yapılacak Çalışmalar

5.3.1. 230/400 V Gerilim Seviyesine Geçiş

Bilindiği gibi ülkemizdeki dağıtım transformatörlerinin boştaki gerilim anma değerleri 400 V fazlar arası veya 231 V faz-nötrdür. Buna göre cihazların kullanım gerilimleri 380 V fazlar arası veya 220 V faz-nötr olmaktadır. IEC tarafından 1983'de alınan bir kararla Avrupa ülkelerinde dağıtım gerilimlerinin 230/400 V standardı kabul edilmiştir.

5.3.2. Müşterilerin Güç Faktörünün İyileştirilmesi

Kompanzasyon tesislerinden en fazla yararın sağlanabilmesi için, kullanılacak kapasitör miktarının çekilen güç ile hesaplanarak sağlanması gereklidir. Bu ise, ya tesise iştirak bedelinin, kW yerine kVA birimi üzerinden yapılması veya kabul edilebilir cosφ değerinin çok daha yukarıya çekilmesi ile mümkündür. Birinci yöntem tarifede ve ölçü düzeninde önemli değişiklikler getireceğinden, ikinci yöntem daha uygun görünmektedir.

17 Şubat 2000 tarih, 23967 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren Elektrik Projelerinin Hazırlanması ve Elektrik Tesislerinin Gerçekleştirilmesi Sürecinde Güç Faktörünün İyileştirilmesi ile İlgili Tebliğde Değişiklik Yapılmasına Dair Tebliğde, güç faktörünün 0,95 ile 1 arasındaki değere yükseltilmesi hükmü yer almaktadır. Tebliğin bu hükmü, her ne kadar mevcut durumun iyileştirilmesini sağlıyorsa da, fayda/ maliyet hesapları yapıldığında, cosφ = 0,97/0,98 (tanφ =0,25 veya 0,20) en uygun değerler olarak ortaya çıkmaktadır. Bunun ötesinde bir artış, yapılan yatırımı ekonomik kılmamaktadır. Güç faktörünü 0,97'ye yükseltmek mevcut kompanzasyon tesislerinde kullanılan kapasitör miktarını kabaca iki katına çıkarmakta, dolayısıyla sistemin kendini amorti süresi 1 ile 2 yıl arasında olmaktadır. Bu durumda cosφ = 0,97 değeri çok uygun görünmektedir.

5.3.3. Tek Bir Orta Gerilim Seviyesine Geçiş

Dağıtımda tek bir orta gerilim seviyesi olarak seçilen 33 kV'luk sistemler, diğer sistemlere göre daha düşük bir yatırımla yapılabilmesi, daha az sayıda indirici merkez ve fider gerektirmesi, fider yapısındaki basit radyal dağıtım düzeni ve beraberinde getirdiği uzaktan kontrol kumanda olanakları nedeniyle kabul edilmiştir. Temel hedef olarak

belirlenen 33 kV'luk gerilim seviyesine geçiş sürecinde, sistemde mevcut olan diğer OG şebekesi, ömrünün sonuna kadar kullanılacaktır.

5.3.4. AG Dağıtım Sistemi

33 kV'luk sistemde yapılan yatırımlardan beklenen faydanın sağlanabilmesi için, AG dağıtım sisteminde gerekli değişiklikler yapılmalıdır. Dağıtım transformatörleri bir arıza durumunda kendi yüklerini besledikleri gibi aynı zamanda diğer bir transformatörün de belirli bir yükünü alabilmelidir. Bu şartlar altında transformatörlerin % 80 kapasitelerinde yüklenmesi uygun olacaktır. Bu kapasite, çıkış fider sayısı ne kadar artarsa o kadar artmış olur.

5.4. Dağıtım Sisteminin Kalitesini Bozucu Etkiler

Elektrik dağıtım sisteminden enerji alan bütün tüketiciler, kendi güçleri ile bağlandığı noktanın kısa devre gücü oranı ile ilişkili olarak bozucu etkiler oluştururlar. Elektrik şebekelerinde en sık karşılaşılan bozucu etkilerin cinsi ve nedenleri ile bu bozucu etkilerin şebekede oluşturduğu olumsuzluklar aşağıdaki gibi gruplandırılabilir:

- Gerilimin genliğinde ve frekansında meydana gelen ani değişim ile dalgalanmalar,
- Yük dengesizliği,
- Harmonikler ve/veya ara harmonikler.

Üzerinde durulması gereken ve tüketicilerin özelliğinden kaynaklanan bir olumsuzluk; gerilimin dalgalanması nedeni ile aydınlatma cihazlarında oluşan ve ışık parıltısının dalgalanması olarak kişiden kişiye farklı olarak algılanan Fliker etkisidir. Uluslar arası standartlara göre kabul edilebilir fliker seviyesi;

- Çok Yüksek Gerilimde (380 kV üzeri) 0,85
- Yüksek Gerilimde (36 kV <.....<380 kV) 0,97
- Orta Gerilim ve Alçak Gerilimde ise 1,15'dir.

Yukarıda belirtilen fliker seviyesinin üzerinde fliker etkisi oluşturan müşterilerin statik VAR kompanzatörler ve/veya seri reaktörler kullanarak kompanzasyon yapmaları gereklidir.

3 fazlı şebekenin, bir fazlı yüklerle ve dengesiz olarak yüklenmesi sonucunda oluşan gerilim dengesizliği de, işletmede, OG seviyesi için kabul edilebilir gerilim dengesizliği %1,5 olup, projelendirme ve işletme koşulları bu hususa uygun olmalıdır.

Dünyada, harmoniklerin elektrik sistemine olan etkilerini araştıran çalışmalar artmış ve harmonikleri kısıtlama için dağıtım şirketleri müşterilerin çektiği akımlardaki harmonik limitlerini belirleyen standartları uygulamaya koymuşlardır. Yapılan analizlerden, etkin harmoniklerin 3, 5 ve 7. harmonikler olduğu anlaşılmaktadır. Daha yüksek harmoniklerde büyük bir düşüş gözlenmektedir.

6. ELEKTRİK ENERJİSİ TALEP TAHMİN YÖNTEMLERİ

6.1. Arz- Talep Dengesi ile İlgili Bazı Terim ve Kavramlar

Türkiye'de yapılan elektrik talep tahmin ve arz planlama çalışmalarının sonuçlarının daha iyi yorumlanabilmesi için, kullanılan bazı terimlerin açıklamaları aşağıda verilmiştir.

Arz-talep dengesine yönelik çalışmalarda en sık kullanılan kavramlardan bazıları şunlardır: "Kurulu Güç", "Üretim Kapasitesi", "Puant Talep", "Kurulu Güç Yedeği", "Proje Üretim Kapasitesi", "Güvenilir Üretim Kapasitesi", "Yük Faktörü", "Faydalanma Faktörü".

Kurulu güç: Bir elektrik üretim tesisinin birim zamanda üretebileceği enerji miktarı olup, watt ve katları cinsinden ifade edilmektedir.

Üretim kapasitesi: Bir santralin normal koşullar altında bir yılda üretebileceği elektrik enerjisi miktarıdır. Üretim kapasitesi, watt-saat ve katları cinsinden ifade edilmektedir. Üretim kapasitesi; kurulu güçle birlikte, santralin ortalama verim yüzdesi ve yıllık çalışma süresine bağlı olarak şu şekilde hesaplanmaktadır:

Üretim Kapasitesi (MWh) = [Kurulu Güç (MW)] × [Ortalama Verim Yüzdesi (%)]× [Yıllık Teorik Çalışma Süresi (Saat])

Puant Talep: Belirlenen bir dönemdeki (genellikle yıllık veya aylık) maksimum enerji talebinin güç cinsinden (MW) ifade ediliş şeklidir. Elektrik sisteminin puant (maksimum) güç talebini karşılayabilecek bir biçimde planlanması ve yeterli kurulu güç kapasitesinin, belirlenen bir yedekle birlikte devamlı hazır tutulması gerekmektedir.

Kurulu Güç Yedeği: Bu terim, sistemdeki kurulu gücün puant talebi aşan kısmının puant talebe oranlanması suretiyle hesaplanmaktadır. Örneğin, puant talebin 24.000 MW ve kurulu gücün 30.000 MW olduğu bir yerde Kurulu Güç Yedeği %25 [= (30.000 – 24.000) / 24.000] olmaktadır. Ancak, Kurulu Güç Yedeği, sistemin arz güvenilirliği açısından tek başına yeterli bir gösterge değildir. Özellikle, yağış durumuna ve su gelirlerine bağlı olarak hidrolik santrallerin üretim kapasiteleri değişebildiğinden, hidrolik santrallerin kurulu güçlerine bağlı bir kapasite hesaplaması her zaman güvenilir sonuçlar vermeyebilir. Hidrolik santrallerin üretim kapasiteleri, yağışlı, normal ve kurak yıllarda farklılık gösterebilmektedir.

Bir hidrolik santralin ortalama yağışlı bir yıldaki üretim kapasitesi "Proje Üretim Kapasitesi", az yağışlı (kurak) bir yıldaki üretim kapasitesi ise "Güvenilir Üretim Kapasitesi" olarak adlandırılmaktadır.

Termik santrallerde ise, kapasite; ortalama yıllık çalışma saati ve ortalama verim yüzdesi ile hesaplanmakta ve tek başına "Ortalama Üretim Kapasitesi" bulunmaktadır.

"Termik Üretim Kapasitesi" ile "Güvenilir Hidrolik Üretim Kapasitesi" toplamı "Güvenilir Üretim Kapasitesi"ni, "Termik Üretim Kapasitesi" ile "Proje Hidrolik Üretim Kapasitesi" toplamı ise "Proje Üretim Kapasitesi"ni vermektedir.

Yukarıda verilen temel terimlerin yanı sıra, sistem analizinde kullanılan bazı terimlerin hesaplama yöntemleri aşağıda verilmektedir:

Yük Faktörü (%) = [Brüt Üretim / (Saatlik Puant × 8.760)] × 100

Sistemin Teorik Çalışma Saati = Brüt Üretim / Saatlik Puant

Faydalanma Faktörü (%) = Saatlik Puant / Kurulu Güç × 100

Tüm santrallerin yılın tamamında (8.760 saat) çalışması ve talebin arza denk olması halinde, Yük Faktörü ve Faydalanma Faktörü %100 olarak gerçekleşecektir. Ancak, bu durum pratikte mümkün olmamaktadır. Bununla birlikte, yukarıda verilen 3 göstergeye ait değerler ne kadar yüksekse, incelenen sistemin de o denli verimli çalıştığını, ancak kurulu güç yedeği giderek düştüğü için yatırım ihtiyacının arttığını; söz konusu değerler ne kadar düşükse, sistemde o ölçüde atıl kapasite bulunduğunu ve arz açığı riskinin bulunmadığını söylemek mümkündür.

Santrallerce üretilen enerjinin tamamı iletim sistemine aktarılamamakta, bir kısım enerji, tesislerin bizzat kendilerince tüketilmektedir. Bu şekilde tüketilen enerji, "iç tüketim" olarak adlandırılmaktadır. İç tüketimin yanı sıra, iletim ve dağıtım hatlarında da kayıplar meydana gelmektedir. Dolayısıyla, brüt üretimin tamamı nihai tüketiciye ulaştırılamamaktadır. Bu nedenle, elektrik sistem planlamasında, net talebin tamamının karşılanabilmesi amacıyla, söz konusu kayıplar da dikkate alınmaktadır.

Üretim-tüketim değerleriyle ilgili tabloların daha iyi anlaşılabilmesi amacıyla, söz konusu değerlerin hesaplamaları ve birbirleriyle olan ilişkileri aşağıda kısaca özetlenmektedir:

Net Üretim = Brüt Üretim - İç Tüketim

Net İthalat = İthalat - İhracat

Brüt Talep = Brüt Üretim + Net İthalat

Brüt Arz = Net Üretim + Net İthalat

Net Talep = Brüt Arz - İletim Kaybı - Dağıtım Kaybı

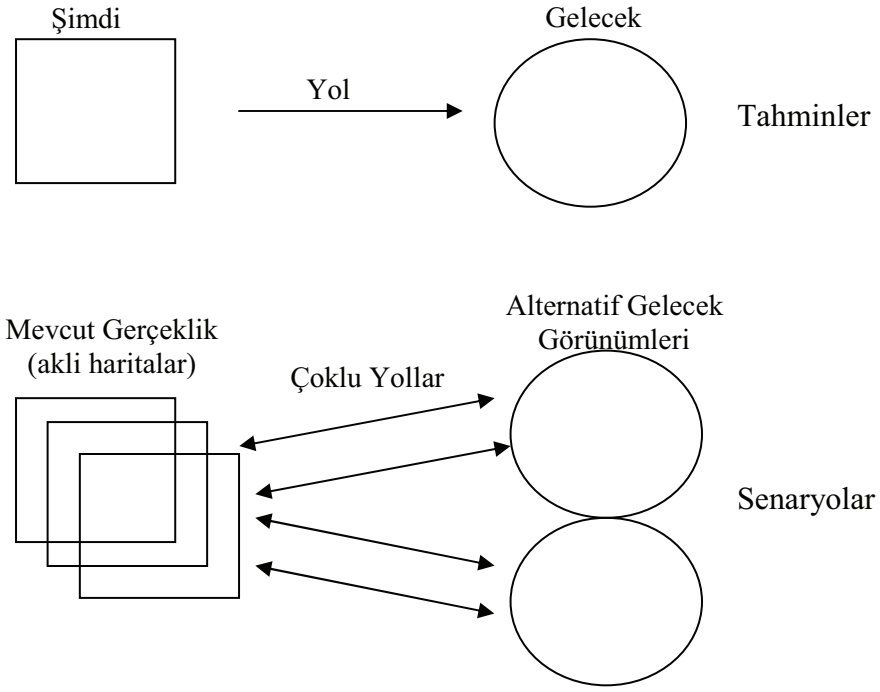
Net Talep = Brüt Talep - İç Tüketim - İletim Kaybı - Dağıtım Kaybı

6.2. Tahmin ve Senaryo Kavramı

Senaryo, olması muhtemel olaylar veya hareketlerin olaylar dizini şeklinde hayal edilmesi olarak tanımlanabilir. Senaryo analizi ise, alternatif olası sonuçları göz önüne alarak gelecekte olması muhtemel olayların analiz edilmesi olarak açıklanabilir.

Senaryo çalışmaları ülkemizde çok sıkça yapılan bir çalışma tarzı değildir. Genellikle "Talep tahminleri" şeklindeki nicemsel çalışmalar sürekli olarak yapılmaktadır. Bu çalışmalar başta Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı olmak üzere bir çok kişi ve kurum tarafından yapılmaktadır. Energy Policy ve Energy Economics gibi önemli dergilerde Türkiye'deki talep tahminleri ile ilgili makaleler de bulunmaktadır [21-23].

Senaryolar ise tahmin değildir. Tahmin ile "Gelecek" nasıl olacak sorusuna cevap aranırken, senaryolar ile "Alternatif gelecek görünümleri" çıkarılır. Her bir durumda oluşabilecek olan riskler tespit edilmeye çalışılır. Tahmin ve senaryo kavramı Şekil 6.1'de gösterildiği gibi açıklanabilir.



Şekil 6.1. Senaryo ve tahmin kavramı

Bu noktada somut bir örnek vermekte yarar vardır. Bir taksiye binip gideceğiniz noktayı söylediğiniz zaman taksici muhtemelen kafasında bir çok yol haritasından siz ve kendiniz için en uygununu seçmektedir. Bazen trafiğe kalmamak için biraz daha pahalı fakat sizi hızlı ulaştırabileceği, bazen de kısa ama dolambaçlı bir yolu seçebilmektedir. Veya yolda hiç beklenmedik bir şey, mesela kaza olduğu zaman, bulunduğu noktadan gideceği istikamete yolunu tekrar değiştirerek sizi götürür. Tablo 6.1'de tahmin ve senaryo kavramının bir karşılaştırması vardır.

Tablo 6.1. Tahmin ve senaryo kavramının karşılaştırılması

Tahmin Üretme	**Senaryo Planlama**
Somut verilere odaklanır, belirsizliklerin üzerini örter.	Belirsizliklere odaklanır, belirsizliklerin tanınmasını meşrulaştırır.
Riskleri gizler.	Risklere odaklanır.
Tek nokta projeksiyonlara ulaştırır.	Uyarlamalı bir anlama ile sonuçlanır.
Duyarlılık analizi yapar.	Yorumları çeşitlendirir.
Niceliğe önem verir.	Niteliğe önem verir.

6.3.Enerji Modellerinin Gelişimi

Enerji kullanımının yaygınlaşması ile teknik ve iktisadi zorunluluklar, enerji sistemlerinin matematiksel olarak modellenmesini gerekli hale getirmiştir. Bu çerçevede geliştirilen enerji modelleri, ilk aşamada sadece teknik özellikler taşımakta iken, daha sonra enerji-ekonomi modellerine yönelmiştir.

6.3.1. Enerji Modelleri

Enerji sektörünü ekonomiden bağımsız ve ayrıntılı bir şekilde ele alan enerji modelleri; teknoloji seçiminin yapılması, yatırım planlamasının gerçekleştirilmesi, talep tahmininin yapılması ve enerji sektörüne özgü değişkenlere yönelik analizlerin yapılmasına olanak sağlar [11].

6.3.2. Enerji-Ekonomi Modelleri

Petrol krizleri sonrasında ülke ekonomilerinin enerji fiyatlarına ve arz-talep dengesine duyarlılıklarının anlaşılması ile enerji sektörünü ele alan enerji modelleri geliştirilerek,

enerji-ekonomi ilişkisini inceleyen modeller tasarlanmıştır. Modellerde, enerji-ekonomi etkileşimi kısıtlı göstergelerle ele alınmış, daha sonra modelleme teknikleri ve çözüm algoritmalarının gelişimine paralel olarak, çok daha bütünsel enerji-ekonomi modelleri ortaya çıkmıştır.

Enerji-ekonomi ilişkisini inceleyen enerji-ekonomi modellerinde, ekonomik gelişmelerin daha geniş kapsamda ele alınması nedeniyle, enerji sektörü ayrıntılı değildir. Sadece enerji sektörünün var olduğu tek sektörlü bir ekonomik yapıyı inceleyen enerji-ekonomi modelleri de vardır.

6.4. Elektrik Enerjisi Talebinin Tahmin Edilmesinde Kullanılan Yöntemler

Elektrik talebi, geçmişe ilişkin veriler ve geleceğe ilişkin öngörüler ışığında, karmaşık matematiksel modeller kullanılarak tahmin edilebilir. Kullanılan yöntem geliştikçe tahminler daha tutarlı hale gelir. Ancak ulaşılması ve yorumlanması gereken veri sayısı artar ve sonuçların ayrıntılı olarak değerlendirilmesi zorlaşır.

Elektrik talebinin tahmin edilmesinde kullanılan bazı yöntemler aşağıda özetlenmiştir.

6.4.1. Teknolojik Yöntem

Bu yöntemde, her bir sektöre ilişkin talep ayrı ayrı hesaplanarak, toplam talebe ulaşılır. Sektörel talepler, sektörün kendine özgü tüketim özelliklerine bağlı olarak geliştirilen formüller yardımıyla hesaplanır. Bu model, konut ve sanayi sektörleri talep tahminleri için diğer sektörlere oranla daha iyi sonuçlar verdiği için zaman zaman kullanılır. Ancak, çok sayıda teknik ayrıntıya ihtiyaç duyar.

6.4.2. Geçmiş Dönem Tüketimleri Bazlı Yöntemler

Geçmişteki tüketim artışları dikkate alınarak geleceğe ait artış oranlarının tahmin edilmesine dayanan basit bir talep tahmin yöntemidir. Belirlenen bir geçmiş döneme ait ortalama artış oranı hesaplanır ve gelecek dönemde de talebin aynı oranda artacağı varsayımıyla, hedef yıllara ilişkin tüketim tahmini belirlenir.

6.4.3. GSYİH Gelişimi-Elektrik Tüketimi Eksenli Yöntemler

Ekonomik büyümenin elektrik enerjisi talebini etkileyen en önemli faktör olduğunu kabul eden, basit bir tahmin yöntemidir. Geçmişte belli bir referans dönemdeki GSYİH artış hızları ile elektrik tüketim artış hızı arasındaki matematiksel ilişkinin ileriki dönemde de aynen devam edeceği varsayımına dayanır.

Bu hesaplama yönteminin en büyük eksikliği, GSYİH tahminlerinde oluşacak sapmaların doğrudan doğruya elektrik talep tahminlerinde de sapmaya yol açmasıdır. Bir başka eksiklik ise, teknolojik gelişmelerin ve elektrik kullanımının yaygınlaşmasına yol açacak değişimler ile sektörel büyümelerde yaşanacak değişimlerin talep projeksiyonlarında göz ardı edilmesidir.

6.4.4. Ekonometrik Yöntemler

Genel iktisat teorisinin matematiksel olarak formülize edilmesi ve istatistikî yöntemlerle test edilmesi işlemlerini ele alan ekonometri bilim dalının sunduğu araçlar, elektrik talebini etkileyen parametrelerin etkisini analiz ederek uygun bir elektrik talep modelinin geliştirilmesinde de kullanılır.

Birbiriyle bağlantılı değişkenlerden birinin zamanı göstermesi durumunda, elde edilecek veri kombinasyonları zaman serisi olarak adlandırılır. Çeşitli çalışmalarda, zaman serileri ile hesaplama yapılabilmesi için en az 20 yıllık verilere ihtiyaç olduğu ve en sağlıklı analizlerin 40-50 yıllık verilerle yapıldığı belirtilmiştir.

6.4.5. Gelişmiş Entegre Enerji Modelleri

Enerji modelleri birçok alt modülden oluşur. Günümüzde, bir enerji modelinin kullanılması için bir talep tahmin modülünü de bünyesinde barındırması gerekmektedir. Dünyada çok sayıda enerji modeli kullanılmakta olup, bunlardan en yaygın ve en güncel iki örnek olan ENPEP ve PRIMES aşağıda kısaca tanıtılmıştır.

a) ENPEP:

IAEA ve Argonne Ulusal Laboratuarı (ANL) tarafından; ABD Enerji Bakanlığı, Macaristan Elektrik Kurumu ve Dünya Bankası desteğiyle tasarlanan ENPEP (Energy and

Power Evaluation Program), gelişmekte olan ülkelerin enerji analizi yeteneklerini arttıran ve çeşitli alternatif çalışmalar yapılmasına yardımcı olmak amacıyla tasarlanmıştır.

Günümüzde, yaklaşık 90 ülkede enerji planlamasında bu programın tam sürümü veya bazı alt modülleri kullanılmaktadır. ENPEP, 10 farklı modülün bir arada çalıştırılmasını sağlayan bir yönetici modeldir. ENPEP'e sonradan eklenen GUIDE kullanıcı arayüzü olup, kalan 9 modülün birbirleriyle olan ilişkileri ve işlevleri aşağıda özetlenmekte ve Şekil 6.2'de gösterilmektedir:

Modül Adı	**İşlevi**
MACRO:	Makroekonomik büyüme varsayımlarının enerji talep projeksiyonlarında kullanılabilecek forma dönüştürülmesi,
DEMAND:	MACRO'dan alınacak veriler ışığında, enerji ve yakıt talep projeksiyon setlerinin hazırlanarak, BALANCE modülünce kullanılmalarının sağlanması,
MAED:	Uzun dönemli enerji ve elektrik talep tahminlerinin deterministik senaryo yaklaşımı ile simüle edilmesi,
LDC:	BALANCE ve MAED'den alınacak bilgiler yardımıyla, WASP modelinde elektrik üretimiyle ilgili hesaplamalarda kullanılacak verilerin hazırlanması, dönüştürülmesi ve gerekli hesaplamaların yapılması,
PLANTDATA:	Termik ve hidrolik santrallere ait bilgilerin tutulması; WASP ve BALANCE modellerine veri sağlanması,
WASP:	MAED tarafından öngörülen elektrik talebinin en düşük maliyetle ve en optimum şekilde karşılanabilmesini sağlayacak elektrik üretim sistem planlamasının hazırlanması,
ICARUS:	Elektrik teçhizat ve sistemlerinin alternatif gelişim senaryoları ile maliyet ve güvenilirlik analizleri üzerine raporlamalar yapılması,
BALANCE:	Kaynaktan son kullanıcıya kadar olan tüm aşamalarda, enerji kaynaklarının talep noktalarına dengeli ve ekonomik olarak dağılımını sağlayacak biçimde enerji arz-talep projeksiyonlarının yapılması,

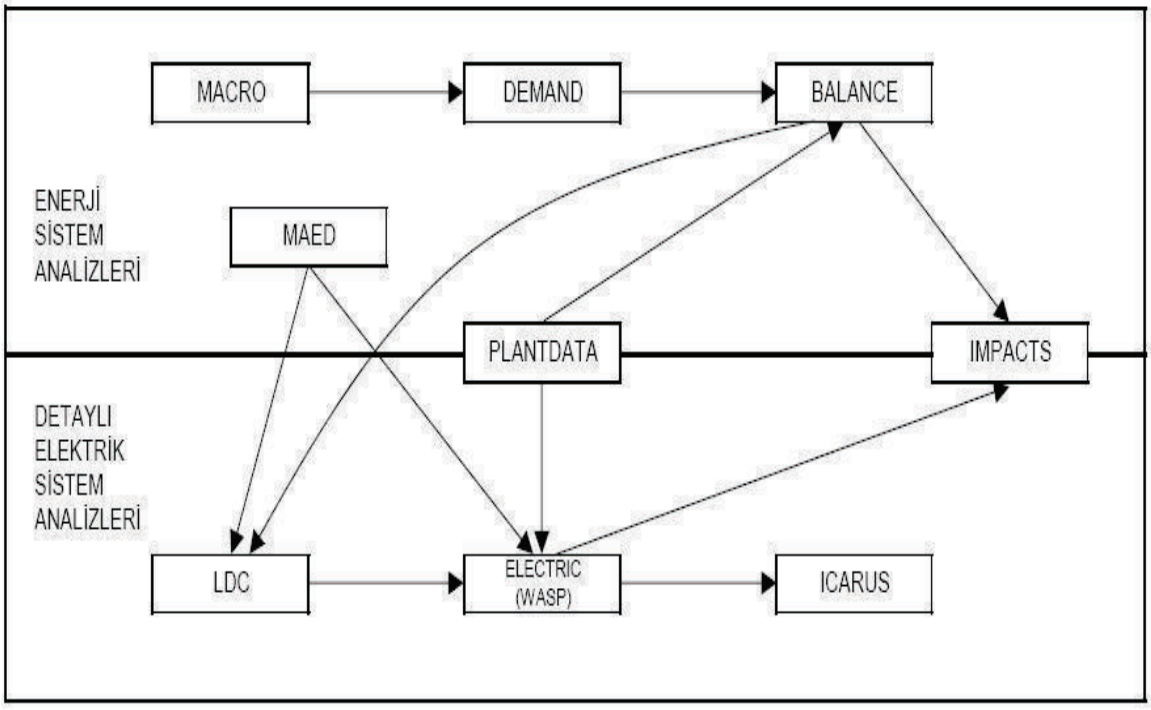
IMPACTS: BALANCE ve WASP modellerinden elde edilen sonuçlar kullanılarak, alt sektörlerden (elektrik, sanayi, konut, ulaştırma, tarım) kaynaklanan CO_2, NO_2 ve SO_2 emisyonları ve bu emisyonların azaltılmasına yönelik çevre koruma teknolojilerinin maliyet analizinin yapılması.

Türkiye'de, ENPEP'in 9 alt modülünden 4'ü (BALANCE, MAED, WASP ve IMPACTS) aktif bir biçimde kullanılmakta olup, bunlardan MAED modülü tezde ayrıntılı olarak anlatılmaktadır.

Enerji ve Güç Değerlendirme Programı (ENPEP): ENPEP, entegre enerji/elektrik sistem planlamasına ve çevresel yüklerin niceliksel tayinine yönelik, bilgisayar bazlı analitik programlar setidir. ENPEP paketi, Enerji ve Nükleer Güç Planlama Çalışmalarının yürütülmesinde ve sera gazı değerlendirmesi için uygulanmaktadır. ENPEP'in BALANCE modülü kaynakların çıkartılmadan, bu kaynakların işlenmesi ve dönüştürülmesine kadar olan tüm enerji sistemi boyunca enerji akışını izlemekte kullanılır. Amaç yararlı enerji taleplerinin karşılanması (ısıtma, ulaşım, elektrikli cihazlar gibi) ve gelecekteki arz-talep dengelerini tasarlanmasıdır. BALANCE analizinin sonuçları daha sonra, enerji sektör gelişiminin farklı senaryolarına özgü (hava kirliliği, katı atık üretimi ve su kirliliği gibi) çevresel yükleri hesaplamak üzere, IMPACTS Modülüne aktarılır.

Viyana Otomatik Sistem Planlama Paketi (WASP): WASP modeli, enerji üretimi planlama çalışmalarını gerçekleştirmeye yönelik bir bilgisayar programıdır. Model, bir ülke veya bir bölgenin elektrik ihtiyacının sağlanması için, diğer üretim artırma alternatifleri ile karşılaştırmalı olarak nükleer enerjinin ekonomik rekabet gücünü analiz etme olanağı vermektedir.

Enerji Talep Analizi Modeli (MAED): Bu model, bir ülkedeki toplam nihai enerji ihtiyacı ile tutarlı olacak elektrik talebinin tayin edilmesine olanak sağlamak üzere 1981'de geliştirilmiştir. Dolayısıyla WASP çalışmasında dikkate alınacak elektrik ihtiyacının daha sağlıklı bir şekilde öngörülmesi amaçlanmıştır. MAED, WASP ile birlikte, UAEA'nın Teknik İşbirliği Programı çerçevesinde, Üye Devletlerin enerji, elektrik ve nükleer enerji planlama çalışmalarının yürütülmesi sırasında UAEA tarafından yaygın biçimde kullanılmıştır.



Şekil 6.2. ENPEP Modülü

b) PRIMES:

PRIMES, Avrupa Komisyonunca yürütülen bir dizi araştırma programının ardından AB ülkeleri enerji piyasalarının analiz edilebilmesi amacıyla geliştirilmiştir. Bu model, piyasanın dengede kalmasını sağlayacak arz-talep durumuyla ilgili simülasyon sonuçlarını vermektedir. PRIMES'ın bir diğer özelliği ise, çalıştırıldığı ülkenin enerji durumunu ele almakla sınırlı kalmayıp, modelin kullanıldığı diğer ülkelerle entegre olarak çalıştırılabilmesi ve bu sayede ülkelerle sınırlı olmaksızın bölgesel enerji dengesinin kurulabilmesi için gereken çıktıları verebilmesidir.

6.5. MAED Modeli ve Temel Özellikleri

Enerji kullanımının yaygınlaşması, enerji sistemlerinin matematiksel olarak modellenmesini gerekli hale getirmiştir. Enerji sektörünü ekonomiden bağımsız bir şekilde tek başına ve ayrıntılı bir şekilde ele alan enerji modelleri; teknoloji seçiminin yapılması, yatırım planlamasının gerçekleştirilmesi ve talep tahminlerinin üretilmesi gibi işlevlerin yanı sıra, enerji sektörüne özgü bazı değişkenlere yönelik analizlerin yapılmasına da olanak sağlamaktadır [11,12].

Türkiye'de enerji sektörünün genel analizi yapılırken, ENPEP'in alt modülleri olan;

• MAED (Model for Analysis of Energy Demand),

• WASP (Wien Automatic System Planning Package),

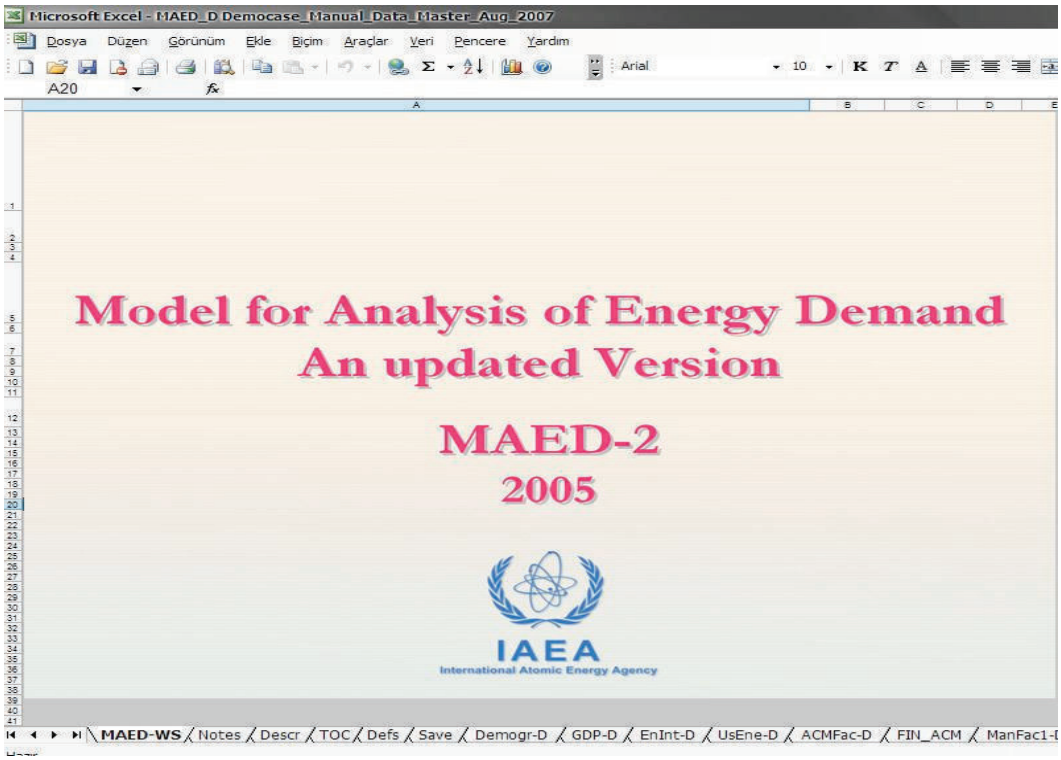
• BALANCE (Balance of Energy Supplies and Demands) ve

• IMPACTS (Environmental Burdens and Resource Planning Package)

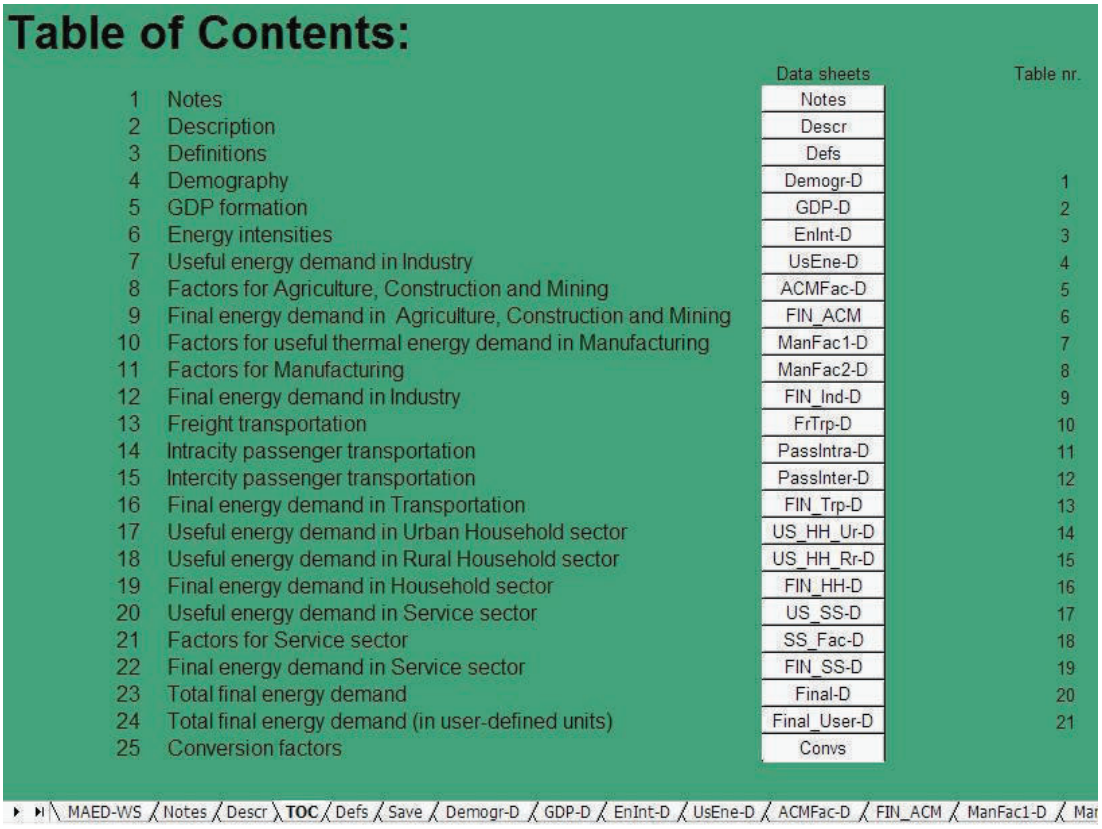
kullanılmaktadır. Çalışmamızın konusunu oluşturan elektrik talep tahminleri için MAED modeli ele alınacaktır. MAED Modülüne ilişkin görüntüler Şekil 6.3 ve 6.4'te verilmiştir.

Orta ve uzun vadeli genel enerji talebi ve bu talep içerisindeki elektrik enerjisi talebini ortaya koyan MAED, 1984 yılında Dünya Bankası tarafından Türkiye'ye tavsiye edilmiştir. IAEA desteğinde test edilmesi ve alınan sonuçların Türkiye enerji sektörü ile ekonomik ve sosyal yapısına uyumlu olduğunun belirtilmesinden sonra model, ETKB tarafından yapılan talep tahmin çalışmalarında resmen kullanılmaya başlanmıştır.

MAED, belirli bir döneme ait ekonomik ve sosyal göstergeleri temel alarak, ekonomik faaliyetlerde, teknolojide ve halkın yaşam tarzındaki olası gelişmelerin yer aldığı geleceğe yönelik bir senaryo yaklaşımı içinde, birincil ve ikincil enerji taleplerinin ve dolayısıyla elektrik talebinin gelişiminin tahmin ve analizini içeren bir deterministik simülasyon modelidir [12].



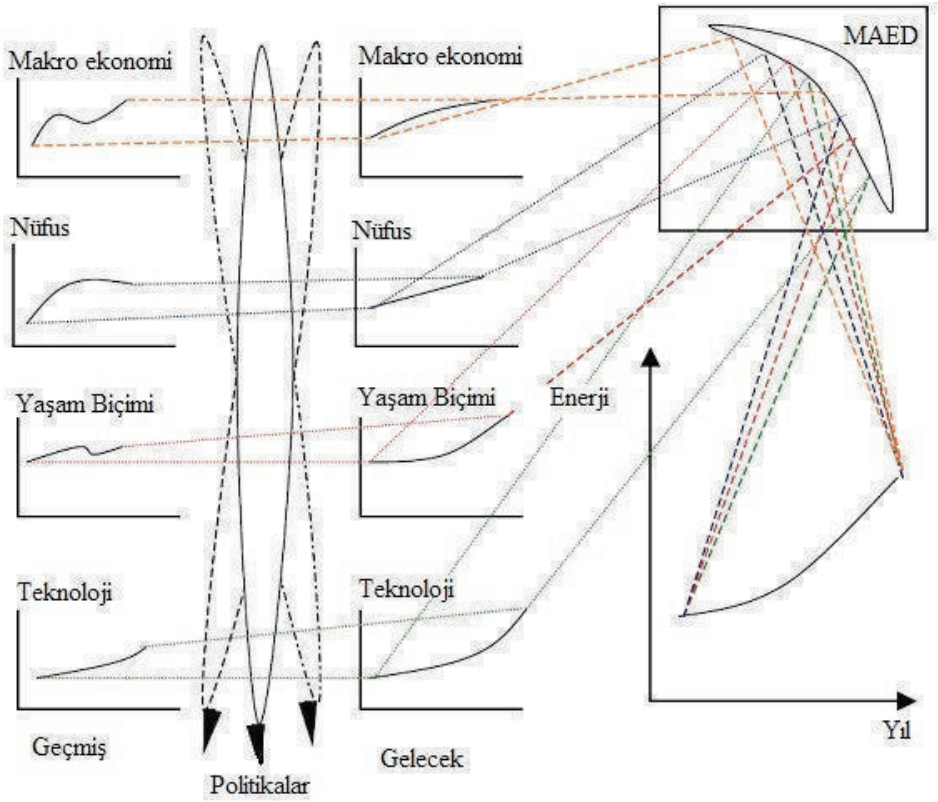
Şekil 6.3. MAED Modülü



Şekil 6.4. MAED Modül İçerikleri

Model çalışmasında; ülkenin nihai enerji tüketimi analiz edilerek talebi etkileyen faktörler belirlenmekte, enerji tüketimi ve bunu etkileyen faktörler arasındaki fonksiyonel bağlantı ortaya konulmakta, sosyo-ekonomik ve teknik gelişme senaryoları belirlenerek bunlara karşılık gelen enerji talepleri, kaynaklar bazında (fosil kaynaklar, elektrik enerjisi, motor yakıtlar, güneş enerjisi, ticari olmayan kaynaklar) ve sektörel bazda (sanayi, konut, hizmetler, tarım, ulaştırma) hesaplanmaktadır. MAED modelinin çalışma prensibi Şekil 6.5'te gösterilmiştir.

Model çalışmasının ilk adımı, model için gereken tüm girdi ve istatistikî verilerin güvenilir olarak elde edilebileceği bir "baz yıl"ın seçilmesidir. Gelecek yıllara ilişkin enerji taleplerinin sağlıklı olarak belirlenebilmesi ve model sonuçlarının doğruluğunun kontrolü amacıyla, baz yıla ilave olarak, yine gerçekleşen bir "kontrol yılı"nın verileri modele girilmektedir. Modele, baz ve kontrol yıllarından başka, projeksiyon yılları da girilebilmektedir. Ara yıllara ait enerji talepleri ise, interpolasyon yöntemiyle veya sabit artış varsayımıyla, uzmanlar tarafından hesaplanmaktadır.



Şekil 6.5. Senaryo yaklaşımı

Modele 7 ana grup altında veri girişi yapılmaktadır. Bunların başlıcaları olarak ekonomik ve sosyal göstergeler, demografik veriler, sanayi, konut, hizmet ve ulaştırma sektörlerine ait veriler ile elektrik sistemi ile ilgili bilgiler sıralanabilir. Söz konusu verilerin bir kısmı DPT Müsteşarlığı, DİE Başkanlığı ve 5 Yıllık Kalkınma Planları Hedeflerinden alınmakta; bir kısmı ise mevcut verilerden yararlanılarak, modeli çalıştıran uzmanların öngörüleriyle hesaplanmaktadır.

MAED modelinde kullanılan girdiler, ayrıntılı olarak aşağıda gösterilmektedir:

• Ekonomik ve Sosyal Göstergeler: GSYİH, kişi başına yıllık gelir, GSYİH sektörel dağılımı, sanayinin alt sektörel gelişimi, işgücü potansiyeli, istihdam oranları ve diğer ilgili parametreler.

• Demografik Göstergeler: Nüfus, nüfus artış hızı, kent nüfusunun toplam nüfusa oranı, şehirleşme ve konutlaşma oranları, ortalama hane halkı büyüklüğü, hane sayısı ve diğer ilgili parametreler.

• Sektörel Enerji Tüketimine İlişkin Bilgiler: Sektörel bazda enerji yoğunluğu, elektrik yoğunluğu, elektrikli alet kullanım oranları, ulaştırma ve konut sektörlerinde enerji tüketimi, eski ve yeni binalarda ısıtma ihtiyacı ve diğer ilgili parametreler.

MAED'e girdi olarak işlenen veriler yukarıda kısaca özetlenmekle birlikte, aslında modele 1 yıl için yaklaşık 170 grup halinde veri girişi yapılması gerekmektedir. Neticede, MAED'in çalıştırılması, emek ve zaman isteyen bir iş olarak gözükmektedir. Veri girişlerinin tamamlanmasının ardından model çalıştırılarak, aşağıdaki çıktılar elde edilmektedir:

- Sektörel bazda birincil enerji talebi,
- Sektörel bazda ikincil enerji talebi (Elektrik talebi özel olarak raporlanmaktadır),
- Enerji talep eğrileri,
- Elektrik yük eğrileri.

MAED, alt sektörler bazında enerji taleplerini, sektörel GSYİH değerlerinin, enerji yoğunluğu katsayılarının ve sektöre özgü diğer parametrelerin çarpımını alarak hesapladıktan sonra, kullanım amaçları bazında toplam enerji taleplerini ve bunların toplamından da toplam nihai enerji talebini hesaplar. Buna ilişkin formülasyonlar aşağıda gösterilmektedir [12]:

FINEN= TF+ MB+ ELEC+ DH+ SS+ FF+ MF+ COALSP+ TFEED

FINEN: Toplam nihai enerji talebi
TF: Isınma amaçlı toplam geleneksel yakıt enerjisi talebi
MB: Isınma amaçlı toplam biyokütle enerjisi talebi
ELEC: Toplam elektrik enerjisi talebi
DH: Toplam bölgesel ısı enerjisi talebi
SS: Toplam güneş enerjisi talebi
FF: Isınma amaçlı toplam fosil yakıt enerjisi talebi
MF: Toplam motor yakıtı enerjisi talebi
COALSP: Toplam özel amaçlı kömür enerjisi talebi
TFEED: Pişirme amaçlı toplam enerji talebi

TF= TFIND+ TFHH+ TFSE

TFIND: Sanayide ısınma amaçlı geleneksel yakıt enerjisi talebi
TFHH: Konutlarda ısınma amaçlı geleneksel yakıt enerjisi talebi
TFSE : Hizmet sektöründe ısınma amaçlı geleneksel yakıt enerjisi talebi

MB= MBIND+ MBHH+ MBSER

MBIND: Sanayide ısınma amaçlı biyokütle enerjisi talebi

MBHH: Konutlarda ısınma amaçlı biyokütle enerjisi talebi

MBSER: Hizmet sektöründe ısınma amaçlı biyokütle enerjisi talebi

ELEC= ELIND+ TELTR+ ELHH+ ELSER

ELIND: Sanayide elektrik enerjisi talebi

TELTR: Ulaşımda elektrik enerjisi talebi

ELHH: Konutlarda elektrik enerjisi talebi

ELSER: Hizmet sektöründe elektrik enerjisi talebi

DH= DHIND+ DHHH+ DHSER

DHIND: Sanayide bölgesel ısı enerjisi talebi

DHHH: Konutlarda bölgesel ısı enerjisi talebi

DHSER: Hizmet sektöründe bölgesel ısı enerjisi talebi

SS= SSIND+ SSHH+ SSSER

SSIND: Sanayide güneş enerjisi talebi

SSHH: Konutlarda güneş enerjisi talebi

SSSER: Hizmet sektöründe güneş enerjisi talebi

FF= FFIND+ FFHH+ FFSER

FFIND: Sanayide ısınma amaçlı fosil yakıt enerjisi talebi

FFHH: Konutlarda ısınma amaçlı fosil yakıt enerjisi talebi

FFSER: Hizmet sektöründe ısınma amaçlı fosil yakıt enerjisi talebi

MF= MFIND+ TMFTR+ MFSER

MFIND: Sanayide motor yakıtı enerjisi talebi

TMFTR: Ulaşımda motor yakıtı enerjisi talebi

MFSER: Hizmet sektöründe motor yakıtı enerjisi talebi

COALSP= COKE+ TSCTR

COKE: Demir-.çelik üretiminde kok enerjisi talebi

TSCTR: Ulaşımda kömür enerjisi talebi

TFEEED= FEED

FEED: Pişirme amaçlı enerji talebi

MAED'e girilen veriler sonucunda elde edilen çıktılar, öncelikle baz yılda gerçekleşen tüketim değerleriyle karşılaştırılmaktadır. Baz yıla ait gerçekleşme verileriyle, modelin baz yıla ilişkin girdiler sonucunda hesaplamış olduğu enerji ve elektrik talebine ait değerlerin birbirini tutmaması durumunda, modeli çalıştıran uzmanlarca, parametrelerin katsayıları üzerinde değişiklikler yapılmaktadır. MAED'in baz yıl için belirlemiş olduğu sektörel enerji talepleri ve elektrik talebinin gerçekleşme değerleriyle yakın sonuçlar vermesi halinde, bu defa kontrol yılına ait çıktılar ele alınmaya başlanmaktadır. Model çıktılarının aynı anda hem baz yıl, hem de kontrol yılı için ancak ihmal edilebilir sapmalar verdiği gözlemleninceye kadar, belirli parametrelere ait katsayılar değiştirilmeye devam edilir. Baz yıl ve kontrol yılı için modelin yapmış olduğu tahminlerin kabul edilebilir düzeyde olduğu tespit edildikten sonra da, bu yıllar için kullanılan katsayı seti tahmin yıllarına da uygulanarak, gelecek yıllara ait tahmini enerji ve elektrik talep değerleri elde edilir.

MAED modeli Türkiye'de genellikle 3 senaryo (düşük, orta, yüksek) halinde çalıştırılmaktadır. Orta senaryoda 5 Yıllık Kalkınma Planları hedefleri ile yıllık program hedefleri esas alınmakta, bir başka deyişle, devletin resmen açıkladığı hedefler doğrultusunda tahmin yürütülmektedir. Yüksek ve düşük senaryolar ise, büyüme hızlarında, enerji yoğunluklarında, enerji verimliliklerinde ve teknolojik gelişmelerde baz (orta) senaryoya göre farklı gelişmeler olacağı varsayımlarına dayandırılmaktadır [13].

7. MAED MODELİ İLE ENERJİ TALEP TAHMİNİ

Bu çalışmada yer alan değerler, MAED modeli çalıştırılarak elde edilen değerler ile resmi kurumlardan alınan verilerden oluşmaktadır. MAED modeli çalıştırılarak iki adet senaryo üretilmiş; bu senaryolara göre değerlendirmeler ve yaklaşımlar yapılmıştır. Senaryolar sonucu elde edilen veriler son bölümde açıklanmıştır.

MAED modeli ile yapılan çalışmada baz yıl olarak 2005 yılı seçilirken projeksiyon yılları olarak da 2010, 2015, 2020 yılları kullanılmıştır. Modele ilişkin bazı parametreler girilerek model oluşturulmuş ve veriler girilmeye başlanmıştır.

7.1. Senaryo 1

Senaryo 1'de ülkenin gelişme hızının giderek arttığı yüksek bir yaklaşım benimsenmiştir. Bu nedenle ortaya çıkan senaryo, yüksek senaryo özelliği taşır. Bu duruma ilişkin değerler Tablo 7.1'de gösterilmiştir.

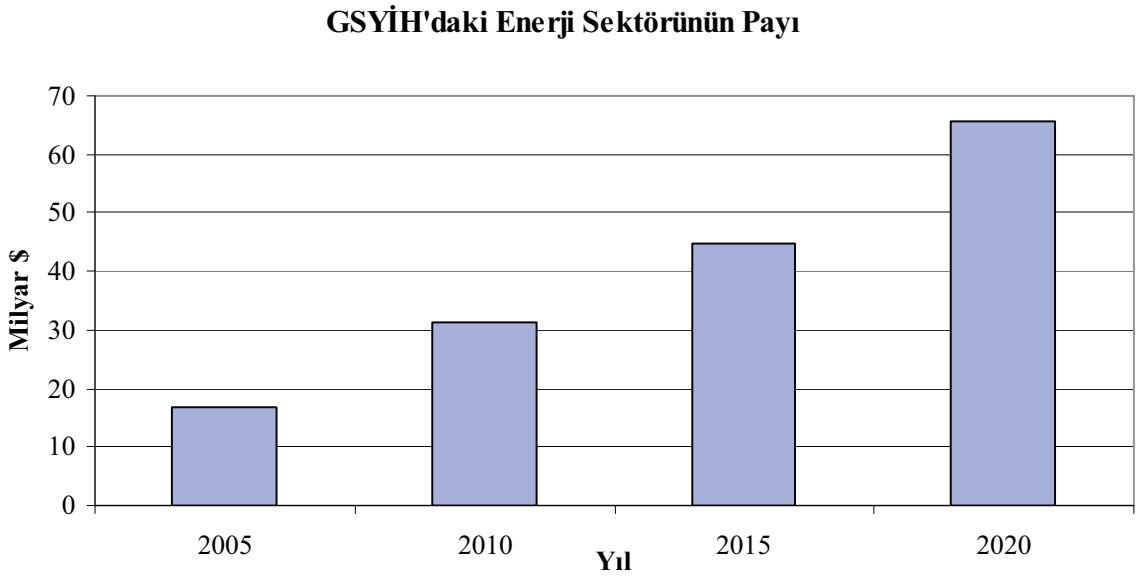
Tablo 7.1. Senaryo 1'de kullanılan varsayımlar

	Birim	2005	2010	2015	2020
GSYİH	**Milyar $**	483,900	820,000	1118,206	1524,861
GSYİH Artış Oranı	**%**		5,500	6,400	6,400
Tarım	**%**	11,900	10,600	9,400	8,400
İnşaat	**%**	4,200	4,900	5,500	5,500
Madencilik	**%**	1,000	0,800	0,700	0,600
İmalat	**%**	24,600	24,100	23,800	23,600
Hizmet	**%**	54,800	55,800	56,600	57,600
Enerji	**%**	3,500	3,800	4,000	4,300

Tablo 7.1'den görüldüğü gibi, sektörlere ilişkin değerlendirmeler yapılmış ve gelecek yıllara ilişkin bazı öngörülerde bulunulmuştur. Ülkemizdeki ekonomik gelişmelere paralel olarak gayri safi yurt içi hasıla (GSYİH) miktarı giderek büyümektedir. Enerji sektöründe de bu oran katlanarak artmaktadır. 2005- 2020 yılları arasında Tablo 7.1'de gösterilen enerji sektöründeki artış oranı % 0,8 iken, miktar bazında baktığımızda Şekil 7.1'deki grafik ile karşılaşılır.

Enerji sektörünün payının yükselmesi bu alanda yapılacak olan yatırımların da artmasını sağlayacak ve ülkemizde yeni üretim tesislerinin kurulmasını, iletim ve dağıtım sistemlerinin yenilenmesini sağlayacaktır.

Tablo 7.1'de görülen sektörlerinin paylarının düşmesi sadece sektörler arasındaki etkileşimden ötürüdür. GSYİH'nın artması ile sektörlerde kullanılacak olan miktarlarda bir azalma söz konusu değildir.



Şekil 7.1. GSYİH içerisindeki enerji sektörünün payı

Her iki senaryoda da kullanılan sosyal veriler aynı değerlerde olup, bu değerler Tablo 7.2'de gösterilmiştir.

Tablo 7.2. MAED modelinde kullanılan bazı sosyal veriler

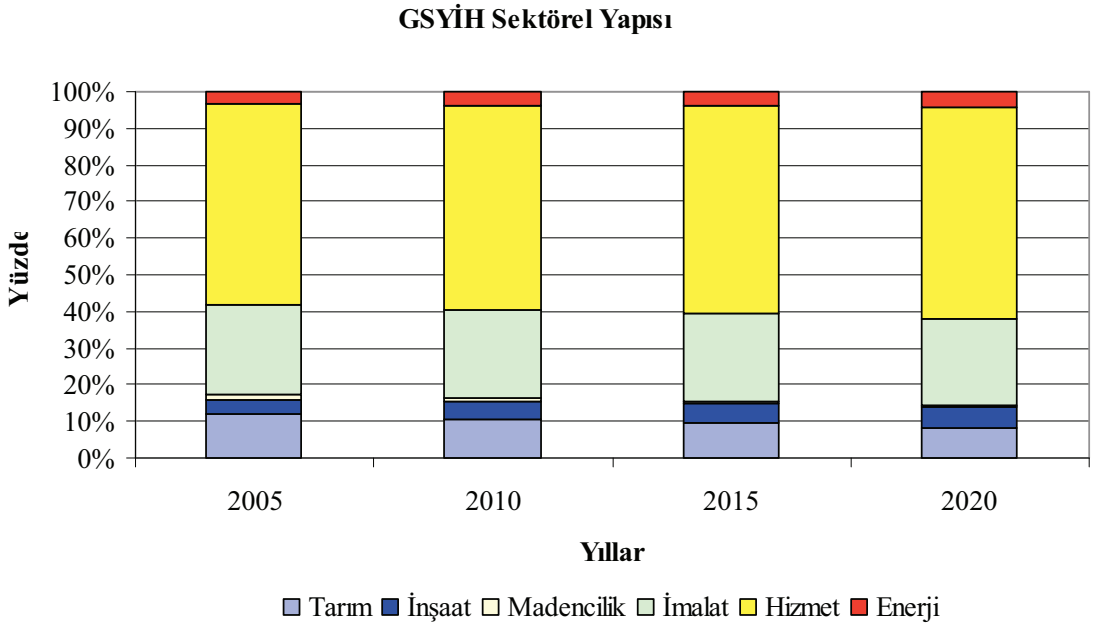
MAED'de Kullanılan Sosyal Veriler	Birim	2005	2010	2015	2020
Nüfus	**Milyon**	71,100	74,100	80,000	85,000
Nüfus Artış Hızı	**%**		2,500	2,300	2,100
Kent Nüfus Oranı	**%**	59,000	62,000	65,000	67,000
Kırsal Nüfus Oranı	**%**	41,000	38,000	35,000	33,000
İş gücü potansiyeli	**%**	64,300	65,000	67,000	68,000

2005 yılında 71,1 milyon nüfusa sahip olan ülkemizin ilerleyen yıllardaki nüfus artış hızına bağlı olarak ortaya çıkan toplam nüfus değerlerinin, Tablo 7.2'deki gibi olacağı tahmin edilmektedir. Dünya genelinde yaşanan endüstrileşme akımları sonucu kırsal alandaki nüfusun azalıp kent nüfusunun artacağı düşünülmektedir. Ortaya çıkacak olan bu durum, kırsal alandan kentsel alanlara doğru bir göç başlatacaktır. Büyük kentlerde yaşanacak olan nüfus artışı ve genç nüfusun artması ile birlikte iş gücü potansiyelinde de bir artış görülecektir.

Senaryo 1'de yapılan varsayımlara göre ortaya çıkan sektör payları incelenirse;

- Tarım, madencilik ve imalat sektörünün payının ilerleyen yıllar itibari ile azalacağı;
- İnşaat, hizmet ve enerji sektörünün payının artacağı

görülür. GSYİH'daki sektör paylarının değişimi Şekil 7.2'de verilmiştir.



Şekil 7.2. GSYİH'daki sektör paylarının yıllar itibariyle değişimi

Tablo 7.3'de enerji sektörünün alt sektörlerinden biri olan elektrik enerjisi sektöründeki talep gelişimi incelenmiştir. MAED modelinin çalıştırılması sonucu elde edilen elektrik enerjisine ilişkin talep miktarı belirlenen projeksiyon yılları için hesaplanmıştır.

Tablo 7.3. Senaryo 1'e ilişkin elektrik enerjisi talep projeksiyonu (GWh)

Yıllar	Brüt Talep	Net Talep	Tarım	Sanayi	Konut	Ulaştırma	Toplam İç Tüketim ve Kayıp (%)
2005	163.272	130.307	4.170	63.850	61.245	1.042	20,19
2006	186.750	150.300	4.740	75.040	69.265	1.255	19,50
2007	210.200	170.300	5.310	86.230	77.290	1.470	18,80
2008	233.700	190.300	5.880	97.420	85.320	1.680	18,10
2009	257.100	210.300	6.450	108.610	93.350	1.890	17,40
2010	281.096	234.434	7.032	119.798	105.495	2.109	16,60
2011	303.800	255.190	7.460	132.780	112.585	2.365	16,00
2012	326.500	275.940	7.890	145.760	119.670	2.620	15,40
2013	349.200	296.700	8.310	158.740	126.780	2.870	14,80
2014	371.900	317.460	8.740	171.720	133.870	3.130	14,20
2015	394.629	340.210	9.185	184.735	142.888	3.402	13,79

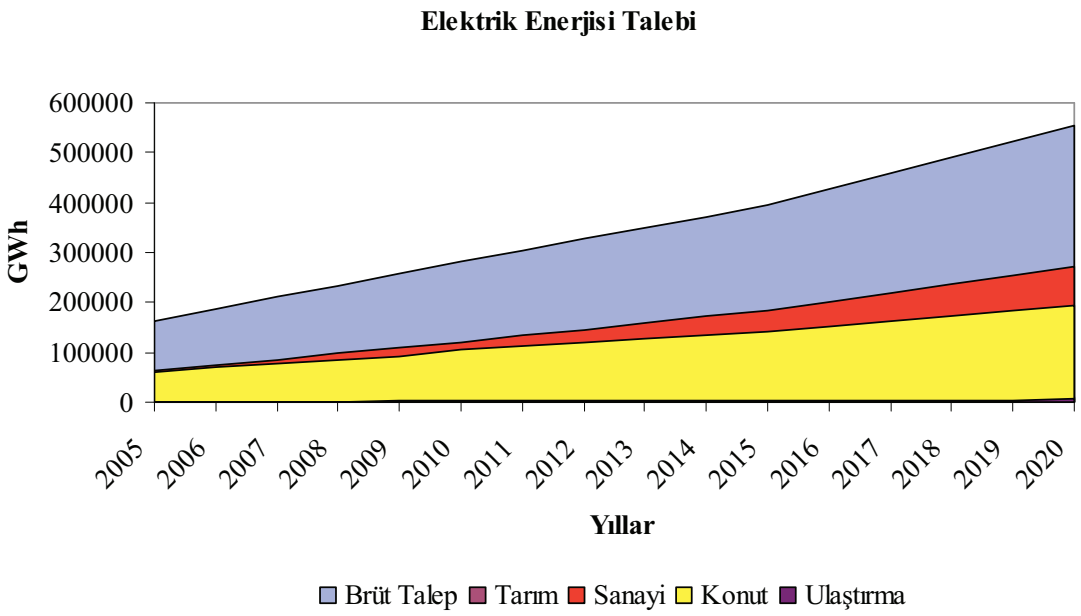
Tablo 7.3'ün devamı. Senaryo 1'e ilişkin elektrik enerjisi talep projeksiyonu (GWh)

Yıllar	Brüt Talep	Net Talep	Tarım	Sanayi	Konut	Ulaştırma	Toplam İç Tüketim ve Kayıp (%)
2016	426.580	368.565	9.760	202.190	152.835	3.780	13,60
2017	458.530	397.080	10.335	219.645	162.940	4.160	13,40
2018	490.480	425.595	10.910	237.100	173.055	4.530	13,22
2019	522.430	454.110	11.485	254.555	183.160	4.910	13,03
2020	554.397	482.325	12.060	272.030	192.930	5.305	13,00

Model sonucu elde edilen brüt talep değerleri 2005, 2010, 2015 ve 2020 yıllarına ilişkin değerlerdir. Tablo 7.3'de yer alan ara yıllara ilişkin değerler, model sonrasında ayrıca hesaplanan değerlerdir.

Senaryo 1'e ilişkin enerji taleplerinin değişimi Şekil 7.3'de görülmektedir. Buradan da görüleceği gibi sanayi ve konut sektöründe talep edilen elektrik enerjisi miktarı yüksek bir hızla artarken, tarım ve ulaştırma sektöründeki artış aynı düzeyde değildir. Özellikle ulaştırma sektöründeki talep azdır. Ülkemizde hızlı tren seferlerinin giderek yaygınlaşması ve diğer büyük şehirlerimizde yapılacak olan metro istasyonları talebin artmasına yol açacaktır.

Tarım sektöründe artan yakıt maliyetlerinin getireceği etki göz önüne alınarak elektrik enerjisi ile çalışan yeni makinelerin üretilmesi, talebin artmasını sağlayacaktır.



Şekil 7.3. Elektrik enerjisi talebi

Endüstrileşen dünya ile paralel olarak ülkemizde de sanayi sektörü önemli bir paya sahip olacaktır. Artan üretim tesisleri ve ticarethaneler sayesinde bu alanda ihtiyaç duyulan elektrik enerjisi miktarı da artacaktır.

Nüfusun artması ile birlikte inşaat sektöründe bir canlanma yaşanacak, kentsel yaşama göç eden insanlar sonucu talep edilen elektrik enerjisi miktarı artacaktır.

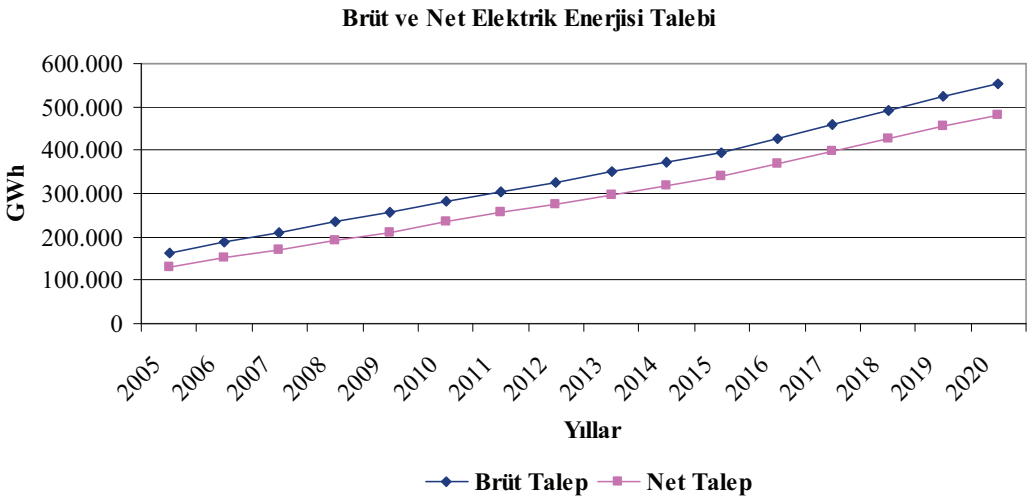
Elektrik enerjisi talep paylarının sektörler üzerindeki değişimi, daha iyi yorum yapma fırsatı verecektir. Tablo 7.4'de elektrik enerjisi talep paylarının yıllar itibari ile değişimi verilmiştir.

Tablo 7.4. Senaryo 1'e dair elektrik enerjisi talep payları (%)

Yıllar	Net Talep	Tarım	Sanayi	Konut	Ulaştırma
2005	100	3,20	49,00	47,00	0,80
2006	100	3,15	49,90	46,00	0,95
2007	100	3,12	50,63	45,40	0,85
2008	100	3,09	51,20	44,84	0,87
2009	100	3,07	51,65	44,39	0,89
2010	100	3,00	51,10	45,00	0,90
2011	100	2,82	52,00	44,11	1,07
2012	100	2,86	52,80	43,37	0,97
2013	100	2,80	53,50	42,73	0,97
2014	100	2,75	54,00	42,17	1,08
2015	100	2,70	54,30	42,00	1,00
2016	100	2,65	54,85	41,65	0,85
2017	100	2,60	55,32	41,00	1,08
2018	100	2,56	55,70	40,67	1,07
2019	100	2,53	56,00	40,33	1,14
2020	100	2,50	56,40	40,00	1,10

Sanayi sektöründe talep edilen elektrik enerjisi miktarı yıllar geçtikçe artmaktadır. Bu öngörü MAED programında imalat sektörünün alt sektörlerine ilişkin tahminlerden ötürü ortaya çıkmıştır. Ülkemiz, gelişmekte olan ülkelerden biri olduğu için sanayi sektöründeki büyüme oldukça doğaldır.

Talep edilen elektrik enerjisi miktarı; iç tüketim, iletim ve dağıtım kayıpları, kayıp ve kaçak kullanıma bağlı olarak değişmektedir. Bu durum brüt ve net enerji talebi kavramlarının ortaya çıkmasına neden olmaktadır. Brüt enerji talebi üretilmesi gereken enerji miktarını bize verirken; net enerji talebi kullanılan enerji dilimini oluşturur. Şekil 7.4'de brüt ve net elektrik enerjisi talebi gösterilmiştir.



Şekil 7.4. Senaryo 1'e dair brüt ve net elektrik enerjisi talebi

İlerleyen yıllarda kayıpların azaltılmasını sağlayacak önlemlerin alınması ile birlikte kullanılan elektrik enerjisi miktarı da artacaktır.

7.2. Senaryo 2

İmalat sektörünün alt sektörlerinde yapılan bazı değişiklikler ve GSYİH'daki farklı yaklaşımlar sonucu senaryo 2 oluşturulmuştur. Senaryo 1'e göre düşük değerler içerdiğinden tez çalışmasının düşük senaryo kısmını oluşturur. GSYİH'daki değişim miktarları Tablo 7.5'deki gibidir. Daha düşük bir büyüme hızı öngörülmekle birlikte özellikle sanayi sektörünün bir kriz anındaki davranışı incelenmek istenmiştir.

Tablo 7.5. GSYİH miktarları

	Birim	2005	2010	2015	2020
GSYİH	**Milyar $**	483,900	820,000	1046,551	1335,694
GSYİH Artış Oranı	**%**		5,500	5,000	5,000

Senaryo 1'de kullanılan 2005-2010 yılı arasında değerler birbirine yakın olmakla birlikte 2015 ve 2020 projeksiyon yılı değerleri oldukça farklılık göstermektedir.

Tablo 7.6. Senaryo 2'ye ilişkin elektrik enerjisi talep projeksiyonu (GWh)

Yıllar	Brüt Talep	Net Talep	Tarım	Sanayi	Konut	Ulaştırma	Toplam İç Tüketim ve Kayıp (%)
2005	163.272	130.307	4.170	63.850	61.245	1.042	20,19
2006	174.725	140.650	4.440	67.620	67.425	1.165	19,50
2007	186.180	151.180	4.710	71.575	73.605	1.290	18,80
2008	197.630	161.860	4.980	75.685	79.785	1.410	18,10
2009	209.080	172.700	5.250	79.950	85.965	1.535	17,40

Tablo 7.6'nın devamı. Senaryo 2'ye ilişkin elektrik enerjisi talep projeksiyonu (GWh)

Yıllar	Brüt Talep	Net Talep	Tarım	Sanayi	Konut	Ulaştırma	Toplam İç Tüketim ve Kayıp (%)
2010	220.546	183.935	5.518	84.611	92.151	1.655	16,60
2011	236.180	198.390	5.860	90.090	100.600	1.840	16,00
2012	251.810	213.030	6.200	95.805	109.000	2.025	15,40
2013	267.450	227.860	6.540	101.610	117.500	2.210	14,80
2014	283.080	242.880	6.880	107.655	125.950	2.395	14,20
2015	298.754	257.556	7.212	113.326	134.443	2.575	13,79
2016	319.600	276.130	7.590	120.110	145.600	2.830	13,60
2017	340.440	294.820	7.970	127.015	156.750	3.085	13,40
2018	361.290	313.530	8.340	133.950	167.900	3.340	13,22
2019	382.140	332.350	8.720	141.035	179.000	3.595	13,03
2020	402.958	350.573	9.115	147.240	190.362	3.856	13,00

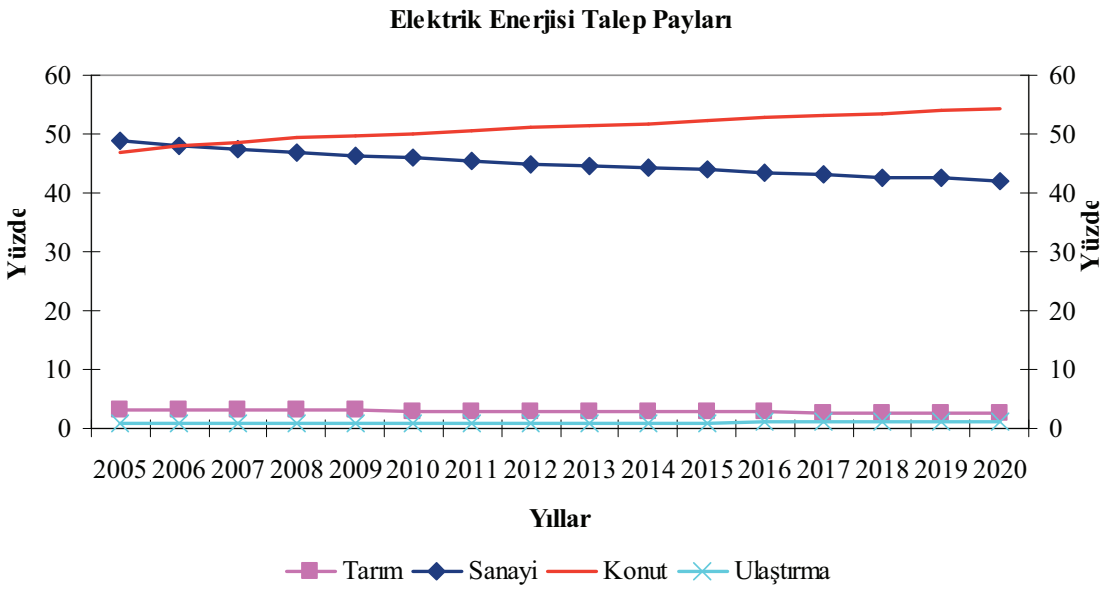
Tablo 7.6'da senaryo 2'ye dair MAED modeli sonuçları gösterilmiştir. Sanayi sektöründe yaşanacak bir kriz öngörülerek yapılan bu çalışmada elektrik enerjisi talep miktarının daha düşük bir hızla artacağı görülmektedir.

Elektrik enerjisi talep payları ayrıntılı bir biçimde incelendiğinde Tablo 7.7 ve Şekil 7.5'teki durumlar ortaya çıkmaktadır.

Tablo 7.7. Senaryo 2'ye dair elektrik enerjisi talep payları (%)

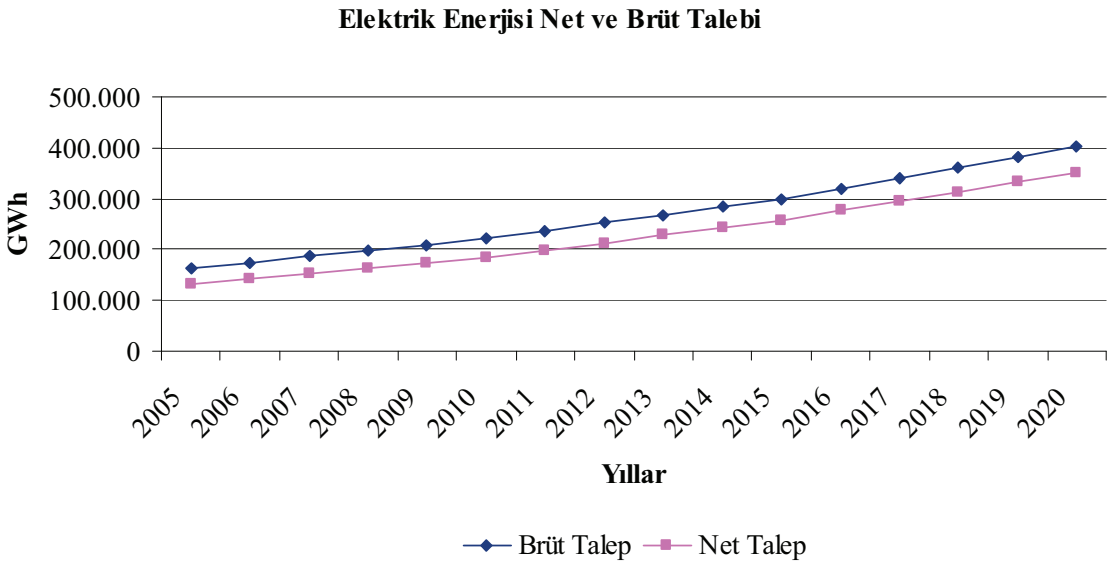
Yıllar	Net Talep	Tarım	Sanayi	Konut	Ulaştırma
2005	100	3,20	49,00	47,00	0,80
2006	100	3,15	48,10	47,94	0,81
2007	100	3,11	47,34	48,68	0,87
2008	100	3,07	46,76	49,30	0,87
2009	100	3,04	46,30	49,77	0,89
2010	100	3,00	46,00	50,10	0,90
2011	100	2,95	45,41	50,71	0,93
2012	100	2,91	44,98	51,16	0,95
2013	100	2,87	44,60	51,56	0,97
2014	100	2,83	44,32	51,85	0,99
2015	100	2,80	44,00	52,20	1,00
2016	100	2,75	43,50	52,73	1,02
2017	100	2,70	43,10	53,16	1,04
2018	100	2,66	42,70	53,55	1,08
2019	100	2,62	42,43	53,86	1,09
2020	100	2,60	42,00	54,30	1,10

2008 küresel mali krizin etkileri sonucu sanayi sektöründeki gerileme, konut sektöründeki elektrik enerjisi payında bir gelişim getirmiştir. Artan nüfusun elektrik enerjisi talebinin artması konutlardaki enerji kullanımını da arttırmıştır.



Şekil 7.5. Senaryo 2'ye dair elektrik enerjisi talep payları

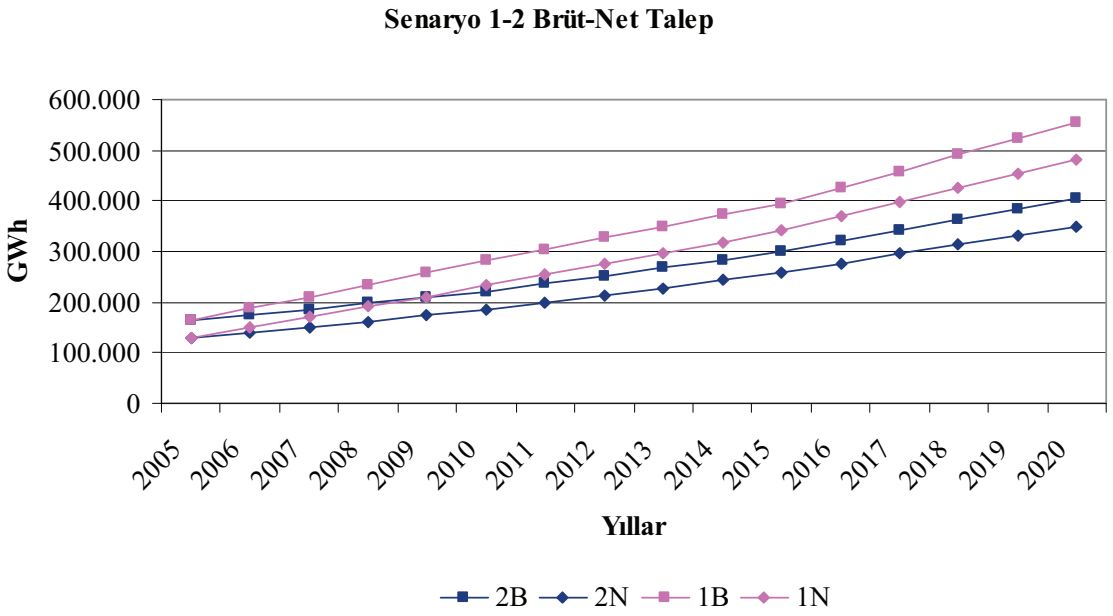
Senaryo 2 sonucu ortaya çıkan brüt ve net elektrik enerjisi talebi şekil 7.6'da gösterilmiştir.



Şekil 7.6. Senaryo 2'ye ilişkin elektrik enerjisi net ve brüt talebi

7.3. Enerji Talep Tahminlerinin Karşılaştırılması

Senaryo 1 ve senaryo 2'ye ilişkin net ve brüt elektrik enerjisi talebi aynı grafik üzerinde Şekil 7.7'de gösterilmiştir. Yüksek ve düşük senaryolardan oluşan sistemler üzerinde yaklaşık 150.000 GWh'lık bir fark söz konusudur. Ülkemizin kalkınma hızındaki artışın yüksek olduğu durum ile kriz anında ortaya çıkabilecek etkiler sistemi doğrudan etkileyeceğinden böyle senaryoların daha değişik yaklaşımları yapılabilir.



Şekil 7.7. Senaryo 1-2 brüt ve net elektrik enerjisi talebinin karşılaştırılması

Ülkemizde MAED modelinin kullanılmaya başlandığı tarihten itibaren ortaya çıkan enerji talep tahminleri aşağıdaki tablolarda gösterilmiştir.

Tablo 7.8. 1989 Yılında Yapılan Elektrik Enerjisi Talep Tahmin Çalışmasında Elde Edilen MAED Modeli Çıktıları

Yıllar	Birincil Üretim (TEP)	Birincil Talep (TEP)	Kurulu Güç (MW)	Brüt Talep (GWh)
1989	27.803	54.310	15.041	51.335
1990	31.086	58.430	15.831	61.760
1995	39.723	80.039	24.461	101.210
2000	50.900	110.698	38.142	156.515

Tablo 7.8'de ETKB tarafından yapılmış elektrik enerjisi talep tahmini verilmiştir. Tahmin değerlerinde 2000 yılına ilişkin 38.142 MW'lık bir kurulu güce ihtiyaç olacağı öngörüsü yapılmıştır. 1989 yılında yapılan çalışma sonucu üretim kapasitesi ihtiyacına göre yeni santraller yapılmaya başlanmıştır. 2000 yılına gelindiğinde brüt talebin 120.000

GWh seviyesinde olduğu görülmüştür. Yapılan çalışmanın iyimser bir durum olduğu sonucu ortaya çıkmıştır.

Tablo 7.9.1990 Yılında Yapılan Elektrik Enerjisi Talep Tahmin Çalışmasında Elde Edilen MAED Modeli Çıktıları

Yıllar	Birincil Üretim (TEP)	Birincil Talep (TEP)	Kurulu Güç (MW)	Brüt Talep (GWh)	Net Talep (GWh)
1990	28.470	54.356	16.474	57.100	46.348
1991	32.650	61.027	17.252	68.180	57.974
1992	34.367	65.647	18.866	75.260	63.996
1993	36.445	70.841	20.810	83.080	70.643
1994	37.471	74.547	22.758	91.785	77.982
1995	40.615	79.872	24.761	101.210	86.083
1996	42.689	85.559	27.910	110.610	94.512
1997	44.712	91.625	31.160	120.640	103.675
1998	47.023	97.509	33.635	131.575	113.925
1999	49.115	104.038	36.268	143.505	123.081
2000	51.880	110.533	38.262	156.515	137.238
2001	53.749	116.608	43.359	167.995	147.894
2002	55.473	124.517	46.281	180.231	159.353
2003	56.361	132.192	48.733	193.404	171.785
2004	58.181	140.419	51.793	207.541	185.276
2005	60.200	149.233	55.570	222.710	199.921
2006	61.698	159.066	58.734	239.945	215.321
2007	63.534	169.442	62.413	258.514	232.015
2008	67.805	178.022	66.377	278.519	250.115
2009	72.691	189.616	69.524	300.073	269.746
2010	78.810	202.466	74.911	323.295	291.044

Tablo 7.9'da 1990 yılında yapılan çalışma gösterilmiştir. Önceki yıllarda yapılan çalışmalara nazaran kısa vadeli değerler doğru tahmin edilmekle birlikte, uzun vadede sonuçlar yine iyimser bir senaryodan oluşmuştur.

Tablo 7.10. 1993 Yılında Yapılan Elektrik Enerjisi Talep Tahmin Çalışmasında Elde Edilen MAED Modeli Çıktıları

Yıllar	Birincil Üretim (TEP)	Birincil Talep (TEP)	Kurulu Güç (MW)	Brüt Talep (GWh)	Net Talep (GWh)
1993	27.469	58.406	20.255	71.700	59.700
1994	30.988	62.771	21.145	80.375	67.652
1995	33.794	67.515	21.426	88.375	75.560
1996	35.786	72.285	23.215	96.800	83.112
1997	38.265	78.535	24.115	106.000	91.433
1998	41.200	84.480	26.186	116.100	100.605
1999	44.013	90.300	28.578	127.200	110.715
2000	45.258	95.764	30.223	139.280	121.860
2001	46.260	101.881	33.323	150.720	132.258

Tablo 7.10'un devamı. 1993 Yılında Yapılan Elektrik Enerjisi Talep Tahmin Çalışmasında Elde Edilen MAED Modeli Çıktıları

Yıllar	Birincil Üretim (TEP)	Birincil Talep (TEP)	Kurulu Güç (MW)	Brüt Talep (GWh)	Net Talep (GWh)
2002	49.249	109.598	35.848	163.175	143.553
2003	52.273	117.410	38.438	176.660	155.821
2004	53.349	124.493	41.433	192.555	169.148
2005	54.230	132.598	44.331	207.060	183.625
2006	54.934	141.677	47.636	224.190	199.353
2007	56.062	151.302	50.852	242.690	216.440
2008	57.760	161.549	54.794	262.745	235.005
2009	60.613	172.465	58.670	284.460	255.177
2010	63.860	184.073	63.486	307.970	277.096

Tablo 7.10'da yer alan veriler Dünya Enerji Konseyi'nin 1992 yılındaki enerji raporunda yayımlanmıştır. Model sonuçları GSYİH hedeflerine ulaşılamaması nedeniyle özellikle uzun vadede ciddi miktarda sapma göstermiştir.

Tablo 7.11. 1997 Yılında Yapılan Elektrik Enerjisi Talep Tahmin Çalışmasında Elde Edilen MAED Modeli Çıktıları

Yıllar	Birincil Üretim (TEP)	Birincil Talep (TEP)	Kurulu Güç (MW)	Brüt Talep (GWh)	Net Talep (GWh)
1997	28.906	71.057	22.188	105.250	84.365
1998	29.563	75.262	22.806	113.750	93.571
1999	30.327	83.042	26.802	123.650	103.782
2000	31.168	91.014	30.209	134.307	115.107
2001	32.457	97.972	33.753	146.195	125.111
2002	34.941	103.554	36.204	158.023	135.986
2003	36.753	110.136	41.775	170.807	147.805
2004	37.644	114.238	44.566	184.624	160.651
2005	40.367	120.960	46.606	199.560	174.614
2006	41.030	128.508	50.546	215.159	188.748
2007	41.853	136.749	53.640	231.794	204.025
2008	44.818	146.529	57.146	249.714	220.540
2009	46.250	156.565	58.366	269.021	238.391
2010	50.586	167.457	59.836	289.820	257.687
2011	51.732	176.906		308.807	279.490
2012	52.845	187.170		329.062	293.349
2013	56.305	200.872		350.653	312.990
2014	59.909	214.088		373.659	333.946
2015	62.195	227.782		398.168	356.306
2016	65.955	242.944		424.286	380.162
2017	69.901	257.971		452.123	405.616
2018	73.858	275.030		481.780	432.773
2019	77.518	291.523		513.386	461.750
2020	81.053	307.612		547.060	492.666

Tablo 7.11, ETKB tarafından yapılan çalışma sonuçlarını içermektedir. Çalışmanın sonuçları ile gerçekleşme değerleri karşılaştırıldığında, tahminlerin, 1999 ve 2001'de yaşanan ekonomik krizlerin de etkisiyle, ciddi miktarda sapma gösterdiği görülmektedir.

Tablo 7.12. 1999 Yılında Yapılan Elektrik Enerjisi Talep Tahmin Çalışmasında Elde Edilen MAED Modeli Çıktıları

Yıllar	Birincil Üretim (TEP)	Birincil Talep (TEP)	Kurulu Güç (MW)	Brüt Talep (GWh)	Net Talep (GWh)
2000	27.593	79.615	16.063	128.332	100.453
2001	28.789	87.767		139.753	
2002	30.037	96.755		152.203	
2003	31.340	106.662		165.762	
2004	32.698	117.584		180.528	
2005	34.116	129.625	25.777	196.610	161.604
2006	36.424	137.064		213.162	
2007	38.889	144.929		231.108	
2008	41.520	153.246		250.564	
2009	44.329	162.040		271.659	
2010	47.329	171.339	41.077	294.530	250.342
2011	49.235	181.116		313.890	
2012	51.217	191.452		334.523	
2013	53.280	202.376		356.513	
2014	55.425	213.925		379.947	
2015	57.657	226.132		404.558	347.895
2016	59.978	239.036		431.151	
2017	62.393	252.677		459.492	
2018	64.906	267.095		489.695	
2019	67.519	282.337		521.885	
2020	70.238	298.448	76.427	555.960	

Tablo 7.12'de 2001 - 2005 dönemi plan ve hedeflerinin ortaya konduğu VIII. Beş Yıllık Kalkınma Planı çerçevesinde çalışmalarını DPT koordinasyonunda yürüten Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Komisyonu - Elektrik Enerjisi Talep ve Arz Durumu Alt Komisyonunca Ekim 1999 tarihinde yapılan talep tahmin ve arz planlaması çalışmalarının sonuçları gösterilmiştir.

2001 yılındaki krize rağmen, 2003 ve 2004'te görülen yüksek büyüme oranları sayesinde, 2004 ve 2005'te gerçekleşmesi beklenen GSYİH değerlerinin, Komisyon çalışmalarında kullanılan GSYİH hedefleriyle bire bir çakıştığı görülmektedir. GSYİH değerlerinde herhangi bir sapma görülmemesine rağmen model sonuçlarının sadece 5 yıl içinde büyük bir oranda sapma göstermesi dikkat çekicidir.

Tablo 7.13. 2003 Yılında Yapılan Talep Çalışmasından Elde Edilen Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu (GWh)

Yıllar	Sanayi	Konut	Ulaştırma	Tarım	Brüt Talep (GWh)	Net Talep (GWh)
2002	49.595	48.933	830	3.442	132.553	102.800
2003	53.836	52.328	890	3.624	140.861	110.678
2004	59.134	56.100	970	3.820	151.098	120.024
2005	67.713	65.535	1.163	3.892	168.262	138.303
2006	76.875	72.750	1.270	4.105	185.600	155.000
2007	86.227	80.180	1.387	4.327	204.150	172.121
2008	95.796	88.038	1.515	4.551	224.300	189.900
2009	106.302	96.015	1.653	4.780	246.150	208.750
2010	117.947	104.593	1.802	5.016	269.842	229.358
2011	130.425	113.850	1.965	5.260	295.800	251.500
2012	143.398	123.950	2.142	5.510	323.200	275.000
2013	157.199	134.800	2.333	5.768	351.300	300.100
2014	170.867	146.561	2.537	6.035	380.000	326.000
2015	185.076	158.907	2.756	6.305	409.531	353.044
2016	200.452	163.390	2.993	6.565	439.100	379.400
2017	217.034	180.000	3.251	6.815	470.175	407.100
2018	234.763	190.050	3.527	7.060	501.950	435.400
2019	253.389	200.500	3.826	7.280	535.425	464.995
2020	273.216	211.500	4.140	7.508	570.521	496.364

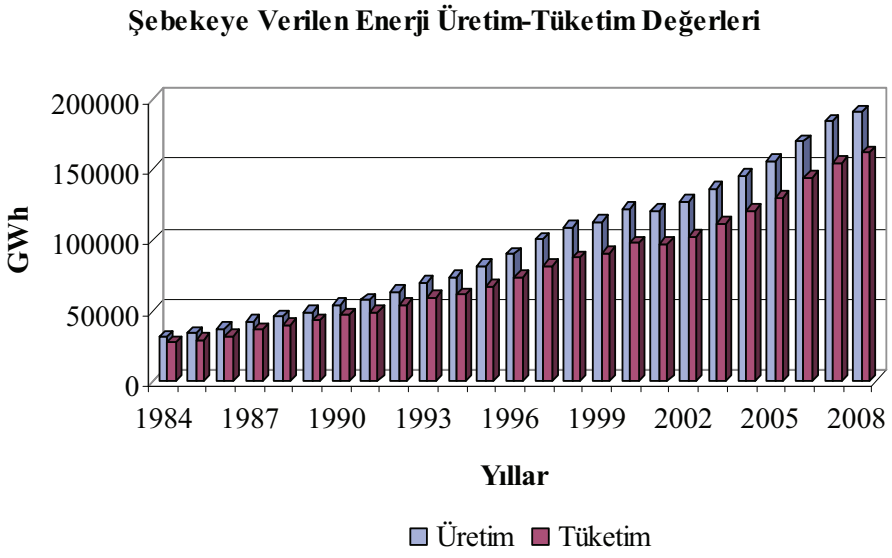
Tablo 7.14. 2004 Yılında Yapılan Talep Çalışmasından Elde Edilen Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu (GWh)

Yıllar	Sanayi	Konut	Ulaştırma	Tarım	Brüt Talep (GWh)	Net Talep (GWh)
2003	49.595	52.328	890	3.624	140.861	110.678
2004	53.836	56.100	970	3.820	151.098	120.024
2005	59.134	60.509	1.060	4.013	163.191	130.240
2006	64.658	65.950	1.155	4.215	176.400	141.800
2007	70.480	72.000	1.260	4.415	190.700	154.700
2008	77.025	78.600	1.377	4.615	206.400	168.800
2009	84.208	85.900	1.507	4.820	223.500	184.400
2010	92.173	94.093	1.651	5.026	242.021	201.852
2011	101.082	102.900	1.810	5.225	262.000	220.600
2012	110.665	112.500	1.982	5.432	283.500	240.700
2013	120.786	122.500	2.168	5.650	306.100	262.000
2014	131.682	133.000	2.372	5.875	330.300	284.100
2015	142.853	143.430	2.593	6.108	356.202	307.071
2016	154.940	153.600	2.835	6.356	383.000	330.900
2017	168.110	163.800	3.100	6.613	410.700	355.600
2018	197.431	174.000	3.388	6.881	439.600	381.700
2019	212.438	184.700	3.703	7.159	469.500	408.000
2020	227.767	195.302	4.047	7.449	499.489	434.565

Tablo 7.13 ve Tablo 7.14'de yapılan çalışmalar günümüze daha yakın çalışmalar olup kısa vadede doğru sonuçlar vermektedir. 2003 yılında yapılan çalışmada daha fazla bir büyüme oranı söz konusudur. Yapılan tüm bu çalışmalara ilişkin sapma değerleri EK- 8'de gösterilmiştir.

7.4. Türkiye'deki Elektrik Enerjisi ile İlgili Bazı Değerler

Türkiye'de elektrik enerjisi üretim miktarı, talep edilen enerji miktarını şu an için karşılayabilecek düzeydedir. 2008 yılına kadar olan elektrik üretim ve tüketim değerleri Şekil 7.8'de verilmiştir.



Şekil 7.8. Türkiye'de elektrik enerjisi üretim ve tüketim miktarları

MAED çalışmaları sonucu elde edilen veriler ışığında elektrik enerjisine olan talebin artacağı öngörülmektedir. 2008 yılındaki üretimin yaklaşık 200.000 GWh olduğu ve yapılan çalışma sonucu 2020 yılında ihtiyacın bu değerin 2-3 katı olacağı düşünülürse, bu sektöre ilişkin yatırımların artması gerekmektedir.

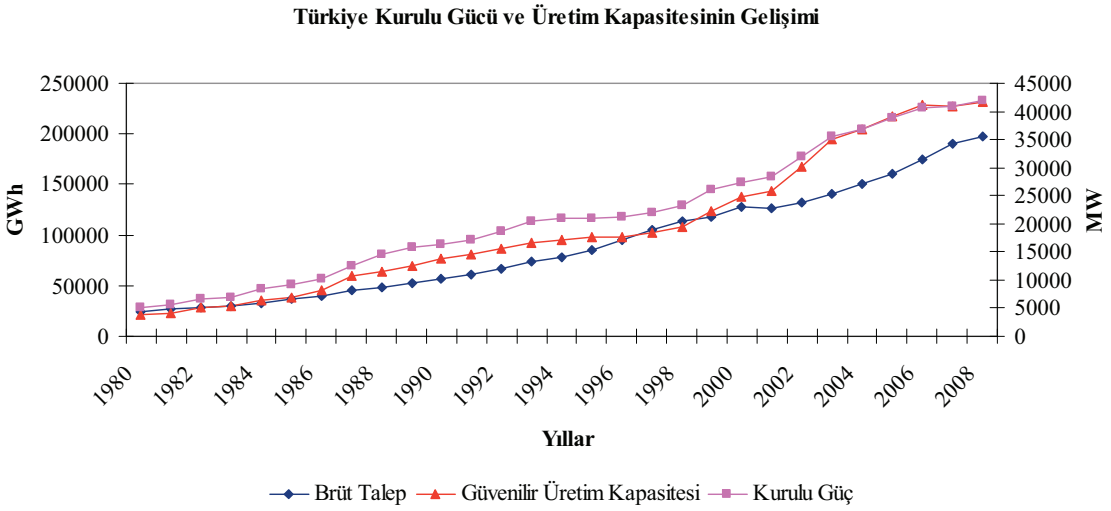
Tablo 7.15. Türkiye kurulu gücünün gelişimi

Türkiye Kurulu Güç, Puant Talep,Brüt Talep,Üretim Kapasitesi Gelişimi						
Yıllar	Kurulu Güç(MW)	Puant Güç(MW)		Brüt Talep(GWh)	Kapasite(GWh)	
		Ani	Saatlik		Ortalama	Güvenilir
2000	27264,1	19389,9	19270,0	128275,6	147933	137555
2001	28332,4	19612,0	19328,0	126871,3	154176	143251
2002	31845,8	21005,6	20782,0	132552,6	180022	168238
2003	35587,0	21728,9	21539,0	141150,9	206697	194875
2004	36824,0	23485,3	23199,0	150017,5	216429	204411

Tablo 7.15'in devamı. Türkiye kurulu gücünün gelişimi

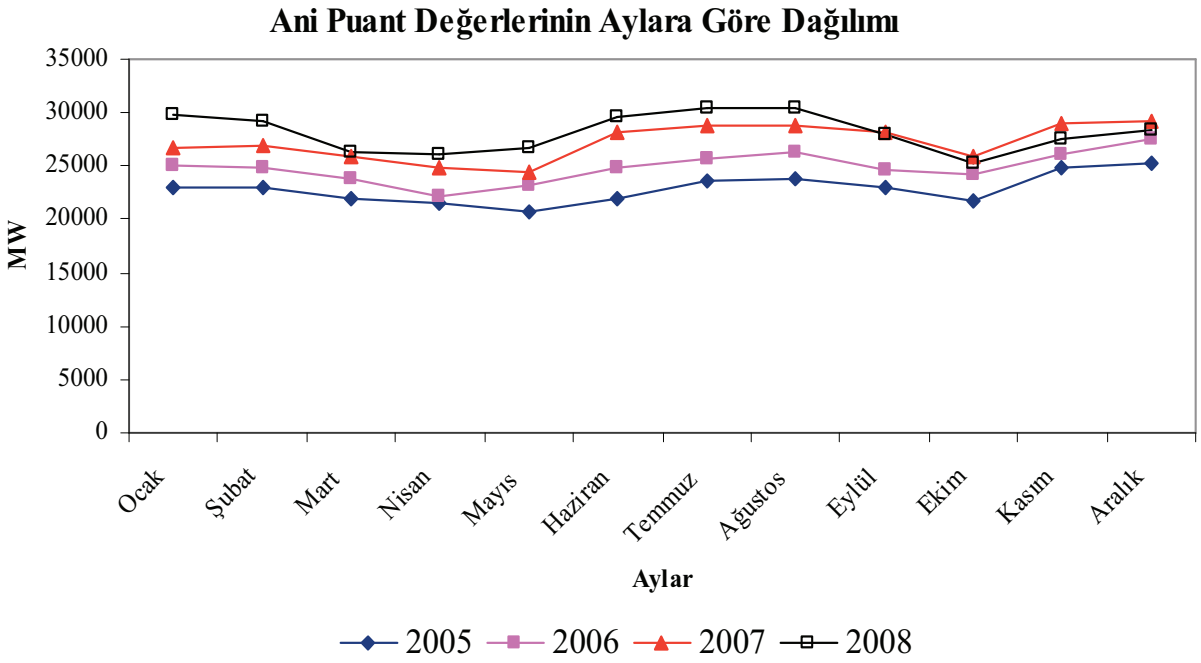
Türkiye Kurulu Güç, Puant Talep,Brüt Talep,Üretim Kapasitesi Gelişimi						
Yıllar	Kurulu Güç(MW)	Puant Güç(MW)		Brüt Talep(GWh)	Kapasite(GWh)	
		Ani	Saatlik		Ortalama	Güvenilir
2006	40564,8	27594,4	27323,0	174637,3	240805	228247
2007	40835,7	29248,5	29150,0	190000,2	240916	227689
2008	41817,2	30516,8	30842,0	198085,2	245845	231862

Türkiye kurulu gücünün değişimi Tablo 7.15 ve Şekil 7.9'da gösterilmiştir. Kurulu güç miktarı 8 senelik dönemde yaklaşık 2 katlık bir artış göstermiştir. Kurulu güç, kapasite miktarı ile orantılıdır. Üretim tesislerinin verimliliği ve çalışma saatine bağlı olarak güvenilir ve ortalama kapasite miktarları değişmektedir.



Şekil 7.9. Türkiye kurulu gücü ve üretim kapasitesinin gelişimi

Türkiye kurulu gücünün puant talebe karşılık vermesi gerekmektedir. Elektrik enerji sistemlerinde yılın ve günün belirli zamanlarında elektrik enerjisi talebi değişim göstermektedir. Puant zaman dilimlerinde bu ihtiyaç en yüksek düzeydedir. Ani puant değerlerinin aylara göre değişimi Şekil 7.10'da verilmiştir.



Şekil 7.10. Türkiye ani puant değerlerinin değişimi

Puant talebin en yüksek olduğu aylar kış aylarıdır. Saatin erken kararmasından ötürü ortaya çıkan aydınlatma ve diğer gelişmeler enerji talebinin tavan yapmasına neden olmaktadır.

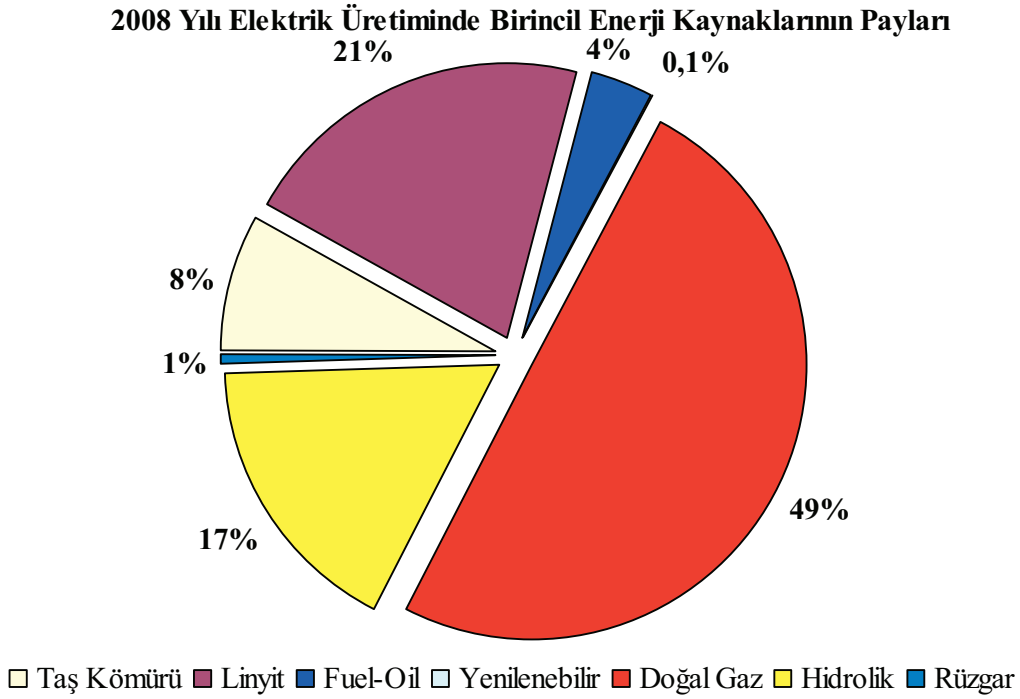
Elektrik enerjisinin üretilmesinde birincil enerji kaynaklarına ihtiyaç söz konusudur. Elektrik enerjisi bazı enerji çeşitlerinin birbirine dönüştürülmesi sonucu elde edilmektedir. Örneğin hidrolik enerjinin elektrik enerjisine çevrimi sırasıyla suyun potansiyeli enerjisinin kinetik enerjiye, kinetik enerjinin mekanik enerjiye ve son olarak mekanik enerjinin elektrik enerjisine çevrilmesi ile tamamlanır. Türkiye elektrik enerjisi üretiminde birincil enerji kaynaklarının payları Tablo 7.16 ve Şekil 7.11'de gösterilmiştir.

Tablo 7.16. Türkiye elektrik enerjisi üretiminde birincil enerji kaynaklarının payları

Elektrik Üretiminde Birincil Enerji Kaynaklarının Payları							
Yıllar	**Taş Kömürü**	**Linyit**	**Fuel-Oil**	**Yenilenebilir**	**Doğal Gaz**	**Hidrolik**	**Rüzgar**
2000	3,0	27,5	5,9	0,1	37,0	26,4	0,1
2001	3,3	28,0	7,2	0,2	40,4	20,8	0,1
2002	3,1	21,7	7,4	0,1	40,6	26,9	0,2
2003	6,1	16,8	5,8	0,1	45,2	25,9	0,1
2004	7,9	14,9	4,4	0,1	41,3	31,2	0,2
2005	8,1	18,5	3,2	0,1	45,3	24,6	0,2
2006	8,0	18,4	2,4	0,1	45,8	25,1	0,2

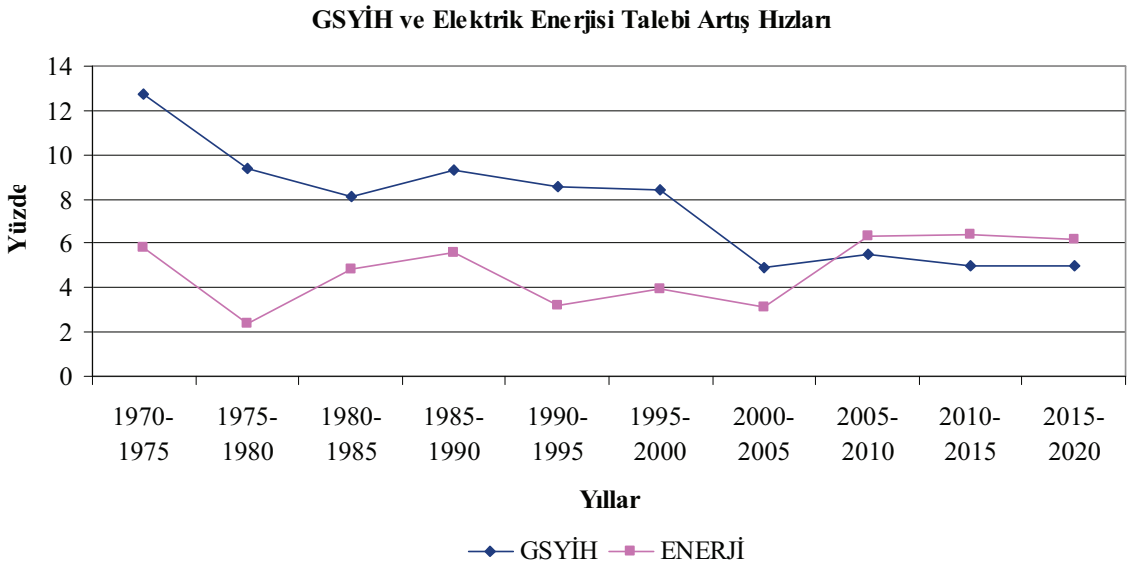
Tablo 7.16'nın devamı. Türkiye elektrik enerjisi üretiminde birincil enerji kaynaklarının payları

2007	7,9	20,0	3,4	0,1	49,6	18,7	0,3
2008	8,0	21,1	3,6	0,1	49,7	17,0	0,5



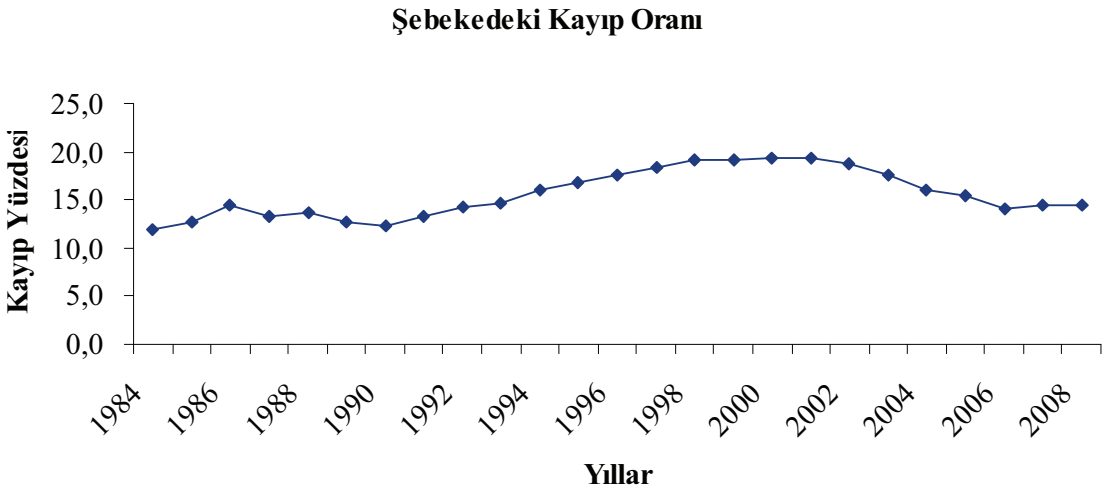
Şekil 7.11. 2008 yılı elektrik üretiminde birincil enerji kaynaklarının payları

GSYİH miktarının değişimine paralel olarak elektrik enerjisi talebi de değişmektedir. MAED çalışması sonucu elde edilen değişim verilerinden yararlanarak önceki yıllardaki kesin değerler ile projeksiyon yıllarına ait veriler birleştirilerek oluşturulan Şekil 7.12'deki grafik ile talep artış hızları gösterilmiştir. Bu iki değer birbirine paralel olarak değişim göstermektedir.



Şekil 7.12. GSYİH ve elektrik enerjisi talebi artış hızları

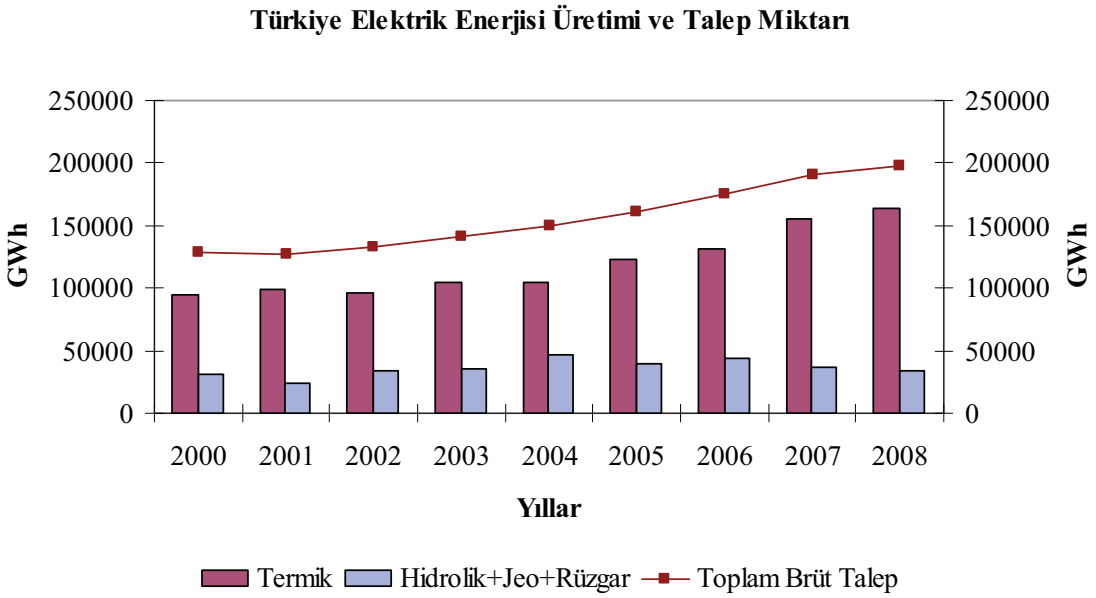
Elektrik şebekelerindeki kayıp miktarı sistemlerinin verimliliği açısından önemlidir. Brüt ve net talep miktarı açıklanırken kayıpların sistemi nasıl etkilediğinden bahsedilmişti. Yıllar itibari ile şebeke kayıp oranları Şekil 7.13'de verilmiştir. Türkiye'de kayıp-kaçak değerlerine ilişkin daha detaylı bilgiler ekte sunulmuştur.



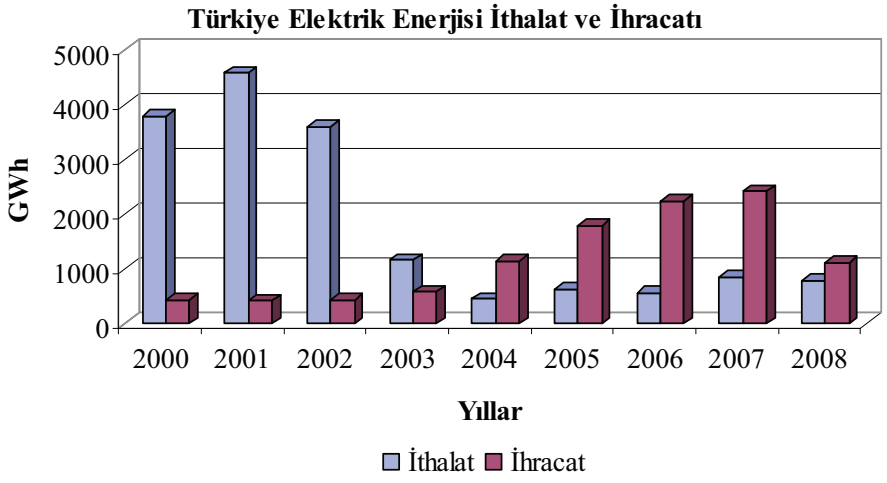
Şekil 7.13. Şebeke kayıp oranı

Elektrik enerjisi depolanabilen bir enerji türü değildir. Talep miktarına bağlı olarak üretim değerleri değişiklik gösterir. Yılın veya günün farklı dönemlerinde üretilen elektrik enerjisi miktarı değişim gösterir. Bu nedenlerden ötürü ülkeler arası enterkoneksiyon sistemleri önem kazanır. Türkiye elektrik enerjisi üretimi ve ülkeler arası enerji transferi

Şekil 7.14 ve 7.15'de gösterilmiştir. Grafiğe ait ilk dönemlerde elektrik enerjisi ithalatı fazla iken ilerleyen yıllarda ihraç edilen enerji miktarı daha fazla olmuştur.

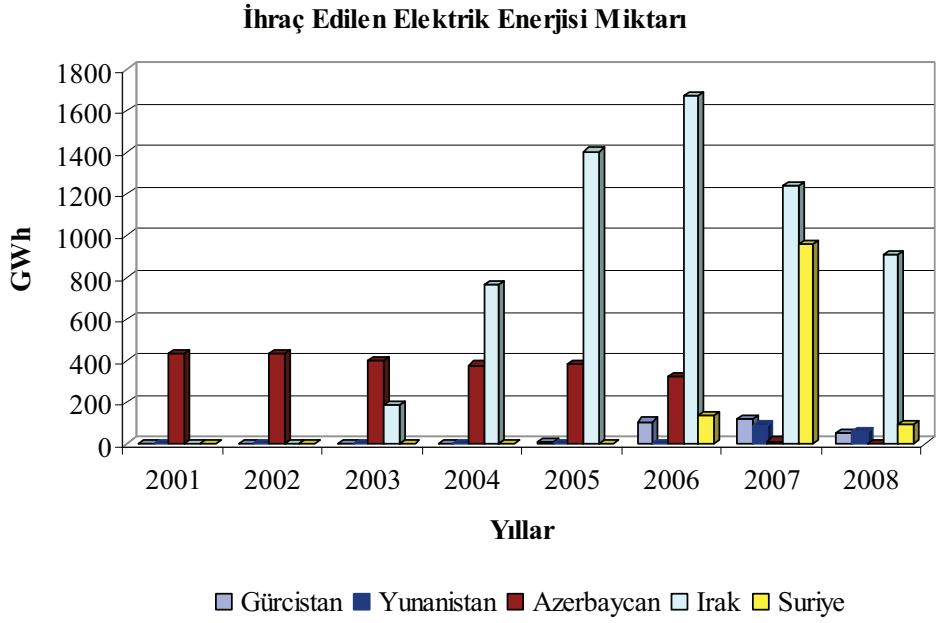


Şekil 7.14. Türkiye elektrik enerjisi üretimi ve talep miktarı

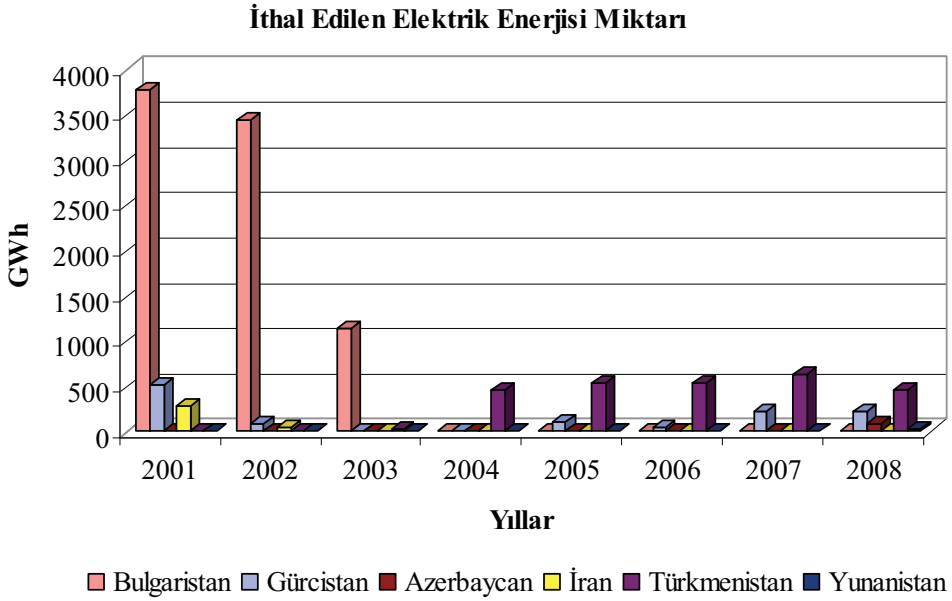


Şekil 7.15. Türkiye elektrik enerjisi ithalat ve ihracatı

İthal ve ihraç edilen elektrik enerjisinin hangi ülkelerle ve hangi miktarlarla yapıldığı Şekil 7.16 ve 7.17'de gösterilmiştir.



Şekil 7.16. İhraç edilen elektrik enerjisi miktarı



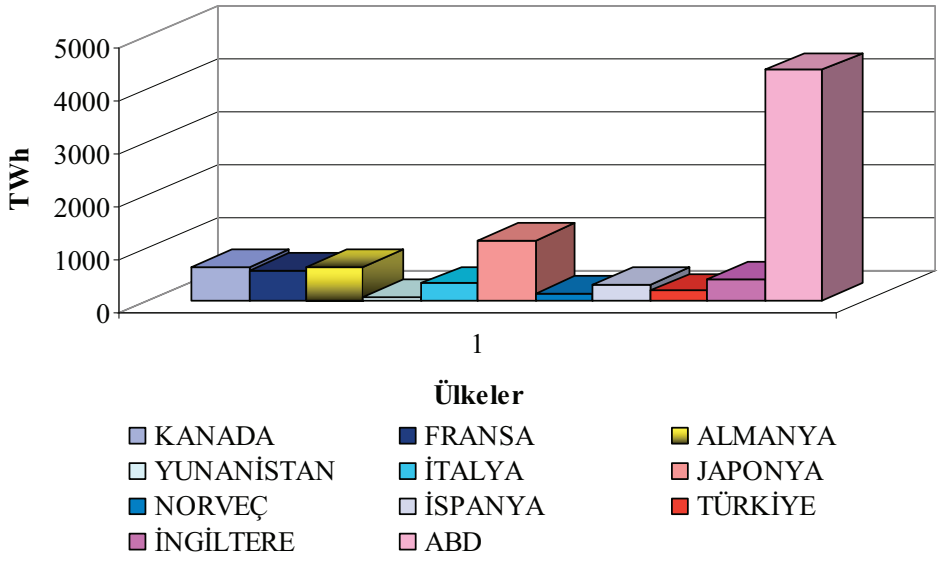
Şekil 7.17. İthal edilen elektrik enerjisi miktarı

Gürcistan ve Azerbaycan'dan elektrik ithalatı, bu ülkelere ihraç edilen elektriğin bedelinin, karşılıklı anlaşılan oranlarda yine elektrik olarak tahsili için yapılmaktadır.

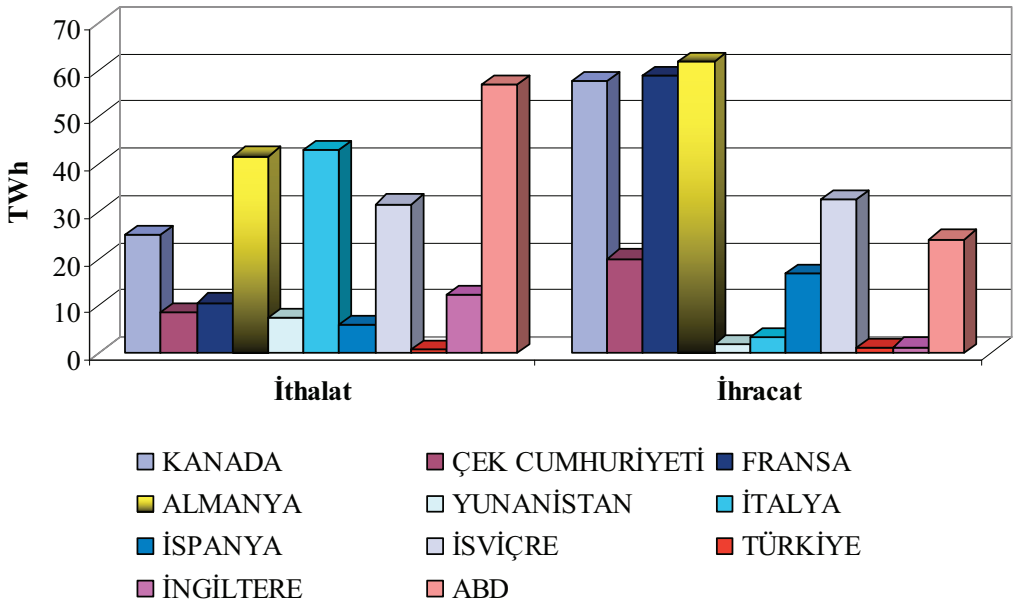
7.5. OECD Ülkelerindeki Elektrik Enerjisine Dair Bazı Değerler

OECD ülkelerindeki elektrik enerjisi miktarının ülkemizdeki değerler ile karşılaştırılması sonucunda aşağıdaki grafikler elde edilmiştir. Şekil 7.18'de elektrik enerjisi üretim miktarı verilen ülkelere baktığımızda komşumuz Yunanistan'dan 3 kat daha fazla enerji ürettiğimiz görülmektedir. Şekil 7.19'da enerji ticaretinin boyutları gözler önüne serilmiştir. Dünya sanayi sektöründe önemli paylara sahip olan ülkelere baktığımızda aradaki farkın yine de oldukça fazla olduğu görülür.

Enerji ticaretinde öne çıkan Avrupa ülkeleri Almanya ve Fransa'dır. Sahip oldukları nükleer santrallerin de etkisiyle enerji üretim miktarları yüksek seviyelerdedir. UCTE sistemi Avrupa kıtasındaki elektrik enerjisi dağılımının yapıldığı bir sistem olmasından ötürü ülkeler arası enerji ticaretine de önemli bir katkı yapmaktadır.



Şekil 7.18. OECD ülkeleri elektrik üretim miktarları (2007)



Şekil 7.19. OECD ülkeleri elektrik enerji ticareti (2008)

8. SONUÇLAR

Enerji talebinin doğru bir şekilde belirlemesinin ülkenin gelişimini etkileyeceği göz önünde tutulduğunda, ihtiyaç duyulan verilerin doğruluğu önem kazanmaktadır. Bunun sonucunda son yıllara ait enerji değerlerinin bilinmesi ve gelişmekte olan sektörlerin de görülmesi gereklidir.

Elektrik sistem planlamasında elektrik enerjisi talep tahminlerinin yapılmasında çeşitli yöntem ve modellerden yararlanılmaktadır. Türkiye'de ise, ETKB tarafından bu modellerden birisi olan ENPEP'in alt modüllerinden MAED kullanılmaktadır.

MAED, net elektrik talep projeksiyonları üretmekte; bu şekilde elde edilen değerlere, öngörülen kayıp enerji ve kaçak tüketim tahminleri eklenerek brüt elektrik taleplerine ulaşılmaktadır. Kayıp - kaçak oranlarının doğruluk payları talep edilen enerji miktarını belirlemede önemlidir. Bilişim alt yapısı yetersiz olan Türkiye elektrik dağıtım sisteminde, dağıtım sistemine verilen enerjinin gerçekte ne kadarının kimler tarafından tüketildiğinin anlık olarak takip edilememesi ve tüketici grupları ile bölgeler bazında yeterli dinamik talep analizlerinin hala yapılamıyor olması gibi teknik hususlar dikkate alındığında, neticede tüketilemeyen enerji, istatistiklere kayıp olarak yansıtılmaktadır.

MAED modelinde kullanılan veriler birçok kaynaktan elde edilmekle birlikte projeksiyon yıllarına ait değerler tahminlerden oluşmaktadır. Tahminlere dayalı bu değerler kullanıcı tarafından öngörülerek sisteme girilmektedir. Bunun doğal sonucu olarak MAED modeli, kullanıcının değer yargılarını ortaya çıkardığından, kesin bir doğruluk söz konusu değildir.

MAED'de, sadece belirlenen projeksiyon yılları için değerlendirmeler yapılabildiğinden ara yıllara ait talep değerleri, kullanıcı tecrübesine bağlı keyfi değerler olarak belirlenmektedir. Bu durum, MAED'in her yıl çalıştırılmaması halinde, ara yıllara ait taleplerin projeksiyon yıllarındaki talebe uyumlu hale getirilebilmesi amacıyla, gerçekçi olmayan yıllık talep tahminlerinin hazırlanması sonucunu doğurmaktadır. Bu da, enerji sektöründeki yıllık programların sürekli olarak sapma göstermesine ve ekonomik istikrar programının uygulanmasında sorunlar yaşanmasına neden olabilmektedir.

Türkiye'de geçmişte yapılan elektrik talep projeksiyonlarında esas alınan resmi GSYİH büyüme varsayımları son derece iyimser bulunmuştur. Oysa, elektrik talebini etkileyen başlıca faktörün GSYİH artış oranları ve bunların sektörel dağılımları olduğu dikkate

alındığında, çalışmalar için gerekli büyüme varsayımlarının olabildiğince gerçekçi olması gerekmektedir.

Ülkemizin enerji geleceğine ilişkin bilgi ve senaryoların ortaya konduğu bu tez çalışmasında, elektrik ile ilgili olmayan birçok veri girişi sisteme eklenmiştir. MAED modeli; bazı giriş değerlerinin azaltılmasına, eklenmesine veya çıkarılmasına izin vermeyen sınırlı bir yazılım olduğundan bir kısım değerler tahmini olarak sisteme girilmektedir. Bu sınırlı yazılımdan dolayı, MAED modelinin kullanımında ortaya çıkan zorluklara paralel olarak, MAED model sonuçlarında ülkemizdeki kullanım sürecinde ciddi sapmalar gözlemlenmiştir (EK-8).

Günümüzde ortaya çıkan enerji piyasası ve enerji pazarı kavramları ülkemizin coğrafi konumu da dikkate alındığında oldukça önemli bir yer tutacaktır. Ekonomik gelişmeler ışığında ülkelerin enerji talebi gün geçtikçe artmakta ve ülkeler enerji ihtiyaçlarını karşılamak için kendi öz kaynaklarının yanı sıra diğer ülkelerden de enerji satın almaktadırlar. Elektrik enerjisi talebini UCTE sistemi ile karşılayan Avrupa buna en iyi örnektir. Sistem sayesinde ülkeler ihtiyaç duyduğu enerji miktarını karşılamakta, belki de yeni santral kurma fikirlerinden kısmen vazgeçebilmektedirler. Yeni bir santral yapmanın maliyeti ile elektrik enerjisini satın almanın maliyetini karşılaştırarak, karar vermektedirler.

Dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi ile birlikte sistemler yenilenmeye başlanacak, kayıp-kaçak oranlarının azaltılması için önlemler alınacaktır. Ülkemizin bazı bölgelerinde % 70 seviyelerinde olan kaçak elektrik kullanımı azaltılacaktır. Serbest piyasa yapısının oluşturulması için özel kuruluşların elektrik sistemine girmesi, sistemin yenilenmesi için oldukça önemlidir. İlerleyen yıllarla birlikte bu sistem Avrupa'da uygulandığı gibi ülkemizde de en iyi biçimde uygulanacaktır.

Ortaya konulan enerji talep tahminleri, elektrik enerjisinin üretimini, iletimini ve dağıtımını da yakından ilgilendirecektir. Bu kapsamda, araştırmacılar için yeni çalışma alanları söz konusudur. Bunlardan bazıları aşağıda sıralanmıştır:

- Elektrik Enerjisi Piyasası
- Enerji Verimliliği
- Verimli Şebekeler
- Dağıtım Şebekeleri
- Güç Sistemlerinin Güvenilirliği

KAYNAKLAR

1. **Şahin, V.**, 1993, Türkiye Bölgesel Elektrik Talebi (1990-2010) , Türkiye Elektrik Kurumu, Ankara.
2. **Daniel, K., Goran, S.**, Fundamentals of Power System Economics, John Wiley& Sons Ltd., 2004.
3. **Steven, S.**, Power System Economics: Designing Markets for Electricity, Wiley-IEEE Press,2002.
4. **Glover, J.D.**,**Sarma, M.S.**, Power System Analysis and Design, 3rd ed., Brooks/ Cole , 2002.
5. **Leonard, L.**, Electric Power Generation, Transmission, and Distribution, CRC Press, 2006.
6. **James M., Lamine L.**, Economic Market Design and Planning for Electric Power Systems, Wiley-IEEE Press, 2010.
7. **Mazer A.**, Electric Power Planning for Regulated and Deregulated Markets, Wiley-IEEE Press, 2007.
8. **Ediger, V., Tatlıdil, H.**, 2002, Forecasting the Primary Energy Demand in Turkey and Analysis of Cyclic Patterns, Energy Conversion and Management **43**, 473-487.
9. **Varol, G., Bayrak, Y.**, 1997, Türkiye Elektrik Sisteminin Üretim Yatırım Planlama Çalışması, Türkiye 7. Enerji Kongresi Tebliğleri- Cilt 1, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
10. D.P.T., Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı: Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Komisyonu Raporu, (DPT:2569, ÖİK:585) , Ankara, 2001.
11. **Arıkan, Y., Kumbaroğlu, G.**, 2000, Geçmişten Günümüze Enerji Modelleri (Energy models from past to the future), Proceedings of the 8th Turkish energy congress: Energy and technology for sustainable development in the 21st century pp. 9–20, WEC Turkish National Committee, Türkiye.
12. Anonim, MAED (Model for Analysis of Energy Demand) Version II- User's Manual (Draft), International Atomic Energy Agency, 2004.
13. ETKB, Türkiye Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Talep Çalışması Raporu, Ankara, 2004.

14. TEİAŞ Genel Müdürlüğü, APK Dairesi Başkanlığı, Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu, Ankara, 2009.

15. http://www.dis.anl.gov U. S. Department of Energy, ENPEP modeli. 14 Ağustos 2009.

16. http://www.epdk.gov.tr Enerji Piyasası Denetleme Kurulu, Elektrik Piyasası. 13 Haziran 2009.

17. http://ddpext.worldbank.org/ext/DDPQQ/member.do?method=getMembers&userid=1&queryId=135 Dünya Bankası, Ekonomik ve sosyal sektörlere ilişkin veriler. 10 Şubat 2010.

18. http://www.teias.gov.tr/istatistik2008/index.htm TEİAŞ Genel Müdürlüğü, Elektrik enerjisi üretim-iletim istatistikleri. 10 Haziran 2009.

19. http://www.tuik.gov.tr Türkiye İstatistik Enstitüsü, Çevre ve enerji sektörüne ilişkin veriler. 15 Temmuz 2009.

20. http://www.sourceoecd.org/energy OECD (ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT) , Enerji sektörüne ilişkin veriler. 25 Mayıs 2010.

21. Yuksek, O., 2008, Reevaluation of Turkey's Hydropower Potential and Electric Energy Demand, Energy Policy **36**, 3374 - 3382.

22. Yuksek, O., Komurcu, M., Yuksel, I., Kaygusuz, K., 2006, The Role of Hydropower in Meeting Turkey's Electric Energy Demand, Energy Policy **34**, 3093 - 3103.

23. Madlener, R., Kumbaroglu, G., Ediger, V.Ş., 2005, Modelling Technology Adoption as an Irreversible Investment Under Uncertainty: The case of the Turkish Electricity Supply Industry, Energy Economics **27**, 139 - 163.

EKLER

EK-1: OECD Dünya Enerji Tahminleri

Dünya Birincil Enerji Talebi (Milyon TEP)

Kaynak	1971	2002	2010	2030	1971-2002 Ort.Artış	2002-2030 Ort.Artış	1971'deki Payı	2002'deki Payı	2030'daki Payı
Kömür	1.407	2.389	2.763	3.601	%1,72	%1,48	%25,4	%23,1	%21,8
Petrol	2.413	3.676	4.308	5.766	%1,37	%1,62	%43,6	%35,5	%35,0
Doğalgaz	892	2.190	2.703	4.130	%2,94	%2,29	%16,1	%21,2	%25,1
Nükleer	29	692	778	764	%10,78	%0,35	%0,5	%6,7	%4,6
Hidrolik	104	224	276	365	%2,51	%1,76	%1,9	%2,2	%2,2
Biyokütle	687	1.119	1.264	1.605	%1,59	%1,30	%12,4	%10,8	%9,7
Diğer Yenilenebilir	4	55	101	256	%8,82	%5,65	%0,1	%0,5	%1,6
TOPLAM	**5.536**	**10.345**	**12.193**	**16.487**	**%2,04**	**%1,68**	**%100**	**%100**	**%100**

Dünya Nihai Enerji Tüketimi (Milyon TEP)

Kaynak	1971	2002	2010	2030	1971-2002 Ort.Artış	2002-2030 Ort.Artış	1971'deki Payı	2002'deki Payı	2030'daki Payı
Kömür	617	502	516	526	%-0,66	%0,17	%14,7	%7,1	%4,7
Petrol	1.893	3.041	3.160	5.005	%1,54	%1,80	%45,1	%43,0	%44,8
Doğalgaz	604	1.150	1.336	1.758	%2,10	%1,53	%14,4	%16,3	%15,7
Elektrik	377	1.139	1.436	2.263	%3,63	%2,48	%9,0	%16,1	%20,2
Isı	68	237	254	294	%4,11	%0,77	%1,6	%3,3	%2,6
Biyokütle	641	999	1.101	1.290	%1,44	%0,92	%15,3	%14,1	%11,5
Diğer Yenilenebilir	0	8	13	41	%100	%6,01	%0	%0,1	%0,4
TOPLAM	**4.200**	**7.076**	**8.266**	**11.177**	**%1,70**	**%1,65**	**%100**	**%100**	**%100**

Dünya Elektrik Tüketimi (TWh)

Kaynak	1971	2002	2010	2030	1971-2002 Ort.Artış	2002-2030 Ort.Artış	1971'deki Payı	2002'deki Payı	2030'daki Payı
Kömür	2.095	6.241	7.692	12.091	%3,58	%2,4	%40,1	%38,8	%38,2
Petrol	1.096	1.181	1.187	1.182	%0,24	%0	%21,0	%7,3	%3,7
Doğalgaz	696	3.070	4.427	9.329	%4,90	%4,0	%13,3	%19,1	%29,5
Nükleer	111	2.654	2.985	2.929	%10,78	%0,4	%2,1	%16,5	%9,3
Hidrolik	1.206	2.610	3.212	4.248	%2,52	%1,8	%23,1	%16,2	%13,4
Biyokütle	9	207	326	627	%10,64	%4,0	%0,2	%1,3	%2,0
Diğer Yenilenebilir	5	111	356	1.250	%10,52	%9,0	%0,1	%0,7	%3,9
TOPLAM	**5.218**	**16.074**	**20.185**	**31.656**	**%3,70**	**%2,5**	**%100**	**%100**	**%100**

EK–2: Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri Hakkında Yönetmelik

4 Nisan 2006 tarihli ve 26129 sayılı Resmi Gazetede yayımlanmıştır.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumundan:

ELEKTRİK ENERJİSİ TALEP TAHMİNLERİ HAKKINDA YÖNETMELİK

BİRİNCİ BÖLÜM

Amaç, Kapsam, Hukuki Dayanak, Tanımlar ve Kısaltmalar

Amaç

Madde 1- (1) Bu Yönetmeliğin amacı; elektrik piyasasında üretim kapasite projeksiyonu ile iletim sistemi on yıllık gelişim raporu ve dağıtım şirketlerinin yatırım planı ile dağıtım sistemi on yıllık gelişim raporunun hazırlanmasına esas teşkil eden elektrik enerjisi talep tahminlerinin oluşturulmasına ilişkin usul ve esasların belirlenmesidir.

Kapsam

Madde 2- (1) Bu Yönetmelik; dağıtım şirketleri tarafından belirlenen talep tahmini yöntemine uygun olarak elektrik enerjisi talep tahminlerinin yapılması, değerlendirilmesi, güncellenmesi ve onaylanmasında izlenecek usul ve esasları kapsar.

Dayanak

Madde 3- (1) Bu Yönetmelik, 20/2/2001 tarihli ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununa dayanılarak hazırlanmıştır.

Tanımlar

Madde 4-(1) Bu Yönetmelikte geçen;

a)Dağıtım bölgesi: Bir dağıtım şirketinin lisansında tanımlanan bölgeyi,

b)Dağıtım şirketi: Belirlenen bir bölgede elektrik dağıtımı ile iştigal eden tüzel kişiyi,

c)Kanun: 20/2/2001 tarihli ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununu,

ç)Kurul: Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunu,

d)Kurum: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunu,

e)Talep tahmini: Dağıtım şirketi tarafından, belli bir zaman aralığı için farklı senaryolar çerçevesinde geleceğe dönük olarak yapılan tahmini,

f)Talep tahmin modeli: Talep tahmini çerçevesinde bilimsel yöntemler kullanılarak oluşturulacak modeli,

g)TEİAŞ: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketini

ifade eder.

İKİNCİ BÖLÜM

Talep Tahmin Esasları, Dönemleri, Yöntemin Belirlenmesi ve Veri Seti

Talep tahmin yöntemi ve esasları

Madde 5- (1) Dağıtım şirketi, dağıtım bölgesine ilişkin talep tahminlerini, bilimsel ve teknik geçerliliği olan yöntemlerle, dağıtım bölgesine özgü şartları dikkate alarak, yayımlanmış resmi makroekonomik hedefleri göz önünde bulundurarak ve gerek duyulması halinde ilgili kamu ya da özel sektör kurum ve kuruluşlarının görüşlerini de alarak yapar veya yaptırır.

(2) Talep tahminlerinin dağıtım şirketi tarafından diğer gerçek veya tüzel kişilere yaptırılması, dağıtım şirketinin sorumluluğunu ortadan kaldırmaz.

Talep tahmini dönemi ve senaryoları

Madde 6- (1) Talep tahminleri, yıllık olarak 10 yıllık bir dönem için; düşük, baz ve yüksek tüketim senaryoları temelinde yapılır. TEİAŞ tarafından üretim kapasite projeksiyonu ve iletim sistemi on yıllık gelişim raporu ile dağıtım şirketi tarafından yatırım planı ve dağıtım sistemi on yıllık gelişim raporunun hazırlanmasında baz senaryo esas alınır.

Talep tahminine esas veri seti

Madde 7- (1) Talep tahminine esas veri seti; ekonomik, sosyal, demografik, iklimsel, çevresel veriler ve tahmin edilmeye çalışılan değişkenin geçmiş değerleri ile talep tahmin modelinin gerektirdiği diğer bölgesel verilerden oluşturulabilir.

(2) Talep tahminine esas veri setinde, ilgili kurum ve kuruluşlar tarafından yayımlanmış resmi veriler ile dağıtım şirketinin kendi bölgesine ilişkin olarak kayıt altına aldığı veriler kullanılır.

(3) Talep tahmin modelinin gerektirdiği veri setinde kullanılan verilerin talep tahmin sonucunu nasıl etkilediği, bilimsel ve mantıksal yaklaşımlarla gerekçelendirilir.

(4) Talep tahmininde kullanılacak veri setine ilişkin gözlem sayısının, seçilecek yöntem ve oluşturulacak model çerçevesinde yeterli sayıda olması esastır. Kullanılacak veri seti,

yapılacak istatistiksel testler sonucunda elde edilen sonuçlara göre uygulanacak dönüşümlerle, talep tahmin modelinde kullanılmaya uygun hale getirilir.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM
İlkeler, Modelin Değerlendirilmesi ve Doğrulanması

Talep tahmininde gözetilecek ilkeler

Madde 8- (1) Talep tahminine esas teşkil edecek modelin oluşturulmasında modelin;

a)Matematiksel ifadesinin değişkenler arasındaki ilişkiyi yansıtması,

b)Kullanılan açıklayıcı değişken veya değişkenler ile tahmin edilecek değişken veya değişkenler arasında ekonomik olarak anlamlı bir ilişkiyi barındırması,

c)Belirlilik katsayılarının açıklama gücü açısından yüksekliği,

ç)Tasarımının basit ve anlaşılabilir olması,

d)Ekonomi ve ekonometri teorisiyle tutarlılık sergilemesi,

e)Geriye dönük olarak çalıştırılması durumunda, tahmin edilmeye çalışılan değişken veya değişkenlere ilişkin elde edilen tahminlerle, bu değişken veya değişkenlerin gerçek değerlerinin uyum göstermesi

ilkeleri gözetilir.

Talep tahmin modelinin değerlendirilmesi ve doğrulanması

Madde 9- (1) Talep tahmin modelinin oluşturulmasını takiben modelin;

a)Bir bütün olarak istatistiksel açıdan anlamlı olup olmadığına,

b)Çalıştırılması sonucu tahmin edilen açıklayıcı değişken veya değişkenlere ait parametre veya parametrelerin istatistiksel açıdan anlamlı olup olmadığına,

c)Yapısal açıdan süreklilik arz etmesine,

ç)Çoklu doğrusallık, değişen varyans ve ardışık bağımlılık sergilemesine,

d)Gerekli bir değişkenin dışlanmasına, gereksiz değişkenlerin içerilmesine ve fonksiyonel kalıbının doğruluğuna

ilişkin ekonometri ve istatistik literatüründe genel kabul görmüş testler ile, seçilen farklı yöntemler çerçevesinde oluşturulan, modelin uygunluğuna yönelik gerekli diğer testler yapılarak, bu testler sonucunda gerekli görülen düzeltme ve değişiklikler yapılır.

(2) Uygulanacak testlerde seçilecek güven aralığı yüzde 10'u geçemez.

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

Talep Tahmininin Sonuçları, Raporlanması ve Yayımlanması

Talep tahmin sonuçları

Madde 10- (1) Talep tahmini sonuçları;

a)10 yıllık dönem için yıllık bazda düşük, baz ve yüksek tüketim senaryoları temelinde ilgili dağıtım bölgesindeki toplam elektrik enerjisi talebi, puant talep ile abone sayısına ilişkin model ya da modeller sonucu ulaşılan tahminleri,

b)Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği kapsamında üretim kapasite projeksiyonu ve iletim sistemi on yıllık gelişim raporunun hazırlanmasına esas bilgileri,

c)Dağıtım sistemi on yıllık gelişim raporu ile yatırım planının hazırlanmasına esas bilgileri içerir.

(2) Birinci fıkranın (b) ve (c) bentleri kapsamındaki bilgiler, talep tahmin modeli ile elde edilen baz senaryo sonuçlarına dayandırılan bilgi ve öngörülerden de oluşturulabilir.

Talep Tahmin Raporu

Madde 11- (1) Talep tahmin sonuçları, talep tahmininde kullanılan veri seti ile birlikte bir rapor haline getirilir ve her yılın Şubat ayının sonuna kadar yazılı olarak ve elektronik ortamda Kuruma sunulur.

(2) Talep Tahmin Raporunda, 10 uncu maddede yer alan tahmin sonuçları ve talep tahmininde kullanılan veri seti yanı sıra; talep tahmin modeline ilişkin varsayımlar, matematiksel ve ekonometrik kuramsal çerçeve, verilerin genel değerlendirmesi ve gerekçelendirilmesi, parametrelerin tahmin edilmesi, testlerin yapılması, gerekli değişiklik ve düzeltmelerin eklenmesi, talep tahmin modeli kullanılarak tahmin edilen değişken ya da değişkenlerin geçmişe ilişkin gerçekleşmeleriyle model sonucu ulaşılan değerlerin karşılaştırılması, geleceğe yönelik farklı senaryolar kapsamında yapılan tahminler ve dağıtım bölgesi ile model ya da modellere ilişkin genel yorum ve değerlendirmelere ayrıntılı olarak yer verilir.

(3) Dağıtım şirketi tarafından hazırlanan Talep Tahmin Raporu, bu Yönetmelikte yer alan usul ve esaslara uygunluk yönünden incelenir ve Kurul kararı ile uygun bulunması halinde, Kurum tarafından yapılan bildirimi izleyen on gün içerisinde dağıtım şirketi tarafından TEİAŞ'a gönderilir.

(4) Kurul tarafından uygun bulunmaması halinde, Talep Tahmin Raporu yeniden gözden geçirilmek üzere dağıtım şirketine geri gönderilir. Dağıtım şirketi, yapılan bildirimi izleyen bir ay içerisinde, Talep Tahmin Raporunu yenilemek suretiyle Kuruma sunar.

Talep tahminlerinin birleştirilmesi

Madde 12- (1) TEİAŞ, iletim sistemine doğrudan bağlı tüketicilere ait talep tahminlerini, dağıtım şirketlerinden gelen tahmin sonuçları ile birleştirir. TEİAŞ, Kuruma talep tahminlerine ilişkin olarak sunulacak rapor formatını oluştururken, gerekçelerini belirtmek suretiyle, dağıtım şirketlerinden Talep Tahmin Raporuna ilişkin olarak ilave bilgi ve belge talep edebilir.

(2) TEİAŞ tarafından sonuçlandırılan talep tahminleri, her yılın 1 Temmuz tarihine kadar Kuruma sunulur.

Talep tahminlerinin onaylanması ve yayımlanması

Madde 13- (1) TEİAŞ tarafından sonuçlandırılarak Kuruma sunulan talep tahminleri, Kurul tarafından onaylanması halinde, TEİAŞ'ın internet sayfasında dağıtım bölgeleri bazında ve konsolide edilmiş tablolar halinde yayımlanır. Kurul tarafından uygun bulunmaması halinde, talep tahminleri yeniden gözden geçirilmek üzere TEİAŞ'a geri gönderilir. TEİAŞ; yapılan bildirimi izleyen bir ay içerisinde, talep tahminlerini yenilemek suretiyle Kuruma sunar.

(2) Talep tahminleri, her yılın 1 Ekim tarihine kadar yayımlanır.

Tahmin sonuçlarının güncellenmesi

Madde 14- (1) Dağıtım şirketi, tahmin edilen değişken veya değişkenler ile açıklayıcı değişken veya değişkenlerin yıllık gerçekleşmelerini dikkate alarak, her yıl veri setini ve gerekmesi halinde tahmin modelini revize etmek suretiyle bir sonraki 10 yıllık talep tahmin setini hazırlar.

(2) Dağıtım şirketi, ekonomik ve bilimsel gerekçelere dayandırmak koşuluyla, tahminde kullanılan veri setinde, tahmin modelinin genel yapısında ve tahmin yönteminde değişiklik yapabilir.

(3) İki yıl üst üste baz senaryoya göre elde edilen talep tahmini ile gerçekleşen değerler arasında yıllık olarak % 5'ten daha büyük bir fark olması durumunda, talep tahmini yöntemi dağıtım şirketi tarafından gözden geçirilir ve konu hakkında Kuruma yazılı görüş sunulur.

Veri sağlama yükümlülüğü

Madde 15- (1) Organize sanayi bölgesi işletmecisi tüzel kişiler, talep tahmini yapılabilmesi için gerekli olanlarla sınırlı olmak üzere, dağıtım şirketleri tarafından talep edilen verileri bölgesinde bulundukları dağıtım şirketine verir. Dağıtım şirketi bu verileri bölgesel talep tahmininde kullanır.

Gizlilik

Madde 16- (1) Dağıtım şirketi ve TEİAŞ, bu Yönetmelik kapsamında edinilen bilgileri amacı dışında kullanamaz ve üçüncü şahıslarla paylaşamaz.

BEŞİNCİ BÖLÜM
Geçici ve Son Hükümler

Geçici Madde 1- (1) Kurul tarafından onaylanacak bölgesel talep tahminleri öncesi gerçekleştirilen hazırlık çalışmaları kapsamında; bir defaya mahsus olmak üzere bu Yönetmeliğin 11 inci maddesi çerçevesinde dağıtım şirketleri tarafından hazırlanan örnek Talep Tahmin Raporu, talep tahmininde kullanılan veri seti ile birlikte 31 Ağustos 2006 tarihine kadar Kuruma sunulur.

Yürürlük

Madde 17- (1) Bu Yönetmelik yayımı tarihinde yürürlüğe girer.

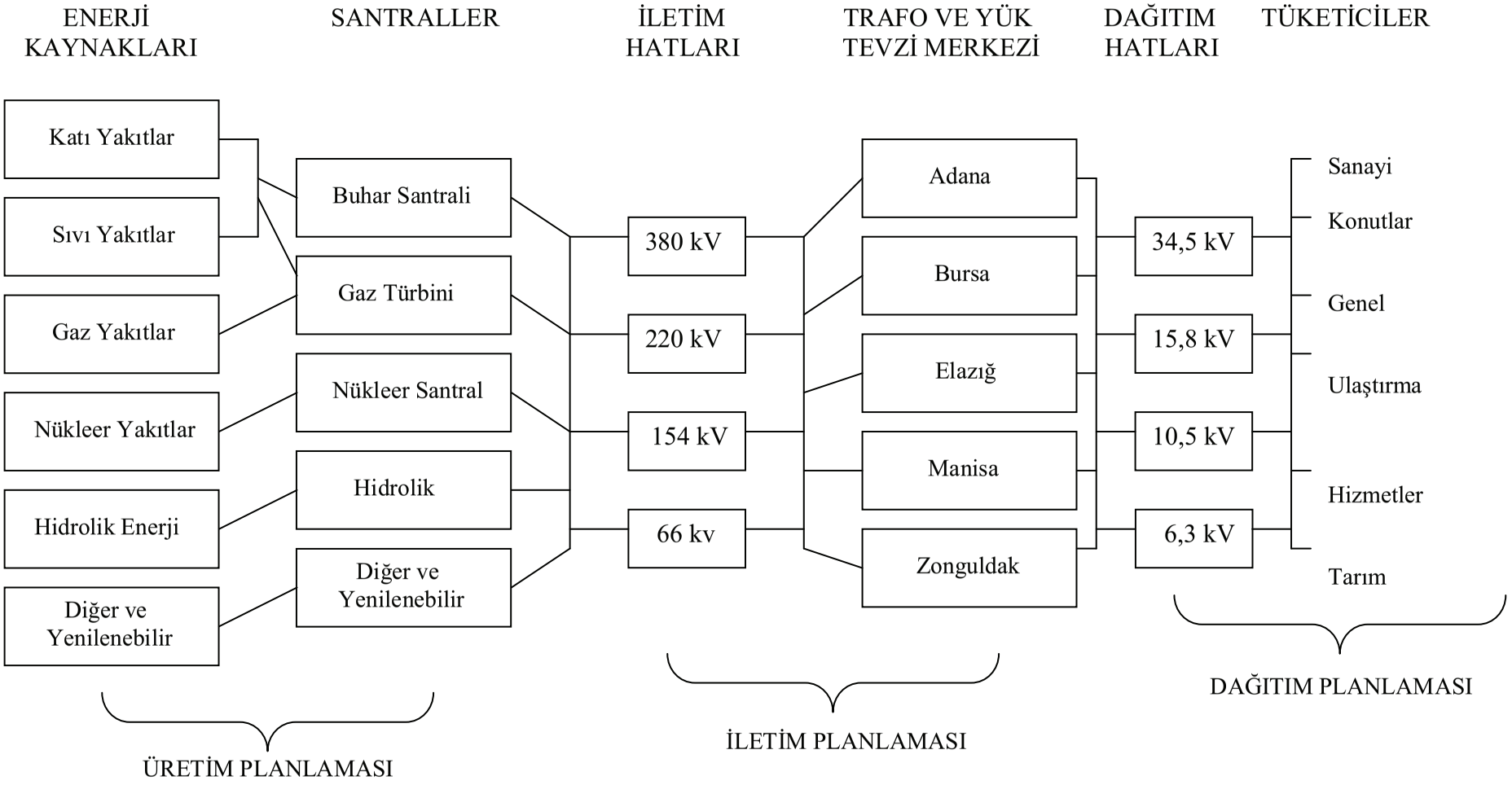
Yürütme

Madde 18- (1) Bu Yönetmelik hükümlerini Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Başkanı yürütür.

EK-3: Üç baralı bir sistemde maksimum yük akışının sisteme olan etkisi

F_{12}^{Max}	P_A	P_B	P_C	P_D	π_1	π_2	π_3	Üretim Maliyeti	Üretim Geliri	Üretim Kârı	Tüketici Ödeme	Fazlalık
70	0,00	238,33	86,67	85	6,00	14,00	11,33	3493,33	3606,67	113,33	4540	933,33
80	0,00	255,00	70,0	85	6,00	14,00	11,33	3360,00	3473,33	113,33	4540	1066,67
90	0,00	271,67	53,33	85	6,00	14,00	11,33	3226,67	3340,00	113,33	4540	1200,00
100	3,33	285,00	36,67	85	7,50	14,00	11,83	3098,33	3681,67	583,33	4765	1083,33
110	20,00	285,00	20,00	85	7,50	14,00	11,83	2990,00	3573,33	583,33	4765	1191,67
120	36,67	285,00	3,33	85	7,50	14,00	11,83	2881,67	3465,00	583,33	4765	1300,00
130	60,00	285,00	0,00	65	7,50	11,25	10,00	2810,00	3237,50	427,50	4050	812,50
140	85,00	285,00	0,00	40	7,50	11,25	10,00	2747,50	3175,00	427,50	4050	875,00
150	110,00	285,00	0,00	15	7,50	11,25	10,00	2685,00	3112,50	427,50	4050	937,50
160	125,00	285,00	0,00	0	7,50	7,50	7,50	2647,50	3075,00	427,50	3075	0,00

EK-4: Elektrik Sistem Planlaması



EK-5: Türkiye Kayıp-Kaçak Oranları (MWh)
(Aralık 2007 Sonu Verilerine Göre)

BÖLGE	MÜESSESE	SATIN ALINAN TOPLAM ENERJİ	SATILAN BRÜT ENERJİ	KAYIP-KAÇAK	KAYIP-KAÇAK ORANI %
DİCLE	DİYARBAKIR	3.309.226	1.167.058	2.142.167	64,73
	MARDİN	2.574.872	534.831	2.040.042	79,23
	SİİRT	469.662	307.734	161.928	34,48
	Ş.URFA	4.305.580	1.846.560	2.459.020	57,11
	BATMAN	1.042.585	360.517	682.067	65,42
	ŞIRNAK	906.478	233.880	672.598	74,20
	TOPLAM	**12.608.402**	**4.450.580**	**8.157.822**	**64,70**
VANGÖLÜ	BİTLİS	319.573	163.104	156.469	48,96
	HAKKARİ	388.390	136.359	252.031	64,89
	MUŞ	439.522	189.109	250.413	56,97
	VAN	1.144.949	515.456	629.493	54,98
	TOPLAM	**2.292.434**	**1.004.028**	**1.288.406**	**56,20**
ARAS	AĞRI	525.147	230.735	294.412	56,06
	ERZİNCAN	206.178	191.266	14.912	7,23
	ERZURUM	773.117	608.492	164.625	21,29
	KARS	314.793	234.865	79.928	25,39
	BAYBURT	61.991	56.362	5.629	9,08
	IĞDIR	157.976	109.249	48.727	30,84
	ARDAHAN	76.840	63.957	12.883	16,77
	TOPLAM	**2.116.041**	**1.494.925**	**621.116**	**29,35**
ÇORUH	ARTVİN	266.122	230.952	35.170	13,22
	GİRESUN	472.181	402.485	69.696	14,76
	GÜMÜŞHANE	99.191	85.190	14.001	14,12
	RİZE	548.400	498.430	49.970	9,11
	TRABZON	995.840	878.673	117.167	11,77
	TOPLAM	**2.381.734**	**2.095.730**	**286.005**	**12,01**
FIRAT	BİNGÖL	172.933	111.562	61.372	35,49
	ELAZIĞ	908.762	838.366	70.396	7,75
	MALATYA	1.210.434	1.090.285	120.148	9,93
	TUNCELİ	81.483	72.399	9.084	11,15
	TOPLAM	**2.373.612**	**2.112.612**	**261.000**	**11,00**
ÇAMLIBEL	SİVAS	1.039.153	973.373	65.781	6,33
	TOKAT	552.320	487.823	64.497	11,68
	YOZGAT	569.983	510.944	59.038	10,36
	TOPLAM	**2.161.456**	**1.972.140**	**189.315**	**8,76**

BÖLGE	MÜESSESE	SATIN ALINAN TOPLAM ENERJİ	SATILAN BRÜT ENERJİ	KAYIP-KAÇAK	KAYIP-KAÇAK ORANI %
TOROSLAR	ADANA	3.697.803	3.371.764	326.039	8,82
	GAZİANTEP	4.224.967	3.822.253	402.714	9,53
	HATAY	3.225.381	2.914.515	310.866	9,64
	MERSİN	2.775.975	2.444.397	331.578	11,94
	OSMANİYE	456.080	423.110	32.970	7,23
	KİLİS	104.165	92.189	11.975	11,50
	TOPLAM	**14.484.371**	**13.068.228**	**1.416.144**	**9,78**
MERAM	KIRŞEHİR	286.401	262.635	23.765	8,30
	NEVŞEHİR	575.785	533.780	42.006	7,30
	NİĞDE	798.808	730.479	68.329	8,55
	AKSARAY	458.085	422.434	35.652	7,78
	KONYA	3.316.157	3.058.379	257.778	7,77
	KARAMAN	453.530	418.584	34.947	7,71
	TOPLAM	**5.888.768**	**5.426.291**	**462.477**	**7,85**
BAŞKENT	KASTAMONU	524.798	480.712	44.087	8,40
	ANKARA	8.105.103	7.411.349	693.754	8,56
	KIRIKKALE	344.591	318.762	25.829	7,50
	ZONGULDAK	965.754	855.278	110.476	11,44
	BARTIN	265.952	238.721	27.231	10,24
	ÇANKIRI	226.505	207.788	18.717	8,26
	KARABÜK	480.016	452.994	27.022	5,63
	TOPLAM	**10.912.720**	**9.965.603**	**947.117**	**8,68**
AKDENİZ	ANTALYA	4.785.739	4.306.352	479.387	10,02
	BURDUR	526.334	485.287	41.048	7,80
	ISPARTA	855.989	800.580	55.409	6,47
	TOPLAM	**6.168.063**	**5.592.219**	**575.843**	**9,34**
GEDİZ	İZMİR	12.217.939	11.155.643	1.062.296	8,69
	MANİSA	2.042.748	1.877.157	165.591	8,11
	TOPLAM	**14.260.687**	**13.032.800**	**1.227.887**	**8,61**
ULUDAĞ	BALIKESİR	2.028.371	1.826.368	202.003	9,96
	BURSA	6.985.974	6.557.125	428.850	6,14
	ÇANAKKALE	828.591	753.242	75.349	9,09
	YALOVA	345.207	305.069	40.139	11,63
	TOPLAM	**10.188.144**	**9.441.804**	**746.340**	**7,33**
TRAKYA	EDİRNE	951.440	857.151	94.289	9,91
	KIRKLARELİ	1.191.589	1.106.714	84.875	7,12
	TEKİRDAĞ	3.295.718	3.045.225	250.493	7,60
	TOPLAM	**5.438.748**	**5.009.090**	**429.658**	**7,90**
ANADOLU	ANADOLU	9.008.417	8.165.594	842.823	9,36
	TOPLAM	**9.008.417**	**8.165.594**	**842.823**	**9,36**

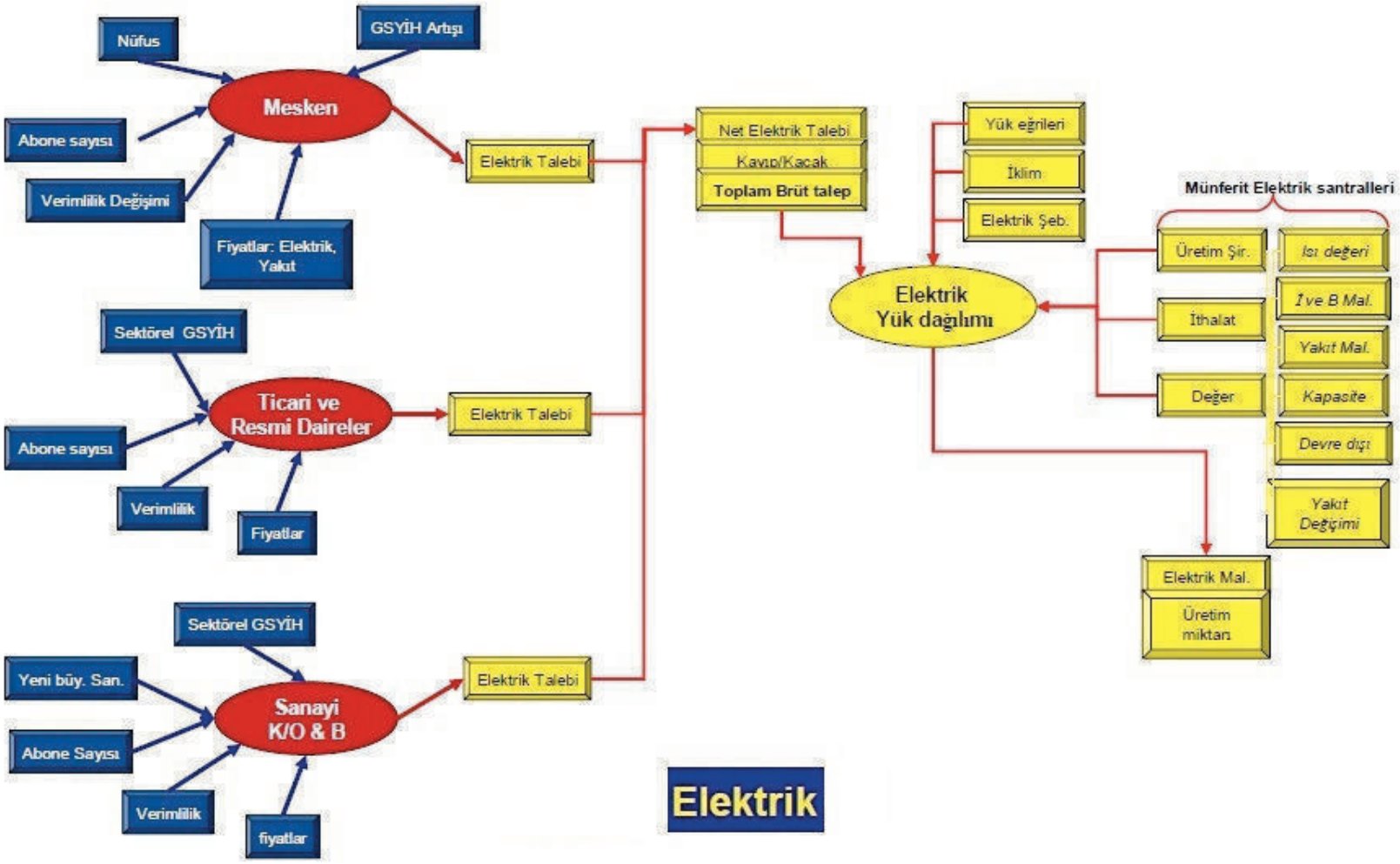
BÖLGE	MÜESSESE	SATIN ALINAN TOPLAM ENERJİ	SATILAN BRÜT ENERJİ	KAYIP-KAÇAK	KAYIP-KAÇAK ORANI %
SAKARYA	SAKARYA	1.734.360	1.573.065	161.295	9,30
	BOLU	564.846	535.199	29.647	5,25
	DÜZCE	556.311	507.534	48.776	8,77
	KOCAELİ	5.555.858	5.274.141	281.716	5,07
	TOPLAM	**8.411.375**	**7.889.941**	**521.434**	**6,20**
OSMANGAZİ	AFYON	1.046.549	974.527	72.022	6,88
	BİLECİK	999.875	962.074	37.801	3,78
	ESKİŞEHİR	1.279.884	1.183.267	96.617	7,55
	KÜTAHYA	881.726	822.200	59.526	6,75
	UŞAK	881.313	827.260	54.053	6,13
	TOPLAM	**5.089.347**	**4.769.328**	**320.019**	**6,29**
BOĞAZİÇİ	BOĞAZİÇİ	20.559.464	17.986.651	2.572.812	12,51
	TOPLAM	**20.559.464**	**17.986.651**	**2.572.812**	**12,51**
MENDERES	AYDIN	1.795.900	1.654.251	141.648	7,89
	DENİZLİ	2.291.822	2.188.327	103.496	4,52
	MUĞLA	1.993.213	1.815.671	177.542	8,91
	TOPLAM	**6.080.935**	**5.658.249**	**422.686**	**6,95**
GÖKSU	ADIYAMAN	932.315	827.897	104.418	11,20
	K.MARAŞ	2.458.098	2.292.897	165.201	6,72
	TOPLAM	**3.390.412**	**3.120.794**	**269.619**	**7,95**
YEŞİLIRMAK	AMASYA	452.283	409.859	42.424	9,38
	ÇORUM	628.296	566.329	61.967	9,86
	ORDU	875.173	787.891	87.282	9,97
	SAMSUN	2.007.810	1.844.745	163.065	8,12
	SİNOP	249.314	220.753	28.561	11,46
	TOPLAM	**4.212.875**	**3.829.577**	**383.299**	**9,10**

GENEL TOPLAM	**148.028.004**	**126.086.183**	**21.941.821**	**14,82**

EK-6: OECD Ülkelerinde Elektrik tüketimi ve Şebeke kayıp ve kaçakları (2006 verilerine göre)

ÜLKE	KWh/kişi	Tüketim Milyar KWh	Kayıp %	Kaçak %	Kayıp-Kaçak Toplamı %
Türkiye	1.479	103	7	16	23
Meksika	1.722	173	7	11	18
Macaristan	3.281	33	7	6	13
Polonya	2.825	108	7	6	13
Yeni Zelanda	8.779	35	7	5	12
İrlanda	5.609	22	7	2	9
Çek Cumhuriyeti	5.255	54	7	2	9
İspanya	5.250	213	6	3	9
Norveç	24.068	109	7	1	8
Yunanistan	4.435	49	7	1	8
Fransa	6.848	419	7	0	7
Amerika	12.558	3.610	6	0	6
Kore	6.209	296	6	0	6
İzlanda	26.466	8	5	0	5
Avusturya	6.964	56	5	0	5
Belçika	7.784	80	4	0	4
Hollanda	6.441	104	4	0	4
Almanya	6.235	514	4	0	4
Finlandiya	15.480	86	3	0	3
Lüksemburg	12.600	6	3	0	3

EK-7: Elektrik Talebinin Değerlendirilmesi



EK-8: Elektrik Enerji Talep Tahminleri Sonucu Oluşan Durumlar

Elektrik Enerjisi Tüketimi Gerçekleşme ve Yapılan Talep Projeksiyonları (Milyar kWh)

	Elektrik Tüketimi	PROJEKSİYONLAR												
		Politikalar 1985	1987	1988/ 1	1988/ 2	5. En. Kong. 1990	1990/ 2	1993	6. En. Kong. 1994	1996	2000	2002/ 1	2002/ 2	2004
1984	33,3													
1985	36,4	35,9												
1986	40,5	40,5												
1987	44,9	45,2												
1988	48,4	50,5	51,6											
1989	52,6	56,4	57,9	57,9	55,5	52,6	52,6							
1990	56,8	62,0	65,0	64,9	61,8	56,5	56,8							
1991	60,5	68,0	71,7	71,9	68,2	68,2	68,2							
1992	67,2	74,6	79,0	79,2	75,3	75,3	75,3							
1993	73,4	81,8	87,2	87,3	83,1	83,1	83,1	71,7						
1994	77,8	89,6	96,1	96,1	91,8	91,8	91,8	80,4	81,0					
1995	85,5	98,3	105,9	105,9	101,2	101,2	93,0	88,4	87,2					
1996	94,8	106,9	115,6	115,6	110,6	110,6	100,8	96,8	94,6					
1997	105,5	116,3	126,8	126,8	120,6	120,6	109,3	106,0	102,5	105,3				
1998	114,0	126,5	138,9	138,9	131,6	131,6	118,5	116,1	111,1	113,8				
1999	118,5	137,5	152,3	152,3	143,5	143,5	128,4	127,2	120,3	123,7	118,5			
2000	128,3	149,6	166,8	166,8	156,5	156,5	139,3	139,3	130,4	134,3	126,8	128,3	128,3	
2001	126,9		177,0	177,0	165,3	168,0	150,8	150,7	140,9	146,2	138,8	127,3	126,9	
2002	132,6		189,3	189,3	178,1	180,2	163,2	163,2	151,7	158,0	151,4	133,4	132,3	
2003	141,2		202,5	202,5	191,9	193,4	176,7	176,7	163,4	170,8	165,2	151,5	142,5	
2004	150,0		216,5	216,5	206,7	207,5	191,3	191,3	176,0	184,6	180,2	172,1	158,2	
2005	160,8		231,5	231,5	222,7	222,7	207,1	207,1	189,6	199,6	196,6	195,5	175,7	160,5
2006	174,6		247,6	247,6	239,9	239,9	224,2	224,2	203,7	215,2	213,2	211,0	190,7	176,4
2007	190,0		264,8	264,8	258,5	258,5	242,7	242,7	218,8	231,8	231,1	227,8	207,1	190,7
2008	198,0		283,1	283,1	278,5	278,5	262,7	262,7	235,1	249,7	250,6	245,9	224,8	206,4

Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonlarının Tüketimi Gerçekleşmesine Göre Sapma Oranları (%)

	PROJEKSİYONLAR												
	Politikalar 1985	1987	1988/ 1	1988/ 2	5. En. Kong. 1990	1990/ 2	1993	6. En. Kong. 1994	1996	2000	2002/ 1	2002/ 2	2004
1984													
1985	-1,4												
1986	0,0												
1987	0,7												
1988	4,3	6,6											
1989	7,2	10,1	10,1	5,5	0,0	0,0							
1990	9,2	14,4	14,3	8,8	-0,5	0,0							
1991	12,4	18,5	18,8	12,7	12,7	12,7							
1992	11,0	17,6	17,9	12,1	12,1	12,1							
1993	11,4	18,8	18,9	13,2	13,2	13,2	-2,3						
1994	15,2	23,5	23,5	18,0	18,0	18,0	3,3	4,1					
1995	15,0	23,9	23,9	18,4	18,4	8,8	3,4	2,0					
1996	12,8	21,9	21,9	16,7	16,7	6,3	2,1	-0,2					
1997	10,2	20,2	20,2	14,3	14,3	3,6	0,5	-2,8	-0,2				
1998	11,0	21,8	21,8	15,4	15,4	3,9	1,8	-2,5	-0,2				
1999	16,0	28,5	28,5	21,1	21,1	8,4	7,3	1,5	4,4	0,0			
2000	16,6	30,0	30,0	22,0	22,0	8,6	8,6	1,6	4,7	-1,2	0,0	0,0	
2001		39,5	39,5	30,3	32,4	18,8	18,8	11,0	15,2	9,4	0,3	0,0	
2002		42,8	42,8	34,4	35,9	23,1	23,1	14,4	19,2	14,2	0,6	-0,2	
2003		43,5	43,5	36,0	37,0	25,2	25,2	15,8	21,0	17,0	7,3	1,0	
2004		44,3	44,3	37,8	38,3	27,5	27,5	17,3	23,1	20,1	14,7	5,5	
2005		44,0	44,0	38,5	38,5	28,8	28,8	17,9	24,1	22,3	21,6	9,3	-0,2
2006		41,8	41,8	37,4	37,4	28,4	28,4	16,7	23,3	22,1	20,8	9,2	1,0
2007		39,4	39,4	36,1	36,1	27,7	27,7	15,2	22,0	21,6	19,9	9,0	0,4
2008		43,0	43,0	40,7	40,7	32,7	32,7	18,7	26,1	26,6	24,2	13,5	4,2

ÖZGEÇMİŞ

Harun GÜLAN

Fırat Üniversitesi
Mühendislik Fakültesi
Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü
Elazığ

Tel: 532 – 6546733
E.posta: harungulan@hotmail.com

1985 Elazığ'da doğdu.

1996 – 2003 Elazığ Anadolu Lisesini tamamladı.

2003 – 2007 Fırat Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Elektrik – Elektronik Mühendisliği Bölümünden mezun oldu.

2007 – …. Fırat Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalında yüksek lisans tez çalışmasına başladı.

2009 – …. Tunceli Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümünde Araştırma Görevlisi olarak çalışmaya başladı.